



REPUBLIKA HRVATSKA

MINISTARSTVO ZASTITE
OKOLISA I ENERGETIKE

Analize i podloge za izradu
Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske
BIJELA KNJIGA



Energetski institut Hrvoje Požar | Zagreb | svibanj 2019.

Oznaka ugovora:

UG-18-00098/1

Pružatelj usluge:Energetski institut Hrvoje Požar
Savska cesta 163, Zagreb**Naručitelj:**Ministarstvo zaštite okoliša i energetike
Radnička cesta 80, Zagreb

Analize i podloge za izradu Strategije energetskog razvoja Republike Hrvatske

Bijela knjiga

Voditelj studije:

Goran Granić

Autori:

A. Kojaković	A. Mandarić	A. Bačan	B. Kulišić	B. Jelavić
B. Vuk	B. Židov	D. Golja	D. Bajš	D. Đurđević
D. Šaša	G. Čogelja	K. Stupin	L. Horvath	M. Matosović
M. Božičević Vrhovčak		M. Zidar	M. Salopek	M. Tot
M. Perović	M. Skok	M. Zeljko	N. Matijašević	R. Fabek
S. Živković	S. Knežević	T. Baričević	T. Čop	T. Borković
V. Vorkapić	Ž. Jurić	Ž. Fištrek	D. Pešut	V. Bukarica
G. Granić	D. Jakšić	L. Krstanović	A. Kinderman Lončarević	
J. Brajković	M. Karan	D. Maljković	G. Majstrovic	A. Knezović

Oznaka studije:

STU-19-00013/1

Zagreb, svibanj 2019.

Autorska prava

Svi podaci i dokumenti koje dostavi Naručilatelj, vlasništvo su Naručilatelja i Pružatelj usluge ne može ih na bilo koji način koji je izvan okvira Ugovora koristiti, objaviti i proslijediti bez prethodnog pisanog odobrenja Naručilatelja.

Pružatelj usluge se obvezuje čuvati kao poslovnu tajnu sve podatke koje dobije od Naručilatelja ili trećih osoba po nalogu Naručilatelja u vezi Ugovora. Poslovnu tajnu će predstavljati i svi podaci koje pripremi Pružatelj usluga ili njegovi podizvođači u svrhu izvršenja Ugovora.

Isključenje od odgovornosti

Pružatelj usluge nije ni na koji način odgovoran za način primjene iznijetih rezultata Studije. Ta je odgovornost u potpunosti na Naručilatelju.

Razina povjerljivosti

02 – dostupno samo za djelatnike Pružatelja usluge i Naručilatelja

Povijest izrade

Inačica	Datum	Komentar	Pregledali	Odobrio
KONAČNA V.03	10. svibnja 2019.	-	Robert Fabek Sandra Antešević	Goran Granić
KONAČNA V.03	22. ožujka 2019.	-	Robert Fabek Sanja Živković	Goran Granić
KONAČNA V.02	15. ožujka 2019.	-	Robert Fabek Sanja Živković	Goran Granić
KONAČNA V.01	1. ožujka 2019.	-	Marko Matosović Anita Knezović	Goran Granić
NACRT V.01	1. veljače 2019.	-	Mario Tot Anita Knezović Marko Matosović	Goran Granić

SADRŽAJ

UVOD	1
1. STANJE ENERGETSKOG SEKTORA	4
1.1. Energetske rezerve i potencijali.....	4
1.1.1. Fosilna goriva	4
1.1.2. Obnovljivi izvori	7
1.2. Potrošnja energije	13
1.2.1. Ukupna potrošnja energije.....	13
1.2.2. Neposredna potrošnja energije.....	14
1.3. Zadovoljenje potreba za energijom	15
1.3.1. Proizvodnja i dobava prirodnog plina.....	15
1.3.2. Proizvodnja i dobava nafte i naftnih derivata	16
1.3.3. Proizvodnja i dobava električne energije	17
1.3.4. Proizvodnja toplinske energije (centralizirani toplinski sustavi)	19
1.4. Infrastruktura energetskog sustava	20
1.4.1. Plinski sustav	20
1.4.2. Naftni sustav	21
1.4.3. Elektroenergetski sustav	22
1.4.4. Centralizirani toplinski sustavi.....	26
1.5. Emisija stakleničkih plinova iz energetskog sektora	27
1.6. Regulatorni okvir i zakonodavstvo	28
1.7. Tržište i cijene energije	43
1.7.1. Plin	43
1.7.2. Naftni derivati	45
1.7.3. Toplinska energija	46
1.7.4. Električna energija.....	47
1.8. Međunarodne obveze	50
2. PRETPOSTAVKE RAZVOJA	54
2.1. Demografski razvoj	54
2.2. Gospodarski razvoj	56
2.3. Tehnološki razvoj	58
2.3.1. Hidroenergija	58
2.3.2. Vjetroelektrane	59
2.3.3. Fotonaponska tehnologija	60
2.3.4. Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja	60
2.3.5. Sunčeva toplinska energija.....	60
2.3.6. Geotermalna energija.....	61

2.3.7.	Termoelektrane na fosilna goriva	62
2.3.8.	Nuklearne elektrane	63
2.3.9.	Izdvajanje i geološko skladištenje ugljikovog dioksida	65
2.3.10.	Alternativni izvori energije u prometu.....	66
2.3.11.	Biomasa	69
2.3.12.	Sustavi daljinskog grijanja	69
2.3.13.	Spremnici energije.....	70
2.3.14.	<i>Power to gas</i> i <i>power to liquid</i> tehnologije.....	70
2.3.15.	Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije.....	71
2.4.	Kretanje cijena i troškova u energetsom sektoru	72
2.4.1.	Cijene goriva	72
2.4.2.	Cijene na tržištu električne energije	73
2.4.3.	Cijene emisijskih jedinica.....	74
2.5.	Ciljevi EU i zakonodavni okvir	75
2.5.1.	Ciljevi EU.....	75
2.5.2.	Zakonodavni okvir EU	76
3.	RAZVOJ ENERGETSKOG SUSTAVA	90
3.1.	Ciljevi razvoja.....	90
3.2.	Scenariji razvoja.....	90
3.2.1.	Ukupne potrebe za energijom i potrošnja energije.....	92
3.2.2.	Elektroenergetski sustav	110
3.2.3.	Nafta i naftni derivati.....	119
3.2.4.	Prirodni plin	122
3.2.5.	Toplinarstvo.....	129
3.3.	Sigurnost opskrbe	131
3.3.1.	Općenito o sigurnosti opskrbe	131
3.3.2.	Sigurnost opskrbe u energetici	132
3.3.3.	Elektroenergetski sektor	133
3.3.4.	Sektor prirodnog plina	133
3.3.5.	Naftni sektor	136
3.4.	Energetska učinkovitost	137
3.5.	Pokazatelji razvoja	138
3.5.1.	Vlastita opskrbljenost	138
3.5.2.	Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije	141
3.5.3.	Udio OIE u proizvodnji električne energije	141
3.5.4.	Poboljšanje energetske učinkovitosti / uštede energije	143
4.	UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA OKOLIŠ.....	146
4.1.	Emisija stakleničkih plinova.....	146
4.2.	Održivo korištenje prirodnih dobara.....	148

4.2.1.	Načela zaštite okoliša i održivog korištenja prirodnih dobara	148
4.2.2.	Osjetljivost prostora na izgradnju objekata OIE	149
5.	UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA GOSPODARSKI RAZVOJ.....	162
5.1.	Ulaganja u energetske sektor	162
5.2.	Smjernice financiranja provedbenih mjera.....	164
5.3.	Razvoj OIE u razdoblju 2020. – 2030. godine	166
5.3.1.	CO ₂ ciljevi.....	166
5.3.2.	Trendovi na tržištu električne energije	166
5.3.3.	Financiranje OIE projekata i pogled financijskih institucija	169
5.3.4.	Vizija razvoja OIE u razdoblju 2020. – 2030. godine.....	172
5.3.5.	Izazovi i preporuke rješenja	181
5.4.	Udio ulaganja u BDP-u.....	183
6.	POVEZANOST ENERGETIKE S DRUGIM SEKTORIMA.....	186
6.1.	Razvoj tržišta i ekonomskih odnosa tijekom tranzicije	187
6.2.	Financijski sektor u energetske tranziciji.....	189
6.3.	Uloga područne i lokalne samouprave u energetske tranziciji	190
6.4.	Integracija smjernica energetske strategije u sustav prostornog planiranja	191
6.5.	Sektor energetike i biogospodarstvo	192
6.6.	Energetska uporaba otpada	194
6.7.	Energetsko siromaštvo i primjena modela socijalne pomoći u potrošnji energije u kućanstvima	195
6.8.	Planiranje u tranziciji	197
6.8.1.	Energetska statistika	198
6.8.2.	Strateško planiranje.....	199
6.8.3.	Planovi razvoja	199
6.9.	Regionalna suradnja	200
7.	ZAKLJUČNA RAZMATRANJA	204
8.	POPIS SLIKA.....	216
9.	POPIS TABLICA.....	220
10.	POPIS KRATICA	222

UVOD

U prethodnom razdoblju izrađena je Zelena knjiga, analitičke podloge za izradu nove energetske strategije, u kojoj su prezentirani rezultati analiza mogućih scenarija energetskog razvoja do 2050. godine, a na temelju projekcija demografskog i gospodarskog razvoja Republike Hrvatske. Podloge za kreiranje scenarija su obveze smanjenja emisija CO₂ i drugih stakleničkih plinova, koji smanjuju prostor za upotrebu fosilnih sirovina, a promoviraju tehnologije obnovljivih izvora energije (OIE). Izrada scenarija temeljila se na ekonomskim analizama najmanjih troškova za kupce energije, a na temelju pretpostavki kretanja cijena energenata i emisijskih dozvola. Odlučujući utjecaj na destimuliranje fosilnih goriva u odnosu na obnovljive izvore ima cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova na EU ETS tržištu. Očekivani trendovi određeni su od strane Europske komisije i u neposrednom razdoblju imaju sporiji rast, dok se u razdoblju iza 2035. godine očekuje znatno brži rast. S obzirom na događanja u 2018. godini, dinamika rasta cijene emisijskih jedinica mogla bi se u neposrednoj budućnosti ubrzati, a ovisit će o preporukama Europske komisije.

Scenariji energetskog razvoja temelje se i na očekivanju tehnološkog razvoja, gdje se posebno ističu velika očekivanja u razvoju skladištenja energije, koja će biti presudna za cijeli proces implementacije obnovljivih izvora i za elektromobilnost. Realno je očekivati da će međunarodna istraživačka zajednica odgovoriti na taj izazov, a teško je predvidjeti dinamiku tog procesa. Za hrvatsku je energetiku važno tržišno vrednovanje skladištenja energije i prihvatljivost cijena.

Javna rasprava Zelene knjige ukazala je na neka važna pitanja:

- „Nedovoljno angažiranje obnovljivih izvora“ – konstatacija je vezana za pitanje treba li Republika Hrvatska ambiciozniji program smanjivanja emisija stakleničkih plinova ili ne. Realno je očekivati da će se u narednom razdoblju ti ciljevi povećavati i da će se proces ubrzavati, ali u ovom trenutku nije potrebno povećavati ciljeve nego ih treba imati u vidu.
- „Nedovoljne količine plina“ – konstatacija koja nije sukladna nužnom cilju smanjenja emisija CO₂ i drugih stakleničkih plinova. Bez obzira na procjene da će se potrošnja plina u razmatranom razdoblju do 2050. godine postepeno smanjivati u Scenariju 1, plin ima važnu ulogu u tranziciji energetskog sektora i održavanju sigurnosti opskrbe. Zbog toga je važno Scenarij 2 prihvatiti kao nužni scenarij za očuvanje sigurnosti opskrbe i izgradnje plinske infrastrukture. Ostaje otvoreno pitanje budućnosti tehnologija izdvajanja i skladištenja CO₂, pa iako do sada nije ostvarena komercijalizacija navedenih istraživanja, treba ostati otvoren za mogućnost njene kasnije veće primjene.
- „Scenarij 1 je preambiciozan“ – neosporno je da su potrebe upotrebe obnovljivih izvora velike, posebno u segmentu proizvodnje električne energije i u elektromobilnosti. Međutim, ti ciljevi nisu nedostižni, ali će uvelike ovisiti o samom tržištu i komercijalnosti projekata, kao i promjeni pristupa u planiranju, pripremi i izgradnji, posebno u segmentu administracije projekata.

- „Kolika će biti cijena za krajnje kupce“ – važno pitanje, jer je cijene nemoguće egzaktno predvidjeti i za slučaj da nema tranzicije. Tranzicija u strukturi izvora energije nije jedina tranzicija koja će se događati. Istodobno će se događati i tranzicija strukture troškova i potreba za energijom. Povećanjem učinkovitosti smanjivat će se potrebe za energijom, posebno u energetskej obnovi zgrada, ali također u cijelom lancu od proizvodnje, transporta/prijenosa, distribucije i potrošnje energije. S obzirom na očekivane procese rasta investicijskih troškova, zbog dinamične izgradnje obnovljivih izvora, smanjenja specifičnih investicija zbog tehnološkog razvoja, smanjenja potreba za energijom te povećanja troškova sigurnosti opskrbe, ukupni troškovi za energiju smanjivat će se u odnosu na ukupna primanja građana. Na početku tranzicijskog procesa zbog očekivanog porasta cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova porast će i troškovi, ali će se ta sredstva vraćati za potporu tranziciji pa će sa zadržkom imati pozitivni utjecaj na tranziciju.
- „Kako realizirati tranziciju energetskeg sektora“ – pitanje koje definira ključni izazov cijele tranzicije. Ako bi se tranzicija događala po pravilima iz prethodnih desetak godina, vjerojatnost uspjeha je vrlo mala. Potrebno je promijeniti pristup, smanjiti administraciju, tržište postaviti u prvi plan kao nosivu komponentu cijelog procesa, a potpore svesti prije svega na zahtjevniju komponentu tranzicije, energetske obnovu zgrada te one programe koji imaju manji tržišni potencijal, ali su dio kružnog biogospodarstva.

Bijela knjiga, drugi korak u izradi Strategije, bavi se pitanjima provedbe tranzicije energetskeg sektora. Projektirana tranzicija je opća i obuhvatit će sve građane i pravne osobe pa je zbog toga potrebno kontinuirano raditi na smanjenju administracije, edukaciji i promociji dobre prakse.

Promjene koje se predviđaju u tranziciji stavljaju kupca u aktivnu poziciju, znatno više nego do sada, kao potencijalnog proizvođača energije i mogućeg trgovca te u svakom slučaju aktivnog subjekta u gospodarenju energijom i upravljanjem troškovima, koje donose napredne tehnologije mjerenja i upravljanja potrošnjom. Aktivnosti i mogućnosti kupca ne prestaju izborom opreme i trošila, nego se protežu kroz cijelo vrijeme korištenja energije.

Tranzicija je veliki izazov za proizvođače opreme i uređaja koji će se brzo morati prilagoditi promjenama, posebno uvjetima digitalizacije i korištenja novih tehnologija. Vrlo će važna biti suradnja znanstveno-istraživačke zajednice, njeno povezivanje s gospodarstvom i ukupno povezivanje s međunarodnom znanstvenom i istraživačkom zajednicom.

Obrazovni sustav također se treba prilagoditi tranziciji, jer ona traži znatno više općih i specijalističkih znanja, koja do sada nisu postojala, ili su bila u samom začetku.

Prve promjene treba doživjeti državna i lokalna administracija koja će upravljati dinamičnim procesom i u isto vrijeme stvarati sve uvjete za realizaciju tranzicije, od prostornih, pravnih do administrativno-upravnih aktivnosti.

1

STANJE
ENERGETSKOG
SEKTORA



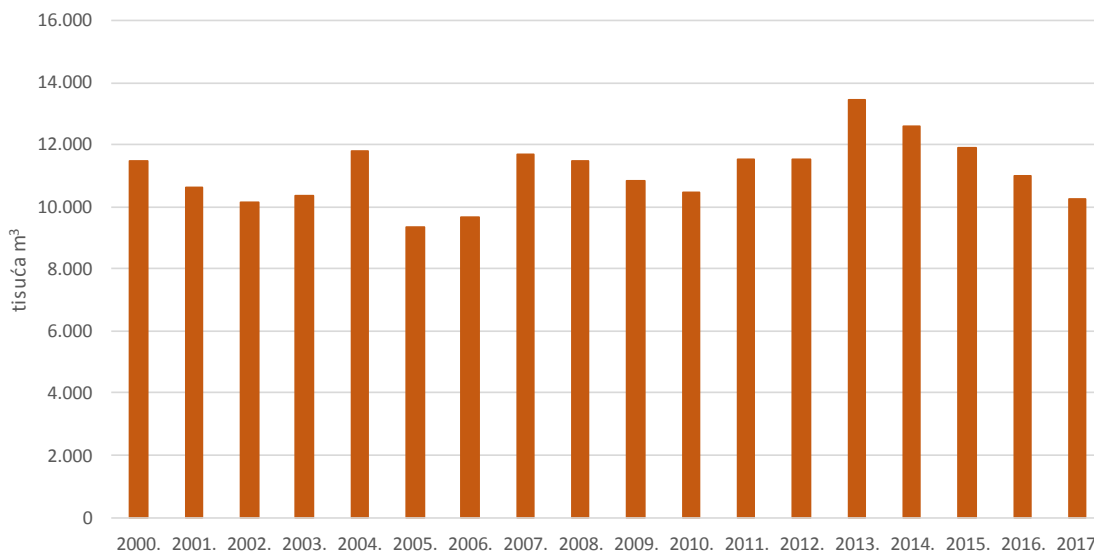
1. STANJE ENERGETSKOG SEKTORA

1.1. Energetske rezerve i potencijali

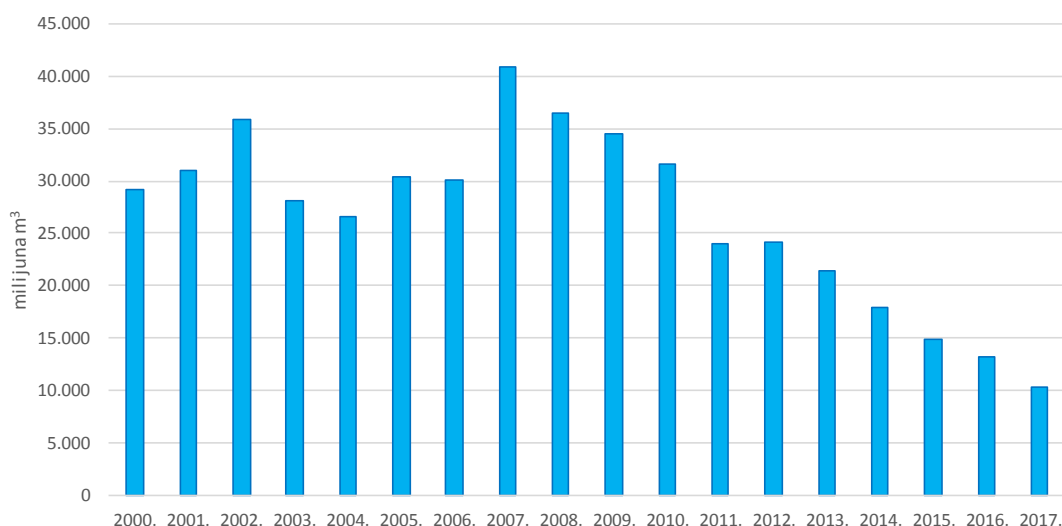
1.1.1. Fossilna goriva

U Republici Hrvatskoj postoje tri naftno-geološka područja značajna za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. To su Panonski bazen, Dinaridi i Jadransko podmorje. Najvažnije područje pripada Panonskom bazenu u kojem je značajnija proizvodnja započela pedesetih godina prošlog stoljeća. Na sjevernom Jadranu otkriveno je 17 plinskih polja, a ležišta se uglavnom nalaze između 500 m i 1 000 m dubine. Plin se proizvodi iz 3 eksploatacijske koncesije na 11 plinskih polja. Na kontinentalnom području Republike Hrvatske postoje 57 eksploatacijska polja od kojih se na 17 pridobiva nafta, na 25 nafta i plin, a na 15 eksploatacijskih polja plin i kondenzat.

Promatrano od 2000. godine, bilančne rezerve nafte i kondenzata kreću se između 9,0 i 13,5 milijuna m³. Važno je napomenuti da se od 2013. godine bilježi stalni pad rezervi nafte i kondenzata. Bilančne rezerve plina u stalnom su padu od 2007. godine, a u 2017. godini bile su na razini od svega 25 % rezervi zabilježenih 2007. godine.



Slika 1.1. Bilančne rezerve nafte i kondenzata u RH od 2000. do 2017. godine



Slika 1.2. Bilančne rezerve prirodnog plina u RH od 2000. do 2017. godine

Postojeća eksploatacijska polja u visokom su stupnju iscrpljenosti te su na mnogima primijenjene sekundarne metode pridobivanja ugljikovodika. S krajem 2017. godine ukupan iscrpак nafte iznosio je 32,9 %, kondenzata 55,1 % te plina 56,6 %. Planirani iscrpак nafte svega je 3 % veći od ostvarenog i iznosi 35,6 %. Kod plina je on nešto veći i iznosi 64,2 %. Kako bi se povećale bilančne rezerve nafte i plina odnosno produljio proizvodni vijek postojećih polja, potrebna su znatna ulaganja u primjenu novih tehnologija za pridobivanje nafte i plina. Osim toga, povećanje rezervi moguće je dodjelom novih dozvola za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika i otkrivanjem novih potencijala.

Tablica 1.1. Stanje rezervi ugljikovodika u RH na dan 31.12.2017. godine

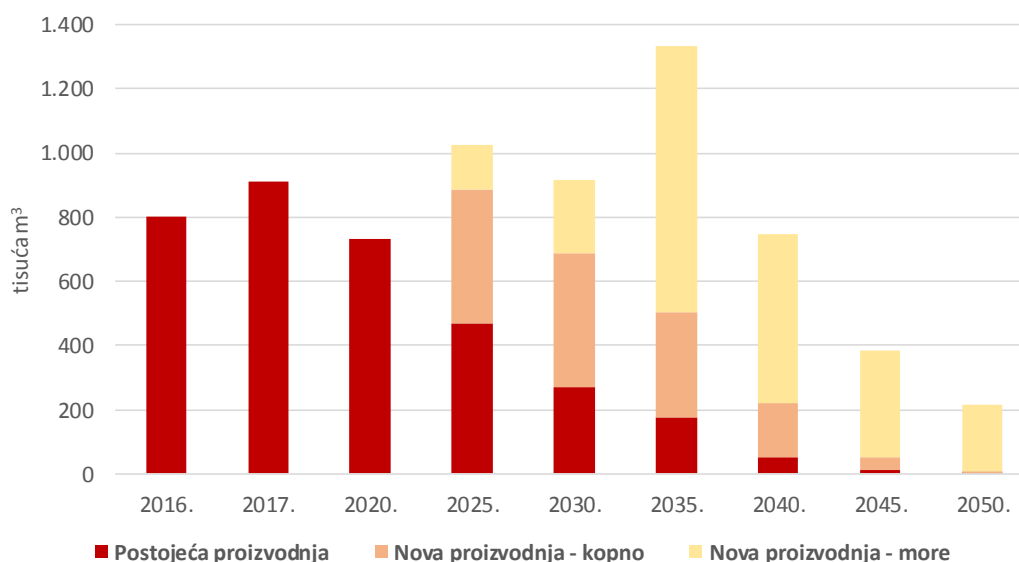
Vrsta	Mjerna jedinica	Ukupno utvrđene rezerve	Ukupno pridobivene količine do 31.12.2017.	Bilančne rezerve	Iscrpак	
					Ostvaren	Predviđen
Nafta	tisuća m ³	340 353	111 796	9 954	32,85 %	35,56 %
Kondenzat	tisuća m ³	18 667	10 288	1 073	55,11 %	60,30 %
Plin	milijuna m ³	155 730	88 210	10 286	56,64 %	64,15 %

Izvor: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike

Ukoliko ne dođe do dodatnih ulaganja u obnavljanje rezervi, a uzimajući u obzir stupanj iscrpljenosti postojećih eksploatacijskih polja, trend smanjenja proizvodnje te životni vijek postojećih polja, za očekivati je da će vrlo brzo nakon 2030. godine pridobive količine postati nedovoljne za isplativu eksploataciju.

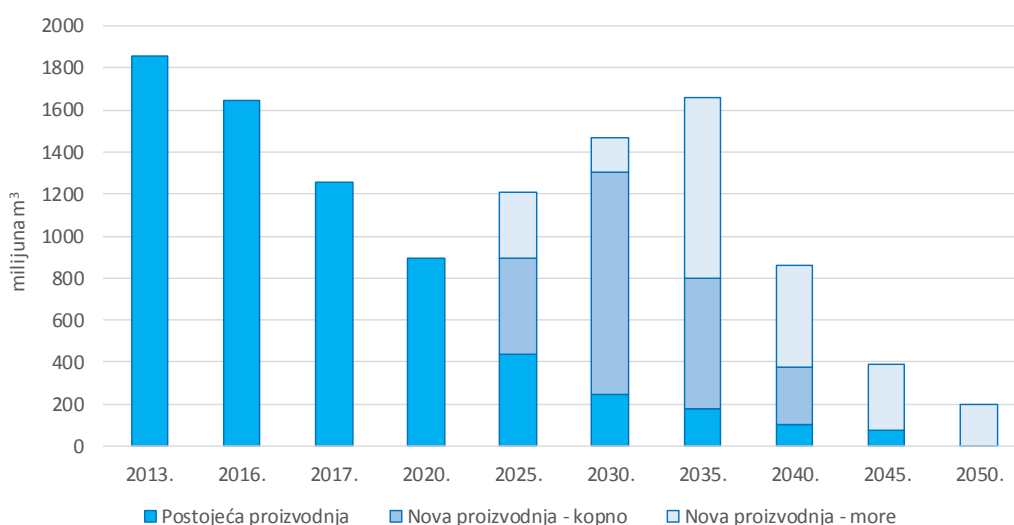
Projekcije proizvodnje nafte i plina do 2050. godine prikazane su na slikama u nastavku. Projekcije uzimaju u obzir daljnja ulaganja u obnavljanje rezervi. U skladu s time, pretpostavljeno je da će doći do komercijalnih otkrića koje će ući u fazu eksploatacije 2025. godine, a puni proizvodni potencijal naftnih polja očekuje se u razdoblju između 2030. i 2035. godine. Nakon 2035. godine pretpostavljen je kontinuirani pad proizvodnje nafte koja bi u 2050. iznosila oko 220 000 m³. Sve navedene projekcije i pretpostavke ovisiti će o intenzitetu

novih istraživanja ugljikovodika, a koja će posljedično rezultirati novom proizvodnjom u određenim vremenskim intervalima zavisno o komercijalnosti novih otkrića. Projekcije su napravljene uz pretpostavku da se već danas započne s intenzivnim novim investicijskim valom u istraživanja ugljikovodika, a koji će uvelike ovisiti o rezultatima nadmetanja za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika u Panonu i Dinaridima koji su objavljeni krajem 2018. godine i početkom 2019. godine.



Slika 1.3. Projekcija proizvodnje nafte i kondenzata do 2050. godine

Analogno proizvodnji nafte, očekuje se i smanjenje proizvodnje prirodnog plina do 2020. godine, nakon čega je pretpostavljeno povećanje proizvodnje kao rezultat eksploatacije novih plinskih polja. Ukoliko investicije u nova istraživanja ugljikovodika rezultiraju novim komercijalnim otkrićima sukladno analiziranom geološkom potencijalu Republike Hrvatske, rast proizvodnje plina očekuje se do 2035. godine nakon čega bi uslijedilo smanjenje proizvodnje.



Slika 1.4. Projekcija proizvodnje prirodnog plina do 2050. godine

1.1.2. Obnovljivi izvori

Potencijal vodotoka (hidroelektrane)

Ukupni prirodni (bruto) hidropotencijal u RH iznosi oko 21,3 TWh, a ukupni tehnički iskoristivi oko 12,4 TWh, od čega je do danas iskorišteno oko 49 % što znači da preostali tj. raspoloživi tehnički hidropotencijal iznosi oko 6,2 TWh. Oko 10 % ukupnog tehnički iskoristivog potencijala odnosi se na potencijal malih vodotoka (≈ 1 TWh/god.).

Tehnički hidropotencijal većih vodotoka na temelju identificiranih projekata za izgradnju velikih hidroelektrana iznosi ukupno oko 1 694 MW s godišnjom proizvodnjom električne energije oko 4,74 TWh. Kako se dio hidropotencijala nalazi na graničnim rijekama, procjenjuje se da RH pripada oko 1 370 MW odnosno oko 3,83 TWh. Što se tiče potencijala projekata reverzibilnih hidroelektrana, ukupna snaga identificiranih projekata iznosi oko 2 276 MW s ukupnom godišnjom proizvodnjom električne energije od 4 612 GWh¹.

Tehnički hidropotencijal malih vodotoka na temelju identificiranih projekata za izgradnju malih hidroelektrana iznosi ukupno oko 149 MW s mogućom proizvodnjom električne energije oko 515 GWh. Manji dio potencijala malih hidroelektrana također se nalazi na graničnim rijekama pa se procjenjuje da RH pripada oko 135 MW odnosno oko 470 GWh.

U nastavku su dane tablice procjene potencijala izgradnje projekata velikih hidroelektrana, crpnih hidroelektrana te malih hidroelektrana.

Tablica 1.2. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata velikih hidroelektrana

Vodotok	Instalirana snaga (MW)	Moguća proizvodnja (GWh/god)
Drava	326,2	1 556,4
Mura	64,7	347,6
Sava	193,4	1 036,5
Kupa	136,0	398,4
Mrežnica	44,2	138,7
Korana	43,2	92,1
Rječina	18,1	48,6
Lika i Gacka	394,0	402
Zrmanja	29,8	91,2
Čikola	19,0	78,3
Krka	53,1	181,7
Ombla	68,0	220,0
Trebišnjica	304,0	150,9
Ukupno	1 693,7	4 742,4

¹ Bruto proizvodnja električne energije (od ove proizvodnje nije oduzeta potrošnja električne energije za pumpanje).

Tablica 1.3. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata crpnih hidroelektrana

Vodotok	Instalirana snaga (MW)	Moguća proizvodnja (GWh/god)
Lokvarka i Ličanka	150	280
Cetina	1 940	4 000
Vuka	186	332
Ukupno	2 276	4 612

Tablica 1.4. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata malih hidroelektrana

Vodotok	Instalirana snaga (MW)	Moguća proizvodnja (GWh/god)
Dobra	19,07	69,7
Mrežnica	22,69	77,13
Korana	15,53	47,78
Kupa	30,88	101,4
Dubračina	5,7	9,3
Gacka	1,8	6,0
Zrmanja	8,8	23,9
Krčić	15,9	74,1
Cetina	6,73	44,7
Ljuta	3,3	9,8
Suvaja (Ričina)	6,5	8,5
Ričica	4,0	11,6
Orljava	0,75	2,79
Kupčina	0,106	0,64
Vitunjčica	0,020	0,07
Butižnica	0,048	0,22
Jadro	0,125	0,53
Ruda	0,149	0,87
Glina	0,58	2,5
Subocka	0,091	0,213
Rječina	0,01	0,04
Lika	1,56	4,7
Bednja	0,862	4,47
Krupa	2,82	10,97
Čabranka	0,052	0,2
Una	0,16	0,5
Curak	0,50	1,7
Kamačnik	0,22	0,6
Ukupno	149,03	514,92

Iz prethodnih tablica može se zaključiti da je Republika Hrvatska bogata hidropotencijalom te da diljem zemlje postoji velik hidropotencijal za izgradnju kako velikih hidroenergetskih sustava tako i projekata malih hidroelektrana.

Potencijal vjetra (vjetroelektrane)

Osim velikih hidroelektrana, vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj po instaliranoj snazi imaju najveći udio među elektranama koja koriste OIE. Krajem 2018. godine u Republici Hrvatskoj u pogonu su bile 22 vjetroelektrane ukupne snage 567 MW što čini 78 % svih OIE koje primaju poticaje na temelju ugovora o otkupu električne energije s HROTE-om. Realno je očekivati da će u okviru sustava poticanja zajamčenom tarifom ukupna snaga vjetroelektrana nakon 2020. godine premašiti 700 MW te da će se tome dodati i novi kapaciteti nakon provođenja natječaja za premijsko poticanje sukladno Zakonu o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (Narodne novine, br. 100/15, 123/16, 131/17, 111/18).

Za desetogodišnje razdoblje (2009. – 2018.) prosječna proizvodnost svih vjetroelektrana po godinama iznosila je 2 342 FLH te je varirala po godinama u rasponu od ± 4 % (ovisno o vjetrovitosti u toj godini te o tehnologiji vjetroatagata).

Radi procjene ukupnih iskoristivih potencijala vjetra na ukupnoj kopnenoj površini Republike Hrvatske provedene su prostorne analize tehničke prihvatljivosti i analize ograničenja vezanih za zaštitu okoliša.

Tehnička prihvatljivost, odnosi se na morfologiju terena (nagibe) i proizvodnost, opravdava izgradnju vjetroelektrane i iskorištavanje vjetropotencijala na određenom prostoru. Proizvodnost (engl. *capacity factor*) je prvenstveno ovisna o brzini (snazi) vjetra, no bitan utjecaj ima i površina rotora koja transformira energiju iz vjetra u kinetičku energiju rotora. Napretkom tehnologije vjetroatagata, posebice lopatica, zadnjih se godina povećava površina rotora te samim time diže i proizvodnost, čime prije tehnički neprihvatljive lokacije s nižim brzinama vjetra (niže od 6 m/s) postaju prihvatljive.

Referentnu kartu za brzinu vjetra² na visini 80 m iznad tla izradio je Državni hidrometeorološki zavod (DHMZ), a prihvatljivi nagibi terena proračunati su na temelju digitalnog modela terena (slojnica) Republike Hrvatske. Preklapom karata brzine vjetra (dijelovi s brzinama vjetra preko 6 m/s) i digitalnog modela terena (prihvatljivi nagibi) određen je tehnički potencijal.

U tablici 1.5. prikazana je površina s prihvatljivim tehničkim potencijalom te reducirane površine s obzirom na primjenu ograničenja vezanih za zaštitu okoliša. U tablici je učinjena podjela na vjetrovitije primorske i manje vjetrovite kontinentalne županije.

Procjenjuje se da će se u konačnici (na projektnoj razini) uslijed ostalih okolišno-prostornih, socijalnih, infrastrukturnih i drugih razloga prostor dodatno reducirati na oko jednu trećinu (cca 1 200 km²). Uz pretpostavku za potreban prostor vjetroelektrane od oko 15 ha/MW³ dolazi se do potencijala od oko **7 000 do 9 000 MW** na cijelom kopnenom teritoriju Republike

² http://meteo.hr/klima.php?section=klima_hrvatska¶m=k1_8; Karta rezolucije 2 km izrađena primjenom numeričkog modelskog sustava prilagođenog prostoru RH, a kao prag brzine vjetra uzeta je mezoskalna brzina vjetra od 4,5 m/s na visini od 80 m. Zbog mikroskalnih efekata, očekivani prag stvarne (realne) srednje godišnje brzine vjetra na ovim prostorima na visini 80 m iznad tla iznosi 5,5-6,0 m/s.

³ Površina je određena za vjetroatagata jedinične snage od 4 MW unutar tipične vjetroelektrane (konzervativno), iako se za kopnene vjetroelektrane u narednim godinama mogu očekivati i više jedinične snage.

Hrvatske, pri čemu raspon reflektira nesigurnosti u raspoloživim kartama vjetra i drugim podlogama. Ovaj rezultat u skladu je s drugim, recentno izrađenim studijama i analizama⁴.

Tablica 1.5. Površine dobivene preklapanjem različitih tematskih sadržaja u prostoru

Županije	Tehnički potencijal (km ²)	Tehnički potencijal s poznatim okolišnim ograničenjima ⁵ (km ²)	Tehnički potencijal s poznatim okolišnim ograničenjima i dodatnim kriterijima ⁶ (km ²)
Kontinentalne	3 392	1 691	1 136
Priobalne	10 550	4 387	2 384
Ukupno	13 942	6 078	3 520

Osim potencijala na kopnu Republika Hrvatska unutar svojih teritorijalnih voda raspolaže i potencijalom energije vjetra iznad morske pučine. Ukupan prostor sagledan s resursne strane u okviru provedenih analiza udaljen je 10 km od linije vanjskih otoka pa sve do granice teritorijalnih voda. On iznosi oko 10 000 km² pučine za koju modelski rezultati brzine vjetra⁷ iznose preko 7 m/s na 80 m iznad mora, posebice u južnom Jadranu.

Sunčeva energija

Srednja godišnja ozračenost vodoravne plohe Sunčevim zračenjem za područje Republike Hrvatske kreće se između 1,20 MWh/m² za planinske krajeve do 1,60 MWh/m² za područje vanjskih otoka.

Do kraja 2017. u Republici Hrvatskoj bilo je instalirano ukupno 51,49 MW fotonaponskih elektrana, uz godišnju proizvodnju električne energije od oko 75 GWh. Najveći udio u snazi, preko 60 %, otpada na distribuirana postrojenja na građevinama.

Kod procjene tehničkog potencijala korištenja fotonaponskih (dalje u tekstu: FN) sustava raščlanjena je primjena prema tipu sustava, odnosno, odvojeno su promatrana centralizirana (neintegrirana) postrojenja i sustavi na građevinama. Neintegrirane FN elektrane zauzimaju relativno veliku površinu, stoga je njihovo smještanje preporučljivo na područjima niske uporabne vrijednosti. Iz razmatranja pogodnih područja izuzeta su zaštićena područja, šumska područja, izgrađena područja i procijenjena površina infrastrukturnih koridora.

FN sustavi na građevinama primarna su niša tržišta FN sustava. Procjena potencijala korištenja FN sustava na građevinama temelji se na ukupnoj površini stambenog i nestambenog sektora, uz pretpostavke udjela povoljnih objekata u pojedinom sektoru, faktoru ispune krova.

⁴ JRC technical reports, Wind potentials for EU and neighbouring countries, Input datasets for the JRC-EU-TIMES Model, 2018.

⁵ Prostori koji udovoljavaju tehničkim uvjetima, a iz kojih su izuzeti prostori s poznatim ograničenjima za smještaj vjetroelektrana: (1) Nacionalni parkovi, (2) Parkovi prirode, (3) Regionalni parkovi, (4) 3 SPA područja (koja pokrivaju dijelove u 4 županije) važna za ptice, (4) 600 m oko izgrađenih zona (kuća, naselja, industrijskih zona itd.), (5) 200m oko stalnih vodotoka i (6) 1000 m od obalne crte.

⁶ U ovome slučaju primijenjeni su i dodatni kriteriji poput šuma (G1.11_21, G1.223, G1.635, G1.6C, G1.6C22, G1.7, G1.7_6C, G1.8733, G1.A1A, G1.A1A_6C, G1.D, G2.12, G2.9, G2.91, G3.1, G3.4C52, G3.52, G3.749, G3.F, G5.6 prema EUNIS – European Nature Information System) za koja je na projektnoj razini potrebno provjeriti uvjete i mogućnosti korištenja prostora.

⁷ S obzirom da na pučini u Jadranu još nisu provedena mjerenja brzine vjetra, modelski podaci imaju višu razinu nesigurnosti.

Tablica 1.6 Procijenjeni tehnički potencijal FN sustava

Tržišni segment	Procijenjeni tehnički potencijal (MW)
Neintegrirane fotonaponske elektrane	5 303
FN sustavi na građevinama (integrirani)	2 718
Ukupno	8 021

Osim FN sustava, za proizvodnju električne energije mogu se koristiti i sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja. Uz ograničenja potrebne površine i konfiguracije terena, ukupni tehnički potencijal može se procijeniti na instaliranu snagu od oko 500 MW.

Kod proizvodnje toplinske energije iz Sunčevog zračenja, procjenjuje se da je do 2017. godine instalirano oko 227 000 m² sunčanih kolektora. Kod procjene tehničkog potencijala adekvatni su svi objekti (stambeni, zdravstveni, turistički, uslužni, sportski itd.) koji imaju centralnu pripremu potrošne tople vode. Također, potencijal primjene nalazi se kao nadopuna i u daljinskim sustavima grijanja koji nemaju kogeneracijski sustav proizvodnje toplinske energije.

Prema trenutnoj procjeni, broj kućanstava koja koriste ovu tehnologiju je ispod 30 000 što potvrđuje veliki potencijal u daljnjoj primjeni (u odnosu na trenutnih 1,4 mil. kućanstava). Također, vrlo mali postotak (procjena ispod 5,0 %) koristi ovu tehnologiju u sektoru usluga i industriji pa i tu postoji značajan tehnički potencijal.

Biomasa

Potencijal biomase u Republici Hrvatskoj se procjenjuje, ali ne i ograničava na 74,01 – 158,91 PJ/godišnje iz postojećih izvora:

- Drvna biomasa: 3,75 – 6,44 milijuna m³/godišnje ili 35,5 – 68 PJ/god. te preko 100 PJ, uz primjenu mobilizacijskih mjera
- Granjevina iz održavanja trajnih nasada: 0,7 – 4,21 PJ/god.
- Posliježetveni ostatci: 18,44 – 57,93 PJ/god.
- Bioplín i biometan: 5,83 – 11,5 PJ/god.
- Ostali otpad: 13,54 - 17,27 PJ/god.

U procijenjeni potencijal nije uključena nekomercijalna sječa i tijekovi drvene biomase, biomasa nastala njegovom šuma, biomasa s degradiranih površina, stajaće i ležeće mrtvo drvo, otpadno drvo s gradilišta, biomasa iz održavanja infrastruktura i vodotokova te otpad, ostatak i nusproizvod iz prerađivačke industrije i biootpad pogodan za AD limitiran službenim izvorima.

Uz postojeći potencijal, biomasa se može uzgajati za proizvodnju biogoriva za prijevoz i to:

- iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo (Prilog B, Prilog IX, RED II): 7 % udjela u bruto neposrednoj potrošnji u 2030. godini s 5,99-6,08 PJ = 104-105 000 ha
- iz neprehrambenih sirovina za potrebe biogoriva i ostalih potreba biogospodarstva (Prilog A, Prilog IX, RED II): 60-109,43 PJ/god. na 280-810 000 ha.

Postojeći potencijal omogućuje predviđenu proizvodnju energije iz biomase za potrebe elektroenergetskog sustava (dalje u tekstu: EES) i toplinarstva te proizvodnju tekućih biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo te iz naprednih tekućih biogoriva.

Udjele energije u prometu iz naprednih biogoriva i biometana iz sirovine s liste A, Priloga IX, RED II od 0,2 % za 2022., 1,0 % za 2025. te 2,5 % za 2030. godinu, moguće je dijelom ostvariti preusmjeravanjem postojećih kogeneracija na bioplin kojima ističe ugovor o povlaštenom otkupu u sektoru prometa, njihovom prilagodbom uvjetima održivosti i minimalnim smanjenjem stakleničkih plinova (Prilozi V i VI RED II) te razvojem novih proizvodnih kapaciteta za biometan kojeg prati i potrošnja (povećanje udjela SPP/SBM u prometu).

Za potrebe dekarbonizacije tržišta prirodnog plina u 2030. godini potrebno je oko 9 PJ plina iz obnovljivih izvora što je na gornjoj granici procijenjenog potencijala biometana iz anaerobne digestije, dok se potencijal proizvodnje sintetičkog biometana (PtCH₄) tek treba procijeniti. Za proizvođače i korisnike biometana u prometu distribucija biometana kroz plinsku mrežu je manje atraktivna opcija od investiranja u punionice pri logističkom centru.

Proizvodnju energije iz biomase, biomasu – sirovinu (prioritet kaskadnom korištenju i sirovini iz tijekova otpada te nusproizvode) kao i nusproizvode (pepeo, digestat, sumpor, CO₂) iz proizvodnje energije iz biomase, treba uklopiti u širu sliku dekarbonizacije društva kroz prelazak na biogospodarstvo.

Geotermalna energija

Hrvatska se može, s obzirom na geotermalni gradijent, podijeliti na dva osnovna područja: Panonsko, koje karakteriziraju visoke vrijednosti gustoće toplinskog toka i visoki geotermalni gradijent i Dinaridi s niskim vrijednostima. U području Panona te u središnjoj Hrvatskoj geotermalni gradijent iznosi preko 4°C na 100 m, dok u Dinaridima doseže samo do 2,5°C/100 m.

Uz brojne pojave geotermalnih voda uz koje su se razvili medicinsko rekreacijski objekti, u okviru istraživanja nafte i plina u drugoj polovici 20. stoljeća u Panonskom području otkrivena su geotermalna ležišta u širokom rasponu temperatura i količina. Najznačajnija su: Kutnjak - Lunjkovec, Velika Ciglena, Bizovac, Draškovec, Babina Greda, Ferdinandovec i Ivanić. Trenutno se eksploatira samo ležište u Bizovcu, dok su projekti u Draškovcu i Velikoj Cigleni već u podmakloj fazi realizacije. U blizini Karlovca otkriveno je značajno geotermalno ležište Rečica, a na području Zagreba i geotermalno polje Zagreb čije je korištenje danas vrlo ograničeno. Veliki potencijal predstavljaju i akviferi dubokih naftnih i plinskih polja u Dravskoj depresiji koji bi se mogli rentabilno koristiti nakon prestanka proizvodnje ugljikovodika s temperaturama vode u okruženju ležišta od gotovo 120°C.

U izračun potencijala uzeto je u obzir 17 poznatih lokacija u Panonskom dijelu Hrvatske, od kojih je 15 razmatrano s opcijom proizvodnje električne i toplinske energije, a dvije samo s proizvodnjom toplinske energije. Potencijal geotermalne energije procijenjen je, ovisno o termičkoj iskoristivosti na 56,5 – 67,6 MWe i 456,0 MWt moguće neto instalirane snage. Uz

razmatrane lokalitete, za koje se smatra da ih je realno moguće staviti u proizvodnju do 2050. godine, postoji i niz drugih lokacija, koje je moguće istraživati te na njima postupati u skladu s rezultatima istraživanja, čiji geotermalni potencijal može dosegnuti i do 100 MWe.

U okviru potencijala geotermalne energije ne treba podcijeniti niti energiju sadržanu u prirodnom plinu otopljenom u geotermalnim vodama koji se separira po crpljenju geotermalne vode, a prije puštanja u sustav elektrane. Takav slučaj je na lokaciji Draškovec gdje se plin izdvojen iz proizvedene geotermalne vode planira koristiti za proizvodnju električne energije.

1.2. Potrošnja energije

1.2.1. Ukupna potrošnja energije

Ukupna potrošnja energije u Hrvatskoj u 2017. godini povećana je u odnosu na ostvarenu ukupnu potrošnju u prethodnoj godini za 3,5 %.

Tablica 1.7. Ukupna potrošnja energije

	Ukupna potrošnja energije (ktoe)						(%)	
	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2017./16.	2012.-17.
Ugljen i koks	631,28	675,11	646,68	605,79	651,01	392,33	-39,7	-9,1
Drvo i biomasa	1 240,90	1 231,16	1 091,36	1 257,55	1 252,17	1 242,20	-0,8	0,021
Tekuća goriva	3 272,34	3 160,84	3 117,96	3 248,38	3 254,98	3 476,92	6,8	1,2
Prirodni plin	2 413,24	2 281,86	2 019,41	2 081,90	2 170,55	2 493,26	14,9	0,7
Vodne snage	415,90	741,33	774,39	549,50	589,17	456,35	-22,5	1,9
Električna energija	638,95	332,67	339,90	583,75	475,58	597,91	25,7	-1,3
Neobnovljivi otpad	8,14	8,74	10,15	9,31	10,15	11,53	13,6	7,2
Obnovljivi izvori	91,04	109,81	138,87	152,97	160,93	195,70	21,6	16,5
UKUPNO	8 711,79	8 541,52	8 138,72	8 489,15	8 564,55	8 866,21	3,5	0,4

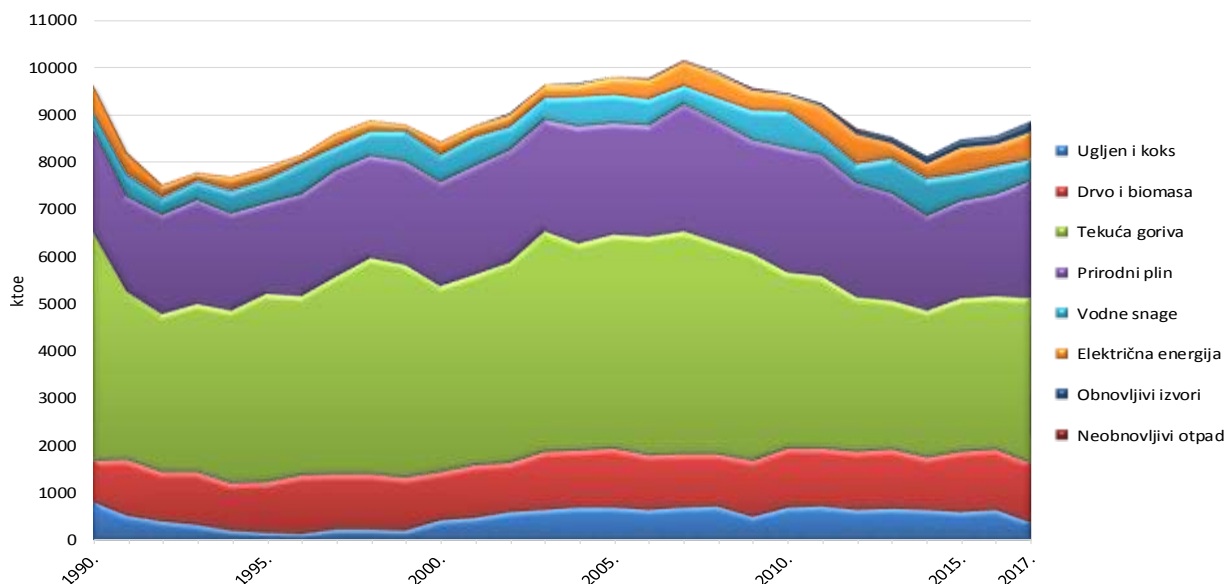
Izvor: Eurostat

Tijekom razdoblja od 2012. do 2017. godine ukupna potrošnja energije rasla je s prosječnom godišnjom stopom od 0,4 %. U tom razdoblju ostvaren je trend porasta potrošnje ostalih obnovljivih izvora, energije iskorištenih vodnih snaga, potrošnje toplinske energije iz dizalica topline, ogrjevnog drva i biomase te ugljena i koksa, dok je u potrošnji ostalih oblika energije ostvaren trend smanjenja potrošnje.

Najveći udio u ukupnoj potrošnji energije u Hrvatskoj ostvarila su tekuća goriva. Njihov udio iznosio je 37,6 % u 2012. godini te se do 2017. godine povećao na 39,2 %. Osim udjela tekućih goriva u 2017. godini povećan je još i udio prirodnog plina. Navedeni udio se povećao za 0,4 %, tako da je udio prirodnog plina u 2017. godini iznosio 28,1 %. Udio uvozne električne energije smanjen je sa 7,3 % u 2012. godini na 6,7 % u 2017. godini. Hidrološke prilike su bile takve da je udio vodnih snaga povećan s 4,8 % na 5,1 %. Također je povećan udio ostalih obnovljivih izvora (energija vjetrova, energija Sunca, geotermalna

energija, biodizel i bioplin) s 1,0 % u 2012. godini na 2,2 % u 2017. godini. Udio ogrjevnog drva i krute biomase smanjen je sa 14,2 na 14,0 %. Udio ugljena i koksa smanjen je s 7,2 na 4,4 %.

Ukupna potrošnja energije po stanovniku u Republici Hrvatskoj u 2017. godini iznosila je 2 397 kg ekvivalentne nafte te je u odnosu na odgovarajuću potrošnju u Europskoj uniji (EU 28) bila manja za 30,1 %.



Slika 1.5. Ukupna potrošnja energije

Izvor: Eurostat

1.2.2. Neposredna potrošnja energije

Neposredna potrošnja energije u 2017. godini povećana je za 4,0 % u odnosu na prethodnu godinu. Tijekom razdoblja od 2012. do 2017. godine ostvaren je trend povećanja neposredne potrošnje energije s prosječnom godišnjom stopom od 0,7 %.

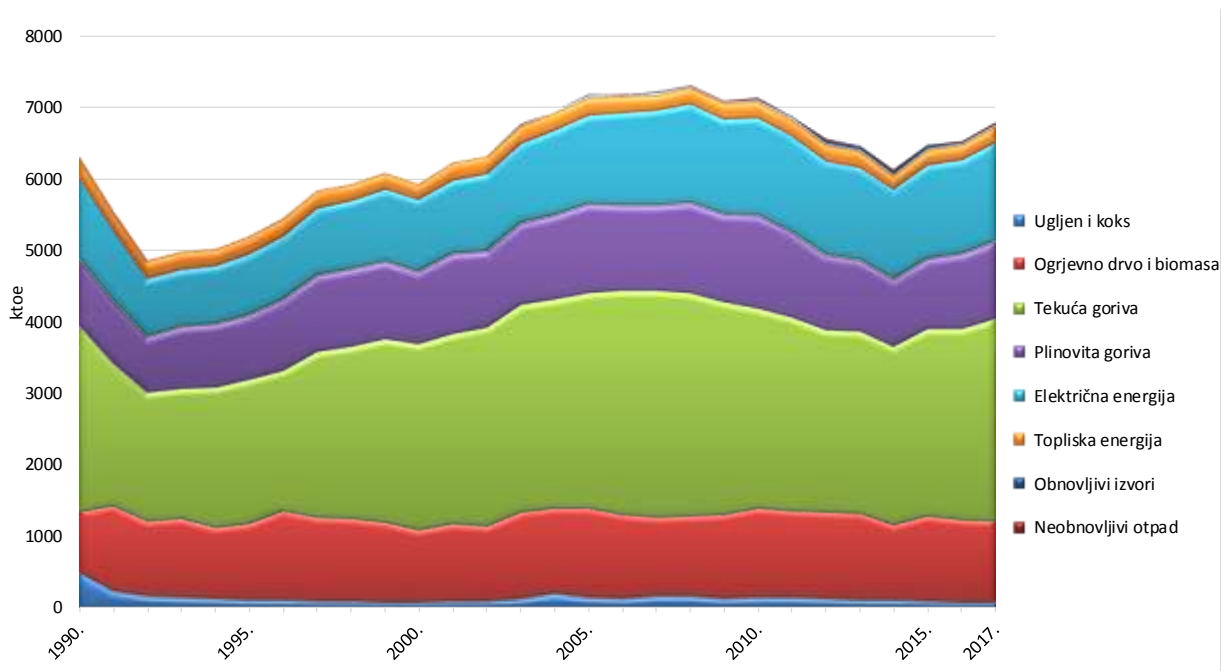
Tablica 1.8. Neposredna potrošnja energije

	Neposredna potrošnja energije (ktoe)						(%)	
	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.	2017./16.	2012.-17.
Ugljen i koks	129,49	116,00	102,55	81,38	66,93	76,17	13,8	-10,1
Drvo i biomasa	1 210,87	1 198,34	1 055,77	1 196,90	1 154,08	1 131,22	-2,0	-1,4
Tekuća goriva	51,12	47,81	46,90	43,58	21,47	21,60	0,6	-15,8
Prirodni plin	8,14	8,74	10,15	9,31	10,15	11,53	13,6	7,2
Vodne snage	2 543,29	2 559,98	2 495,30	2 629,39	2 694,54	2 849,82	5,8	2,3
Električna energija	1 053,03	994,86	939,12	977,47	1 030,57	1 081,41	4,9	0,5
Neobnovljivi otpad	1 319,86	1 295,96	1 275,41	1 319,26	1 315,56	1 373,92	4,4	0,8
Obnovljivi izvori	228,93	231,16	193,01	212,00	222,46	230,80	3,8	0,2

UKUPNO	6 544,74	6 452,84	6 118,21	6 469,30	6 515,75	6 776,47	4,0	0,7
---------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	------------	------------

Izvor: Eurostat

Najveći udio u neposrednoj potrošnji energije ostvarila su tekuća goriva, a njihov je udio s 38,9 % u 2012. godini povećan na 42,1 % u 2017. godini. U istom razdoblju je udio električne energije povećan s 20,2 na 20,3 %. Po visini udjela u neposrednoj potrošnji energije slijedi ogrjevno drvo i ostala biomasa kojima je udio smanjen sa 18,5 na 16,7 %, kao i prirodni plin čiji je udio sa 16,1 % smanjen na 16,0 %. Udio toplinske energije smanjen je sa 3,5 na 3,4 %.



Slika 1.6. Neposredna potrošnja oblika energije

Izvor: Eurostat

Ukupna neposredna potrošnja energije, bez ne-energetske potrošnje, iznosila je u Republici Hrvatskoj u 2017. godini 1 677 kg ekvivalentne nafte po stanovniku. U odnosu na prosjek za EU (EU 28) ta je potrošnja bila manja za 22,6 %. Neposredna potrošnja električne energije po stanovniku u Republici Hrvatskoj iznosila je 3 888 kWh te je u odnosu na prosječnu vrijednost za EU bila manja za 28,7 %.

1.3. Zadovoljenje potreba za energijom

1.3.1. Proizvodnja i dobava prirodnog plina

Proizvodnja prirodnog plina tržišna je djelatnost koju obavljaju pravne ili fizičke osobe, pri čemu prirodni plin mora zadovoljavati uvjete kvalitete u skladu s Općim uvjetima opskrbe

plinom⁸. Jedini subjekt u Republici Hrvatskoj koji proizvodi prirodni plin je INA-Industrija nafte d.d.

Nafta i plin u Republici Hrvatskoj eksploatiraju se s 25 eksploatacijskih polja, dok se samo plin proizvodi iz 12 eksploatacijskih polja u Panonu i tri eksploatacijska polja na Jadranu čime je u 2017. godini podmireno 49,3 % domaćih potreba za prirodnim plinom. Međutim, kada se u proračun uključi samo prirodni plin iz Jadrana koji pripada Republici Hrvatskoj, domaćim prirodnim plinom podmireno je 39,6 % ukupnih potreba.

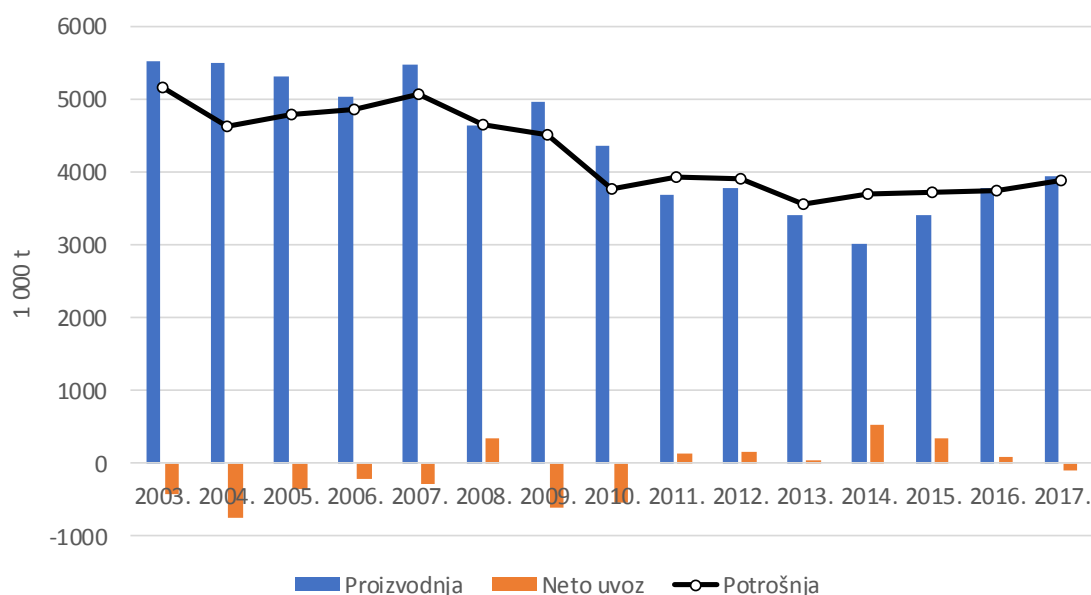
Proizvodnja prirodnog plina je 2017. godine iznosila 1,49 milijardi m³ što je gotovo 50% manje od proizvodnje ostvarene 2007. godine (2,89 milijardi m³). Od 2015. godine proizvodnja prirodnog plina smanjuje se s prosječnom godišnjom stopom od gotovo 9 %.

Dobava prirodnog plina u Republiku Hrvatsku provodi se preko dva međunarodna priključka za prihvatanje plina iz uvoznih dobavnih pravaca (Rogatec, Slovenija i Dravaszerdahely, Mađarska). U 2017. godini uvoz plina iznosio je 1,81 milijardi m³.

1.3.2. Proizvodnja i dobava nafte i naftnih derivata

Opskrba tržišta naftnim derivatima odvija se dijelom iz domaćih rafinerija, a dijelom iz uvoza. Posljednjih nekoliko godina, udio uvoza iznosio je gotovo 60,0 % od ukupne potrošnje naftnih derivata u Hrvatskoj.

Ukupne potrebe za naftnim derivatima su u 2017. godini iznosile oko 3,95 milijuna tona. Iste godine, proizvodnja derivata bila je svega 0,06 milijuna tona veća od potrošnje i iznosila je 3,89 milijuna tona. Uvoz naftnih derivata u Republiku Hrvatsku iznosio je 2,38 milijuna tona dok je izvoz bio veći za 0,11 milijuna tona.

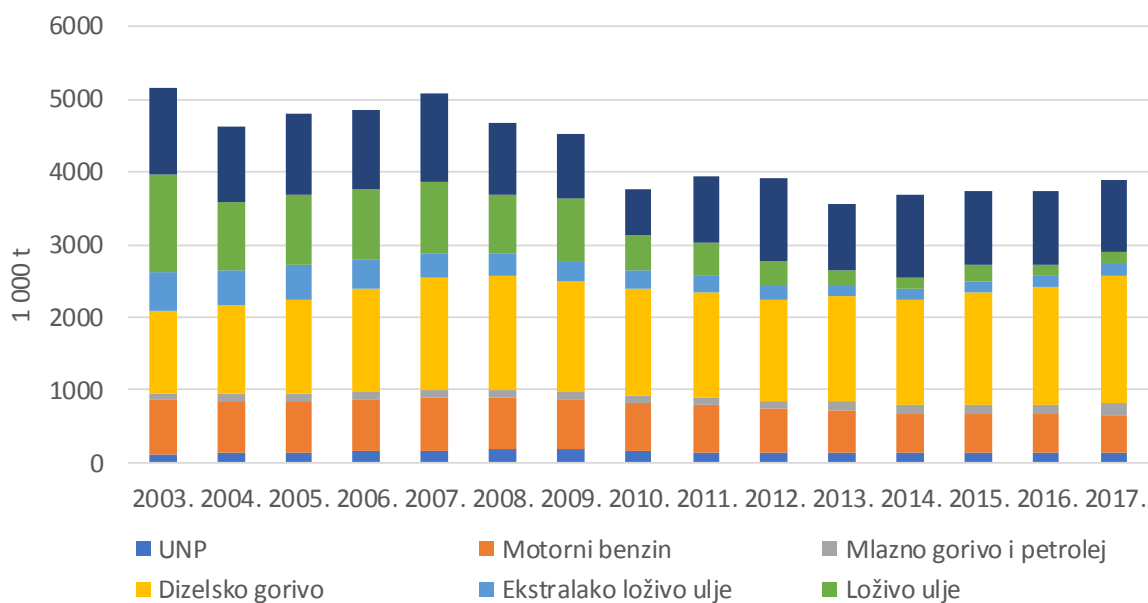


Slika 1.7. Proizvodnja, potrošnja i neto uvoz naftnih derivata u RH

⁸ Opći uvjeti opskrbe plinom (Narodne novine, br. 50/18)

Izvor: EIHP

Najveći udio u ukupnoj potrošnji naftnih derivata zauzimaju motorna goriva i to, dizelsko gorivo 45,4 % te motorni benzin 13,2 % (2017. godine).



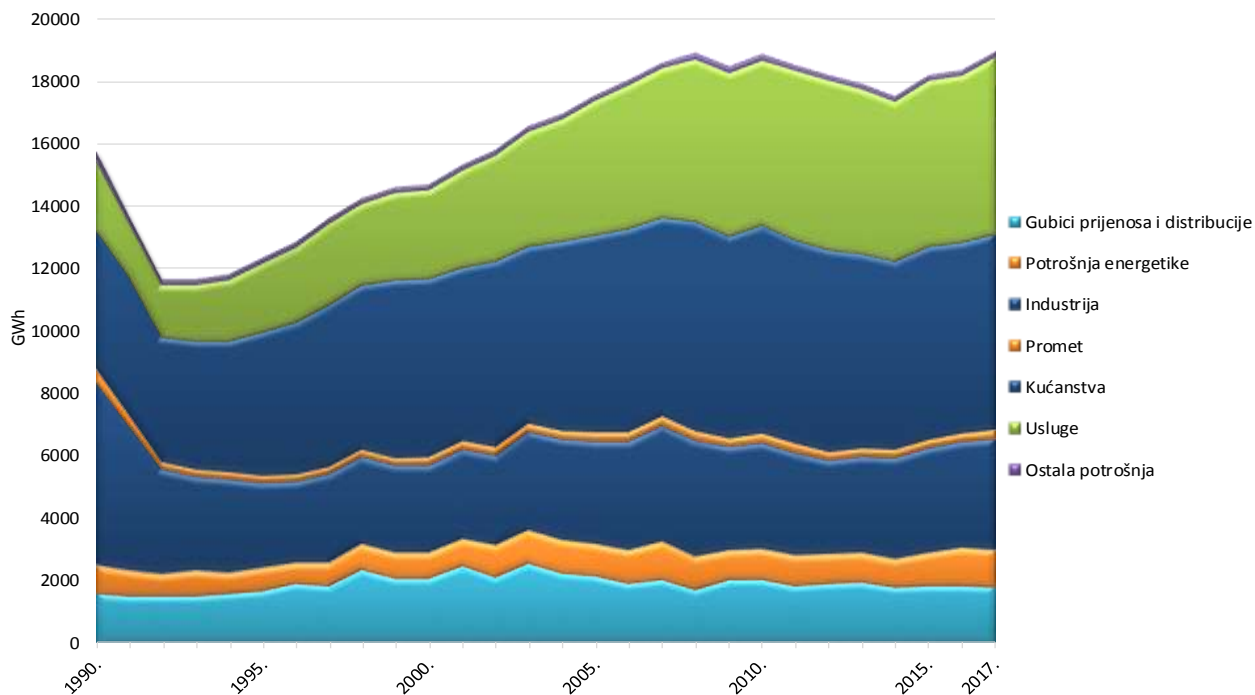
Slika 1.8. Struktura potrošnje naftnih derivata u RH

Izvor: EIHP

1.3.3. Proizvodnja i dobava električne energije

Ukupne potrebe za električnom energijom u Republici Hrvatskoj su na razini oko 19 TWh (podatak za 2017. godinu). U strukturi potrošnje električne energije dominira opća potrošnja (sektor usluga, kućanstva, poljoprivreda i graditeljstvo) s 75,8 %, dok je udio industrije 22,2

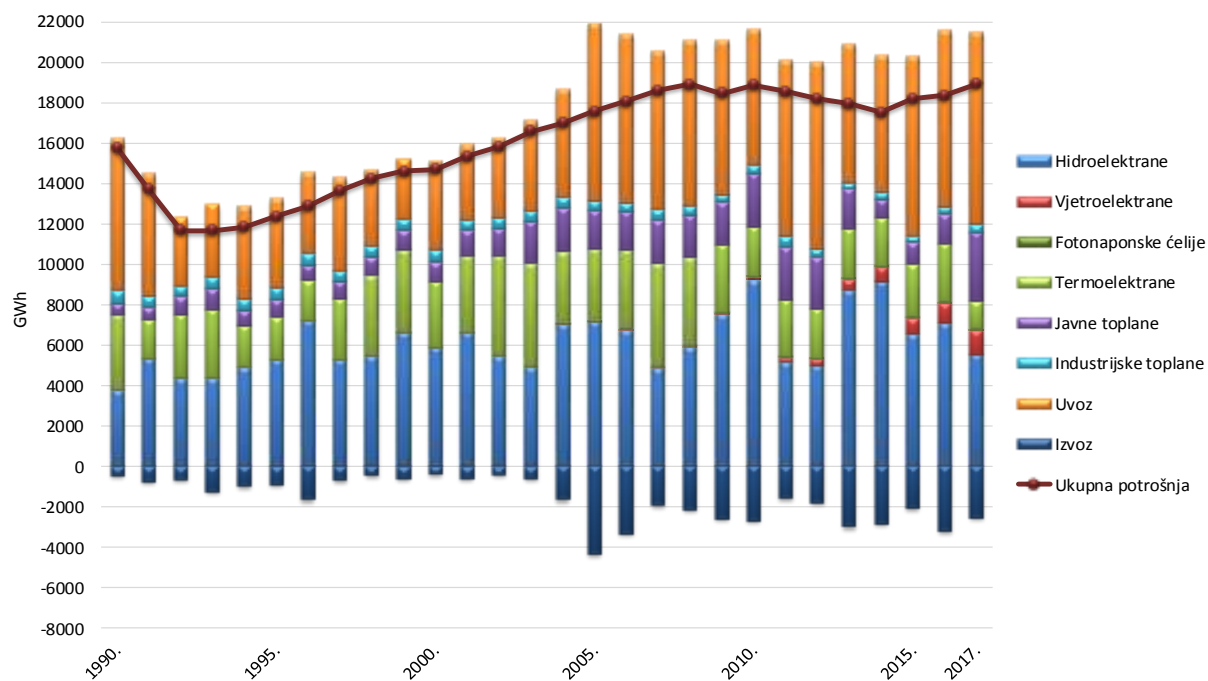
% te prometa 2,0 %. Za usporedbu udio industrije u 1990. godini iznosio je 44,2 %.



Slika 1.9. Struktura potrošnje električne energije u RH

Izvor: EIHP

Potrebe za električnom energijom zadovoljavaju se iz domaćih elektrana i iz uvoza.



Slika 1.10. Raspoloživa električna energija u RH

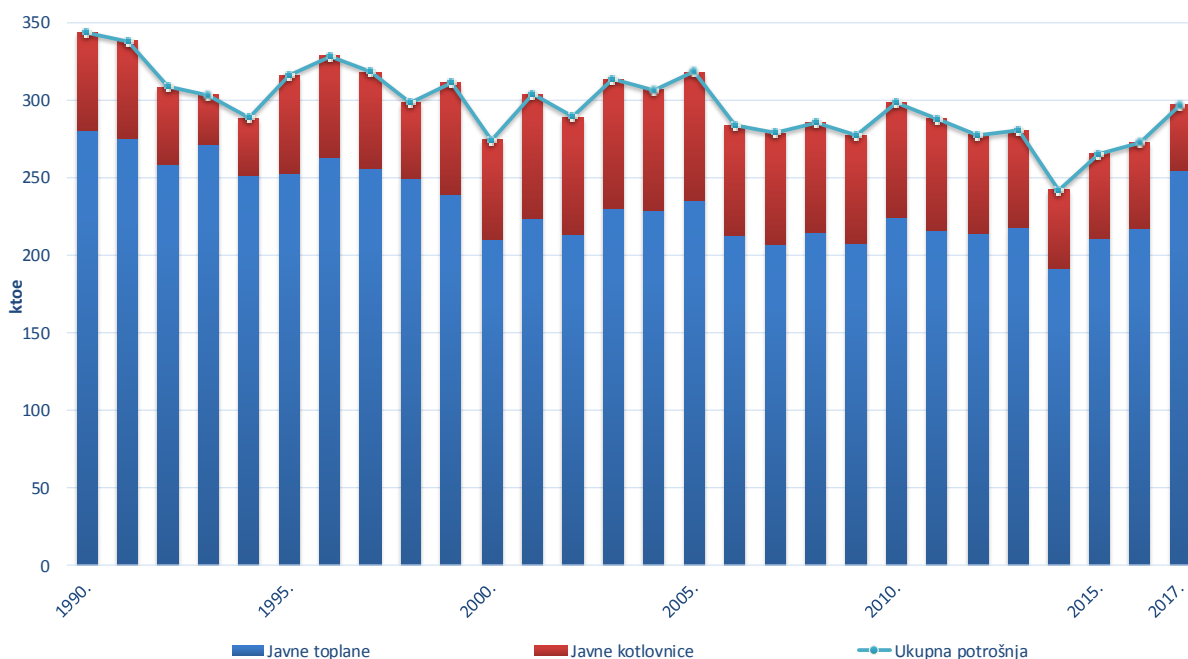
Izvor: EIHP

U 2017. godini hidroelektrane su sudjelovale s 29,1 % u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom. Udio HE ovisi o hidrološkim prilikama. U termoelektranama, javnim i industrijskim toplanama proizvedeno je 27,4 % ukupnih potreba. Proizvodnja vjetroelektrana i FN sustava pokrila je 6,8 % ukupnih potreba.

Hrvatski EES je neto uvoznik električne energije. Neto uvoz u 2017. godini zadovoljio je 36,7 % ukupnih potreba ili 6,95 TWh. U ovaj iznos uključena je i polovica proizvodnje NE Krško. Značajna količina električne energije se tranzitira preko hrvatskog EES-a – 2,5 TWh u 2017. godini.

1.3.4. Proizvodnja toplinske energije (centralizirani toplinski sustavi)

U 2017. godini 16 gradova u Republici Hrvatskoj opskrbljivalo se toplinskom energijom iz sustava područnog grijanja koja je proizvedena u kogeneracijskim postrojenjima (Zagreb, Osijek i Sisak), toplanama, mini-toplanama i blokovskim ili kućnim kotlovnica. Za potrebe industrije u Zagrebu, Osijeku i Sisku vrši se proizvodnja i isporuka tehnološke pare. Proizvodnja toplinske energije u Republici Hrvatskoj u razdoblju od 1990. do 2017. godine prikazana je na slici 1.11. Energetski subjekti za proizvodnju, distribuciju i opskrbu toplinskom energijom u Republici Hrvatskoj pružaju usluge grijanja prostora i pripreme potrošne tople vode za približno 155 tisuća krajnjih kupaca, od toga njih više od 95 % pripada kategoriji kućanstva.



Slika 1.11. Proizvodnja toplinske energije u RH od 1990. do 2017. godine

Izvor: Eurostat

1.4. Infrastruktura energetskog sustava

1.4.1. Plinski sustav

Transportni plinski sustav Republike Hrvatske sastoji se od ukupno 2 693 km plinovoda, kojima upravlja operator transportnog plinskog sustava PLINACRO d.o.o. Plin se u transportni plinski sustav preuzima preko devet priključaka na ulaznim mjernim stanicama, od kojih je šest u funkciji prihvata iz proizvodnih polja na teritoriju Republike Hrvatske, dva su priključka međunarodna i u funkciji su prihvata plina iz uvoznih dobavnih pravaca (Slovenija i Mađarska), dok je jedan priključak u funkciji povlačenja plina iz podzemnog skladišta plina Okoli.

Predaja plina iz transportnog sustava odvija se putem 194 priključka na 157 izlaznih mjerno-redukcijskih stanica. Od ukupnog broja priključaka njih 36 je u funkciji predaje plina industrijskim kupcima na transportnom plinskom sustavu, dok se putem 158 priključaka plin predaje u distribucijske plinske sustave. Transportni plinski sustav omogućuje predaju plina na području 19 županija.

Republika Hrvatska ima i podzemno skladište plina Okoli kojim upravlja društvo Podzemno skladište plina d.o.o. (PSP). Podzemno skladište plina Okoli smješteno je u općini Velika Ludina u Sisačko-moslavačkoj županiji. Projektirani radni obujam skladišta iznosi maksimalno 553 milijuna m³ plina. Maksimalni satni kapacitet povlačenja plina iznosi 240 000 m³/h, a maksimalni kapacitet utiskivanja plina 180 000 m³/h.



Slika 1.12. Plinski transportni sustav u RH

Izvor: PLINACRO

Distribucijski plinski sustav izgrađen je uglavnom na području središnje i istočne Hrvatske, u većim naseljima Istarske i Primorsko-goranske županije te djelomično na užem području većih gradova u Zadarskoj, Šibensko-kninskoj i Splitsko-dalmatinskoj županiji. Prema podacima iz Godišnjeg izvješća o radu Hrvatske energetske regulatorne agencije za 2017. godinu, ukupna duljina svih plinskih distribucijskih sustava u Republici Hrvatskoj na kraju 2017. godine iznosila je 19 091 km.

1.4.2. Naftni sustav

Nafta se u Hrvatskoj prerađuje u dvije rafinerije, u Rijeci (Urinj) i Sisku. Instalirani kapacitet rafinerija nafte iznosi ukupno 9 milijuna t godišnje i to 5 milijuna t u Rijeci i 4 milijuna t u Sisku. Također je u radu i rafinerija maziva u Zagrebu s kapacitetom od 60 000 t godišnje.

Transport nafte obavlja se Jadranskim naftovodom (JANAF) koji se proteže od tankerske luke u Omišlju na Krku do obje domaće rafinerije nafte i prema rafinerijama u jugoistočnoj i srednjoj Europi. Ukupna duljina naftovoda iznosi 631 km. Projektirani kapacitet naftovoda iznosi 34 milijuna tona transporta nafte godišnje, a instalirani 20 milijuna tona. Prihvatno-otpremni terminali nalaze se u Omišlju, Sisku, Virju i u blizini Slavonskog Broda. Ukupni kapaciteti spremnika za skladištenje sirove nafte na terminalima Omišalj, Sisak i Virje iznose 1,94 milijuna m³. Kapaciteti za skladištenje naftnih derivata u Omišlju i Zagrebu iznose 222 000 m³.

Naftovodno-skladišna infrastruktura JANAF-a od strateškog je energetskeg značaja za Republiku Hrvatsku i države jugoistočne i srednje Europe s rastućom ulogom u sigurnosti opskrbe energijom, čime doprinosi ostvarenju jednog od ključnih ciljeva energetske politike Republike Hrvatske i EU-a.



Slika 1.13. Povezanost JANAF-a s europskim rafinerijama i opskrbnim pravcima uvoza nafte

Izvor: JANAF

Skladišni kapaciteti za naftne derivate većeg volumena smješteni su u blizini luka radi dopreme i otpreme proizvoda. Postoji i veliki broj manjih skladišta za naftne derivate koja su vezana uz benzinske postaje, veleprodajne centre, velike potrošače i druge objekte.

Maloprodajnu mrežu naftnih derivata čini oko 843 benzinske postaje, od kojih je 387 u vlasništvu INE d.d., a ostale su u vlasništvu većih i manjih trgovaca. Oko 76 benzinskih postaja smješteno je na autocestama.

1.4.3. Elektroenergetski sustav

Proizvodnja električne energije

Instalirani kapaciteti za proizvodnju električne energije u Republici Hrvatskoj obuhvaćaju hidro i termoelektane, veći broj vjetroelektrana i drugih elektrana na OIE u privatnom vlasništvu te određeni broj industrijskih termoelektrana.

Krajem 2017. godine⁹ kapaciteti za proizvodnju električne energije obuhvaćali su 17 pogona velikih hidroelektrana, sedam pogona termoelektrana, polovinu instaliranih kapaciteta u nuklearnoj elektrani Krško (na teritoriju Slovenije) i veći broj lokacija koje koriste druge OIE (vjetar i sunce). Termoelektane koriste ugljen, plin i lako loživo ulje. Većina elektrana na plin

⁹ Energija u Hrvatskoj 2017, MZOE, prosinac 2018. godine

može kao zamjensko gorivo koristiti ekstra lako loživo ulje. Većinski vlasnik nad proizvodnim kapacitetima Republike Hrvatske je HEP d.d. (tvrtka u vlasništvu države). Privatni proizvođači posjeduju uglavnom elektrane na OIE koje se intenzivnije razvijaju nakon uvođenja sustava poticanja proizvodnje električne energije 2007. godine.

Na kraju 2017. godine ukupna raspoloživa snaga elektrana na teritoriju Republike Hrvatske iznosila je 5 000,6 MW. Od toga je 2 152 MW u termoelektanama, 2 206,5 MW u hidroelektanama, 576,1 MW u vjetroelektanama i 60 MW u sunčanim elektanama. Za potrebe EES-a Republike Hrvatske koristi se i 348 MW iz NE Krško (tj. 50 % ukupno raspoložive snage elektrane u skladu s vlasničkih udjelima).

Tablica 1.9. Snaga elektrana za proizvodnju električne energije za RH krajem 2017.

Kapaciteti za proizvodnju električne energije	Raspoloživa snaga [MW]
Hidroelektrane (HE)	2 206,5
Reverzibilne	293,1
Akumulacijske	1 476,9
Protočne	403,2
Male	33,3
Termoelektrane (TE)	2 152
Ugljen	315,5
Prirodni plin / Loživo ulje	1 452,9
Loživo ulje	303
Biomasa	42
Bioplin	44,6
Vjetroelektrane	576,1
Sunčane elektrane	60
Ukupno u Republici Hrvatskoj	5000,6
Nuklearna elektrana Krško – 50 %	348
Ukupno za EES RH	5 348,6

Izvor: Energija u Hrvatskoj 2017.

U navedenu snagu elektrana nisu uračunati proizvodni kapaciteti na teritoriju drugih zemalja iz kojih EES Republike Hrvatske ima pravo isporuke električne energije na temelju zakupa snage i energije ili udjela u vlasništvu. Proizvodni kapaciteti u drugim zemljama obuhvaćaju:

- u Bosni i Hercegovini – TE Gacko, instalirana snaga 300 MW, gorivo ugljen. Temelj prava – udio u vlasništvu (1/3 snage i energije na razdoblje od 25 godina);
- u Srbiji – TE Obrenovac, instalirana snaga 305 MW, gorivo ugljen. Pravo zakupa snage i energije temeljem kredita za izgradnju.

Snaga i električna energija iz navedenih objekata nije raspoloživa jer još uvijek nije riješen njihov status. Otvorena pitanja po ugovorima vezanim za ulaganja u navedene objekte odnose se na trajanje ugovora, tretman uloženi sredstava i način utvrđivanja cijene isporuke električne energije.

Na lokacijama u Zagrebu, Osijeku i Sisku u pogonu su i kogeneracijske jedinice koje proizvode toplinu za centralizirane toplinske sustave (tzv. javne kogeneracije).

Osim navedenih elektrana postoji i veći broj industrijskih kogeneracija koje proizvode električnu energiju primarno za zadovoljenje vlastite potrošnje. Ukupna snaga ovih postrojenja iznosi 165 MW.

Prijenosna elektroenergetska mreža

Prijenosna elektroenergetska mreža na području Republike Hrvatske sastoji se od nadzemnih vodova i kabela, transformatorskih stanica i ostale visokonaponske opreme/postrojenja u pogonu pod naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV. Prijenosna je mreža snažno povezana sa susjednim prijenosnim sustavima Slovenije, Mađarske, Srbije i Bosne i Hercegovine te omogućava značajne tržišne transakcije na širem regionalnom području kroz uvoz/nabavu električne energije za potrebe domaćih kupaca ili kroz izvoz/prodaju električne energije iz elektrana na području Republike Hrvatske vanjskim kupcima, podržavajući prekogranične tranzite električne energije za potrebe trećih zemalja.

Prijenosnom mrežom upravlja tvrtka Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (dalje u tekstu: HOPS) koja je odgovorna za razvoj prijenosne mreže kao i za upravljanje i vođenje čitavog EES-a. Pod ingerencijom HOPS-a je nabava pomoćnih usluga i uravnoteženje sustava, čime se omogućava pouzdan i siguran pogon EES-a te održavanje kvalitete isporučene električne energije.

Topologija prijenosne mreže trenutno je određena u skladu s aktualnom prostornom raspodjelom potrošnje električne energije, lokacijama postojećih elektrana, tržišnim prilikama u Republici Hrvatskoj i njenom okruženju te propisanim kriterijima planiranja mreže i operativnog vođenja pogona. Uz postojeće iznose osnovnih ulaznih parametara važnih za planiranje i pogon prijenosne mreže, u iznosu od oko 3 100 MW vršnog opterećenja, 17 TWh godišnje potrošnje električne energije, uvoza energije na godišnjoj razini od oko 7 TWh, prekograničnih tranzita za potrebe trećih strana u iznosu do 7 TWh, te priključka na prijenosnu mrežu elektrana ukupne snage od oko 4 600 MW, izgrađenost prijenosne mreže može se smatrati zadovoljavajućom. To se očituje u vrlo rijetkim raspadima sustava te niskim godišnjim iznosima neisporučene električne energije iz prijenosne mreže (reda veličine do 1 GWh). Kvaliteta električne energije iz prijenosne mreže trenutno je djelomično narušena radi dugotrajnih pojava visokih napona na sve tri visokonaponske razine, ali trenutno je u izvedbi projekt ugradnje kompenzacijskih postrojenja koja će riješiti taj problem. Frekvencija je stabilna, a njena uobičajena i izvanredna odstupanja kreću se unutar propisanih granica.

Nepovoljna karakteristika prijenosne mreže je relativno visoki udio starih postrojenja i jedinica mreže, posebno naponske razine 110 kV i 220 kV, koje u idućem razdoblju HOPS planira sistematski obnavljati i revitalizirati. Usprkos tomu, postojeći su pokazatelji pouzdanosti na vrlo visokoj razini uz relativno nizak iznos godišnjih gubitaka električne energije u prijenosnoj mreži (ispod 500 GWh), imajući u vidu visoke prekogranične tranzite kojima je mreža izložena.

Distribucijska elektroenergetska mreža

Elektroenergetski distribucijski sustav je funkcionalna cjelina koju čini distribucijska mreža, postrojenja i instalacije korisnika mreže priključene na distribucijsku mrežu, telekomunikacijski sustav, informacijski sustav i druga infrastruktura koja je potrebna za funkcioniranje distribucijskog sustava.

Distribucijska elektroenergetska mreža služi za distribuciju električne energije što podrazumijeva razvod/razdjelu električne energije distribucijskim mrežama visokog, srednjeg i niskog napona radi njene isporuke krajnjim kupcima i preuzimanja električne energije od proizvođača.

U Republici Hrvatskoj HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. (dalje u tekstu: HEP ODS) obavlja javnu uslugu distribucije električne energije i odgovoran je za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijske mreže te za osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji razumne zahtjeve za distribucijom električne energije. Radi omogućavanja tržišnog natjecanja i ravnopravnog položaja svih sudionika na tržištu električne energije, pristupa distribucijskoj mreži i korištenja distribucijske mreže operator distribucijskog sustava mora osigurati prema reguliranim, razvidnim i nepristranim načelima.

Glavni pokazatelji razvoja distribucijske mreže u proteklih 20 godina su:

- povećanje udjela snage izravne transformacije VN/10(20) kV s 26 % na oko 42 %,
- povećanje udjela numeričke relejne zaštite s oko 5 % na preko 70 %,
- povećanje udjela SN postrojenja uvedenih u sustav daljinskog vođenja (SDV) u transformatorskim stanicama 35/10(20) kV s manje od 40 % na 96 %,
- približno jednaka duljina mreže 35 kV, uz povećanje udjela kabela s 22 % na 33 %,
- povećanje udjela TS SN/NN stupnja izolacije 24 kV s 23 % na 58 %,
- povećanje udjela transformatora SN/NN s naponom izolacije 24 kV s 25 % na 61 %,
- povećanje duljine kableske mreže 10(20) kV za 2,5 puta,
- smanjenje duljine nadzemne mreže 10(20) kV za 9 %,
- povećanje udjela kabela 10(20) kV stupnja izolacije 24 kV s oko 30 % na 80 %,
- povećanje udjela mreže u pogonu na 20 kV s oko 5 % na 23 %,
- smanjenje udjela nadzemnih vodova 10(20) kV malog presjeka s oko 70 % na 54 %,
- povećanje duljine kableske mreže NN za 2,3 puta,
- povećanje udjela kabela NN s 18 % na 27 %,
- povećanje udjela nadzemnih vodova NN izvedenih samonosivim kablaskim snopom s 21 % na 46 %,
- smanjenje udjela nadzemnih vodova NN s neizoliranim vodičima s 62 % na 27 %,
- povećanje udjela nadzemnih vodova NN na betonskim stupovima s 11 % na 41 %,
- smanjenje udjela nadzemnih vodova NN na drvenim stupovima s 74 % na 49 % i
- smanjenje udjela nadzemnih vodova NN na krovnim i zidnim nosačima s 15 % na 10 %.

Glavni pokazatelji stanja distribucijske mreže su gubici električne energije i kvaliteta opskrbe električnom energijom. Ostvareni gubici električne energije u distribucijskoj mreži posljednjih deset godina ukazuju na postupni trend smanjenja ukupnih gubitaka. Ostvaren je i značajan napredak u pogledu prosječnog trajanja dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (SAIDI).

U posljednjih nekoliko godina učestala su priključenja elektrana na distribucijsku mrežu. Ukupna snaga priključenih 1 599 distribuiranih izvora krajem 2016. godine iznosila je 270 MW. Sunčane elektrane priključene na NN mrežu (99 %) su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a. Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana u 2016. godini iznosila je 899,68 GWh, što je oko 6 % ukupne potrošnje električne energije na distribucijskoj mreži u 2016. godini.

1.4.4. Centralizirani toplinski sustavi

U Republici Hrvatskoj je u 2017. godini bilo instalirano 1 800 MW toplinske snage za potrebe sektora toplinarstva te je isporučeno ukupno 2,1 TWh toplinske energije krajnjim kupcima. Spomenuta energija transportirana je distribucijskim cjevovodnim sustavima (vrelovodi, toplovodi, parovodi) ukupne duljine 435 km, a ukupno je instalirano 94 sustava područnog grijanja¹⁰ na teritoriju Republike Hrvatske za potrebe grijanja prostora, pripreme potrošne tople vode i isporuke tehnološke pare.



Slika 1.14. Ilustrativni prikaz veličine postojećih sustava daljinskog grijanja u RH

Izvor: EIHP

¹⁰ Sustav područnog grijanja je distribucijska mreža s vlastitim toplinskim izvorom, tehnički neovisna o drugim mrežama

Na slici 1.14. ilustrativno je prikazana veličina postojećih sustava daljinskog grijanja u Republici Hrvatskoj, a u tablici 1.10. su dani podaci o energetske subjektima u sektoru toplinarstva Republike Hrvatske.

Tablica 1.10. Podaci o energetske subjektima u sektoru toplinarstva u RH u 2017. godini

Tvrтка	Grad	Broj potrošača	Grijana površina kućanstava (m ²)	Grijana površina ostalih potrošača (m ²)	Isporučena toplinska energija (MWh)	Duljina distribucijske mreže (km)	Gorivo**
HEP Toplinarstvo d.o.o.	Sisak	4 146	n/p	n/p	71 972	30,00	PP
	Osijek	11 741	608 372	n/p	232 925	56,49	PP, LU,LUEL
	Zagreb ***	110 841	5 729 323	n/p	1 606 496	291,21	PP, LU,LUEL
Brod plin d.o.o.	Slavonski Brod	3 748	175 063	22 079	33 568	7,05	PP
Plin VTC d.o.o.	Virovitica	444	21 988	6 323	3 124	0,90	PP
Energo d.o.o.	Rijeka	9 858	528 850	34 852	52 291	15,77	PP, LU,LUEL
Vartop d.o.o.	Varaždin	951	47 753	497	5 887	1,57	PP
Komunalac d.o.o.	Požega	417	19 839	-	2 093	0,61	PP
GTG Vinkovci d.o.o.	Vinkovci	1 697	86 976	2 817	8 696	1,60	PP, LU
Tehno stan d.o.o.	Vukovar	3 739	190 096	18 171	17 404	7,22	PP, LU,LUEL, PEL
Gradska toplana d.o.o.	Karlovac	7 834	406 796	98 466	53 382	21,00	PP
Termalna voda d.o.o.	Topusko	168	8 356	15 278	4 230	1,50	GEO
SKG d.o.o.	Ogulin	84	3 306	2 672	1 014	0,58	LUEL
UKUPNO		155 668	7 826 719	201 154	2 093 081	436	
<i>* Ukjučuje i isporuku tehnološke pare</i>							
<i>** PP – prirodni plin, LU – loživo ulje, LUEL – ekstra lako loživo ulje, GEO – geotermalna, PEL – drveni peleti</i>							
<i>*** HEP Toplinarstvo Zagreb uključuje Veliku Goricu, Zaprešić i Samobor</i>							

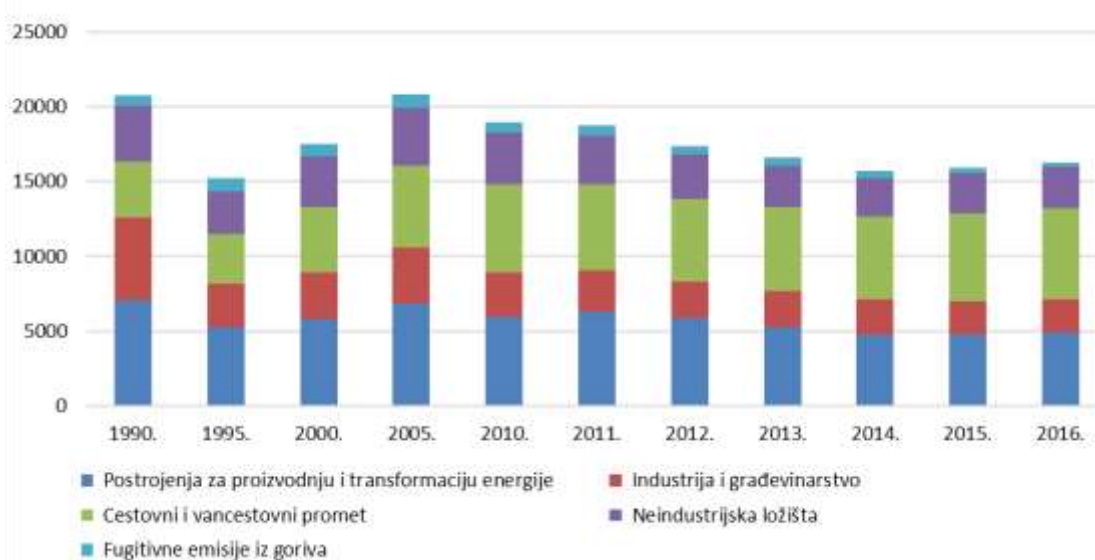
Izvor: HERA

1.5. Emisija stakleničkih plinova iz energetske sektora

Na međunarodnoj razini postignut je znanstveni konsenzus o postojanju klimatskih promjena. Učinci klimatskih promjena već se osjećaju kroz porast prosječnih globalnih temperatura (češći i intenzivniji toplinski valovi), porast razine mora i oceana, promjenu učestalosti i intenziteta oborina te ekstremne vremenske prilike (jaki vjetrovi orkanske snage) u mnogim dijelovima svijeta. Analize također ukazuju na značajan doprinos antropogenih emisija stakleničkih plinova iz energetske izvora na globalno zatopljenje i promjenu klime.

Oko 70 % ukupnih emisija stakleničkih plinova u Republici Hrvatskoj dolazi iz nepokretnih i pokretnih energetske izvora. Trend emisija stakleničkih plinova iz energetske izvora te doprinosi pojedinih energetske podsektora prikazani su na slici 1.15.

Emisija iz energetskih izvora u 2016. godini je iznosila 16,3 mil. tona CO₂e, što je za 21,6 % niže od emisije iz 1990. godine. Iz nepokretnih energetskih izvora u 2016. godini se emitiralo 60,7 %, i to 30,0 % iz postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije, 17,1 % iz neindustrijskih ložišta te 13,6 % iz industrije i građevinarstva. Cestovni i vancestovni promet je sudjelovao u emisiji s 37,5 %, dok su fugalivne emisije iz goriva doprinosile 1,8 %. Nakon višegodišnjeg smanjenje emisije, u 2015. i 2016. godini je došlo do blagog porasta emisija, što je posljedica izlaska iz ekonomske krize i porasta gospodarskih aktivnosti.



Slika 1.15. Trend emisija stakleničkih plinova (kt CO₂e) iz energetskih izvora u Hrvatskoj

1.6. Regulatorni okvir i zakonodavstvo

Pravni okvir hrvatskog energetskog sektora u užem smislu čine međunarodni ugovori koje je potpisala i ratificirala Republika Hrvatska za područje energetike, pravni akti EU iz područja energetike¹¹ te energetski zakoni s podzakonskim propisima. Međunarodni ugovori i pravni akti EU iz područja energetike opisani su u poglavlju koje navodi međunarodne obveze te ciljeve i zakonodavstvo EU.

Zbog kontinuirane potrebe za uređenjem i usklađivanjem odnosa u sektoru te praćenja dinamike razvoja europskog energetskog zakonodavstva, česte su normativne promjene ionako velikog broja pravnih akata, kojima se postojeća zakonska rješenja unapređuju ali i mijenjaju. Time se dodatno usložnjavaju već složeni propisani postupci kao i pravni odnosi između brojnih dionika u sektoru (javnopravna tijela, gospodarski subjekti, potrošači i dr.), što ne doprinosi uvijek pravnoj sigurnosti i stabilnosti te stvara određene poteškoće u primjeni i tumačenju.

¹¹ Uredbe osiguravaju jedinstvenu primjenu prava EU u svim članicama te se izravno primjenjuju čim stupe na snagu i ne moraju biti prenesene u nacionalno zakonodavstvo. Direktive su, u pogledu rezultata koji je potrebno postići, obvezujuće za države članice kojima se upućuju, ali ostavljaju slobodu izbora oblika i metoda postizanja tog rezultata.

Zakonom o energiji, kao općim zakonom za energetske sektor, uređena su pitanja, odnosi i pravni instituti koji su od zajedničkog interesa za sve energetske djelatnosti ili koji su vezani za više oblika energije. Pitanja vezana za područje regulacije električne energije, plina, nafte i naftnih derivata, toplinske energije te OIE i energetske učinkovitosti uređuju se posebnim zakonima. Uz Vladu Republike Hrvatske i Ministarstvo podzakonske akte donose i pravne osobe s javnim ovlastima u energetske sektoru (HERA, HROTE, operatori energetskih sustava). Na područje energetike, uz energetske zakone, na odgovarajući način primjenjuju se i drugi propisi kojima se uređuju obvezni odnosi, socijalna skrb, upravni postupak, inspekcijski nadzor, zaštita potrošača, prostorno planiranje i gradnja, koncesije, zaštita potrošača, državne potpore, strateški investicijski projekti, strateško planiranje i dr. što u svojoj cjelovitosti predstavlja složen i dinamičan pravni okvir. Kroz energetske i druge zakone i propise osigurava se prijenos i primjena pravnih akata EU iz područja energetike.

Potrebno je još spomenuti i strateško planske dokumente razvoja energetskog sektora Republike Hrvatske s provedbenim aktima, koji daju sadržajne i vremenske smjernice za dopunu i doradu pravnog okvira, čijom će se punom primjenom ostvariti utvrđeni ciljevi energetske politike RH.

ZAKON O ENERGIJI¹²

Zakon o energiji osnovni je zakon kojim se uređuju odnosi, prava i obveze subjekata u energetske sektoru RH. Nužan preduvjet razvoja energetskog sektora, a tako i njegova pravnog okvira je postojanje strateških i razvojnih dokumenata te se Zakonom predviđa donošenje Strategije razvoja energetskog sektora kao i dugoročne i godišnje energetske bilance kojima se utvrđuje ukupna potrošnja energije, potreba za energijom, izvorima (vrstama) energije te načini i mjere za zadovoljavanje tih potreba. Zakonom su definirana područja interesa za Republiku Hrvatsku kao što je korištenje OIE i energetska učinkovitost. Zakonom su propisane energetske djelatnosti kao i uvjeti njihova obavljanja. Energetske djelatnosti obavljaju se na temelju dozvola koje izdaje HERA. Od posebnog su značaja za uređenje složenih odnosa u energetske sektoru odredbe Zakona koje s jedne strane reguliraju funkcioniranje energetskog tržišta te, s druge strane, vodeći računa o općem gospodarskom interesu, propisuju određenim energetske subjektima obvezu javne usluge. Javna usluga je definirana u skladu s pravnom stečevinom EU-a, kao usluga koja mora biti dostupna, dostatna i održiva, uvažavajući sigurnost, redovitost i kvalitetu usluge, zaštitu okoliša, učinkovitost korištenja energije i zaštitu klime, a koja se obavlja prema načelima razvidnosti i nepristranosti te uz nadzor tijela određenih zakonom. Uz pojam javne usluge, propisan je i pojam tzv. univerzalne usluge kao obvezne javne usluge opskrbe električnom energijom kojom se određenoj kategoriji kupaca osigurava pravo na opskrbu električnom energijom propisane kvalitete po primjerenim, jednostavno i jasno usporedivim, razvidnim i nepristranim tarifama. Zakon o energiji kao posebnu kategoriju uređuje pitanje sigurnosti opskrbe energijom te uvjete za mjere ograničenja trgovine pojedinim energentima i/ili energijom. Zakonom je uređeno pitanje formiranja i regulacije cijena energije te je određeno da je nadzor nad cjelokupnom primjenom tarifnih sustava i naknada u nadležnosti HERA-e.

¹² Zakon o energiji (Narodne novine, br. 120/12, 14/14, 102/15, 68/18 – Zakon izmjenama i dopunama Zakona o regulaciji energetskih djelatnosti)

Zakon regulira i uvjete priključenja i korištenja mreže te opskrbe energijom. Odredbama o posebnoj zaštiti krajnjih kupaca zakonodavac prepoznaje potrebu da se, sukladno „energetskim direktivama“, definira status zaštićenog i ugroženog kupca energije za koga kriterije utvrđuje Vlada Republike Hrvatske.

ZAKON O REGULACIJI ENERGETSKIH DJELATNOSTI¹³

Zakon uređuje uspostavu i provođenje sustava regulacije energetskih djelatnosti, postupak osnivanja tijela za regulaciju energetskih djelatnosti odnosno osnivanje HERA-e kao neovisne pravne osobe s javnim ovlastima za regulaciju energetskih djelatnosti te njena prava i obveze kao i druga pitanja od značenja za regulaciju energetskih djelatnosti.

ZAKON O TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE¹⁴

Zakon uređuje pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju, prijenos, distribuciju i opskrbu električnom energijom te za trgovinu električnom energijom i organiziranje tržišta električne energije kao dijela elektroenergetskog tržišta EU. Zakon sadrži pravila koja se odnose na zaštitu krajnjih kupaca, organiziranje i funkcioniranje elektroenergetskog sektora, otvoren pristup tržištu, utvrđivanje obveza općih usluga i prava kupaca električne energije, koja uključuju prava krajnjih kupaca, odvojeno vođenje poslovnih knjiga, financijskih izvješća, pravila pristupa mreži, načela uzajamnosti i prekogranični prijenos električne energije.

Elektroenergetske djelatnosti su proizvodnja, prijenos i distribucija električne energije, organiziranje tržišta električne energije, opskrba električnom energijom te trgovina električnom energijom. Navedene djelatnosti obavljaju se kao javne usluge (prijenos, distribucija, organiziranje tržišta te opskrba kao javna usluga) i kao tržišne djelatnosti. Proizvodnja električne energije tržišna je djelatnost s time da poseban, povlašten status ima proizvođač električne energije iz obnovljivih izvora. Za izgradnju novog postrojenja potrebno je energetske odobrenje koje izdaje ministarstvo nadležno za energetiku.

Prijenos i distribucija električne energije regulirane su energetske djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge. HOPS obavlja javnu uslugu prijenosa električne energije i odgovoran je za pogon, vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne mreže i mreže prekograničnih prijenosnih vodova. HERA je kao nadležno regulatorno tijelo provela postupak certifikacije HOPS-a, odnosno postupak kojim se utvrđuje njegova usklađenost s odredbama Zakona o tržištu električne energije u pogledu razdvajanja i neovisnosti. Nakon pribavljenog mišljenja Europske komisije donijela je Rješenje o izdavanju certifikata HOPS-u prema modelu neovisnog operatora prijenosa (engl. *Independent Transmission Operator – ITO*).

Javnu uslugu distribucije električne energije obavlja HEP ODS kao operator distribucijskog sustava, koji je odgovoran za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijske mreže. Sukladno zakonskim obvezama, provedena je statusna promjena izdvajanja javne

¹³ Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (Narodne novine, br. 120/12, 68/18)

¹⁴ Zakon o tržištu električne energije (Narodne novine, br. 22/13, 102/15, 68/18)

opskrbe električnom energijom koja se obavlja u okviru javne usluge te je za te potrebe osnovano novo trgovačko društvo HEP ELEKTRA d.o.o. Nakon osnivanja društva HEP ELEKTRA d.o.o. za opskrbu električnom energijom, HEP ODS nastavlja obavljati djelatnost distribucije električne energije.

U pogledu cijena za regulirane djelatnosti, tarifne stavke za prijenos i distribuciju električne energije određuju se na temelju metodologija (prema metodi priznatih troškova) koje donosi HERA. HOPS i HEP ODS sukladno Zakonu o energiji podnose HERA-i zahtjev za određivanje, odnosno promjenu iznosa tarifnih stavki, a HERA može i samostalno odrediti iznose tarifnih stavki. HOPS i HEP ODS dužni su najmanje 15 dana prije početka primjene javno objaviti iznose tarifnih stavki za prijenos odnosno distribuciju električne energije.

Zakonski okvir stvorio je pretpostavke za nastavak otvaranja i daljnji razvoj tržišta električne energije te uvođenje OIE. U početnoj fazi otvaranja tržišta odabran je model bilateralnog tržišta koji posluje prema obvezujućim Pravilima organiziranja tržišta električne energije¹⁵, kasnije nadograđen modelom bilančnih grupa u kojem se trgovanje električnom energijom provodi bilateralnim ugovorima. Drugo tržište električne energije je organizirano tržište električne energije (CROPEX), uspostavljeno 2016. godine.

Sukladno Zakonu o tržištu električne energije i provedbenim propisima, električnu energiju uravnoteženja osigurava HOPS radi pokrivanja razlike između stvarno isporučene ili preuzete električne energije i ugovorenih količina električne energije te radi održavanja frekvencije u EES-u u propisanim granicama. Operativna provedba uravnoteženja izvršava se temeljem Mrežnih pravila prijenosnog sustava, obračun odstupanja i naplata provode se u skladu s Pravilima o uravnoteženju elektroenergetskog sustava i Pravilima primjene nadomjesnih krivulja opterećenja, a izračun jediničnih cijena za obračun odstupanja radi se prema Metodologiji za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja¹⁶.

Opskrba električnom energijom je prodaja električne energije na maloprodajnom tržištu krajnjim kupcima iz kategorije kućanstva i poduzetništva. Opskrba električnom energijom kupaca iz kategorije kućanstvo obavlja se kao tržišna djelatnost ili kao opskrba u okviru univerzalne usluge (javna usluga opskrbe električnom energijom propisane kvalitete na cijelom području Republike Hrvatske po realnim, jasno usporedivim i transparentnim cijenama). Ukoliko krajnji kupac iz kategorije kućanstvo ne odabere opskrbljivača na tržištu električne energije, opskrbljuje ga opskrbljivač u okviru univerzalne usluge kao i kupca iz kategorije kućanstvo koji ostane bez opskrbljivača. Kupce iz kategorije poduzetništvo koji ne odaberu opskrbljivača, opskrbljuje zajamčeni opskrbljivač.

Osim kroz uspostavu sustava opskrbe univerzalne usluge, zaštita krajnjih kupaca osigurana je kroz definiranje i razradu pravila za promjenu opskrbljivača¹⁷, pravila o kvaliteti opskrbe

¹⁵ Pravila organiziranja tržišta električne energije (Narodne novine, br. 121/15, 48/16, 50/18)

¹⁶ Mrežna pravila prijenosnog sustava, (Narodne novine, br. 67/17), Metodologija za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja (Narodne novine, br. 71/16, 112/16), Pravila o uravnoteženju elektroenergetskog sustava (HOPS, br. 5/16, 3/17), Pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja (HEP ODS, br. 120/17)

¹⁷ Pravila o promjeni opskrbljivača električnom energijom (Narodne novine, br. 56/15, 33/17)

električnom energijom¹⁸, uređenje i standardiziranje postupaka priključenja i korištenja mreže¹⁹ te kroz sistematizirane kriterije i postupke rješavanja žalbi i prigovora na rad opskrbljivača i HEP ODS-a. U tom su smislu, a u skladu sa Zakonom o zaštiti potrošača, uspostavljena povjerenstva za reklamacije potrošača HEP ODS-a kao prvostupanjska tijela i ujednačeni su kriteriji postupanja. U drugom stupnju žalbe rješava HERA, nadležna i za vođenje evidencije o prigovorima i zaštitu krajnjih kupaca.

ZAKON O TRŽIŠTU PLINA²⁰

Zakon uređuje pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju, transport, skladištenje, upravljanje terminalom za ukapljeni prirodni plin (dalje u tekstu: UPP), distribuciju i opskrbu plinom, upravljanje mjestom za opskrbu UPP-om i/ili stlačenim prirodnim plinom (dalje u tekstu: SPP), organiziranje tržišta plina kao dijela plinskog tržišta EU-a te se uređuju i postupanja u vezi s provedbom ovoga Zakona. Zakonom se utvrđuju pravila koja se odnose na zaštitu kupaca, organiziranje i funkcioniranje plinskog sektora, koncesije za distribuciju plina i koncesije za izgradnju distribucijskog sustava, pravo pristupa treće strane, model bilančnih skupina, otvoren pristup tržištu, utvrđivanje obveza općih usluga i prava kupaca plina, koja uključuju prava krajnjih kupaca, odvojeno vođenje poslovnih knjiga, financijskih izvješća, pravila pristupa plinskom sustavu, načela uzajamnosti i prekogranični transport plina. Pravila utvrđena ovim Zakonom i propisima donesenim na temelju ovoga Zakona primjenjuju se na prirodni plin i sve druge vrste plinova (bioplin, miješani plin, plin iz biomase i UPP) u onoj mjeri u kojoj se takvi plinovi mogu tehnički i sigurno umiješati u tok prirodnog plina i tako distribuirati kroz plinski sustav.

Energetske djelatnosti koje se obavljaju kao regulirane djelatnosti su: transport plina, distribucija plina, organiziranje tržišta plina, opskrba plinom koja se obavlja kao javna usluga (što uključuje opskrbu plinom u obvezi javne usluge i zajamčenu opskrbu), skladištenje plina te upravljanje terminalom za UPP.

Energetske djelatnosti koje se obavljaju kao tržišne djelatnosti su: proizvodnja prirodnog plina, upravljanje mjestom za opskrbu UPP-om i/ili SPP-om, trgovina plinom te opskrba plinom krajnjih kupaca na tržištu plina kao tržišna djelatnost.

Proizvodnja prirodnog plina tržišna je djelatnost koju obavljaju pravne ili fizičke osobe, pri čemu prirodni plin mora zadovoljavati uvjete kvalitete u skladu s Općim uvjetima opskrbe plinom²¹. Upravljanje mjestom za opskrbu UPP-om ili SPP-om je djelatnost koju obavlja operator mjesta za opskrbu UPP-om ili SPP-om. Operator je odgovoran za rad, održavanje i razvoj mjesta za opskrbu. Trgovina plinom odnosi se na kupnju i prodaju plina, osim prodaje plina krajnjim kupcima (kupci koji kupuju plin za vlastitu uporabu). Zadnja tržišna djelatnost koju prepoznaje Zakon o tržištu plina je opskrba plinom krajnjih kupaca na tržištu plina. Kranji

¹⁸ Uvjeti kvalitete opskrbe električnom energijom (Narodne novine, br. 37/17, 47/17, 31/18)

¹⁹ Uredba o izdavanju energetske suglasnosti i utvrđivanju uvjeta i rokova priključenja na elektroenergetsku mrežu (Narodne novine, br. 7/18); Opći uvjeti za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (Narodne novine, br. 85/15); Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu (HEP ODS, 4/18)

²⁰ Zakon o tržištu plina (Narodne novine, br. 18/18)

²¹ Opći uvjeti opskrbe plinom (Narodne novine, br. 50/18)

kupac ima pravo slobodno izabrati opskrbljivača plinom. Zakon o tržištu plina propisuje obveze i prava energetskih subjekata tijekom postupka promjene opskrbljivača radi osiguranja poštenog i transparentnog ishoda postupka promjene opskrbljivača.

Transport plina je regulirana djelatnost koja se obavlja kao javna usluga. U Republici Hrvatskoj PLINACRO d.o.o. upravlja sustavom magistralnih i regionalnih plinovoda kojima se plin transportira i predaje distribucijskim sustavima i krajnjim kupcima koji su priključeni na plinski transportni sustav. Mrežna pravila transportnog sustava²² uređuju način upravljanja kapacitetima i zagušenjima od strane operatora transportnog sustava. Donosi ih operator transportnog sustava uz suglasnost HERA-e. Njime se regulira opis transportnog sustava, razvoj transportnog sustava, pravila priključenja na transportni sustav, povezivanje transportnog sustava s ostalim dijelovima plinskog sustava, nadzor i upravljanje transportnim sustavom, pravila uravnoteženja transportnog sustava, održavanje transportnog sustava, usluge i proizvodi operatora transportnog sustava, ugovaranje kapaciteta na interkonekciji i ugovaranje kapaciteta na ulazima i izlazima u RH, trgovanje ugovorenim kapacitetom, korištenje kapaciteta transportnog sustava, mjerna pravila i pravila raspodjele količine plina, objava podataka i razmjena informacija, ograničenje i obustava isporuke plina, neovlaštena potrošnja plina, postupci upravljanja zagušenjima na interkonekciji, opći uvjeti korištenja usluge transporta plina.

S obzirom da je transport plina regulirana djelatnost, cijena transporta plina se formira sukladno Metodologiji utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina,²³ temeljem načela najvećeg dozvoljenog prihoda.

Distribucija plina je regulirana djelatnost koja se obavlja kao javna usluga. Ukupno 35 energetskih subjekata obavlja energetske djelatnosti distribucije plina. Regulirana cijena distribucije plina formira se sukladno Metodologiji utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za distribuciju plina²⁴. Distribucija plina i izgradnja distribucijskog sustava se mogu obavljati isključivo temeljem koncesije. Koncesije se dodjeljuju sukladno Zakonu o tržištu plina i drugim propisima kojima se uređuju koncesije.

Skladištenje plina je regulirana energetska djelatnost koja se iznimno može obavljati kao tržišna djelatnost ako operator skladišta plina ishodi od HERA-e suglasnost za obavljanje energetske djelatnosti skladištenja plina kao tržišne djelatnosti. Operator sustava skladišta plina dužan je voditi, održavati i razvijati siguran, pouzdan i učinkovit sustav skladišta plina. Pravila korištenja sustava skladišta plina uz suglasnost HERA-e donosi energetski subjekt Podzemno skladište plina d.o.o. Zagreb²⁵.

HROTE je sukladno Zakonu o tržištu plina odgovoran za energetske djelatnosti organiziranja tržišta plina. Organiziranje tržišta plina predstavlja, između ostalog, i upravljanje trgovinskom

²² Mrežna pravila transportnog sustava (Narodne novine, br. 50/18)

²³ Metodologija utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina (Narodne novine, br. 48/18, 58/18)

²⁴ Metodologija utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za distribuciju plina (Narodne novine, br. 48/18)

²⁵ Pravila korištenja sustava skladišta plina (Narodne novine, br. 50/18)

platformom i registrom obračunskih mjernih mjesta. Pravila o organizaciji tržišta plina²⁶ propisuju način organiziranja i djelovanja tržišta plina.

LNG Hrvatska d.o.o. je tvrtka osnovana s namjerom izgradnje i upravljanja infrastrukture potrebne za prihvata, skladištenje i uplinjavanje UPP-a. Razvoj, građenje i održavanje terminala za UPP, postupak i uvjeti korištenja terminala za UPP, ugovorni odnosi i dr. uređeni su Pravilima korištenja terminala za UPP²⁷ koje uz suglasnost HERA-e donosi LNG Hrvatska d.o.o.

Opskrba u obvezi javne usluge označava opskrbu plinom kupaca iz kategorije kućanstva po reguliranim uvjetima radi pružanja sigurnosti i redovitosti te osiguranja kvalitete i cijene opskrbe. Opskrbljivač u obvezi javne usluge dužan je naplaćivati isporučeni plin sukladno važećim iznosima tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom utvrđenim sukladno metodologiji koju donosi HERA te osigurati kvalitetu plina i kvalitetu usluge u skladu s Općim uvjetima opskrbe plinom. Zajamčena opskrba znači obveznu javnu uslugu opskrbe plinom prema reguliranim uvjetima krajnjem kupcu, priključenom na distribucijski sustav, koji je pod određenim uvjetima ostao bez opskrbljivača plinom. HERA provodi natječaj za odabir opskrbljivača u obvezi javne usluge ili zajamčenog opskrbljivača plinom.

Zakonom o tržištu plina propisana je i obveza HERA-e da provede javni natječaj za odabir opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina, u prijelaznom razdoblju od tri godine.

Od 1. studenog 2017. godine primjenjuje se nova Uredba (EU) 2017/1938 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom, koja stavlja izvan snage Uredbu (EU) br. 994/2010²⁸. Kao glavna poboljšanja ističu se: uvođenje načela solidarnosti – u slučaju ozbiljne krizne situacije, susjedne države članice će pomagati u osiguranju opskrbe kućanstava i ključnih javnih usluga; i jačanje regionalne suradnje – putem regionalnih skupina i zajedničke procjene sigurnosnih rizika i usuglašeni zajedničkih preventivnih i kriznih mjera te veća transparentnost u radu. Do donošenja novih planova intervencije koje predviđa Uredba (EU) 2017/1938 primjenjuju se planovi doneseni na temelju Uredbe (EU) br. 994/2010. U primjeni je i Uredba Vlade Republike Hrvatske o kriterijima za stjecanje statusa zaštićenog kupca u uvjetima kriznih stanja u opskrbi plinom²⁹.

ZAKON O TERMINALU ZA UKAPLJENI PRIRODNI PLIN³⁰

Ovim se Zakonom utvrđuje interes Republike Hrvatske, uređuje se supsidijarna primjena propisa, infrastruktura terminala za UPP koja je od strateškog interesa za Republiku Hrvatsku, izdavanje koncesije na pomorskom dobru za realizaciju terminala za UPP i prateće infrastrukture, uključujući mjesto za opskrbu UPP-om u luci Rijeka, provedba izvlaštenja

²⁶ Pravila o organizaciji tržišta plina (Narodne novine, br. 50/18)

²⁷ Pravila korištenja terminala za ukapljeni prirodni plin (Narodne novine, br. 60/18)

²⁸ Uredba (EU) 2017/1938 EUROPSKOG PARLAMENTA I VIJEĆA od 25. listopada 2017. o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom i stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 994/2010

²⁹ Uredba o kriterijima za stjecanje statusa zaštićenog kupca u uvjetima kriznih stanja u opskrbi plinom (Narodne novine, br. 65/15)

³⁰ Zakon o terminalu za ukapljeni prirodni plin (Narodne novine, br. 57/18)

nekretnina, pravila i mjere prilikom realizacije terminala za UPP radi očuvanja sigurnosti opskrbe prirodnim plinom i tajnost podataka te se određuje investitor odnosno nositelj investicije projekta terminala za UPP na otoku Krku.

ZAKON O TRŽIŠTU NAFTE I NAFTNIH DERIVATA³¹

Zakon uređuje pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju naftnih derivata, transport nafte i naftnih derivata, trgovinu na veliko i malo naftnim derivatima, skladištenje nafte i naftnih derivata, trgovinu na veliko i malo ukapljenim naftnim plinom (dalje u tekstu: UNP), pravo pristupa treće strane, otvoren pristup tržištu, plan intervencije u slučaju izvanrednog poremećaja opskrbe tržišta nafte i naftnih derivata te operativne i obvezne zalihe nafte, odnosno naftnih derivata, s time da se odredbe Zakona ne odnose na sabirno-transportne i skladišne sustave nafte na proizvodnim poljima.

Temeljem Zakona o zaštiti zraka donesena je Uredba o kvaliteti tekućih naftnih goriva i načinu praćenja i izvješćivanja te metodologiji izračuna emisija stakleničkih plinova u životnom vijeku isporučenih goriva i energije, koja uređuje određivanje i praćenje kvalitete tekućih naftnih goriva³². Uredbom o uvjetima za obavljanje trgovine na veliko i trgovine s trećim zemljama za određenu robu su propisani uvjeti za trgovinu na veliko i trgovinu s inozemstvom za naftne derivate.³³

Energetske djelatnosti, prema Zakonu o tržištu nafte i naftnih derivata, su proizvodnja naftnih derivata, transport nafte naftovodima, transport naftnih derivata produktovodima, transport nafte, naftnih derivata i biogoriva cestovnim vozilima, željeznicom i plovnim putovima, trgovina na veliko naftnim derivatima, trgovina na malo naftnim derivatima, skladištenje nafte i naftnih derivata, skladištenje UNP-a, trgovina na veliko UNP-om i trgovina na malo UNP-om. HERA izdaje rješenja kojima se dozvoljava obavljanje pojedine djelatnosti. Za obavljanje transporta nafte, naftnih derivata i biogoriva cestovnim vozilima, željeznicom i plovnim putovima te trgovine na malo naftnim derivatima ili UNP-om nije potrebno ishoditi dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti.

Transport nafte naftovodima energetska je djelatnost koju obavlja Jadranski naftovod d.d. (JANAF), koji je dužan omogućiti pristup transportnom sustavu pravnim i fizičkim osobama na nepristran i razvidan način prema načelu pregovaranog pristupa treće strane. Cijena transporta nafte određuje se sukladno internom pravilniku JANAF-a.

Subjekti koji obavljaju trgovinu na veliko naftnim derivatima i trgovinu na malo naftnim derivatima dužni su na tržište nafte i naftnih derivata staviti biogoriva radi ostvarivanja nacionalnog cilja o udjelu biogoriva. Biogoriva se stavljaju na tržište ako zadovoljavaju propisane tehničke zahtjeve za kvalitetom goriva utvrđene izdavanjem potvrde (certifikata) o

³¹ Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata (Narodne novine, br. 19/14, 73/17)

³² Uredba o kvaliteti tekućih naftnih goriva i načinu praćenja i izvješćivanja te metodologiji izračuna emisija stakleničkih plinova u životnom vijeku isporučenih goriva i energije (Narodne novine, br. 57/17)

³³ Uredba o uvjetima za obavljanje trgovine na veliko i trgovine s trećim zemljama za određenu robu (Narodne novine, br. 47/14 i 62/15).

sukladnosti prema posebnim propisima te ako su označena u skladu s propisima o kvaliteti goriva.

Proizvodnja naftnih derivata je energetska djelatnost koju u Republici Hrvatskoj obavlja INA d.d. Iako proizvodnja sirove nafte nije energetska djelatnost sukladno Zakonu o tržištu nafte i naftnih derivata važna je djelatnost za energetski sektor Republike Hrvatske. Djelatnost proizvodnje sirove nafte na teritoriju Republike Hrvatske također obavlja INA d.d.

Za energetske djelatnosti skladištenja nafte i naftnih derivata ili skladištenja UNP-a potrebno je ishoditi dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti od strane HERA-e. Dozvola za obavljanje energetske djelatnosti ne zahtjeva se za skladištenje za vlastite potrebe. Cijena skladištenja nije regulirana i određena je tržišnim odnosima.

Za energetske djelatnosti trgovine na veliko naftnim derivatima i trgovine na veliko UNP-om potrebno je ishoditi dozvolu HERA-e. Za energetske djelatnosti trgovine na malo naftnim derivatima i trgovine na malo UNP-om nije potrebno ishoditi dozvolu. Za sve djelatnosti u svezi trgovine naftnim derivatima ili UNP-om potrebno je pribaviti suglasnost ministarstva nadležnog za energetiku sukladno Uredbi o uvjetima za obavljanje trgovine na veliko i trgovine s trećim zemljama za određenu robu. Iako cijena naftnih derivata nije regulirana, ministarstvo nadzire cijene i subjekti koji obavljaju energetske djelatnosti trgovine na malo naftnim derivatima i trgovine na malo UNP-om dužni su dostaviti promjene cijena ministarstvu.

Za slučaj poremećaja opskrbe tržišta nafte i naftnih derivata Vlada Republike Hrvatske donosi Plan intervencije. U Planu se određuju postupak i kriteriji za utvrđivanje izvanrednog poremećaja opskrbe tržišta nafte i naftnih derivata, nadležnosti i odgovornosti u slučaju poremećaja opskrbe te postupci za normalizaciju opskrbe. Radi osiguranja opskrbe naftom i naftnim derivatima predviđeno je formiranje obveznih zaliha nafte i naftnih derivata od strane Agencije za ugljikovodike (dalje u tekstu: AZU).

ZAKON O TRŽIŠTU TOPLINSKE ENERGIJE³⁴

Zakon o tržištu toplinske energije je poseban zakon za područje toplinske energije kojim se uređuju mjere za sigurnu i pouzdanu opskrbu toplinskom energijom, toplinski sustavi za korištenje toplinske energije za grijanje i hlađenje, uvjeti dobivanja koncesije za distribuciju toplinske energije, odnosno koncesije za izgradnju distribucijske mreže, pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu djelatnost proizvodnje, distribucije i opskrbe toplinskom energijom u toplinskim sustavima i mjere za postizanje energetske učinkovitosti u toplinskim sustavima.

Toplinska energija, njena proizvodnja i distribucija, posebice u centralnim toplinskim sustavima (dalje u tekstu: CTS) usko je vezana uz ciljeve europske energetske politike učinkovitog korištenja energije. Interes za Republiku Hrvatsku u smislu postizanja ciljeva energetske učinkovitosti predstavlja izgradnja i razvoj CTS-a i proizvodnja toplinske energije u kogeneracijskim postrojenjima na visokoučinkovit način, kao i njihovo održavanje i

³⁴ Zakon o tržištu toplinske energije (Narodne novine, br. 80/13, 14/14, 76/18)

korištenje. Sami toplinski sustavi smatraju se bitnim elementom energetske učinkovitosti, a korištenje OIE kao izvora toplinske energije od interesa je za Republiku Hrvatsku.

Zakon o tržištu toplinske energije definira tri toplinska sustava: samostalni toplinski sustav (dalje u tekstu: STS) kao toplinski sustav preko kojeg se jednoj zgradi/građevini koja se sastoji od više samostalnih uporabnih cjelina isporučuje toplinska energija, zatvoreni toplinski sustav (dalje u tekstu: ZTS) kao toplinski sustav koji može obuhvaćati više industrijskih i/ili stambeno-poslovnih zgrada/građevina koje imaju zajednički toplinski sustav, a za koji nije potrebno ishoditi ugovor o koncesiji te CTS. CTS je toplinski sustav koji obuhvaća više zgrada/građevina, a u kojemu energetska djelatnost proizvodnje i opskrbe toplinske energije može obavljati jedan ili više energetskih subjekata, odnosno distribuciju toplinske energije obavlja jedan energetski subjekt na temelju ugovora o koncesiji za distribuciju toplinske energije ili ugovora o koncesiji za izgradnju distribucijske mreže. Opskrbljivač toplinskom energijom za zgrade/građevine unutar CTS-a može obavljati i djelatnost kupca za pojedinu zgradu/građevinu. Svi proizvođači toplinske energije imaju pravo pristupa na CTS u skladu s Mrežnim pravilima za distribuciju toplinske energije.³⁵

Energetske djelatnosti proizvodnje i opskrbe toplinskom energijom obavljaju se kao tržišne djelatnosti, dok se distribucija toplinske energije obavlja kao javna usluga. Za obavljanje energetskih djelatnosti potrebne su dozvole koje izdaje HERA. Energetski subjekt koji obavlja više energetskih djelatnosti dužan je računovodstveno razdvojiti djelatnosti radi primjene načela nediskriminacije korisnika toplinskog sustava, izbjegavanja narušavanja tržišnog natjecanja i međusobnog subvencioniranja energetskih djelatnosti koje se obavljaju kao tržišne i javne usluge. Energetski subjekt koji obavlja više energetskih djelatnosti dužan je izraditi, objaviti i dati na reviziju godišnje financijske izvještaje i utvrditi pravila za raspoređivanje imovine, obveza, prihoda, troškova i amortizacije sukladno odluci HERA-e o načinu i postupku vođenja razdvojenog računovodstva.

Proizvođač toplinske energije je pravna ili fizička osoba koja je od HERA-e ishodila dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti proizvodnje toplinske energije. Za proizvodnju toplinske energije u toplinskom sustavu u kotlovnica čija je instalirana toplinska proizvodna snaga veća od 2 MW obvezno je ishoditi dozvolu HERA-e za obavljanje energetske djelatnosti proizvodnje toplinske energije. Status povlaštenog proizvođača električne i toplinske energije može steći energetski subjekt koji koristi energetski objekt kogeneracije i koristi otpad, biorazgradive dijelove otpada ili OIE za proizvodnju toplinske energije na gospodarski primjeren način, u skladu s propisima kojima se uređuje zaštita okoliša i gospodarenje otpadom. Radi učinkovitog korištenja energenata u kogeneracijskim postrojenjima, a uz istodobno zadovoljenje potreba kupaca za toplinskom energijom, planirana proizvodnja električne energije uvjetovana istodobnom potrošnjom toplinske energije za grijanje i/ili hlađenje ima prioritet prihvata u elektroenergetskoj mreži.

Energetska djelatnost proizvodnje toplinske energije u CTS-u smatra se javnom uslugom do trenutka kada udio proizvodnje određenog proizvođača toplinske energije bude manji od 60

³⁵ Mrežna pravila za distribuciju toplinske energije (Narodne novine, br. 35/14)

% potrebe za toplinskom energijom CTS-a, kada će se ova energetska djelatnost obavljati kao tržišna djelatnost. Dok se proizvodnja toplinske energije smatra javnom uslugom, proizvođač toplinske energije dužan je primijeniti iznos tarifnih stavki za proizvodnju toplinske energije na temelju metodologije koju donosi HERA.

Vlada Republike Hrvatske donosi program korištenja potencijala za učinkovitost u grijanju i hlađenju u Republici Hrvatskoj, za čiju je svrhu potrebno izraditi i analizu troškova i koristi temeljenu na klimatskim uvjetima, ekonomskoj izvedivosti i tehničkoj prikladnosti, a koja doprinosi lakšem utvrđivanju, u smislu izvora i troškova, najučinkovitijih rješenja za ispunjavanje potreba za grijanjem i hlađenjem.

Kod planiranja izgradnje novih proizvodnih postrojenja za proizvodnju električne i toplinske energije ili rekonstrukcije postojećih s ukupnom toplinskom snagom većom od 20 MW, potrebno je izraditi analizu troškova i koristi kako bi se procijenili troškovi i koristi iskorištavanja otpadne topline iz susjednih industrijskih postrojenja.

Proizvodna postrojenja mogu graditi pravne ili fizičke osobe ako ona udovoljavaju kriterijima utvrđenim u postupku izdavanja energetske odobrenja sukladno Zakonu o tržištu električne energije.

Jedinica lokalne samouprave (dalje u tekstu: JLS) koja na svom području ima distribucijsku mrežu, dužna je osigurati trajno obavljanje energetske djelatnosti distribucije toplinske energije. JLS i distributer toplinske energije dužni su osigurati kvalitetno obavljanje energetske djelatnosti distribucije toplinske energije na načelima održivog razvitka, osigurati održavanje distribucijske mreže u stanju funkcionalne sposobnosti i osigurati transparentan način rada distributera toplinske energije. Pravo obavljanja energetske djelatnosti distribucije toplinske energije stječe se na temelju ugovora o koncesiji za distribuciju toplinske energije, odnosno ugovora o koncesiji za izgradnju distribucijske mreže te ishoda dozvole za obavljanje energetske djelatnosti distribucije toplinske energije. Koncesija za distribuciju toplinske energije i koncesija za izgradnju energetskih objekata za distribuciju toplinske energije daje se za razdoblje od najmanje 20, a najviše do 30 godina. Odgovornosti, dužnosti i prava distributera toplinske energije određena su u Zakonu o tržištu toplinske energije i podzakonskim aktima, posebice Mrežnim pravilima za distribuciju toplinske energije.

Za obavljanje energetske djelatnosti distribucije toplinske energije HERA određuje iznos tarifnih stavki na temelju tarifne metodologije, a u skladu s odredbama Zakona o regulaciji energetskih djelatnosti. Iznos tarifnih stavki za obavljanje distribucije toplinske energije ovisi o opravdanim troškovima te energetske djelatnosti na određenom distribucijskom području.

Distributer toplinske energije dužan je izraditi plan razvoja distribucijske mreže u skladu sa Strategijom energetskog razvoja³⁶ i Programom provedbe Strategije energetskog razvoja te planovima i programima JLS-a na čijem području obavlja energetske djelatnosti distribucije toplinske energije.

³⁶ Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske (Narodne novine, br. 130/09)

Djelatnost opskrbe toplinskom energijom obavlja se na način da u CTS-u opskrbljivač kupuje toplinsku energiju od proizvođača toplinske energije sukladno ugovoru o prodaji toplinske energije te sklapa ugovor o distribuciji s distributerom toplinske energije i prodaje toplinsku energiju kupcima toplinske energije (ugovor o opskrbi kupca toplinske energije), a u ZTS-u kupuje ulazne količine energenta za transformaciju u toplinsku energiju i isporučuje toplinsku energiju kupcu toplinske energije radi obračuna.

Kupac toplinske energije je pravna ili fizička osoba koja u ime i za račun vlasnika i/ili suvlasnika zgrade/građevine obavlja djelatnost kupca u STS-u, ZTS-u i CTS-u. Djelatnost kupca toplinske energije je djelatnost različita od energetske djelatnosti, a obuhvaća stručno upravljanje, rukovanje, održavanje unutarnjih instalacija, isporuku toplinske energije radi obračuna toplinske energije te izdavanje računa krajnjem kupcu u zgradi/građevini u STS-u, ZTS-u ili CTS-u, na temelju ugovora o potrošnji toplinske energije.

Krajnji kupac je pravna ili fizička osoba koja kupuje toplinsku energiju za vlastite potrebe od kupca na temelju obračuna toplinske energije. Općim uvjetima za isporuku toplinske energije³⁷ koje utvrđuje HERA uređuju se, između ostalog, prava i obveze kupca toplinske energije i krajnjih kupaca, uvjeti obračuna i naplate toplinske energije, uvjeti ograničenja i obustave isporuke toplinske energije, investicije, rekonstrukcije i održavanje proizvodnih postrojenja i unutarnjih instalacija, pristup mjerilima toplinske energije i instalacijama priključka, mjere zaštite krajnjih kupaca, način informiranja krajnjih kupaca i dr. pitanja od značaja za isporuku toplinske energije krajnjim kupcima.

ZAKON O BIOGORIVIMA ZA PRIJEVOZ³⁸

Zakonom o biogorivima za prijevoz se uređuje proizvodnja, trgovina i skladištenje biogoriva i drugih obnovljivih goriva, korištenje biogoriva u prijevozu, donošenje programa i planova za poticanje proizvodnje i korištenja biogoriva u prijevozu, ovlasti i odgovornosti za utvrđivanje i provođenje politike poticanja proizvodnje i korištenja biogoriva u prijevozu te mjere poticanja proizvodnje i korištenja biogoriva u prijevozu.

ZAKON O USPOSTAVI INFRASTRUKTURE ZA ALTERNATIVNA GORIVA³⁹

Ovim se zakonom utvrđuje zajednički okvir mjera za uspostavljanje infrastrukture za alternativna goriva, kako bi se na najmanju moguću mjeru smanjila ovisnost o nafti te ublažio negativni utjecaj prometa na okoliš. Zakonom se utvrđuju minimalni zahtjevi za izgradnju infrastrukture za alternativna goriva, uključujući mjesta za punjenje, utvrđuju se zajedničke tehničke specifikacije za mjesta za punjenje i opskrbu, zahtjevi za informiranje korisnika, kao i način izvršavanja obveza izvješćivanja o provedbi mjera uspostavljanja infrastrukture za alternativna goriva. Zajednički okvir mjera određen predmetnim Zakonom provodi se kroz Nacionalni okvir politike za uspostavu infrastrukture i razvoj tržišta alternativnih goriva u prometu (NOP) (Narodne novine, br. 34/17).

³⁷ Opći uvjeti za isporuku toplinske energije (Narodne novine, br. 35/14, 129/15)

³⁸ Zakon o biogorivima za prijevoz (Narodne novine, br. 65/09, 145/10, 26/11, 144/12, 14/14, 94/18)

³⁹ Zakon o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva (Narodne novine, br. 120/16)

ZAKON O OBNOVLJIVIM IZVORIMA ENERGIJE I VISOKOUČINKOVITOJ KOGENERACIJI⁴⁰

Zakonom se uređuje planiranje i poticanje proizvodnje i potrošnje električne energije proizvedene u proizvodnim postrojenjima koja koriste OIE i visokoučinkovitu kogeneraciju, utvrđuju mjere poticanja za proizvodnju električne energije korištenjem OIE i visokoučinkovite kogeneracije, uređuje provedba sustava poticanja proizvodnje električne energije iz OIE i visokoučinkovite kogeneracije tržišnom premijom i zajamčenom otkupnom cijenom, uređuju pitanja izgradnje postrojenja za proizvodnju električne energije iz OIE i visokoučinkovite kogeneracije na državnom zemljištu, uređuje vođenje registra OIE i visokoučinkovite kogeneracije za projekte, nositelje projekata i povlaštene proizvođače električne energije iz OIE i visokoučinkovite kogeneracije, uređuje pitanje međunarodne suradnje u području OIE te druga pitanja od važnosti za korištenje OIE i visokoučinkovite kogeneracije. Uz ovaj zakon, područje OIE i kogeneracije električne i toplinske energije u Republici Hrvatskoj uređuje i Zakon o energiji, Zakon o tržištu električne energije, Zakon o Fondu za zaštitu okoliša i energetske učinkovitosti, Zakon o zaštiti zraka, Zakon o zaštiti okoliša i podzakonski akti za provedbu tih zakona. Koncem 2018. godine usvojene izmjene i dopune Zakona o OIE i visokoučinkovitoj kogeneraciji, a njegova puna više puta odgađana primjena očekuje se po donošenju svih predviđenih provedbenih propisa (u tijeku).

Jedan od ciljeva Zakona je napuštanje sustava reguliranog otkupa električne energije proizvedene iz OIE i visokoučinkovite kogeneracije i uspostava prodaje električne energije proizvedene iz OIE i visokoučinkovite kogeneracije na tržištu električne energije na razvidan i nepristran način, prema tržišnim uvjetima, u skladu s pravilima sustava planiranja proizvodnje električne energije putem EKO bilančne grupe.

Od 1. siječnja 2019. godine na snazi su Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz OIE i visokoučinkovite kogeneracije te Uredba o udjelu u neto isporučenoj električnoj energiji povlaštenih proizvođača koje su opskrbljivači električne energije dužni preuzeti od operatora tržišta električne energije.

Donošenjem ostalih predviđenih akata te usklađivanjem postojećih pravila s odredbama Zakona, zaokružiti će se pravni sustav poticanja proizvodnje električne energije iz OIE.

ZAKON O ISTRAŽIVANJU I EKSPLOATACIJI UGLJIKOVODIKA⁴¹

Novi Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika na snazi je od 14. lipnja 2018. godine te je njime na jednom mjestu uređeno istraživanje i korištenje ovih resursa.

Zakonom se uređuje istraživanje i eksploatacija ugljikovodika, istraživanje i eksploatacija geotermalnih voda iz kojih se može koristiti akumulirana toplina u energetske svrhe, skladištenje prirodnog plina i trajno zbrinjavanje ugljikova dioksida, pri čemu se ugljikovodici, geotermalne vode ili geološke strukture za skladištenje i trajno zbrinjavanje nalaze u zemlji ili u podzemlju unutarnjih morskih voda ili teritorijalno mora Republike Hrvatske odnosno u

⁴⁰ Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (Narodne novine, br. 100/15, 123/16, 131/17, 111/18)

⁴¹ Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (Narodne novine, br. 52/18 – na snazi od 14.06.2018.)

podzemlju epikontinentalnog pojasa Jadranskog mora do linije razgraničenja sa susjednim zemljama na kojima Republika Hrvatska, u skladu s međunarodnim pravom, ostvaruje jurisdikciju i suverena prava.

ZAKON O ENERGETSKOJ UČINKOVITOSTI⁴²

Zakonom o energetskej učinkovitosti se uređuje područje učinkovitog korištenja energije, donošenje planova na lokalnoj, područnoj (regionalnoj) i nacionalnoj razini za poboljšanje energetske učinkovitosti te njihovo provođenje, mjere energetske učinkovitosti, obveze energetske učinkovitosti, obveze regulatornog tijela za energetiku, operatora prijenosnog sustava, operatora distribucijskog sustava i operatora tržišta energije u svezi s prijenosom, odnosno transportom i distribucijom energije, obveze distributera energije, opskrbljivača energije i/ili vode, a posebice djelatnost energetske usluge, utvrđivanje ušteda energije te prava potrošača u primjeni mjera energetske učinkovitosti. Treba istaknuti da su u prosincu usvojene izmjene i dopune Zakona o energetskej učinkovitosti, koje su posebno bitne za opskrbljivače energijom koji postaju stranke obveznice u sustavu obveze energetske učinkovitosti. Uz navedeni Zakon, temeljni zakonodavni okvir za energetskej učinkovitost sadržan je i u Zakonu o energiji⁴³, Zakonu o Fondu za zaštitu okoliša i energetskej učinkovitost, Zakonu o gradnji⁴⁴, Zakonu o zaštiti od svjetlosnog onečišćenja⁴⁵, Zakonu o zaštiti zraka, Zakonu o zaštiti okoliša i podzakonskim aktima za provedbu tih zakona.

U nastavku je dan pregled regulatornih mjera koje su definirane u navedenim zakonima i relevantnim podzakonskim aktima.

Tablica 1.11. Pregled zakonskih odredbi vezanih uz energetskej učinkovitost u RH

Zakon o energetskej učinkovitosti
Obveza Vlade RH da usvoji Nacionalni akcijski plan energetskej učinkovitosti (NAPEnU) za trogodišnje razdoblje s mjerama koje će se provoditi na cijelom području RH
Obveza županija i velikih gradova (> 35 000 stanovnika) da donose Akcijske planove (trogodišnje) i godišnje planove energetskej učinkovitosti
Obveza Vlade RH da usvoji Dugoročnu strategiju za poticanje ulaganja u obnovu nacionalnog fonda zgrada Republike Hrvatske te je ažurira svake tri godine
Sustav obveze energetskej učinkovitosti za opskrbljivače energije (provedbeni podzakonski akt kojim će se uspostaviti funkcionalna shema obveza u trenutku izrade ovog dokumenta je u postupku javne rasprave)
Obveze opskrbljivača o mjeranju i obračunavanju potrošnje te informiranju kupaca o prethodnoj potrošnji, što obuhvaća usporedbu s prosječnim uobičajenim ili referentnim krajnjim kupcem iz iste kategorije krajnjih kupaca opskrbljivača
Obveze distributera energije da podatke o mjeranju i potrošnji energije u javnom sektoru unose na mjesečnoj razini u nacionalni informacijski sustav za gospodarenje energijom (ISGE) te da osiguraju pojedinačna brojila krajnjim kupcima
Obveze regulatornog tijela za energetiku da osigura poticanje energetskej učinkovitosti kroz tarife te da osigura poticaje za poboljšanje učinkovitosti u planiranju i radu infrastrukture za prirodni plin i električnu energiju
Obveze operatora prijenosnog i distribucijskog sustava da omoguće pristup mreži, prijenos i

⁴² Zakon o energetskej učinkovitosti (Narodne novine, br. 127/14, 116/18)

⁴³ Zakon o energiji (Narodne novine, br. 120/12, 14/14, 95/15, 102/15, 68/18)

⁴⁴ Zakon o gradnji (Narodne novine, br. 153/13, 20/17)

⁴⁵ Zakon o zaštiti od svjetlosnog onečišćenja (Narodne novine, br. 114/11)

distribuciju električne energije proizvedene iz visokoučinkovite kogeneracije
Obveze velikih poduzeća o provedbi energetske preglede svake 4 godine ili uvođenju sustava gospodarenja energijom (Pravilnik o energetske pregledu za velika poduzeća (Narodne novine, br. 123/15))
Obveza javnog sektora da provodi energetske preglede sustava javne rasvjete svakih 5 godina te da održava i rekonstruira javnu rasvjetu tako da smanjuje potrošnju električne energije i ispunjava ostale uvjete propisane Zakonom o zaštiti od svjetlosnog onečišćenja (Narodne novine, br. 114/11) i propisa koji iz njega proizlaze
Obveza javnog sektora da sustavno gospodari energijom, što podrazumijeva imenovanje odgovorne osobe za gospodarenje energijom, redovno praćenje potrošnje energije i unošenje podataka o potrošnji energije u nacionalni informacijski sustav za gospodarenje energijom (ISGE) (Pravilnik o sustavnom gospodarenju energijom u javnom sektoru (Narodne novine, br. 18/15, 6/16))
Obveza prijavljivanja svih aktivnosti energetske učinkovitosti i ostvarenih ušteda u nacionalni sustav za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda (SMiV) za javni sektor, pružatelje energetske usluga i davatelje subvencija (Pravilnik o sustavu za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda energije (Narodne novine, br. 71/15))
Obveza nadležnih ministarstava i NKT-a uspostavljanja i vođenja informacije platforme o energetske učinkovitosti (Nacionalni portal energetske učinkovitosti: https://www.enu.hr/)
Obveza označavanja uređaja povezanih s energijom (relevantne uredbe EU-a za pojedine grupe uređaja)
Reguliranje energetske usluge (ugovora o energetske učinku) u javnom sektoru (Uredba o ugovaranju i provedbi energetske usluge u javnom sektoru (Narodne novine, br. 11/15))
Reguliranje ugovaranja energetske usluge i radova energetske obnove višestambenih zgrada te utvrđivanje donošenja odluke o energetske obnovi na temelju natpolovične većine glasova suvlasnika koja se računa po suvlasničkim dijelovima i po broju suvlasnika zgrade
Obveza korištenja kriterija energetske učinkovitosti u postupcima javne nabave proizvoda povezanih s energijom (Pravilnik o zahtjevima energetske učinkovitosti proizvoda povezanih s energijom u postupcima javne nabave (Narodne novine, br. 70/15))
Obveza zadovoljavanja eko-dizajna proizvoda povezanih s energijom prilikom stavljanja na tržište (Pravilnik o utvrđivanju zahtjeva za eko-dizajn proizvoda povezanih s energijom (Narodne novine, br. 50/15))
Zakon o zaštiti od svjetlosnog onečišćenja
Obvezna primjena svjetiljki koje daju isti svjetlosni učinak uz manju potrošnju energije; obvezna primjena standarda upravljanja rasvijetljenošću, uvjeta i najviše dopuštene razine intenziteta svjetla, rasvijetljenosti, svjetline i raspršenja na otvorenom; obvezna primjena mjera zaštite od svjetlosnog onečišćenja kojima se mora spriječiti nastajanje prekomjerne emisije i raspršivanja svjetla u okoliš; kod planiranja, gradnje, održavanja i rekonstrukcije rasvjete potrebno je izabrati tehnička rješenja i uvažavati dostignuća i rješenja kojima se osigurava da rasvjeta bude izvedena prema hrvatskim normama iz područja rasvjete, da se koriste energetske učinkovite rješenja te da parametri rasvijetljenosti ne prelaze granične vrijednosti (na temelju ovog Zakona nije usvojen niti jedan predviđeni provedbeni podzakonski akt kojima bi se uspostavili integralni uvjeti za energetske učinkovitu i okolišno prihvatljivu javnu rasvjetu)
Zakon o gradnji
Gospodarenje energijom i očuvanje topline kao jedan od temeljnih zahtjeva za građevine (Tehničkim propisom i racionalnoj uporabi i toplinske zaštite zgrada (Narodne novine, br. 128/15, 70/18, 73/18, 86/18)) propisuju se minimalna energetske svojstva za nove zgrade i zgrade koje prolaze veliku rekonstrukciju, način određivanja energetske svojstva zgrade, izrada elaborata korištenja alternativnih sustava energije te zahtjeva za zgrade gotovo nulte energije)
Obveza redovnih inspekcija sustava grijanja i sustava hlađenja ili klimatizacije u zgradama te energetske certificiranja zgrada (Pravilnik o energetske pregledu zgrade i energetske certificiranju (Narodne novine, br. 88/17); Pravilnik o kontroli energetske certifikata zgrade i izvješća o redovitom pregledu sustava grijanja i sustava hlađenja ili klimatizacije u zgradi (Narodne novine, br. 73/15);

1.7. Tržište i cijene energije

1.7.1. Plin

Tržište plina u Republici Hrvatskoj regulirano je Zakonom o tržištu plina. Dozvolu za obavljanje djelatnosti opskrbe plinom u Hrvatskoj trenutno imaju 54 energetska subjekta.

Odlukom HERA-e o određivanju opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina za razdoblje od 1. kolovoza 2018. do 31. ožujka 2019. godine, za opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina određena je Hrvatska elektroprivreda – dioničko društvo. HERA je 25. siječnja 2019. otvorila javni natječaj za određivanje opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina za razdoblje od 1. travnja 2019. do 31. ožujka 2021. godine, koji se provodi u skladu s odredbama Zakona o tržištu plina. Sukladno uvjetima natječaja, odabrani opskrbljivač bit će dužan prodavati plin opskrbljivačima u obvezi javne usluge, koji ga odaberu, po cijeni plina koja je jednaka ili manja od referentne cijene plina, koja predstavlja zbroj cijene nabave plina i premije. Maksimalni iznos referentne cijene plina za regulacijsku godinu 2019. iznosi 0,1985 kn/kWh. Nakon 31. ožujka 2021., u skladu s člankom 113. stavkom 2. Zakona o tržištu plina, uloga opskrbljivača na veleprodajnom tržištu se ukida.

Dozvolu za obavljanje djelatnosti proizvodnje prirodnog plina ima tvrtka INA-Industrija nafte d.d., a za skladištenje plina registrirana je i dozvolu ima tvrtka Podzemno skladište plina d.o.o. Dozvolu za obavljanje djelatnosti transporta plina u Republici Hrvatskoj ima tvrtka PLINACRO d.o.o., a za organiziranje tržišta plina dozvolu ima HROTE. Dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti upravljanje terminalom za UPP, a koja se obavlja kao regulirana djelatnost, ima tvrtka LNG Hrvatska d.o.o. Dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti trgovine plinom trenutno imaju 12 tvrtki, a dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti distribucije plina posjeduje 35 tvrtki.

Osnovni elementi cijene plina su cijena dobave i cijena transporta plina, cijena skladištenja plina, cijena opskrbe plinom i cijena distribucije plina. Transport, distribucija i javna usluga opskrbe plinom i zajamčena opskrba, kao i skladištenje plina regulirani su odgovarajućim Metodologijama utvrđivanja iznosa tarifnih stavki te Odlukama o iznosu pojedinih tarifnih stavki koje donosi HERA.

Metodologijom utvrđivanja cijene nestandardnih usluga za transport plina, distribuciju plina, skladištenje plina, prihvata i otpremu UPP-a i javnu uslugu opskrbe plinom regulira se struktura cjenika nestandardnih usluga reguliranih djelatnosti.

Sukladno Metodologiji utvrđivanja cijene energije uravnoteženja plinskog sustava, operator tržišta plina dnevno utvrđuje cijenu pozitivne i negativne energije uravnoteženja plinskog sustava.

Cijena nabave na veleprodajnom tržištu za javnu uslugu i zajamčenu opskrbu plinom

Cijena nabave plina, kada se obavlja kao javna usluga i zajamčena opskrba plinom, određuje se prema Metodologiji utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom i zajamčenu opskrbu. Naziva se referentna cijena plina i predstavlja najvišu cijenu po kojoj opskrbljivač na veleprodajnom tržištu može prodavati plin opskrbljivačima u obvezi javne usluge, a utvrđuje se kao zbroj cijene nabave plina i premije, odnosno fiksnog dijela referentne cijene plina.

Cijena prihvata i otpreme ukapljenog prirodnog plina

Tarifne stavke za prihvata i otpremu UPP-a određuju se Metodologijom utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za prihvata i otpremu UPP-a, koju je donijela HERA. Za izračun tarifnih stavki za prihvata i otpremu UPP-a koristit će se model regulatornog računa za regulacijsko razdoblje od 20 godina od godine početka rada terminala za UPP, u kojem regulacijskom razdoblju tarifa ostaje nepromijenjena.

Cijena transporta plina

Cijena transporta plina utvrđuje se temeljem Metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina i Odluke o iznosu tarifnih stavki za transport plina.

Cijena transporta plina izražava se kroz naknadu za korištenje transportnog sustava. Iznos naknade utvrđuje se i plaća prema ukupnom ugovorenom kapacitetu transportnog sustava svakog pojedinog korisnika za pojedini mjesec, uključujući i transakcije na sekundarnom tržištu te prema izmjerenim količinama transportiranog plina za pojedinog korisnika transportnog sustava i prekoračenjima koja se izračunavaju za pojedini priključak za pojedini plinski dan za pojedinog korisnika. Kapacitet je moguće ugovoriti na godišnjoj, tromjesečnoj, mjesečnoj, dnevnoj i unutarnevnoj razini.

Cijena skladištenja plina

Radni volumen jednoga standardnog paketa skladišnog kapaciteta (SBU) utvrđen je u iznosu od 50 GWh, a uslugu standardnog paketa skladišnog kapaciteta korisnici zakupljuju na godišnjoj/višegodišnjoj razini.

Naknade za skladištenje plina definirane su Odlukom o iznosu tarifnih stavki za skladištenje plina (Narodne novine, br. 122/16) koju je donijela HERA temeljem Metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za skladištenje plina.

Cijena opskrbe plinom za javnu uslugu opskrbe plinom i zajamčenu opskrbu

Tarifne stavke za opskrbu plinom određuju se Metodologijom utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom i zajamčenu opskrbu.

Krajnja cijena opskrbe plinom sastoji se od tarifne stavke za isporučenu količinu plina (Ts1) i fiksne mjesečne naknade (Ts2). Iznosi tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom za

opskrbljivače u obvezi javne usluge određeni su Odlukom o iznosu tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom.

Cijena distribucije plina

Tarifne stavke za distribuciju plina za regulacijsko razdoblje 2018. – 2021. godine definirane su Odlukom o iznosu tarifnih stavki za distribuciju plina u kojoj su iskazani iznosi tarifnih stavki za distribuciju plina za energetske subjekte. Krajnja cijena distribucije plina sastoji se od tarifne stavke za distribuiranu količinu plina (Ts1) i fiksne mjesečne naknade (Ts2). Tarifne stavke Ts1 definirane su za svakog pojedinog distributera u 12 tarifnih modela (TM) ovisno o godišnjoj potrošnji, dok su tarifne stavke Ts2 propisane u istom iznosu za sve distributere.

Prodajne cijene plina

Prosječna prodajna cijena plina bez PDV-a za krajnje kupce na distribucijskom sustavu u Republici Hrvatskoj u 2017. godini iznosila je 0,2335 kn/kWh, što je za 16 % manje u odnosu na 2016. godinu.

Prosječna prodajna cijena plina bez PDV-a u Republici Hrvatskoj u 2017. godini za krajnje kupce na transportnom sustavu iznosila je 0,1805 kn/kWh, što je za 1 % više u odnosu na 2016. godinu, pri čemu je ista bila najniža u drugom kvartalu kada je iznosila 0,1673 kn/kWh, a najviša u prvom kvartalu kada je iznosila 0,1943 kn/kWh.

1.7.2. Naftni derivati

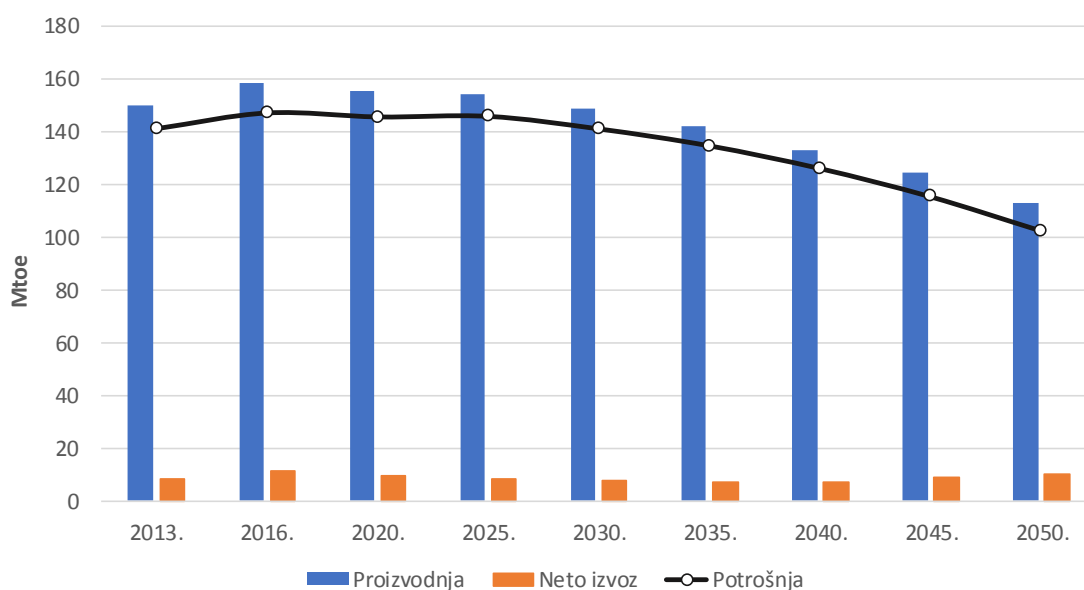
Opskrba tržišta naftnim derivatima odvija se dijelom iz domaćih rafinerija, a dijelom iz uvoza. Posljednjih nekoliko godina, udio uvoza iznosio je gotovo 60 % od ukupne potrošnje naftnih derivata u Republici Hrvatskoj.

Cijene naftnih derivata u Republici Hrvatskoj nisu regulirane, a u velikoj mjeri ovise o kretanju cijena na mediteranskom tržištu. S obzirom na relativno veliku konkurenciju na maloprodajnom tržištu, marže koje se ostvaruju su primjerene ovoj vrsti djelatnosti, a razlike u maloprodajnim cijenama u odnosu na ostale zemlje EU-a uglavnom su posljedica različite visine trošarina koje su dio maloprodajne cijene derivata.

S obzirom na relativno veliku konkurenciju i na veleprodajnom i na maloprodajnom tržištu derivata, veliki utjecaj na hrvatsko tržište imaju promjene koje se događaju na području šire regije odnosno tržišta jugoistočne Europe. Iz tog razloga napravljena je analiza ključnih parametara tržišta naftnih derivata šire regije, a njome su obuhvaćene sljedeće zemlje: Hrvatska, Srbija, Bosna i Hercegovina, Makedonija, Slovenija, Crna Gora, Kosovo, Češka, Slovačka, Mađarska, Rumunjska, Bugarska, Grčka, Albanija, Italija i Austrija. Kao ključni parametri tržišta analizirani su: potrošnja naftnih derivata, proizvodnja, instalirani kapaciteti za preradu nafte, uvoz i izvoz derivata. Napravljena je procjena potrošnje naftnih derivata do 2050. godine za cijelu regiju, uzimajući u obzir procjene navedene u javno dostupnim dokumentima pojedinih država.

Na području promatrane regije 2017. godine je ukupno radilo 30 rafinerija instaliranog kapaciteta oko 185 milijuna tona godišnje. Iste godine, ukupna prerada rafinerija iznosila je 158,7 milijuna tona što daje iskorištenje rafinerijskih kapaciteta od oko 85 %. Pri tome je potrebno naglasiti da postoje velike razlike u iskorištenju pojedinih rafinerija, od onih s iskorištenjem manjim od 50 % pa sve do onih s preko 95 % iskorištenja kapaciteta.

Rezultati modela tržišta naftnih derivata ukazuju na to da će se potrošnja derivata na razini cijele regije do 2025. godine zadržati otprilike na istom nivou kao i 2017. godine, nakon čega slijedi pad potrošnje koja će 2050. godini biti na razini od oko 70 % potrošnje ostvarene 2017. godine. U skladu sa smanjenjem potrošnje procijenjeno je i smanjenje proizvodnje naftnih derivata u promatranoj regiji. Proizvodnja je u 2050. godini procijenjena na oko 71 % proizvodnje iz 2017. godine. S obzirom na očekivano smanjenje potreba za naftnim derivatima nakon 2025. godine očekuje se da će doći do zatvaranja odnosno prenamjene pojedinih rafinerija. Osim s padom potražnje za derivatima, rafinerijski sektor će biti suočen i s promjenama u strukturi potražnje što će zahtijevati znatne investicije u tom sektoru. Generalno se očekuje značajno smanjenje potražnje za dizelskim gorivom i motornim benzinom dok se očekuje povećanje potražnje za sirovinama koje se koriste u petrokemijskoj industriji.



Slika 1.16. Projekcije proizvodnje, potrošnje i neto izvoza naftnih derivata u zemljama šire regije

Izvor: EIHP

1.7.3. Toplinska energija

Prema odredbama Zakona o tržištu toplinske energije, HERA određuje iznose tarifnih stavki za proizvodnju i distribuciju toplinske energije⁴⁶ za sve CTS-ove.

⁴⁶ http://www.hera.hr/hrvatski/html/propisi_tenergija.html

Zakonom o tržištu toplinske energije propisano je da su energetska djelatnost opskrbe toplinskom energijom i djelatnost kupca toplinske energije tržišne djelatnosti te se naknada za opskrbu toplinskom energijom i naknada za kupca toplinske energije slobodno utvrđuju u skladu s tržišnim uvjetima.

U CTS-ovima iznosi tarifnih stavki za proizvodnju i distribuciju toplinske energije predstavljaju regulirani dio cijene toplinske energije, dok se naknada za opskrbu toplinskom energijom i naknada za djelatnost kupca toplinske energije slobodno ugovaraju.

Cijena toplinske energije u ZTS-ovima i STS-ovima slobodno se utvrđuje u skladu s tržišnim uvjetima. Tarifne stavke za CTS-ove važeće na kraju 2017. godine prikazane su u tablici u nastavku.

Tablica 1.12. Tarifne stavke CTS-ova pojedinih toplinarskih tvrtki (bez PDV-a), važeće na kraju 2017. godine

Tvrtka	Grad	Kućanstva		Industrija i poslovni potrošači	
		Energija (kn/kWh)	Snaga (kn/kW)	Energija (kn /kWh)	Snaga (kn/kW)
HEP Toplinarstvo d.o.o.	Sisak	0,180	7,55	0,340	12,26
	Osijek	0,160	8,43	0,310	13,21
	Zagreb	0,170	5,75	0,340	12,03
	Dubrava (Zagreb)	0,170	6,60	0,340	12,26
	Velika Gorica	0,300	11,15	0,340	12,70
	Samobor	0,300	10,97	0,340	11,66
Brod plin d.o.o.	Slavonski Brod	0,285	16,80	0,333	16,80
Energ o d.o.o.	Rijeka: Gornja Vežica	0,327	13,50	0,327	13,50
	Rijeka: Krnjevo	0,330	16,50	0,330	15,00
	Rijeka: Vojak	0,307	16,50	0,307	16,50
Tehno stan d.o.o.	Vukovar: Borovo naselje	0,316	14,50	0,385	14,50
	Vukovar: Olajnica	0,317	14,50	0,385	14,50
Gradska toplana d.o.o.	Karlovac	0,286	16,00	0,372	17,00

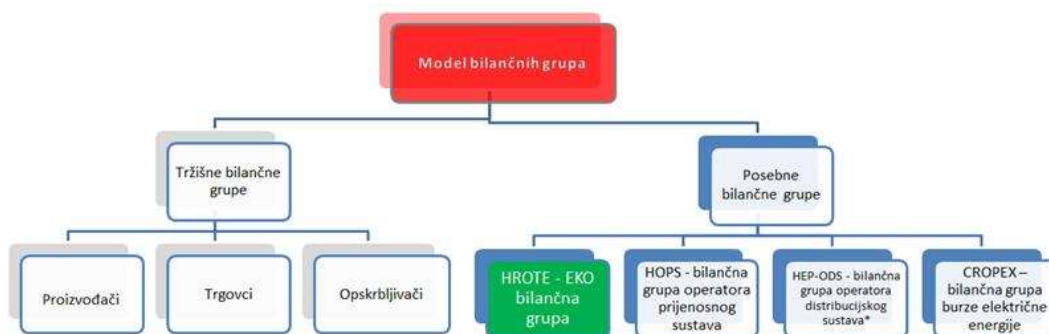
Izvor: HERA

1.7.4. Električna energija

U Republici Hrvatskoj postoje dva segmenta tržišta električne energije:

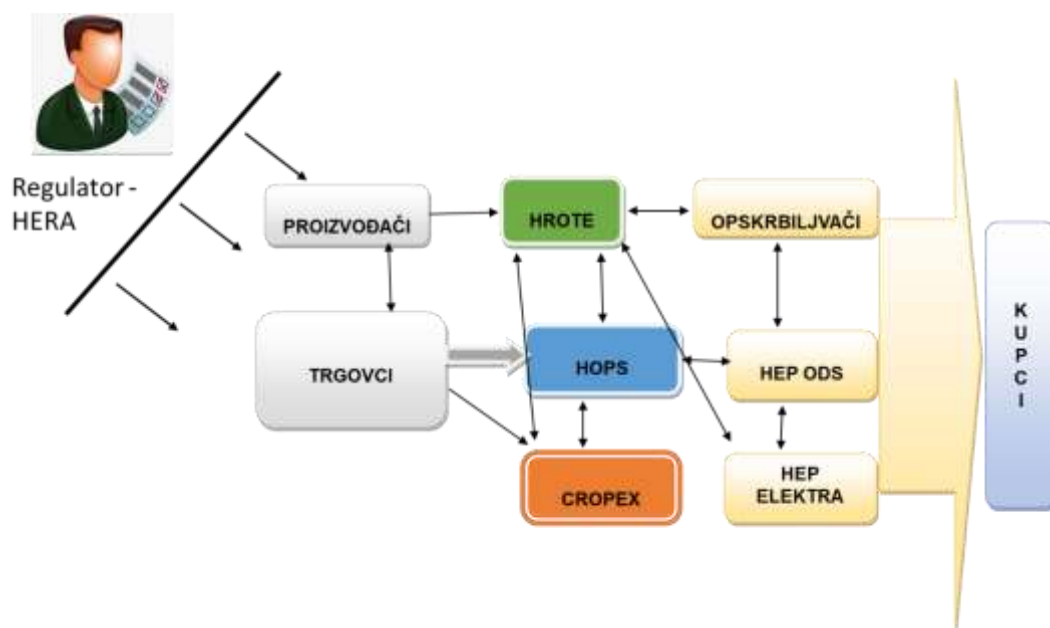
- model bilateralnog tržišta u kojem se trgovanje električnom energijom provodi bilateralnim ugovorima. Ovaj model je Tržišnim pravilima nadograđen modelom bilančnih grupa. Djelatnost organiziranja tržišta električne energije kao javne usluge, pod nadzorom HERA-e, obavlja HROTE.

- organizirano tržište električne energije – burza kojom upravlja CROPEX.



Slika 1.17. Model bilančnih grupa na tržištu električne energije u RH

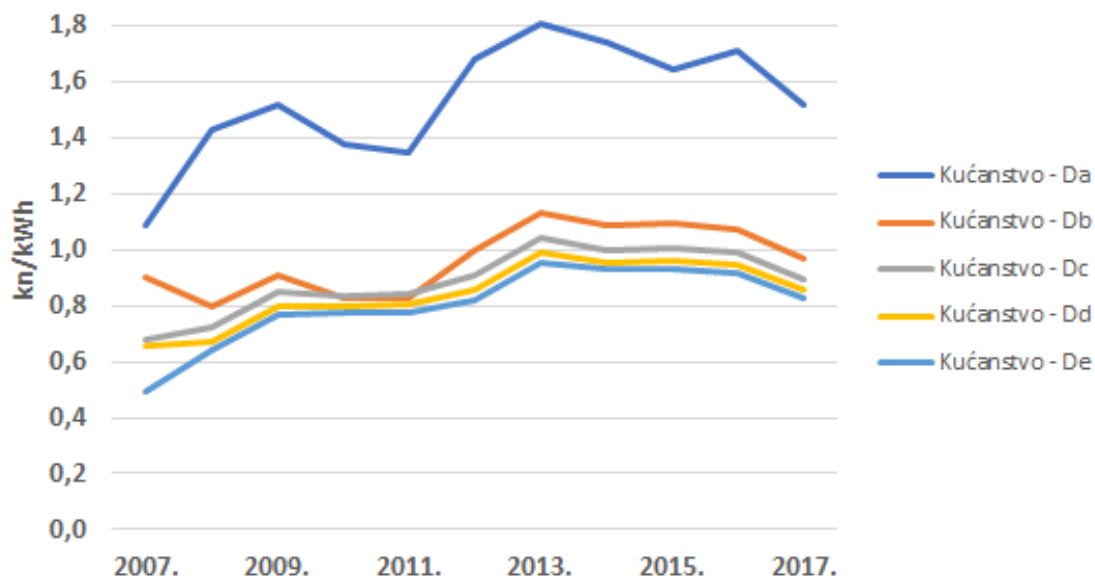
Krajem 2017. godine u Republici Hrvatskoj je bio aktivan 41 subjekt s važećom dozvolom za proizvodnju električne energije, 15 s dozvolom za opskrbu električnom energijom, 30 s dozvolom za trgovinu električnom energijom i jedan s dozvolom za trgovanje, posredovanje i zastupanje na tržištu energije. Na strani proizvodnje električne energije najveći udio na tržištu ima HEP Proizvodnja d.o.o.



Slika 1.18. Odnosi između sudionika tržišta, HROTE-a i HOPS-a

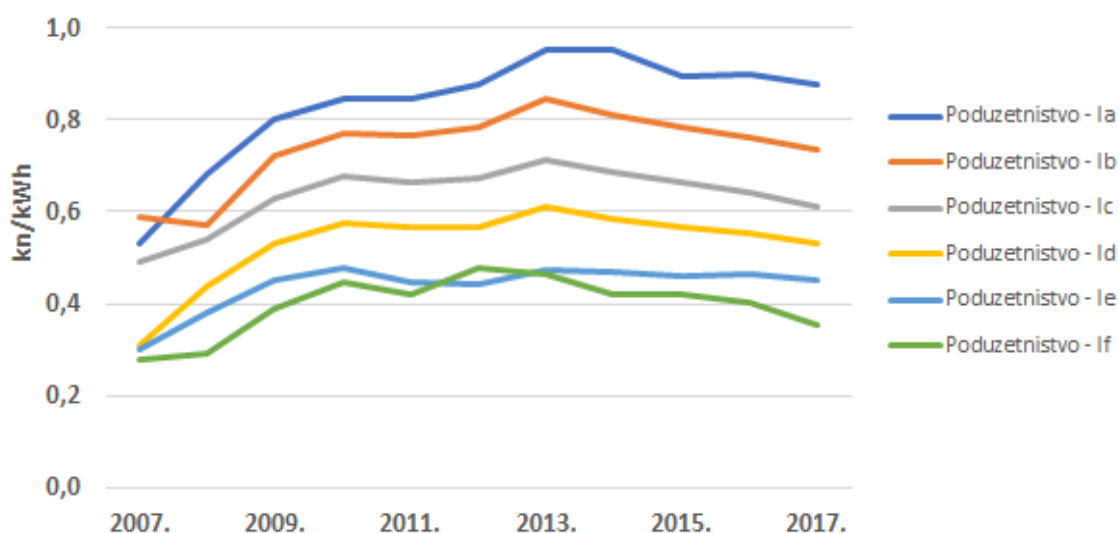
Izvor: HROTE

U lipnju 2018. CROPEX je u suradnji s HOPS-om te slovenskom burzom električne energije i operatorom prijenosnog sustava uspješno povezoao CROPEX dan unaprijed tržište s europskim MRC (engl. *Multi Regional Coupling*) dan unaprijed tržištem preko hrvatsko-slovenske granice. Za potrebe povezivanja tržišta operatori prijenosnog sustava su dali na raspolaganje burzama električne energije ukupni dnevni prekozonski kapacitet na dodjelu neizravnim načinom.



Slika 1.19. Cijene električne energije za kupce u RH u kategoriji kućanstvo (s porezima i naknadama)

Izvor: Eurostat



Slika 1.20. Cijene električne energije za kupce u RH u kategoriji poduzetništvo (bez poreza i naknada)

Izvor: Eurostat

S obzirom da je tržište električne energije u potpunosti otvoreno svi kupci su slobodni izabrati željenog opskrbljivača i slobodno ugovarati cijenu električne energije. U nastavku su prikazane ostvarene cijene električne energije za krajnje kupce u kategorijama kućanstvo i industrija, prema Eurostat podacima (i kategorizaciji). Prikazane cijene za kućanstva sadrže porez i druge naknade, a cijene za industriju ne.

1.8. Međunarodne obveze

Ugovor o energetskej povelji

Ugovor o energetskej povelji zajedno s Protokolom o energetskej učinkovitosti i pripadnim problemima okoliša potpisan je u prosincu 1994. godine, a stupio je na snagu u travnju 1998. godine. Hrvatski sabor iste je ratificirao 1997. godine⁴⁷. Ugovor o energetskej povelji utemeljuje pravni okvir za dugoročnu suradnju na području energetike zasnovane na dopunjavanju i uzajamnoj koristi u skladu s ciljevima i načelima energetske povelje. Odredbe Ugovora o energetskej povelji usmjerene su na četiri široka područja:

- zaštita stranih ulaganja temeljena na produljenju nacionalnog tretmana ili tretmana najpovlaštenije države (što je povoljnije) i zaštita od ključnih nekomercijalnih rizika,
- nediskriminirajući uvjeti za trgovinu energetske materijalima, proizvodima i opremi za energiju temeljenu na pravilima Svjetske trgovinske organizacije i odredbama kojima se osigurava pouzdani prekogranični prijenos energije kroz cjevovode, mreže i druge oblike transporta,
- promicanje energetske učinkovitosti i pokušaji smanjivanja utjecaja na okoliš proizvodnje i korištenja energije te
- rješavanje sporova između država sudionica, i u slučaju ulaganja između ulagača i država domaćina, kojima se daje mogućnost da inozemni ulagači uz ispunjenje određenih procesnih pretpostavki, zaštite svoja ulaganja prema državi domaćinu i pokrenu arbitražne postupke protiv država domaćina pred nadležnim arbitražnim tijelima. Takvi postupci pokrenuti su u nekoliko slučajeva i protiv Republike Hrvatske te su u procesu rješavanja.

Ugovor o energetskej zajednici

Energetska zajednica uspostavljena je Ugovorom o energetskej zajednici (engl. *Energy Community Treaty*) koji je potpisan 25. listopada 2005. godine u Ateni između Europske unije s jedne te Albanije, Bugarske, Bosne i Hercegovine, Hrvatske, Makedonije, Republike Crne Gore, Rumunjske i Srbije. Trenutno je devet ugovornih strana: Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Kosovo, Makedonija, Srbija, Gruzija, Moldavija i Ukrajina. Osnovni cilj Energetske zajednice predstavlja kreiranje stabilnog i jedinstvenog regulatornog okvira i tržišnog prostora koji osigurava sigurnu opskrbu energentima i privlači ulaganja u energetske sektor. Kao ugovorna strana Ugovora o energetskej zajednici koji je potvrđen od strane Hrvatskoga sabora 2006. godine⁴⁸, Republika Hrvatska obvezala se na postupno preuzimanje dijelova pravne stečevine Zajednice u područjima električne energije, plina, zaštite okoliša, tržišnog natjecanja, OIE, energetske učinkovitosti, nafte i statistike. U skladu s člankom 95. Ugovora o Energetskej zajednici, države članice EU-a mogu dobiti status sudionika Ugovora pa je trenutno 20 od 28 članica, uključujući i Republiku Hrvatsku, u tom statusu.

⁴⁷ Zakon o potvrđivanju Ugovora o energetskej povelji (Narodne novine – međunarodni ugovori, br. 15/97)

⁴⁸ Zakon o potvrđivanju Ugovora o energetskej zajednici (Narodne novine – međunarodni ugovori, br. 6/06)

Ugovor o pristupanju Republike Hrvatske Europskoj uniji

Ugovor o pristupanju Republike Hrvatske Europskoj uniji⁴⁹ je međunarodni ugovor između država članica EU-a i Republike Hrvatske čije je sklapanje i stupanje na snagu bila pravna pretpostavka za ostvarivanje članstva Republike Hrvatske u EU i Europskoj zajednici za atomsku energiju. Ugovorom o pristupanju je utvrđeno da Republika Hrvatska, po njegovu stupanju na snagu, postaje stranka temeljnih ugovora EU-a. U njemu su utvrđeni uvjeti za primanje Republike Hrvatske u članstvo EU-a, kao i prilagodba primarnih i sekundarnih propisa EU-a koje su potrebne radi tog primanja u članstvo. Njime je Republika Hrvatska preuzela obveze članstva u EU i pridržavanja njenih standarda. Jedan od uvjeta za pristupanje bio je usklađivanje zakonodavstva iz područja energije sa zakonodavstvom EU, što je i provedeno, te će se i u budućem razdoblju hrvatski zakonodavni okvir za energiju usklađivati s okvirom EU.

Međunarodne obveze u okviru Konvencije o promjeni klime

Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o promjeni klime (UNFCCC) je usvojena u New Yorku u svibnju 1992. godine, a potpisana na samitu u Rio de Janeiru u lipnju iste godine. Republika Hrvatska je postala stranka UNFCCC konvencije 1996. godine, donošenjem Zakona o njezinom potvrđivanju u Hrvatskom saboru, kojim je ujedno i preuzela opseg svoje odgovornosti u okviru Priloga I. Konvencije te Republika Hrvatska kao stranka UNFCCC konvencije, između ostalog, ima obvezu izrađivati i dostavljati nacionalno izvješće o promjeni klime kojim izvještava o provedbi obveza prema UNFCCC konvenciji. Do sada je izrađeno sedam nacionalnih izvješća.

Republika Hrvatska je u travnju 2007. godine ratificirala Protokol iz Kyota i time preuzela obvezu smanjenja emisije stakleničkih plinova iz antropogenih izvora za 5 % u razdoblju od 2008. do 2012. godine, a u odnosu na referentnu 1990. godinu. Obveze koje je Republika Hrvatska preuzela Protokolom su ispunjene.

Na 18. Konferenciji država stranaka UNFCCC-a, održanoj u prosincu 2012. godine u Dohi (Katar), Republika Hrvatska se obvezala na smanjenje antropogenih emisija stakleničkih plinova u drugom obvezujućem razdoblju od 2013. do 2020. godine. Republika Hrvatska dijeli zajedničku obvezu smanjenja emisija stakleničkih plinova s ostalim članicama EU-a i Islandom od najmanje 20 % do 2020. u odnosu na razinu emisija u baznoj 1990. godini.

Krajem 2015. godine u Parizu, na 21. Konferenciji stranaka UNFCCC-a (COP21), postignut je globalni sporazum o klimi (Pariški sporazum). Za razliku od Protokola iz Kyota, Pariški sporazum obvezuje sve zemlje na poduzimanje mjera u cilju ograničavanja emisija stakleničkih plinova te istovremeno jača ulogu civilnog društva, poslovnih subjekata, financijskih institucija, gradova i regija. EU je ratificirala Pariški sporazum i obvezala se smanjiti emisije antropogenih stakleničkih plinova za najmanje 40 % do 2030. godine, u usporedbi s emisijama iz 1990. godine. Republika Hrvatska je ratificirala Pariški sporazum u svibnju 2017. godine i dijeli zajedničku obvezu smanjenja emisija stakleničkih plinova s ostalim članicama EU-a i Islandom.

⁴⁹ Zakon o potvrđivanju Ugovora između država članica Europske unije i Republike Hrvatske o pristupanju Republike Hrvatske Europskoj uniji (Narodne novine – Međunarodni ugovori, br. 2/12)

Međunarodne obveze u okviru Konvencije o promjeni klime

Europski sporazum gradonačelnika za klimu i energiju okuplja na tisuće lokalnih tijela vlasti koja su se dobrovoljno posvetila provedbi ciljeva EU za klimu i energiju. Sporazum gradonačelnika okuplja više od 7 tisuća tijela lokalnih vlasti u 57 zemalja, koristeći prednosti pokreta koji ujedinjuje brojne dionike širom svijeta te metodološku i tehničku potporu koju pružaju nadležni uredi. Potpisnici Sporazuma podržavaju zajedničku viziju za 2050. godinu: ubrzavanje dekarbonizacije njihovih teritorija, osnaživanje kapaciteta za prilagodbu na neizbježan utjecaj klimatskih promjena te omogućavanje građanima pristup sigurnoj, održivoj i povoljnoj energiji. Gradovi potpisnici obvezuju se na djelovanje koje će podržati smanjenje emisije stakleničkih plinova za 40 % do 2030. godine te usvajanje zajedničkog pristupa rješavanju ublažavanja i prilagodbe na klimatske promjene. Kako bi svoj politički angažman prenijeli iz teorije u praktične mjere i projekte, potpisnici Sporazuma obvezuju se na dostavljanje Akcijskog plana za energetske i klimatski održivi razvitak (engl. *Sustainable Energy and Climate Action Plans, SECAP*) u roku od dvije godine od odluke lokalnog vijeća. Ovu inicijativu je u Republici Hrvatskoj prihvatilo 70 gradova i općina, a do sada su dostavljena 62 Akcijska plana. Sporazumom gradonačelnika je na taj način obuhvaćeno preko 2 milijuna stanovnika u Republici Hrvatskoj.

2. PRETPOSTAVKE RAZVOJA



2. PRETPOSTAVKE RAZVOJA

2.1. Demografski razvoj

Broj i sastav stanovništva prema različitim demografskim i socio-gospodarskim obilježjima čini temeljnu odrednicu sadašnjeg i predvidivog društvenog i gospodarskog rasta i razvoja. Stanovništvo je temeljni čimbenik koji svojom aktivnošću mijenja društvene, gospodarske, socijalne, kulturne, psihološke i druge uvjete razvoja. Osobito je važno imati u vidu činjenicu da su demografski procesi po svojoj naravi dugoročni, koliko u nastajanju, toliko i po budućim učincima. U svrhu izrade projekcije potrošnje energije za potrebe izrade energetske strategije kreirane su projekcije demografskih kretanja za Republiku Hrvatsku i svaku županiju u razdoblju do 2051. godine.

Sve varijante polaze od dobno-spolnog sastava stanovništva utvrđenog popisom stanovništva 2011. godine, uvažavajući demografske promjene koje su se zbile do kraja 2017. godine. Projekcija je izvedena u tri varijante:

- Varijanta 1. (niska)
 - Konstantan fertilitet. Totalna stopa fertiliteta (engl. *Total Fertility Rate*; dalje u tekstu: TFR) ostaje na razini prosjeka 2014. – 2016. godine za svaku pojedinu županiju.
 - Rast očekivanog trajanja života za oba spola.
 - Usporavanje iseljavanja u inozemstvo. Nulte neto migracije od 2025. za županije s visokom stopom emigracije, a od 2020. godine za županije s niskom stopom emigracije.
- Varijanta 2. (srednja)
 - Porast budućeg TFR-a u skladu s najnovijom projekcijom (srednja varijanta) Populacijskog odjela UN-a.
 - Rast očekivanog trajanja života za oba spola.
 - Usporavanje iseljavanja u inozemstvo. Nulte neto migracije od 2025. za županije s visokom stopom emigracije, a od 2020. godine za županije s niskom stopom emigracije.
- Varijanta 3. (visoka)
 - Rast TFR-a za 0,2 djeteta u odnosu na sadašnji TFR za 2020. godinu (uspješne mjere populacijske politike, rast gospodarstva, povoljnija struktura tržišta rada za žene).
 - Rast očekivanog trajanja života za oba spola.
 - Brže smanjenje iseljavanja u inozemstvo. Nulte neto migracije od 2020. godine za sve županije.

Rezultati projekcija stanovništva pokazuju značajan pad ukupnog broja stanovnika u svim županijama i po svim varijantama. Također, uz pad ukupnog broja stanovnika mijenja se i

dobna struktura stanovništva prema sve manjem udjelu mladog (0 – 14 godina) stanovništva, stagnaciji ili blagom padu stanovništva u radnoj dobi (15 – 64) i konstantnom udjelu ili porastu starog stanovništva (65+). Rezultati po pojedinoj varijanti prikazani su u tablici 2.1. i na slikama 2.1. i 2.2.

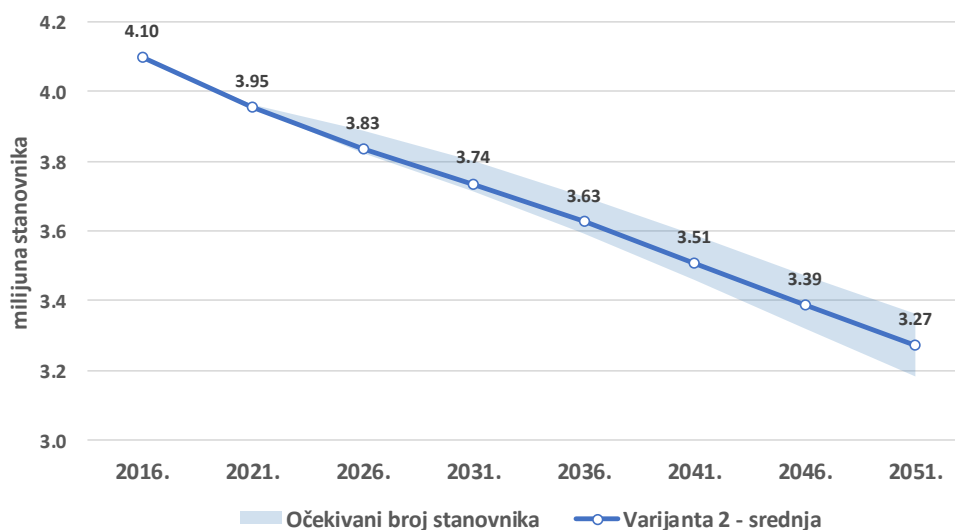
Tablica 2.1. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante

Varijanta 1 – niska (tisuća stanovnika)									
Dob \ Godina	2011.	2016.	2021.	2026.	2031.	2036.	2041.	2046.	2051.
0 – 14	652	594	563	517	482	451	425	403	382
15 – 64	2 874	2 694	2 513	2 373	2 262	2 165	2 064	1 950	1 841
65+	759	811	875	933	972	977	970	969	962
Ukupno	4 285	4 099	3 952	3 823	3 716	3 593	3 459	3 322	3 185

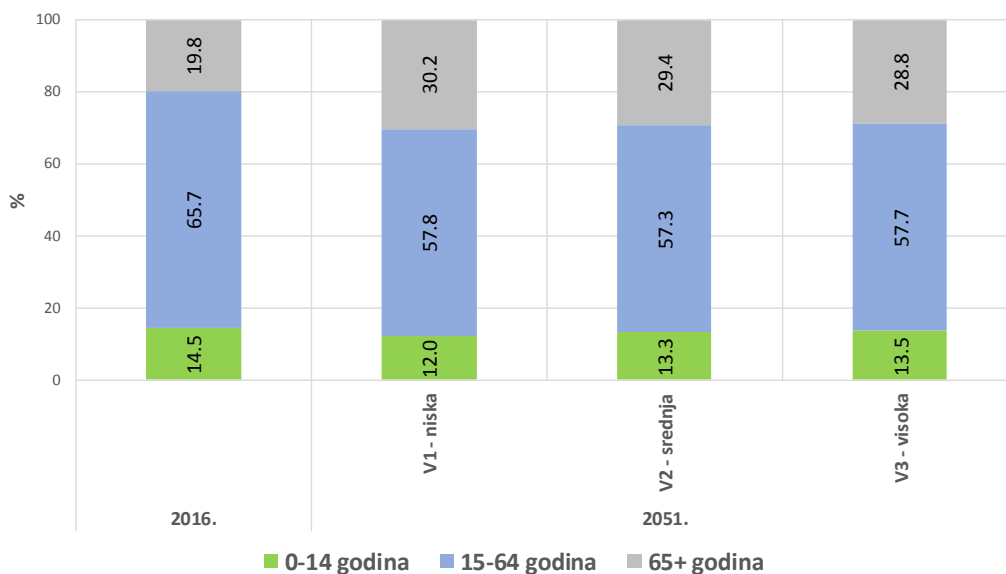
Varijanta 2 – srednja (tisuća stanovnika)									
Dob \ Godina	2011.	2016.	2021.	2026.	2031.	2036.	2041.	2046.	2051.
0 – 14	652	594	566	527	502	481	463	449	436
15 – 64	2 874	2 694	2 513	2 373	2 263	2 168	2 074	1 971	1 874
65+	759	811	875	933	972	977	970	969	962
Ukupno	4 285	4 099	3 955	3 834	3 736	3 626	3 508	3 389	3 272

Varijanta 3 – visoka (tisuća stanovnika)									
Dob \ Godina	2011.	2016.	2021.	2026.	2031.	2036.	2041.	2046.	2051.
0 – 14	652	594	575	556	542	519	491	469	453
15 – 64	2 874	2 694	2 513	2 398	2 287	2 202	2 123	2 030	1 939
65+	759	811	875	934	973	979	974	974	969
Ukupno	4 285	4 099	3 964	3 888	3 803	3 701	3 588	3 473	3 362

Za potrebe analize i projekcije potreba za energijom korištena je srednja varijanta (varijanta 2.).



Slika 2.1. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine



Slika 2.2. Projekcija dobne strukture stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante

Na prvi pogled relativno mala razlika u varijantama projekcija ne proizlazi iz malih razlika u pretpostavkama (hipotezama) varijanti nego zbog činjenice da je stanovništvo Republike Hrvatske već sad u dubokoj demografskoj starosti, vrlo uske baze mladog stanovništva te zbog toga promjene u pretpostavljenoj TFR i migracijama utječu na sve manji udio stanovništva. Valja još jednom napomenuti da su demografski procesi po svojoj naravi rezultat dugoročnih prošlih kretanja kako u nastajanju tako i u svojim budućim učincima. Dakle, nemoguće je u kratkom roku eliminirati negativne učinke nepovoljnih demografskih procesa koji su se postupno kumulirali tijekom čitave druge polovice 20. stoljeća.

2.2. Gospodarski razvoj

Izrađene su projekcije gospodarskih kretanja u razdoblju do 2050. godine. Aktivnosti predviđene projektnim zadatkom obuhvaćaju izradu projekcije bruto domaćeg proizvoda (dalje u tekstu: BDP, engl. *Gross Domestic Product*, GDP) i bruto dodane vrijednosti (dalje u tekstu: BDV, engl. *Gross value Added*, GVA) Republike Hrvatske po sektorima djelatnosti: industrija, poljoprivreda, transport, hoteli i restorani, ostale usluge i kućanstva. Polazna godina za prognoze je 2016. Prognostičke vrijednosti za BDP prikazane su u stalnim cijenama iz 2010. godine.

Projekcije gospodarskog rasta su rezultat projekcija demografskih kretanja, ukupne faktorske produktivnosti (engl. *Total Factor Productivity*; dalje u tekstu: TFP) i kapitalne opremljenosti rada. Projicirana stopa rasta BDP-a za svaku godinu je jednaka zbroju rasta inputa rada i proizvodnosti rada. Proizvodnost rada je rezultat očekivanog rasta TFP-a i kapitalne opremljenosti. Projekcije proizvodnosti rada napravljene su prema dva scenarija:

- bazni scenarij: koristi se očekivani rast TFP-a te kapitalna opremljenost rada kao u europskim projekcijama;
- scenarij konvergencije: rast kapitalne opremljenosti rada preuzet je iz europskih projekcija, dok je pretpostavljeno uspješno provođenje strukturnih reformi što će rezultirati konvergencijom rasta TFP-a prema prosjeku novih država članica.

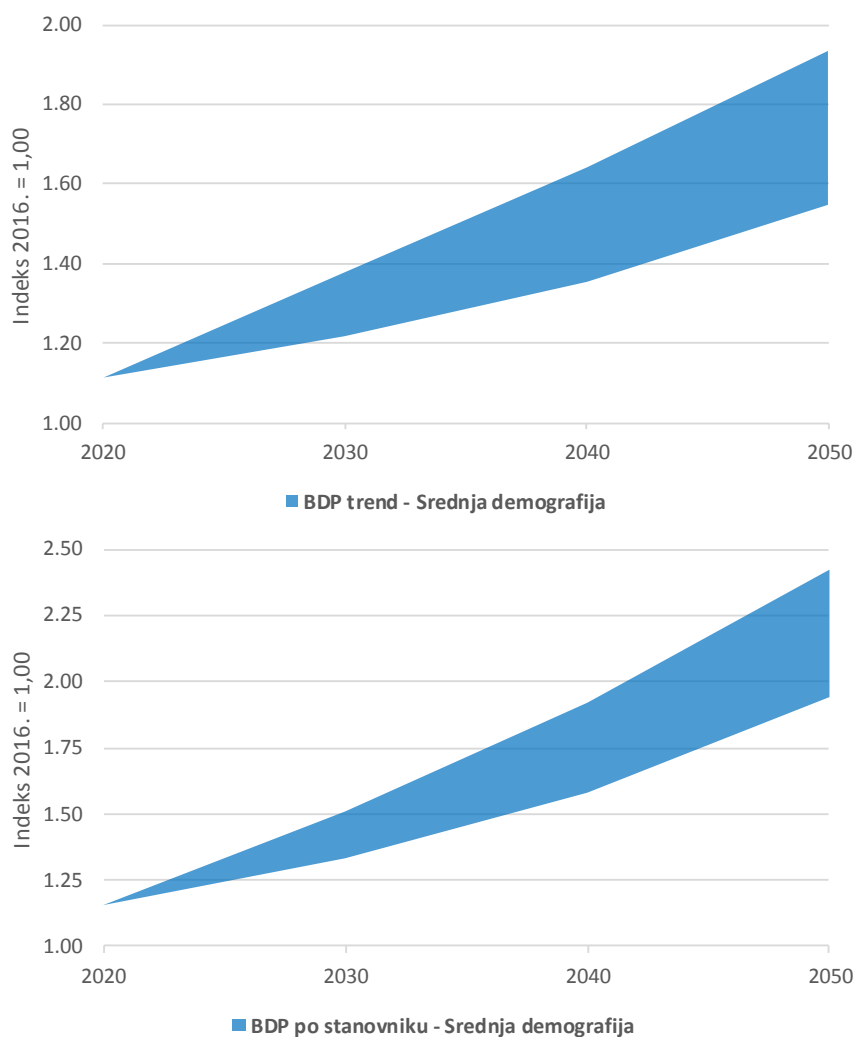
Ovisno o varijantama demografskih projekcija i kretanja proizvodnosti, analizirano je šest različitih scenarija kretanja BDP-a. Za svaku demografsku projekciju izrađene su projekcije razvoja gospodarstva za baznu produktivnost i konvergenciju produktivnosti. S obzirom da se projekcije potrošnje finalne energije temelje na srednjoj varijanti demografskog razvoja, u nastavku su prikazani rezultati kretanja BDP-a upravo za tu varijantu demografije i konvergenciju produktivnosti.

Usporedba alternativnih scenarija ukazala je na relativno nizak učinak koje različite demografske projekcije imaju na kretanje BDP-a, budući da sve tri varijante temeljem uvedenih pretpostavki rezultiraju sa svega 50-60 tisuća razlike u broju zaposlenih krajem projiciranog razdoblja (2050. godina), što je tek oko 4 % očekivanog broja zaposlenih. Projekcije puno više ovise o varijantnim scenarijima u kretanju TFP-a i posljedično o proizvodnosti rada. Stoga je osnovni izazov koji se postavlja pred nositelje ekonomske politike proces osiguranja preduvjeta za brži rast proizvodnosti.

Scenarij konvergencije omogućava Republici Hrvatskoj da u određenoj mjeri smanji jaz u razvijenosti prema drugim članicama EU-a, iako ni ta brzina ne osigurava dostizanje prosjeka EU-a. Ipak konvergencija TFP-a omogućuje hvatanje priključka s novim člancima koje su već prošle razdoblje transformacije gospodarstva i za većinu kojih se očekuje da će do kraja projiciranog razdoblja biti na razini razvijenosti od oko 90 % prosjeka EU28.

Tablica 2.2. Projekcije ekonomskih parametara temeljem srednjih demografskih projekcija

Ekonomski parametri	2016.	2020.	2030.	2040.	2050.
	Bazna produktivnost				
BDP, stalne cijene 2010., milijarde HRK	335,902	373,595	408,987	454,649	520,277
BDP, indeks, 2016. = 100	100,0	111,2	121,8	135,4	154,9
BDP po stanovniku, stalne cijene 2010., tisuća HRK	82	94	109	129	158
BDP po stanovniku, indeks 2016. = 100	100,0	114,4	132,9	157,1	192,7
Broj stanovnika, u milijunima	4,099	3,984	3,755	3,532	3,295
Broj zaposlenih, konstantna aktivnost, u milijunima	1,550	1,559	1,434	1,315	1,191
	Konvergencija produktivnosti				
BDP, stalne cijene 2010, milijarde HRK	335,902	373,595	462,111	551,311	649,695
BDP, indeks 2016. = 100	100,0	111,2	137,6	164,1	193,4
BDP po stanovniku, stalne cijene 2010., tisuća HRK	82	94	123	156	197
BDP po stanovniku, indeks 2016. = 100	100,0	114,4	150,2	190,5	240,6
Broj stanovnika, u milijunima	4,099	3,984	3,755	3,532	3,295
Broj zaposlenih, rastuća aktivnost, u milijunima	1,550	1,576	1,502	1,429	1,342



Slika 2.3. Projekcija BDP-a i BDP-a po stanovniku za srednju varijantu demografije

2.3. Tehnološki razvoj

2.3.1. Hidroenergija

Tehnologija iskorištenja kinetičke energije vode je praktično vrlo blizu svog maksimuma tehnološkog razvoja te se u budućnosti ne može očekivati nekakav značajniji napredak u tehnologiji. Kod hidroelektrana posljednja manje značajna poboljšanja idu u smjeru boljeg modeliranja turbina odnosno bolje odgovarajuće zakrivljenosti lopatica turbine. Osim toga, određena poboljšanja idu i u ekološkom smislu odnosno turbine su sve više modelirane kao „*fish-friendly*“ te se za potrebe podmazivanja ležaja turbina iz upotrebe izbacuju ulja i masti, a uvodi se podmazivanje ležaja na bazi vode.

Za očekivati je da će rasti potreba za spremnicima energije (zbog sve veće implementacije intermitentnih OIE) pa veliku ulogu ovdje mogu odigrati reverzibilne hidroelektrane. Svojim tehničkim karakteristikama reverzibilne hidroelektrane mogu pružati razne vrste pomoćnih usluga EES-u (npr. uravnoteženje sustava proizvodnjom i potrošnjom energije). Republika Hrvatska ima izrazito povoljnu geomorfološku konfiguraciju terena za ovakve projekte.

Važno je istaknuti višenamjenski značaj hidroelektrana kao projekata koji mogu pridonijeti različitim granama društva (npr. zaštita od poplava, podizanje razina podzemnih voda, navodnjavanje, smanjenje emisija stakleničkih plinova, i sl.).

2.3.2. Vjetroelektrane

Razvoj samih vjetroagregata kreće se prema većim jediničnim snagama, visinama i promjerima rotora, kako na kopnu tako i na moru. Rastom u visinu dolazi se u područje veće brzine vjetra, a povećanjem rotora omogućava se veći prihvat kinetičke energije vjetra, čime ujedno raste i jedinična snaga vjetroagregata.

Primjerice, prve vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj izgrađene s vjetroagregatima renomiranih tvrtki, bile su snage ispod 1 MW, promjera rotora do oko 50 m i maksimalne visine stupa ispod 90 m. Danas su za kopnene vjetroelektrane u ponudi snage preko 5 MW, promjeri rotora i visine stupova su oko 160 m, dok su vjetroagregati za primjenu na moru dosegli snage preko 12 MW, visine do 260 m i promjere rotora 220 m.

Kod kopnenih vjetroelektrana snage su do danas gotovo upeterostručene, promjeri rotora utrostručeni, a visine stupova udvostručene, a očekuju se i daljnji pomaci. Kod pučinskih vjetroelektrana razmjeri su još veći, a ključni izazovi vezani su za temeljenje i održavanje.

Povećanje dimenzija rezultat je napretka u konstrukcijama kako stupa tako i lopatica kojima se specifična težina u proteklim godinama bitno smanjila. Na temelju stečenog iskustva u radu i detaljnijih modeliranja statičkih i dinamičkih opterećenja smanjeni su prijašnji sigurnosni čimbenici vezani za zamor materijala. Uvedene su i nove tehnologije poput sustava grijanja lopatica radi odleđivanja.

Uslijed tog tehnološkog napretka povećava se broj potencijalno isplativih lokacija: (1) s nižom brzinom vjetra, (2) s izuzetno visokom brzinom (silom) vjetra i (3) s nepovoljnim klimatskim uvjetima (led/inje na lopaticama, ekstremno niske ili visoke temperature). Ujedno se smanjuje broj vjetroagregata za ostvarivanje iste ukupne snage, čime se zauzimaju manje površine, umanjuje broj temelja i troškovi održavanja.

Pored napretka u mehanici, konstrukcijama i komponentama, naprednijim modeliranjem vjetra unutar vjetroelektrane i sofisticiranim monitoringom rada razvile su se i posebne strategije upravljanja i načini rada kako samog vjetroagregata, tako i vjetroelektrane u cjelini (smanjenje buke, sektorsko upravljanje radi smanjenja energetske zasljenjenosti i/ili turbulencija i/ili opterećenja pojedinih vjetroagregata) na temelju čega se ostvaruju ciljevi poput udovoljavanja uvjetima zaštite okoliša, povećanja proizvodnosti vjetroelektrane, produljivanje životnog vijeka uslijed pravovremenog i/ili preventivnog održavanja, čime se izbjegavaju veći i skuplji kvarovi i skraćuju zastoji i sl. pa se povećava isplativost projekata vjetroelektrana.

2.3.3. Fotonaponska tehnologija

Unutar zadnjih 20 godina, ponajviše zahvaljujući raznim financijskim modelima poticanja, FN tehnologija preobražena je iz značajno skupe, egzotično primjenjive tehnologije u konkurentnu energetska tehnologiju, sposobnu za prihvaćanje izazova daljnjeg tehnološkog razvoja i zauzimanja značajnog dijela tržišta.

Sunčane ćelije prve generacije, bazirane na kristaliničnom siliciju, praktično su dosegnule svoju tehnološku zrelost. Iako je i dalje za očekivati napredak u postizanju veće učinkovitosti komercijalno dostupnih sunčanih ćelija, daljnji tehnološki razvoj za prvu generaciju prvenstveno ide u smjeru dodatnog smanjenja troškova.

Tankoslojne sunčane ćelije, tzv. sunčane ćelije druge generacije, obuhvaćaju ćelije na bazi cija, galij-arsenida, kadmij-telurida te bakar-indij-galij-selenida (CIGS). Iako nešto jeftinije u odnosu na ćelije prve generacije, komercijalno dostupni moduli imaju manju učinkovitost te izraženo starenje modula. Daljnji napredak druge generacije očekuje se u komercijaliziranju dobrih laboratorijskih rezultata postignutih učinkovitosti, tehnološkom zrelošću u smislu dugotrajne stabilnosti, te u višeslojnim strukturama u kombinaciji s prvom generacijom ćelija.

Treća generacija sunčanih ćelija obuhvaća tehnologije u razvoju i pretkomercijalnom ispitivanju, poput organskih sunčanih ćelija, ćelija baziranih na perovskitu, ćelija sintetiziranih u premazu, ćelija kvantnih točki i ostalih. Ukupno, od treće generacije sunčanih ćelija očekuje se smanjenje jedinične cijene na ispod 0,1 €/W te mogućnosti novih metoda instaliranja sustava. Daljnji napredak treće generacije očekuje se primarno u dugoročnom stabiliziranju izlaznih karakteristika, te nakon toga komercijaliziranju tehnologija u višem stupnju razvoja.

Osim samih sunčanih ćelija i FN modula, treba uzeti u obzir i tehnološki razvoj izmjenjivača, koji će biti usmjeren prema novim konceptima: mikroizmjenjivačima, optimizaciji rada većeg broja izmjenjivača, razvojem izmjenjivača većih snaga te mogućnostima dodatnih usluga.

2.3.4. Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja

Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja prvenstveno su pogodni za područja s visokim udjelom izravne komponente Sunčevog zračenja, poput pustinja i polupustinja, a realizirani projekti su snage nekoliko desetaka MW i zauzimaju relativno veliku površinu. Sama tehnologija je praktično dosegla tehnološku zrelost, a daljnji tehnološki razvoj počiva na smanjenju cijene povećanjem proizvodnih kapaciteta, te razvoju i istraživanju sustava za pohranu baziranih na nitratima.

2.3.5. Sunčeva toplinska energija

Tehnologija za pretvaranje Sunčeve energije u toplinsku u suštini se nije promijenila od nastanka i u smislu samog načina proizvodnje ne očekuju se značajni pomaci. Nastankom novih materijala očekuje se napredak u učinkovitosti nekih dijelova sustava koji mogu iznositi do 10 %. Značajnije promjene koje se događaju u razvoju sustava, odnose se na regulaciju pregrijavanja samih kolektora i u tom smjeru se očekuje napredak. Takva regulacija ekstremnih slučajeva, zbog lakšeg upravljanja, može pridonijeti većoj zainteresiranosti za

primjenu ove tehnologije. Primjeri sjevernih europskih zemalja pokazuju razvoj podzemnih spremnika kod većih sustava, kako bi se toplinska energija proizvedena u ljetnim mjesecima mogla koristiti i zimi.

2.3.6. Geotermalna energija

Geotermalna energija se, kako u svijetu tako i u Republici Hrvatskoj, od davnina koristi za kupanje, grijanje prostora i u medicinske svrhe, a krajem 18. stoljeća je prvi puta korištena za proizvodnju električne energije. Ovisno o vrsti ležišta, odnosno o temperaturi fluida odabire se odgovarajuća tehnologija za elektranu. Najjednostavnija je parna turbina primjenjiva kod ležišta izrazito visokih temperatura ($>220^{\circ}\text{C}$), a razlikuju se postrojenja sa suhom parom, kod ležišta bogatih parom i elektrane s isparavanjem ili dvostrukim isparavanjem, kod ležišta vode pod visokim pritiskom gdje voda na putu prema površini radi pada tlaka isparava. Kod ležišta s geotermalnom vodom nižih temperatura ($100 - 220^{\circ}\text{C}$) koriste se binarne elektrane u kojima se para za pogon turbina dobiva posredno zagrijavanjem radnog fluida s vrelištem nižim od vrelišta vode. Ovakve elektrane su najčešće korišteni tip geotermalnih elektrana u svijetu, a pogodne su i za primjenu na ležištima u Republici Hrvatskoj gdje se temperatura geotermalne vode na potencijalnim lokacijama pogodnima za izgradnju geotermalnih elektrana kreće između 105°C i 175°C . Geotermalna elektrana ovakvog tipa je u pogonu na lokaciji Velika Ciglena, bruto instaliranog kapaciteta oko 16,5 MWe.

U okviru inicijativa za povećanje korištenja geotermalne energije u svijetu razvijaju se i nove tehnologije za njezino korištenje, ali i prevladavaju prepreke koje su prepoznate kao glavni čimbenici malog korištenja geotermalne energije u usporedbi s ostalim obnovljivim oblicima energije. Tu je prvenstveno visok trošak pronalaska i razvoja geotermalnih resursa te se razvijaju nove, poboljšane, jeftinije tehnike istraživanja podzemlja i bušenja koje bi trebale pridonijeti smanjenju rizika pronalaska i istraživanja geotermalnih ležišta. Također, razmatraju se mogućnosti korištenja geotermalnih resursa koji se javljaju uz naftna i plinska polja, najčešće nakon završetka proizvodnje ugljikovodika, čime se koriste postojeće bušotine te se može produžiti životni vijek bušotinskih objekata. Već postoji nekoliko primjera hibridnih sustava geotermalnih elektrana projektiranih za komplementarnu integraciju s drugim energetske izvorima radi poboljšanja učinkovitosti postrojenja i smanjenja troškova proizvodnje energije.

Prisutnost metana, koji se uz druge plinove često nalazi otopljen u geotermalnim vodama, predstavlja realni energetske resurs te otvara nove mogućnosti za pridobivanje energenata za proizvodnju električne energije. Pilot projekt izgradnje napredne geotermalne energane s internacionalizacijom ugljikovih spojeva AAT Geothermae, kao strateški investicijski projekt Republike Hrvatske, u tijeku je u blizini Draškovca u Međimurskoj županiji. Radi se o jedinstvenom projektu u kojem se objedinjuje pridobivanje geotermalne vode, iz koje se izdvaja plinovita faza, te se zasebno koristi u binarnom sustavu s realnom tvari (npr. ORC, Kalina), odnosno u kogeneracijskim sustavima. Iz kogeneracijskih jedinica se sakupljaju i pročišćavaju ispušni plinovi, a CO_2 se u cijelosti izdvaja te se otapa u energetske iskorištenoj tekućoj fazi geotermalnog resursa i zajedno se utiskuju nazad u isti geološki sloj iz kojeg su i pridobiveni.

U novije tehnologije korištenja geotermalne energije ubrajaju se tzv. napredni geotermalni sustavi (engl. *Enhanced Geothermal Systems*) u kojima se hladna voda utiskuje u ležište i crpi nakon zagrijavanja (npr. *Soultz-sous Forets*). Ovakvi se sustavi koriste u situacijama kada ležište ima dovoljno visoku temperaturu, ali nema dovoljnu propusnost ili u sustavima u kojima postoji nedovoljna količina ili odsutnost fluida za ekonomično korištenje.

U novije se vrijeme istražuje i mogućnost korištenja superkritičnog CO₂ kao radnog fluida u naprednim geotermalnim sustavima, čime se postiže i zbrinjavanje CO₂ te povećava održivost ovakvih sustava. Nova istraživanja su usmjerena na primjenu geotermalne energije za unapređenje skladištenja energije i uravnoteženja EES-a, s obzirom da geotermalna energija proizvodi struju neovisno o dobu dana ili vremenskim uvjetima. Uz to, u tijeku je i istraživanje isplativosti spajanja geotermalne elektrane i koncentriranog solarnog sustava radi skladištenja topline iz koncentriranog solarnog sustava u podzemnom geotermalnom ležištu radi pružanja sezonskog skladišta energije.

2.3.7. Termoelektrane na fosilna goriva

Prirodni plin

Postoje dvije vrste plinskih elektrana: plinske turbine otvorenog ciklusa (engl. *Open Cycle Gas Turbine*; dalje u tekstu: OCGT) i postrojenja kombiniranog ciklusa (engl. *Combined Cycle Gas Turbine*; dalje u tekstu: CCGT). OCGT postrojenja sastoje se samo od plinske turbine koja pokreće generator električne energije. Učinkovitost ovih jedinica iznosi između 35 i 45 % pri punom opterećenju. CCGT postrojenja imaju osnovne komponente iste kao i OCGT postrojenja, ali se toplina ispušnih plinova plinskih turbina koristi za proizvodnju pare koja pokreće parnu turbinu i proizvodi dodatnu električnu energiju.

Tehnološkim razvojem u zadnjih nekoliko desetljeća učinkovitost CCGT jedinica je porasla, uz istodobno smanjenje troškova ulaganja i emisija. Očekuje se da će se električna učinkovitost CCGT-a povećati oko 64 % do 2020. godine. CCGT postrojenja nude fleksibilnost u proizvodnji električne energije. Ona su dizajnirana tako da mogu relativno brzo reagirati na promjene i mogu raditi na 50 % nazivnog kapaciteta s umjerenim smanjenjem električne učinkovitosti (50 – 52 % kod 50 % opterećenja u usporedbi s 58 – 59 % kod punog opterećenja). Zbog svega navedenog, danas su CCGT postrojenja dominantan izbor prilikom izgradnje novih plinskih elektrana.

U usporedbi s elektranama na ugljen, CCGT postrojenja nude kraće vrijeme gradnje, niže troškove ulaganja, upola nižu emisiju CO₂ po jedinici proizvedene energije i visoku fleksibilnost, ali i veće troškove goriva. Također imaju relativno niske emisije onečišćujućih tvari kao što su SO₂, NO_x i čestice. S porastom cijena emisijskih jedinica, može se očekivati porast konkurentnosti plinskih elektrana, prije svega u odnosu na tehnologije bazirane na ugljenu. Trenutne neizvjesnosti cijene prirodnog plina otežavaju usvajanje dugoročne strategije korištenja plinskih elektrana.

Ugljen

Dominantnu opciju za nove elektrane na ugljen predstavljaju elektrane sa superkritičnim parametrima pare (engl. *Super Critical Pulverized Coal*, dalje u tekstu: SCPC). U takvim postrojenjima izgaranje ugljena stvara toplinu koja se prenosi kotlu radi stvaranja superkritične pare. Para se koristi za pokretanje parne turbine i generatora električne energije. Alternativa SCPC tehnologiji je integrirani kombinirani ciklus (engl. *Integrated Gasification Combined Cycle*; dalje u tekstu: IGCC). Tehnologija IGCC je manje zrela od SCPC tehnologije. Nekoliko IGCC postrojenja izgrađeno je u SAD-u i u Europi. Učinkovitost im je slična kao i kod SCPC postrojenja, ali su emisije stakleničkih plinova niže.

Elektrane na ugljen u prednosti su pred elektranama na plin ako je cijena prirodnog plina visoka ili varijabilna, a osobito u svjetlu problema sigurnosti opskrbe primarnim gorivom. Nedostatak je visoki trošak ulaganja (u usporedbi s elektranama na plin) koji se kompenzira nižim troškovima goriva. Cijena emisijskih jedinica također može biti prepreka izgradnji elektrana na ugljen kako je kasnije prikazano u dijelu niveliranih troškova proizvodnje. Međutim, neizvjesnost povezana s budućim cijenama emisijskih jedinica može otežati usvajanje novih strategija ulaganja. Konkurentnost elektrana na ugljen u odnosu na nuklearne elektrane u velikoj će mjeri ovisiti o regulatornim aspektima, pitanjima okoliša, društvenom prihvaćanju i dugoročnim politikama smanjenja emisija stakleničkih plinova.

2.3.8. Nuklearne elektrane

Nuklearna energija predstavlja jednu od opcija u nastojanjima smanjenja emisije stakleničkih plinova, a to je prepoznato i u dokumentu EU Energy Roadmap 2050⁵⁰. Izvještaj Međudržavnog panela za klimatske promjene (IPCC) iz listopada 2018. godine (IPCC 1.5^o C)⁵¹ ističe dokazane kvalitete nuklearne energije kao visoko učinkovite metode smanjenja emisija stakleničkih plinova uz pružanje sigurne i pouzdane opskrbe električnom energijom. Izvještaj navodi kako postizanje brze dekarbonizacije elektroenergetskog sektora zahtijeva implementaciju dokazane tehnologije i prepoznaje potrebu za povećanjem nuklearne proizvodnje kroz postojeću zrelu nuklearnu tehnologiju ili kroz nove mogućnosti kao što su reaktori III. i IV. generacije i mali modularni reaktori (engl. SMR – Small Modular Reactors).

Nuklearne elektrane tijekom svog pogona ne proizvode gotovo nikakve emisije stakleničkih plinova ili onečišćujućih tvari u zrak. Nuklearna energija omogućava pouzdanu i stabilnu opskrbu energije po predvidivim cijenama (najveći udio u troškovima proizvodnje čini investicija, a cijene nuklearnog goriva su stabilne). Nesreća u nuklearnoj elektrani Fukushima Daiichi u ožujku 2011. izazvala je nelagodu i strah u javnosti te ponovno postavila temeljna pitanja o budućnosti nuklearne energije širom svijeta. Ipak, više od osam godina nakon nesreće, jasno je da će nuklearna energija ostati važna opcija za mnoge zemlje. Prednosti u smislu ublažavanja klimatskih promjena važan su razlog zašto mnoge zemlje namjeravaju uvesti nuklearnu energiju u narednim desetljećima ili proširiti postojeće programe. Sve

⁵⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>

⁵¹ <https://www.ipcc.ch/report/sr15/>

zemlje imaju pravo koristiti nuklearnu tehnologiju u miroljubive svrhe, kao i odgovornost da to učine na maksimalno sigurnoj razini.

Energija koja se oslobađa u nuklearnim reaktorima posljedica je fisije urana. Ona zagrijava tekućinu koja može izravno pogoniti turbinu i generator električne energije ili zagrijevati sekundarno rashladno sredstvo, koje pokreće turbinu. Suvremene nuklearne elektrane koriste pasivne sigurnosne sustave i imaju duži životni vijek, smanjene troškove i kraće vrijeme licenciranja i izgradnje. Analize Međunarodne energetske agencije (World Energy Outlook 2017) govore kako će se globalni kapacitet nuklearnih postrojenja povećati za oko 100 GW do oko 300 GW u razdoblju od 2015. do 2040., ovisno o promatranom scenariju.

Nuklearna energija praktički je izvor energije bez ugljika. Ako se koristi za zamjenu superkritičnih elektrana na ugljen, nuklearni reaktor električne snage od 1 GW može uštedjeti oko 6 milijuna tona emisije CO₂ godišnje te pridonijeti smanjenju emisija onečišćujućih tvari. Nekoliko zemalja trenutno razmatra ulogu nuklearne energije kako bi smanjili emisije CO₂ i korištenje fosilnih goriva. Globalno, oko 115 GW je u izgradnji, odobrenih odnosno planiranih do 2020. godine.

Što se tiče dostupnosti urana, na trenutnoj razini potražnje dokazane su rezerve dovoljne za oko 85 – 100 godina. Geološki procijenjeni resursi mogli bi te procjene utrostručiti, dok bi ih korištenje brzih oplodnih reaktora moglo povećati za čak 60 puta. Upravljanje otpadom, zdravlje i rizici vezani za nuklearnu tehnologiju uzrokuju zabrinutost javnosti zbog uporabe nuklearne energije.

Osnovni izazovi u razvoju novih projekata nuklearnih elektrana ili pokretanje novog nuklearnog programa su visoki početni troškovi ulaganja i financiranja, dugo vrijeme razvoja i izgradnje elektrane (već i manja kašnjenja mogu imati vrlo negativan utjecaj na ekonomsku održivost projekta i trošak proizvodnje) te dugoročna politička potpora i potpora javnosti. Otvaranje tržišta električne energije imalo je veoma negativan utjecaj na interes investitora i tvrtki sektora na ulaganja u projekte nuklearnih elektrana.

U pogledu postojećih elektrana sve je izraženiji trend produljenja dozvola za rad iza prvobitno planiranih 40 godina. Uobičajeno je da nuklearne elektrane danas imaju očekivani vijek od 60 godina s vidljivim trendom produljenja dozvola i na 80 do 100 godina. Pri tome glavnu riječ imaju nacionalni regulatori koji kontinuirano zahtijevaju rad na poboljšanju sigurnosti u radu nuklearnih elektrana.

Nuklearni program u RH

Republika Hrvatska je kroz državnu elektroprivrednu tvrtku vlasnik 50 % udjela u NE Krško koja se nalazi na teritoriju Republike Slovenije. Drugim riječima, Republika Hrvatska ima aktivan nuklearni energetski program i podržala je produljenje rada NE Krško do 2043. godine. Republika Hrvatska je obveze prema nastalom radioaktivnom otpadu, istrošenom nuklearnom gorivu i razgradnji elektrane dugoročno odredila kroz Strategiju zbrinjavanja radioaktivnog otpada, istrošenog goriva i iskorištenih izvora (Narodne novine, br. 125/14).

Aktivni nuklearni program iziskuje sustavno praćenje nuklearne tehnologije i očuvanje potrebnih resursa te očuvanje znanja za nastavak ili proširenje programa.

Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske za razdoblje do 2020. navela je potrebne aktivnosti za razvoj nacionalne infrastrukture koja je potrebna za pripremu izgradnje, izgradnju i pogon nuklearne elektrane. Od donošenja Strategije 2009. godine, razvijen je potreban zakonodavni okvir, razvijen je regulatorni okvir te je ostvaren značajan napredak u problematici zbrinjavanja radioaktivnog otpada i istrošenog nuklearnog goriva iz NE Krško. Uz već postojeće ljudske potencijale i uključenost domaće industrije u pogon NE Krško, navedeni napredak u izgradnji nacionalne infrastrukture predstavlja dobar temelj za eventualno proširenje nuklearnog programa. Proširenje nuklearnog programa ovisit će o konkurentnosti ove opcije i mogućem razvoju novih tipova reaktora, manjih snaga i veće fleksibilnosti rada.

2.3.9. Izdvajanje i geološko skladištenje ugljikovog dioksida

Tehnologija hvatanja i skladištenja CO₂, poznata kao CCS (engl. *Carbon Capture and Storage*), integrira tri odvojena koraka: hvatanje CO₂ iz smjese plinova kao što su dimni plinovi i njihovo tlačenje u tekuće stanje, transport do mjesta skladištenja te utiskivanje i skladištenje CO₂ u geološke formacije pogodne za dugoročno skladištenje.

Izdvajanje CO₂ može se primijeniti na sve procese izgaranja u termoelektranama i industrijskim postrojenjima i to u sustavima za hvatanje poslije izgaranja, prije izgaranja i u sustavima za izgaranje goriva u struji kisika. Praktična primjena ovih tehnologija, zbog velikih troškova, ograničena je na velike pojedinačne izvore emisije CO₂. Ugljikov dioksid se nakon izdvajanja dehidrira i komprimira u tekućinu kako bi bio pogodniji za transport. Dehidracija je potrebna da bi se izbjegla korozija opreme i infrastrukture te, uslijed visokog tlaka, formiranje hidrata (čvrsti kristali, nalik ledu, koji mogu začepiti opremu i cijevi). Kompresija se provodi zajedno s dehidracijom u procesu koji ima više etapa: ponavljani ciklusi kompresije, hlađenja i odvajanja vode. Tlak, temperaturu i količinu vode treba prilagoditi načinu transporta i uvjetima tlaka podzemnog skladišta. Za projektiranje instalacija kompresora ključni su sljedeći čimbenici: brzina protoka plina, ulazni i izlazni tlak, toplinski kapacitet plina i učinkovitost kompresora. Transport se može obavljati brodovima koji se koriste za transport UNP-a ili cjevovodima. Cjevovodi moraju biti pod visokim tlakom kako bi se postigli superkritični uvjeti za CO₂, u kojima se on ponaša poput plina, ali ima gustoću tekućine.

Utiskivanje CO₂ u podzemno ležište vrši se pod tlakom koji mora biti viši od tlaka u ležišnim stijenama, a može se skladištiti u iscrpljenim plinskim i naftnim poljima, slanim vodonosnicima ili u dubokim slojevima ugljena. S daljnjim razvojem tehnologije očekuje se pad troškova i sve veća komercijalna primjena u sektorima poput elektroenergetike, proizvodnji čelika i cementa.

Ukupna procjena skladišnih kapaciteta u Hrvatskoj iznosi između 2 899 i 4 255 Mt u akviferima i poljima ugljikovodika⁵².

U posljednje vrijeme se smatra da bi zbrinjavanje CO₂ trebalo razmatrati kroz njegovo korištenje (engl. *Carbon Capture, Utilization and Storage*; dalje u tekstu: CCUS) kako bi se omogućila ekonomski isplativa opcija za smanjenje emisija CO₂ u atmosferu. Neki od najisplativijih načina korištenja su pri povećanju iscrpka u proizvodnji nafte i plina, u poljoprivredi kao dohrana biljaka uzgajanih u plastenicima, u proizvodnji vina i bezalkoholnih pića, u nekim industrijskim procesima itd. Ugljikov dioksid može se, također kemijskim procesima konvertirati u sintetičke plinove te koristiti kao gorivo u prometu ili proizvodnji električne energije što predstavlja potencijalno veliko područje za njegovo korištenje⁵³. CCUS tehnologija se razmatra i za geotermalna ležišta u smislu korištenja CO₂ kao radnog fluida u binarnim ciklusima. Pri tome se koriste povoljnija transportna svojstva CO₂ u odnosu na reinjektiranu vodu, ali i činjenica da vraćanje CO₂ u geotermalno ležište predstavlja dodatni benefit. Također se razmatra CO₂ kao radni fluid za podzemno skladištenje energije (u vidu energije povišenog tlaka). Na ovim područjima još su potrebna istraživanja multidisciplinarnih timova znanstvenika, kao i uspostavljanje politika koje će pružiti neophodnu potporu ostvarivanju ambicioznih ciljeva za smanjenjem ispuštanja stakleničkih plinova u atmosferu.

2.3.10. Alternativni izvori energije u prometu

Zakonom o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva (Narodne novine, br. 120/16) u pravni poredak Republike Hrvatske prenesene su odredbe Direktive 2014/94/EU o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva⁵⁴ u onom dijelu koji se odnosi na državu članicu. Ovim Zakonom se utvrđuje zajednički okvir mjera za uspostavljanje infrastrukture za alternativna goriva, kako bi se na najmanju moguću mjeru smanjila ovisnost o nafti te ublažio negativni utjecaj prometa na okoliš. Zakonom se utvrđuju minimalni zahtjevi za izgradnju infrastrukture za alternativna goriva, uključujući mjesta za punjenje, utvrđuju se zajedničke tehničke specifikacije za mjesta za punjenje i opskrbu, zahtjevi za informiranje korisnika, kao i način izvršavanja obveza izvješćivanja o provedbi mjera uspostavljanja infrastrukture za alternativna goriva. U smislu ovog Zakona alternativna goriva podrazumijevaju goriva ili izvore energije koji služe, barem djelomično, kao nadomjestak za izvore fosilnih goriva u opskrbi prometa energijom i koji imaju potencijal doprinijeti dekarbonizaciji prometnog sustava te poboljšati okolišnu učinkovitost prometnog sektora, koja između ostalog uključuju: električnu energiju, vodik, biogoriva (tekuća ili plinovita biogoriva namijenjena prometu proizvedena iz biomase), sintetička i parafinska goriva, prirodni plin, uključujući bioplin, u plinovitom (SPP) i ukapljenom obliku (UPP) te UNP. Zajednički okvir mjera definiran predmetnim Zakonom provodi se kroz Nacionalni okvir politike za uspostavu infrastrukture i razvoj tržišta alternativnih goriva u prometu (NOP).

⁵² Tot, M. et al., 2011, Techno-economic assessment of carbon capture and storage deployment in power stations in the Southern African and Balkan regions, VITO.

⁵³ SAPEA, Science Advice for Policy by European Academies. (2018). Novel carbon capture and utilisation technologies: research and climate aspects, Berlin: SAPEA. doi: 10.26356/CARBONCAPTURE

⁵⁴ Direktiva 2014/94/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 22. listopada 2014. o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva

Razvoj elektromobilnosti, odnosno korištenje električne energije kao energenta u svim oblicima prometa, omogućit će značajna poboljšanja u pogledu sigurnosti opskrbe, otvoriti prostor za veću integraciju OIE u EES, smanjiti emisije stakleničkih plinova, lokalne štetne emisije kao i ovisnost o uvoznim fosilnim gorivima.

Za funkcioniranje sustava u kojem električna vozila predstavljaju distribuirani spremnik energije za intermitentne izvore energije, a zatim i potencijal za pružanje usluge fleksibilnosti, potrebno je ispunjavanje određenih preduvjeta koji se mogu podijeliti na: (i) tehničke, (ii) pravno-regulatorne te (iii) ekonomske. U tehničkom pogledu, osnovni preduvjet za pružanje fleksibilnosti je postojanje infrastrukture, vozila i ostalih dijelova sustava koji podržavaju dvosmjerni protok električne energije te razmjenu podataka, pri čemu su svi elementi objedinjeni u koncept pametne mreže (engl. *smart grid*). Iz pravno-regulatornog pogleda, potrebno je prepoznavanje koncepta e-mobilnosti u smislu pružanja novih usluga, između ostalih i mogućnosti pružanja fleksibilnosti EES-u te njihovo definiranje u sklopu pravnog okvira. Na koncu, potreba za upravljanjem cijelim procesom pružanja usluga fleksibilnosti otvara prostor za stvaranje novih poslovnih modela u kojima će razni dionici pronaći svoje interese, pri čemu je jedan od osnovnih uvjeta postojanje dovoljnog broja električnih automobila i odgovarajuće infrastrukture za ekonomsku opravdanost takvih procesa.

Uzimajući u obzir pretpostavke u sklopu predmetnih analiza, ukupni potencijalni kapacitet baterija električnih vozila za pružanje usluga fleksibilnosti, ovisno o scenariju (S2 ili S1), iznosit će između 45 i 70 GWh u 2050. godini, dok će raspoloživi kapacitet u određenom trenutku ovisiti o više čimbenika, primjerice o udjelu vozila koji su u danom trenutku spojeni s EES-om putem sporih punionica, stanja napunjenosti baterije te zadanih postavki vlasnika vozila.

Osim elektrifikacije prometa, u dugoročnom razdoblju očekuje se značajnija primjena i ostalih alternativnih energenata. Potencijal vodika kao goriva je značajan. Vodik se u današnje vrijeme proizvodi u velikim količinama za industrijsku primjenu. Još uvijek postoji velik prostor za smanjenje troškova proizvodnje i poboljšanje energetske učinkovitosti. Osim toga, bit će potrebna značajna ulaganja u distribucijsku mrežu za vodik, koja je identificirana kao jedno od ključnih sredstava prema širem usvajanju vodika kao goriva za promet, dok se dostupnost ugljikovodika ne smatra preprekom. Korištenje vodika u vozilima ne zahtjeva posebne prilagodbe u pogledu navika putovanja i punjenja vozila. Iako već danas postoje zrele tehnologije za proizvodnju vodika, potrebni su znatni naponi da bi se uspostavila infrastruktura za punjenje vozila vodikom.

Europskom strategijom za mobilnost s niskom razinom emisije⁵⁵ korištenje prirodnog plina kao pogonskog goriva prezentirano je kao važna opcija u budućnosti prijevoza teškog tereta, uz dodatnu napomenu da se potencijal korištenja UPP-a može značajno povećati ukoliko se u razmatranje uključi biometan.

Unatoč optimističnim projekcijama bit će potrebni značajni naponi kako bi se u potpunosti razvilo dugoročno održivo tržište prirodnog plina u prometu. Premda je korištenje istog kao

⁵⁵ Europska strategija za mobilnost s niskom razinom emisije SWD(2016) 244 final

pogonskog goriva pozitivno iz perspektive emisija, prirodni plin je fosilno gorivo i kao takvo podrazumijeva postupnu integraciju s OIE. Važan izazov predstavlja nužnost za izbjegavanjem emisija metana u fazi od izvora do konačnog spremnika. Strateška pitanja podrazumijevaju osiguravanje dostatne opskrbe i alokacije biometana kao zamjene za fosilni plin koji, kao i ostala fosilna goriva, dugoročno mora biti zamijenjen alternativama.

Iz perspektive pomorskog prometa, UPP kao gorivo zadovoljava stroge propise koji se odnose na zaštitu okoliša i regionalnu kontrolu kvalitete zraka koju propisuje IMO. Značajnija penetracija UPP-a u pomorski promet očekuje se u slučaju proširenja ECA zona (engl. *Emission Control Areas*), povećanja cijena konvencionalnih derivata te razvitka UPP tržišta malih razmjera (engl. *small-scale*). Primjena predmetnog goriva očekuje se i u prometu unutarnjim plovnim putovima te u kopnenom i željezničkom prometu. Direktiva 2014/94/EU o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva je postavila rokove zemljama članicama Europske unije za uspostavu mjesta za opskrbu LNG-om na temeljnoj TEN-T transeuropskoj prometnoj mreži na način da na udaljenostima od okvirno 400 – 600 km mora biti odgovarajući broj mjesta za opskrbu UPP-om za kopneni i pomorski promet te za promet na unutarnjim vodama. Nastavno na navedeno, NOP odredio lokacije javno dostupnih mjesta za opskrbu UPP-om. Kako bi se omogućilo prometovanje plovilima pogonjenih UPP-om na glavnim pomorskim te unutarnjim plovnim putovima, infrastruktura za prekrcaj i opskrbu UPP-a mora biti dostupna u morskim lukama u Rijeci, Puli, Zadru, Šibeniku, Splitu, Pločama i Dubrovniku te u riječnim lukama u Vukovaru i Slavonskom Brodu. Za kopneni promet, mjesta za opskrbu UPP-om moraju biti dostupna u Zagrebu, Rijeci, Splitu, Pločama, Slavnskom Brodu i Osijeku, a moguće je uz punionice na rubnim dijelovima gradova blizu autocesta predvidjeti i postavljanje mobilnih jedinica za opskrbu teretnih vozila UPP-om na odmoršnim mjestima autocesta. Centar za opskrbu UPP-om kao gorivom, kako za potrebe hrvatskog tržišta tako i za potrebe regije, bit će terminal za UPP na otoku Krku, dok će distributivni centri biti mjesta za opskrbu UPP-om.

Trenutna politika EU-a vezana za korištenje biogoriva u prometu usmjerena je na razvoj naprednih biogoriva, prevladavanje tržišnih prepreka i poboljšanje sustava distribucije i skladištenja. Napredna biogoriva obuhvaćaju širok raspon biogoriva proizvedenih iz sirovina koje se ne koriste u prehrambene svrhe, poput organskog dijela otpada, šumskih i poljoprivrednih ostataka, otpadnog ulja, ostataka papirne industrije itd. U modelu dugoročne potrošnje energije u Republici Hrvatskoj, ciljevi koji se odnose na biogoriva usklađeni su s Direktivom 2018/2001 o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora⁵⁶.

Razina korištenja UNP-a u sektoru prometa potvrđuje trenutačno visoki stupanj zrelosti tehnologije. Infrastruktura na razini EU-a i Republike Hrvatske je relativno dobro razvijena. U dugoročnom razdoblju (u kontekstu zadanih ciljeva smanjenja emisije stakleničkih plinova i onečišćujućih tvari) očekuje se diversifikacija proizvodne tehnologije koja podrazumijeva proizvodnju biopropana iz biomase.

⁵⁶ Direktiva (EU) 2018/2001 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora, SL L 328, 21.12.2018., str. 82–209

Za procjenu potrošnje finalnih energenata u nadolazećem desetogodišnjem razdoblju u obzir je uzeti čitavi niz čimbenika, a između ostaloga i faktor različitog stupnja razvoja tehnologije i s njom povezane infrastrukture za svako gorivo, uključujući pripremljenost poslovnih modela za privatne investitore te raspoloživost i prihvatljivost alternativnih goriva za korisnike, iz čega na kraju i proizlaze realna ograničenja u smislu potrošnje svakog pojedinog energenta. Opisane odrednice scenarija u razdoblju nakon 2030. godine podupiru elektrifikaciju prometnog sektora (naročito u kontekstu gradskog i međugradskog prometa) radi postizanja cilja (maksimalnog smanjenja emisije stakleničkih plinova), dok se pritom ne isključuje niti jedna druga alternativna tehnologija (sve dok je ista emisijski neutralna). To je i potvrđeno činjenicom daljnjih predviđenih ulaganja u sve alternativne tehnologije u sektoru prometa u razdoblju nakon 2030. godine.

2.3.11. Biomasa

Tehnološki razvoj korištenja energije iz biomase razvija se u nekoliko smjerova: tehnologije konverzije, tehnologija dobave biomase i pre-tretmana.

Razvoj tehnologija za proizvodnju energije iz biomase se najviše usmjerava na sektor prometa za proizvodnju naprednih biogoriva (Fischer – Tropsch, brza piroliza, enzimatska hidroliza i dr.), kroz sustave biorafinerija, sustave hvatanja i skladištenja ugljika kroz energiju iz biomase (engl. *bioenergy carbon capture and storage*; dalje u tekstu: BECCS), koji obuhvaća i apsorpciju atmosferskog ugljika te sintetiziranje CO₂ u obnovljivi plin kroz P2G tehnologiju.

Sustavi biorafinerija su posebno zanimljivi jer neke tehnologije (npr. Fischer – Tropsch, brza piroliza) omogućavaju proizvodnju bioulja koje se rafinira, u konceptu sličnom preradi nafte, u različite derivate – od naprednih motornih goriva (biodizel, bioetanol, biomlazna goriva...) i bio-maziva do bio-kemikalija i bio-plastike.

Postojeći dobavni pravci biomase se poboljšavaju, ali i stvaraju novi kroz održivu intenzifikaciju zemljišta ili uzgoj akvakultura (alge) ili novih vrsta za dobivanje biomase za biogospodarstvo te time i energetske sektor. U ovom dijelu se razvijaju i sustavi BECCS-a.

Tehnologija pred-tretmana razmatra širenje osnovice biomase koja do sada nije bila prihvatljiva za energetske pretvorbe, posebice zahvaća tokove otpada.

2.3.12. Sustavi daljinskog grijanja

U području daljinskog grijanja budući tehnološki razvoj se prepoznaje u razvoju niskotemperaturnih toplinskih sustava u kojima će proizvodne jedinice biti iz OIE (zajedno s dizalicama topline velikih kapaciteta). Tehnološki napredak se očekuje u dijelu proizvodnje cjevovoda za daljinsko grijanje u smislu dodatnog smanjenja transmisijskih gubitaka, kao i bolje detekcije puknuća i reduciranje lokalnih otpora protoka. Dodatno se očekuje primjena novih metodologija pri projektiranju toplinskih mreža, razvoj mreža manjih duljina, mreža koje će biti u potpunosti hidraulički balansirane i mreža koje će biti topološki postavljane u obliku prstena, čime će se maksimalno reducirati razlike tlakova između polaza i povrata mreže

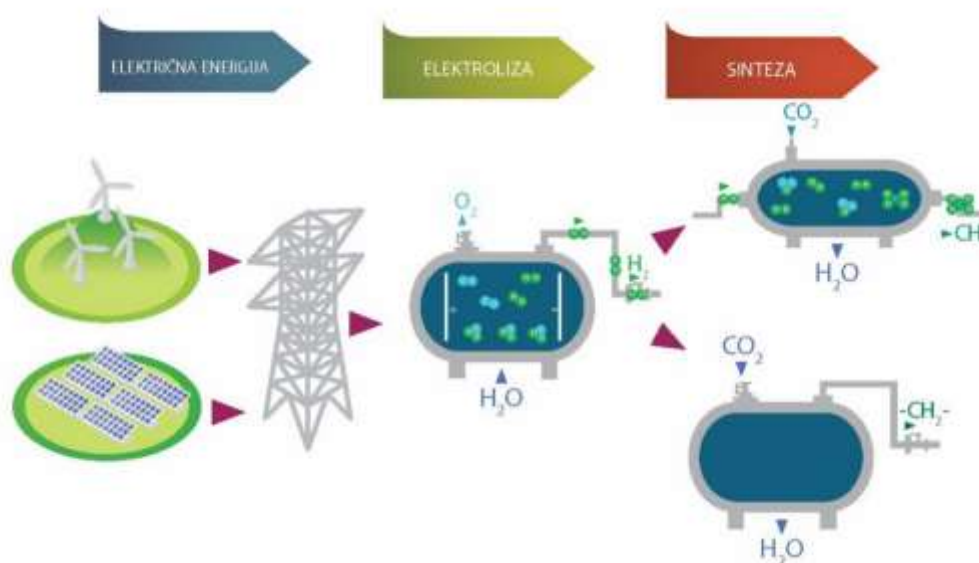
daljinskog grijanja. Također, u razdoblju do 2020. očekuje se uvođenje individualnog mjerenja kod krajnjih potrošača, a do 2030. u potpunosti moderniziranje sustava na strani potrošnje s implementacijom sustava daljinskog nadzora.

2.3.13. Spremnici energije

Sustavi za pohranu energije odigrat će značajnu ulogu u dekarbonizaciji energetskog sektora budućnosti, i to na dva načina. Prije svega, pohrana energije nužna je u sustavima s visokim udjelom nestalnih OIE (sunce i vjetar) jer omogućava korištenje pohranjene energije u razdobljima niže raspoloživosti obnovljivog energenta. Osim toga, korištenjem sustava za pohranu energije odgađa se i smanjuje potreba za izgradnjom novih elektrana, jer se pohranjena energija koristi u razdobljima povećanog opterećenja sustava. Također je potrebno istaknuti kako će sustavi za pohranu energije imati važnu ulogu u podupiranju proizvodnje električne energije za vlastite potrebe i omogućiti malim proizvođačima veće korištenje energije koju su sami proizveli.

2.3.14. Power to gas i power to liquid tehnologije

Dugoročno promatrano, važnu ulogu u ostvarenju energetske tranzicije imat će nove tehnologije proizvodnje vodika, metana i tekućih goriva iz električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora. To su *power to liquids* (PtL) tehnologija za proizvodnju tekućih goriva poput npr. mlaznog ili dizelskog goriva, odnosno *power to gas* (P2G) tehnologija za proizvodnju vodika i metana, korištenjem električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora. Plinovita i tekuća goriva proizvedena spomenutim tehnologijama bit će neizostavni oblici energije u onim područjima gdje je direktno korištenje električne energije ograničeno, poput avionskog, pomorskog i cestovnog teretnog prometa te u određenim industrijskim procesima. Trenutno se ove tehnologije primjenjuju na razini pilot i demonstracijskih projekata, a može se očekivati da će u budućnosti imati važnu ulogu, prije svega u segmentu uporabe plina.



Slika 2.4. Shematski prikaz *power to gas* i *power to liquid* tehnologija

Općenito, na putu prema energiji bez emisija, vodik treba uzeti u obzir kao važno gorivo budućnosti. Pri tome i CCS tehnologija može imati značajnu ulogu u tranziciji. Usprkos dosadašnjim, ne sasvim zadovoljavajućim rezultatima u istraživanjima korištenja CCS tehnologije, realno je očekivati da će povećanje cijena emisijskih jedinica ohrabriti novu etapu istraživanja i rezultirati sigurnosno i komercijalno zadovoljavajućim rezultatima, otvarajući dalje prostor dugoročnom razvoju održive globalne energetike na bazi vodika.

2.3.15. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije

Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije (engl. *Levelized Cost of Electricity*; dalje u tekstu: LCOE) predstavljaju prethodnu procjenu i usporedbu međusobne konkurentnosti pojedinih opcija/tehnologija za proizvodnju električne energije. Ukupni troškovi pojedinog projekta/tehnologije svedeni su na trošak proizvodnje jedinične količine električne energije (npr. EUR/MWh). Osnovna „skrivena“ pretpostavka ovog pristupa je da svaka tehnologija isporučuje proizvod jednake kvalitete i u točno potrebnoj količini, bez obzira na stanje u EES-u, veličinu proizvodne jedinice i moguća tehnička ograničenja u radu. Procjena niveliranog troška je statična, tj. promatra stanje tehnologije u danom trenutku s određenim skupom troškova za promatranu tehnologiju (ulaganje, pogon i održavanje, trošak goriva i eksternalija). LCOE daje informaciju koliki je prosječni proizvodni trošak promatrane tehnologije kada bi ona radila sa zadanim faktorom opterećenja tijekom cijelog životnog vijeka. *Važno je uočiti da LCOE analiza ne uzima u obzir troškove integracije pojedine tehnologije u sustav, a ova komponenta troškova može biti bitno različita od tehnologije do tehnologije i od sustava do sustava i predstavlja dodatak na trošak proizvodnje koji se LCOE analizom vezuje za pojedini projekt. Pregledom kretanja LCOE vrijednosti u razdoblju do 2030. i 2050. godine može se zaključiti sljedeće:*

- trenutna razina cijena na tržištu električne energije nije dovoljna da potakne novu izgradnju elektrana. Postojeće TE na fosilna goriva su marginalno konkurentne, dok se od novih projekata najniži trošak proizvodnje očekuje iz vjetroelektrana na kopnu;
- do 2030. godine očekuje se povećanje cijena na tržištu električne energije, ali i cijena emisijskih jedinica. Povećat će se konkurentnost OIE tehnologija (daljnje smanjenje jediničnih troškova ulaganja), a pogoršat će se položaj TE na fosilna goriva (samo postojeće elektrane imat će marginalnu isplativost, tj. moći će pokriti varijabilne troškove, ali će vjerojatno raditi sa smanjenim faktorom opterećenja jer će ih potisnuti tehnologije s vrlo niskim izravnim varijabilnim troškovima kao što su vjetroelektrane i sunčane elektrane);
- do 2050. godine nekoliko OIE tehnologija postat će primarne opcije za zadovoljenje potreba za električnom energijom. Moguće je da će se pojedini kupci odlučiti za izolirani rad, tj. da će koristiti vlastite izvore i spremnike energije bez spajanja na mrežu. Nuklearna opcija postaje marginalno konkurentna, ali je područje nesigurnosti relativno veliko (visoki troškovi financiranja u kombinaciji s kašnjenjem u izgradnji brzo podižu ukupni trošak proizvodnje);
- izražen utjecaj na konkurentnost tehnologija fosilnih goriva ima pretpostavka o visini troška emisijskih jedinica. EU tržište emisijskih jedinica je nakon uvođenja mehanizma tržišne rezerve počelo davati ohrabrujuće cjenovne signale u 2018. godini (porast cijena emisijskih jedinica);

- konkurentnost vjetroelektrana i osobito sunčanih elektrana (fotonaponskih sustava) potaknuta je daljnjim očekivanim smanjenjem troškova ovih tehnologija;
- tehnologije fosilnih goriva imaju ograničenu mogućnost sniženja jediničnog proizvodnog troška što je uvjetovano strukturom ukupnog troška i „zrelošću“ ovih tehnologija koje su dosegle zasićenje u smislu mogućnosti daljnjih unapređenja. Širenjem tehnologija s nultim marginalnim troškovima, konkurentnost TE na fosilna goriva postaje sve više ugrožena zbog smanjenja očekivanog faktora opterećenja;
- CCS opcija nije konkurentna do 2050. godine (CCS opcija promatrana je samostalno gdje se ugljični dioksid utiskuje u podzemlje, ali se ne koristi za povećanje proizvodnje nafte ili prirodnog plina);
- zanimljivo je istaknuti izuzetno snažnu konkurentnost geotermalnih elektrana, ali je potrebno naglasiti da je broj povoljnih lokacija za iskorištavanje geotermalne energije za proizvodnju električne energije ograničen i da je jedna od glavnih nesigurnosti vezana za troškove i ishod istraživanja potencijalnih lokacija. Za postojeće lokacije za koje su istraživanja provedena (npr. kao dio istraživanja polja ugljikovodika) i potencijal utvrđen, geotermalne elektrane predstavljaju vrlo konkurentnu opciju.

2.4. Kretanje cijena i troškova u energetsom sektoru

2.4.1. Cijene goriva

Cijene fosilnih goriva do 2050. godine pretpostavljene su u skladu s predviđanjima Međunarodne agencije za energiju (IEA, World Energy Outlook 2017). Promatra se tzv. scenarij „novih politika“ (engl. *New Policies Scenario*).

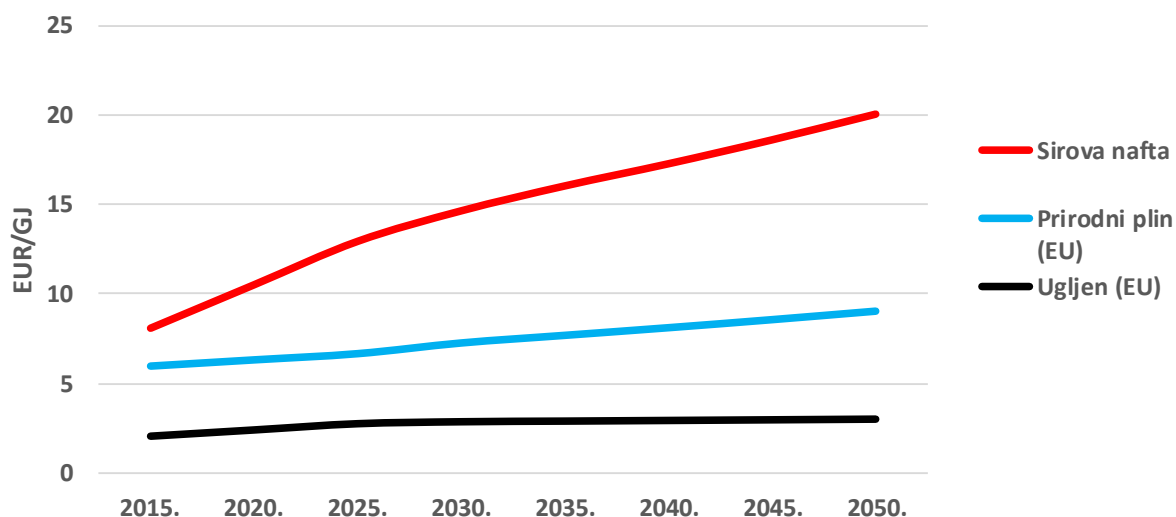
Tablica 2.3. Cijene fosilnih goriva do 2040. godine

IEA – Scenarij „Novih politika“ (New policies scenario)								
USD 2016. godine	Gorivo	2000.	2010.	2016.	2025.	2030.	2035.	2040.
USD/barrel	Sirova nafta	38	86	41	83	94	103	111
USD/Mbtu	Prirodni plin (EU)	3,8	8,2	4,9	7,9	8,6	9,1	9,6
USD/tona	Ugljen (EU)	46	101	63	77	80	81	82

Izvor: IEA WEO 2016/2017

Cijene za razdoblje nakon 2040. su ekstrapolirane i za potrebe analize svedene na euro iz 2015. godine. Na slici 2.5. prikazana je razina pretpostavljenih cijena za fosilna goriva u EUR/GJ.

Za prirodni plin i ugljen preuzete su cijene relevantne za područje EU-a. Za nuklearno gorivo pretpostavljena je nepromjenjiva cijena od 0,74 EUR/GJ, a za biomasu 4,6 EUR/GJ.



Slika 2.5. Cijene fosilnih goriva do 2050. godine

Izvor: IEA WEO 2016/2017 i EIHP obrada

2.4.2. Cijene na tržištu električne energije

Ukupne potrebe za električnom energijom u Republici Hrvatskoj velikim dijelom se osiguravaju i iz uvoza, tj. kupovinom na tržištu električne energije te su cijene električne energije važan ulazni parametar u dugoročnim analizama. Za očekivati je da će se trend uvoza nastaviti u narednih 5 - 10 godina i da će ovisiti o cijenama, koje su s druge strane izravno povezane s raspoloživim količinama na tržištu (odnos ponude i potražnje u bližoj i široj regiji).

Dugoročna raspoloživost i razina cijene električne energije (za razdoblja dulja od 3 – 5 godina) ovise o velikom broju parametara i podložne su velikim nesigurnostima. Na području jugoistoka Europe nekoliko sustava su neto izvoznici električne energije (npr. BiH, Rumunjska, Bugarska), mnoge zemlje ovise o uvozu električne energije (npr. Makedonija, Albanija), dok je općenita bilanca potrošnje i proizvodnje pod utjecajem hidroloških prilika (što bitno utječe na razinu cijena od godine do godine).

Iako su mnoga nacionalna tržišta još uvijek relativno zatvorena na strani maloprodaje (opskrba krajnjih kupaca), sve veće elektroprivredne tvrtke i trgovci električnom energijom aktivno sudjeluju na veleprodajnim tržištima – regionalnim burzama (npr. HUPX, BSP, CROPEX). U razdoblju do 2025./2030. godine očekuje se daljnje povezivanje tržišta u regiji te potpuna integracija u jedinstveno EU tržište. Osim povezivanja tržišnih platformi očekuje se daljnja integracija sustava izgradnjom interkonekcija što će olakšati trgovinu i poboljšati sigurnost opskrbe. Očekuje se i općeniti porast potrošnje električne energije u regiji, kao i nova ulaganja u razvoj elektrana.

Za potrebe prikazanih analiza pretpostavljeno je da će u razdoblju do 2030. godine na raspolaganju biti dovoljne količine električne energije za potrebe pokrivanja potreba u hrvatskom EES-u, a da će dugoročno (do 2050. godine), ukupna godišnja neto razmjena sa susjednim sustavima biti u ravnoteži. Pretpostavljene razine cijena prikazane su u tablici 2.4.

Prikazane su očekivane prosječne godišnje razine cijena i pretpostavljena je dinamika sezonske (mjesečne) i dnevne promjene cijena na tržištu električne energije na temelju povijesnih podataka.

Tablica 2.4. Cijene na tržištu električne energije do 2050. godine

Godina	2015.	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.	2050.
Električna energija (EUR/MWh)	41,0	40,6	47,3	60,0	70,6	77,3	81,4	83,7

Izvor: EIHP

2.4.3. Cijene emisijskih jedinica

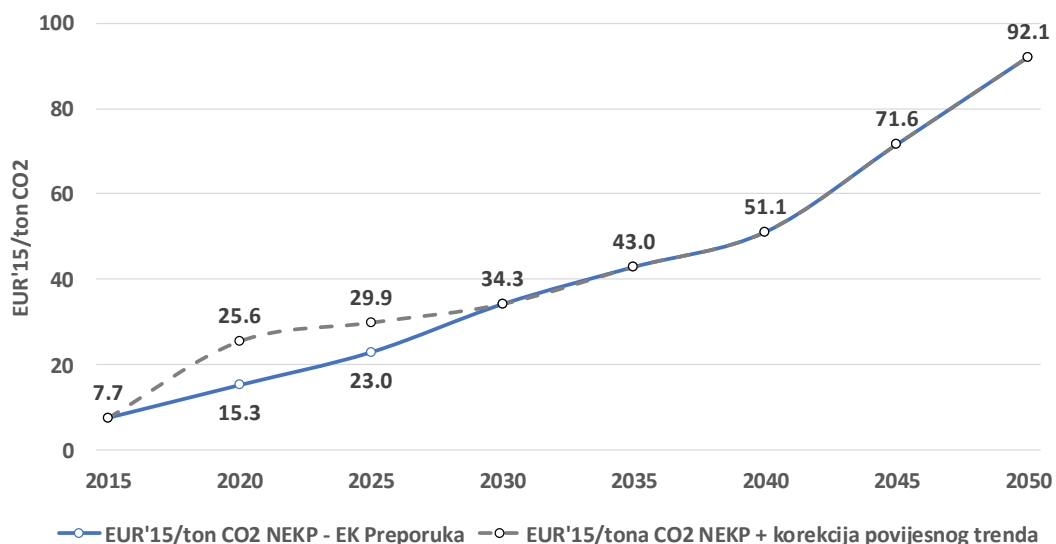
Za sve elektrane koje koriste fosilna goriva pretpostavljeno je da sudjeluju u EU sustavu za trgovine emisijama (dalje u tekstu: EU ETS). Za potrebe izrade nacionalnih energetske-klimatskih planova (NEKP), Europska komisija je pripremila preporučene razine cijena emisijskih jedinica do 2050. godine (Tablica 2.5.). Osnovne cijene izražene su u eurima iz 2013. godine. Dodatno su prikazani i preračunati iznosi u eurima iz 2015. godine (vrijednosti koje su korištene u analizama) i iz 2016. godine (vrijednosti koje se također navode u dokumentima Europske komisije).

Trenutne cijene na tržištu pokazuju i veće vrijednosti od onih preporučenih od strane EK. Temeljem takvih kretanja procijenjena je alternativna putanja cijena do 2030. godine, svedena na euro iz 2015. godine. Ove vrijednosti korištene su za optimiranje sustava proizvodnje električne energije (Slika 2.6.)

Tablica 2.5. Cijene emisijskih jedinica

Cijene emisijskih jedinica	2015.	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2050.
NEKP – EK Preporuka EUR'13/t CO ₂	7,5	15,0	22,5	33,5	42,0	50,0	90,0
NEKP – EK Preporuka EUR'16/t CO ₂	7,8	15,5	23,3	34,7	43,5	51,7	93,1
NEKP i korekcija povijesnih cijena EUR'16/t CO ₂	7,8	25,9	30,3	34,7	43,5	51,7	93,1
NEKP i korekcija povijesnih cijena EUR'15/t CO ₂	7,7	25,6	29,9	34,3	43,0	51,1	92,1

Izvor: EU Reference Scenario 2016 i EIHP analiza



Slika 2.6. Očekivana cijena emisijskih jedinica do 2050. godine

Izvor: EU Reference Scenario 2016 i EIHP analiza

2.5. Ciljevi EU i zakonodavni okvir

2.5.1. Ciljevi EU

EU ima aktivnu ulogu u pronalaženju rješenja za klimatski problem i preuzela je obvezu smanjenja antropogenih emisija stakleničkih plinova od najmanje 20 % do 2020. godine u odnosu na emisiju iz 1990. godine. Pristupanjem EU i Republika Hrvatska je preuzela taj zajednički EU cilj.

Ovaj zajednički EU cilj raspodijeljen je u dvije cjeline od kojih prva obuhvaća velike izvore emisije stakleničkih plinova koji su obveznici EU sustava trgovanja emisijama (ETS sektor), a druga tzv. ne-ETS sektore, koji obuhvaćaju ostale, relativno manje izvore emisije, kao što su: cestovni i vancestovni promet (osim zračnog prometa koji je uključen u ETS sektor), mala energetska i industrijska postrojenja koja nisu uključena u ETS sektor, kućanstva, usluge, poljoprivredu, gospodarenje otpadom, promjene u korištenju zemljišta i šumarstvo.

EU cilj za ETS sektor je smanjiti emisije stakleničkih plinova za najmanje 21 % u odnosu na 2005. godinu, dok ciljano smanjenje emisije za ne-ETS sektore na razini EU-a iznosi najmanje 10 % u odnosu na 2005. godinu, ali različito raspodijeljeno po državama (od -20 % do +20 %). Za Republiku Hrvatsku je dozvoljen porast emisije iz sektora koji nisu obuhvaćeni ETS-om do 2020. godine, pri čemu je porast ograničen na maksimalno 11 % u odnosu na emisije iz 2005. godine (2.6).

U okviru Pariškog sporazuma ciljano smanjenje emisije stakleničkih plinova u EU je najmanje 40 % do 2030., u odnosu na 1990. godinu. Cilj za ETS sektor je smanjenje emisije od najmanje 43 % u usporedbi s 2005. godinom, uz godišnje smanjenje ukupne EU kvote od 2,2 % za razdoblje od 2021. do 2030. godine, umjesto 1,74 % koje vrijedi za razdoblje od 2013. do 2020. godine (2.6.). Za ne-ETS sektore je postavljen zajednički EU cilj za 2030. godinu od

najmanje 30 % smanjenja emisija u odnosu na 2005. godinu, a obveze su u rasponu od -40 do 0 % za različite zemlje članice (-7 % za Hrvatsku).

Tablica 2.6. Ciljevi smanjenja emisija stakleničkih plinova za RH do 2020. i 2030. godine

U odnosu na godinu	Opseg	Ostvareno 2016.	Cilj za 2020.	Cilj za 2030.
2005.	ETS sektor	-22,2 %	-21 %*	-43 %*
	Sektori izvan ETS-a	-16,9 %	+11 %	-7 %

* iskazani cilj za RH je indikativan, a obvezujući je na razini EU ETS sustava

Za 2050. godinu potrebna su znatno veća smanjenja emisija, tako da EU sukladno preporukama IPCC-a planira smanjiti emisije stakleničkih plinova za 80 – 95 %⁵⁷. Sukladno Europskoj dugoročnoj strateškoj viziji – Čist planet za sve – za uspješno, suvremeno, konkurentno i klimatski neutralno gospodarstvo⁵⁸, za očekivati je da će se do 2050. godine na razini EU-a postaviti i ambiciozniji ciljevi od neto nulte emisije stakleničkih plinova (engl. *net-zero greenhouse gas emissions*). Kako bi se ostvario indikativni cilj za 2050. godinu bit će potrebno pojačati aktivnosti na smanjenju emisija, budući da postojećim modelom razvoja nije moguće ostvariti potrebno smanjenje emisija stakleničkih plinova.

2.5.2. Zakonodavni okvir EU

Međunarodni ugovori kojima su osnovane Europska zajednica i EU (Osnivački ugovori) pitanje energije ne tretiraju zasebno već kroz problematiku unutarnjeg tržišta, tržišnog natjecanja i ograničenja monopola te zaštitu okoliša. Lisabonski ugovor o EU iz 2007. godine sadrži posebno poglavlje XXI. ENERGETIKA i članak 194. kojim se kao ciljevi energetske politike EU-a utvrđuju:

- funkcioniranje energetskog tržišta,
- sigurnost opskrbe energijom,
- energetska učinkovitost i ušteda energije,
- novi i obnovljivi oblici energije i
- međupovezanost energetskih mreža⁵⁹.

Mjere potrebne za ostvarivanje navedenih ciljeva utvrđuje Europski parlament i Vijeće, pri čemu se ne utječe na pravo države članice da određuje uvjete za korištenje vlastitih energetskih resursa, izbor između različitih oblika energije te opću strukturu opskrbe energijom. Razrada ovih ciljeva realizirana je u tri faze (tzv. paketa), donošenjem zajedničkih

⁵⁷ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Com(2011) 112 final, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Europska komisija, 8. ožujka 2011.

⁵⁸ In-depth Analysis in Support of the Commission Communication Com(2018) 773, A Clean Planet for All, A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, Europska komisija, 28. studeni 2018.

⁵⁹ Lisabonski ugovor kojim se mijenjaju i dopunjuju Ugovor o Europskoj uniji i Ugovor o osnivanju Europske zajednice potpisan u Lisabonu 13. prosinca 2007. godine

pravila za unutarnje tržište električne energije i plina, sadržanih u skupu direktiva i uredbi, općeprihvaćenog naziva „energetski paket“.

„Prvi energetski paket“ čine Direktiva 96/92/EZ o zajedničkim pravilima za tržište električne energije i Direktiva 98/30/EZ o zajedničkim pravilima za tržište prirodnog plina. Riječ je o pravilima koja se primjenjuju na organizaciju energetskog sektora i uspostavljanje ravnoteže između tržišta i javne usluge (engl. *Public Service Obligation*, PSO), kao obveze koja se može odnositi na sigurnost, pouzdanost, kvalitetu i cijenu opskrbe energijom te zaštitu okoliša; izgradnju objekata za proizvodnju električne energije, u prvom redu kroz postupak javnog nadmetanja (engl. *Tender procedure*), a onda i postupak odobravanja izgradnje prema unaprijed utvrđenim mjerilima (engl. *Authorisation*); organizaciju prijenosne i distribucijske djelatnosti osnivanjem tzv. operatora sustava (engl. *System Operator*) koji je odgovoran za rad, održavanje i razvoj sustava; vođenje odvojenih i transparentnih poslovnih knjiga radi sprečavanja diskriminacije i neobjektivnosti u obavljanju djelatnosti (engl. *Unbundling and Transparency of Accounts*); osiguranje nepristranog, tzv. pristupa treće strane energetskom sustavu (engl. *Third Party Access*, TPA) te postupno otvaranje tržišta odnosno odabir opskrbljivača energije od strane krajnjeg kupca (potrošača).

„Drugi energetski paket“, osim novih direktiva koje se odnose na tržište električne energije i prirodnog plina i kojima su stavljene izvan snage direktive prvog paketa, proširen je direktivama koje uređuju sigurnost opskrbe energijom i ulaganja u energetsku infrastrukturu te uredbama Komisije o uvjetima pristupa mreži za prekogranične razmjene električne energije i transport prirodnog plina. Ovaj paket uključuje Direktivu 2003/54/EZ o zajedničkim pravilima za tržište električne energije, Direktivu 2003/55/EZ o zajedničkim pravilima za tržište prirodnog plina, Direktivu 2004/67 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe prirodnim plinom, Direktivu 2005/89/EZ o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu⁶⁰, Uredbu EK br. 1228/2003 o uvjetima pristupa mreži za prekogranične razmjene električne energije te Uredbu EK br. 1775/2005 o uvjetima pristupa mrežama za transport prirodnog plina. Poseban naglasak stavljen je na nacionalna regulatorna tijela, obvezu javne usluge i zaštitu potrošača, nadzor nad sigurnošću opskrbe, donošenje tehničkih pravila, postupke izgradnje novih proizvodnih kapaciteta, pristup treće strane energetskom sustavu, odvojeno vođenje i pristup poslovnim knjigama energetskih subjekata, otvaranje tržišta te mehanizme prekograničnog trgovanja energijom.

Priopćenja Europske komisije iz siječnja 2007. godine o energetskoj politici i istraživanjima europskih sektora elektroenergetike i plina⁶¹, koja su pokazala da postojeća pravila i mjere ne osiguravaju okvir dostatan za postizanje funkcionalnog unutarnjeg energetskog tržišta, potaknula su donošenje „trećeg energetskog paketa“ sastavljenog od dvije direktive i tri uredbe, koje donose nova pravila o učinkovitom razdvajanju djelatnosti proizvodnje i opskrbe od mrežnih djelatnosti; većoj transparentnosti tržišta; jačim i širim ovlastima nacionalnih energetskih regulatora; unaprijeđenoj suradnji u prekograničnoj razmjeni i ulaganjima u

⁶⁰ Direktiva 2005/89/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 18. siječnja 2006. o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu, SL L 33, 4.2.2006., str. 22–27

⁶¹ Priopćenje od 10. siječnja 2007. godine naslovljeno „Energetska politika za Europu“; Priopćenje od 10. siječnja 2007. godine naslovljeno „Izgledi za unutarnje tržište plina i električne energije“ i „Istraživanje europskih sektora plina i električne energije na temelju članka 17. Uredbe (EZ) br. 1/2003 (konačno izvješće)“.

energetsku infrastrukturu (suradnja na razvoju zajedničkih tržišnih i tehničkih pravila i sigurnosnih propisa) i zaštiti krajnjih kupaca.

Riječ je o sljedećim pravnim aktima:

- Direktivi 2009/72/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i stavljanju izvan snage Direktive 2003/54/EZ (SL L 211, 14.8.2009., str. 55 – 93)
- Direktivi 2009/73/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište plina i stavljanju izvan snage Direktive 2003/55/EZ (SL L 211, 14.8.2009., str. 94 – 136);
- Uredbi (EZ) br. 714/2009 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije i stavljanju izvan snage Uredbe (EZ) br. 1228/2003 (SL L 211, 14. 8. 2009., str. 15 – 35);
- Uredbi (EZ) br. 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o uvjetima za pristup mreži za transport prirodnog plina i stavljanju izvan snage Uredbe (EZ) br. 1229/2003 (SL L 211, 14. 8. 2009., str. 36)
- Uredbi (EZ) br. 713/2009 Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o osnivanju Agencije za suradnju energetskih regulatora (SL L 211, 14. 8. 2009., str. 1 – 14).

Direktiva 2009/72/EZ o zajedničkim pravilima za tržište električne energije zahtijeva, s jedne strane, otvoreno tržište električne energije, dok s druge strane postavlja čvrste i, u odnosu na ranije direktive, šire zahtjeve u svezi s provođenjem obveze javne usluge (koji se, osim na sigurnost, redovitost, kvalitetu i cijenu isporuke te zaštitu okoliša, sada odnose i na energetsku učinkovitost, OIE i zaštitu klime) te uvodi u energetski sektor institut tzv. univerzalne usluge (engl. *Universal Service*) kao pravo krajnjeg kupca iz kategorije kućanstvo na opskrbu energijom određene kvalitete po jasno usporedivim, transparentnim i nediskriminirajućim cijenama. Prava kupaca dodatno su ojačana zahtjevima da država članica kupcu omogući promjenu opskrbljivača u roku od tri tjedna, pristup podacima o potrošnji, podacima o izvorima energije i sredstvima pravne zaštite, jedinstvenu kontakt točku za informacije o pravima kupca, neovisne mehanizme zaštite, putem institucije pravobranitelja za energetiku i sličnih mehanizama te definira koncept rješavanja rastućeg problema energetskog siromaštva. U pogledu izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije kao pravilo određuje se postupak izdavanja odobrenja na temelju odgovarajućih kriterija, s time da bi države članice trebale osigurati sigurnost opskrbe putem pokretanja natječajnog ili jednakovrijednog postupka kada dostatni kapaciteti za proizvodnju električne energije nisu izgrađeni na temelju postupka izdavanja odobrenja kao i u interesu zaštite okoliša i promicanja novih tehnologija. Od posebnog su značenja za organizaciju EES-a u cijelosti pravila o razdvajanju prijenosnog sustava od operatora prijenosnog sustava koja prepoznaju tri različita modela (u pogledu vlasništva nad prijenosnom mrežom, razinom nadzora nad učinkovitim odvajanjem mreže od proizvodne i opskrbe djelatnosti i ovlasti za razvoj mrežne infrastrukture te ulaganje u njezinu izgradnju i održavanje). Direktiva poseban pravni status daje nacionalnim regulatornim tijelima, ističući njihovu neovisnost o političkim i tržišnim interesima i dajući im široke i jake ovlasti u području određivanja ili odobravanja tarife ili metodologija koje su temelj za izračun tarifa, nadzora nad energetskim subjektima te

zaštite potrošača. Dodatak Direktivi predstavljaju mjere za zaštitu kupaca koje podrazumijevaju zaključivanje ugovora o opskrbi energijom s poštenim i unaprijed poznatim uvjetima, obavještanje o namjeri izmjene ugovornih uvjeta i pravo na raskid po primitku obavijesti, besplatnu promjenu opskrbljivača, uvođenje pametnih mjernih uređaja i sl.

Direktiva 2009/73/EZ o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina sadrži zajednička pravila za transport, distribuciju, opskrbu i skladištenje prirodnog plina. Direktivom su uređena opća pravila za organizaciju sektora koja se odnose na obvezu javne usluge i zaštitu kupaca u plinskom sektoru, postupak izdavanja odobrenja, praćenje sigurnosti opskrbe, regionalnu sigurnost i promicanje regionalne suradnje te donošenje tehničkih pravila koja osiguravaju interoperabilnost sustava. Središnju grupu pravila čine odredbe stvarnom razdvajanju mrežnih djelatnosti od djelatnosti proizvodnje i opskrbe plinom odnosno o organizaciji, neovisnosti, zadacima i obvezama operatora transportnog sustava, operatora sustava skladišta plina i operatora terminala za UPP, organizaciji djelatnosti distribucije i opskrbe te razdvajanju i transparentnosti računa. Organizacija pristupa plinskom sustavu uređena je kroz pravila o pristupu treće strane sustavu i proizvodnoj infrastrukturi, pravila o novoj infrastrukturi i izravnim plinovodima te otvaranju tržišta i uzajamnosti. Posebna pozornost posvećena je općim ciljevima regulatornog tijela te njegovim ovlastima i zadacima u plinskom sektoru. Prilog Direktivi su mjere za zaštitu potrošača u pogledu uvjeta zaključivanja i raskida ugovora o opskrbi plinom, promjene opskrbljivača, računa, informiranja te uvođenja pametnih uređaja.

Uredbom (EZ) br. 713/2009 osnovana je Agencija za suradnju energetskih regulatora (engl. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*; dalje u tekstu: ACER), kao neovisna europska institucija nadležna za učinkovitu suradnju nacionalnih regulatornih tijela i odlučivanje o pitanjima prekogranične razmjene energije. Sjedište ACER-a je u Ljubljani.

Uredba (EZ) br. 714/2009 o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije ima za cilj odrediti nediskriminirajuća pravila za prekograničnu razmjenu električne energije te tako povećati konkurentnost na unutarnjem tržištu električne energije, uzimajući u obzir posebne karakteristike nacionalnih i regionalnih tržišta. To uključuje osnivanje i definiranje zadataka ENTSO-a za električnu energiju (Europske mreže operatora prijenosnog sustava, engl. *European Network of Transmission System Operators*) uspostavljanje mehanizma naknade za prekogranični prijenos električne energije i određivanje usklađenih načela naknade za prekogranični prijenos i dodjelu raspoloživih kapaciteta interkonekcija između nacionalnih prijenosnih sustava.

Uredba (EZ) br. 715/2009 o uvjetima za pristup mrežama za transport prirodnog plina⁶² sadrži nediskriminirajuća pravila za uvjete pristupa transportnim sustavima prirodnog plina, terminalima za UPP i sustavima skladišta plina, vodeći računa o specifičnostima nacionalnih i regionalnih tržišta te osigurava mehanizme za usklađivanje pravila pristupa mreži za prekograničnu razmjenu plina. Utvrđuje načela i ciljeve smjernica i mrežnih kodeksa, uključujući usklađena načela za tarife ili metodologije na temelju kojih se one izračunavaju,

⁶² Uredba 701/2009 je dopunjena odlukama Komisije 2010/685/EU i 2012/490/EU u svezi zahtjeva za transparentnosti i postupcima upravljanja zagušenjima

uspostavljanje pravila za pristup treće strane i usklađena načela za raspodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjem, utvrđivanje zahtjeva o transparentnosti, pravila uravnoteženja te olakšavanje trgovanja kapacitetima. Uredba propisuje osnivanje i zadatke ENTSO-a za plin.

Nastavno na provedbu ciljeva, načela i pravila iz Uredbi 714/2009/EZ i 2015/2009/EZ, a kako bi se otklonile zapreke prekograničnom prijenosu energije i osiguralo funkcioniranje unutarnjeg tržišta energije, donesene su uredbe koje sadržavaju pravila i smjernice u pogledu tehničke funkcionalnosti sustava i njegovih tržišnih i financijskih aspekta:

Električna energija

- Uredba Komisije (EU) br. 543/2013 od 14. lipnja 2013. o dostavi i objavi podataka na tržištima električne energije i o izmjeni Priloga I. Uredbi (EZ) br. 714/2009 Europskog parlamenta i Vijeća,
- Uredba Komisije (EU) 2015/1222 od 24. srpnja 2015. o uspostavljanju smjernica za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima,
- Uredba Komisije (EU) 2016/631 od 14. travnja 2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključivanje proizvođača električne energije na mrežu,
- Uredba Komisije (EU) 2016/1719 od 26. rujna 2016. o uspostavljanju smjernica za dugoročnu dodjelu kapaciteta,
- Uredba Komisije (EU) 2016/1388 od 17. kolovoza 2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za priključak kupca,
- Uredba Komisije (EU) 2016/1447 od 26. kolovoza 2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključivanje na mrežu sustava za prienos istosmjernom strujom visokog napona i istosmjerno priključenih modula elektroenergetskog parka,
- Uredba Komisije (EU) 2017/1485 od 2. kolovoza 2017. o uspostavljanju smjernica za pogon elektroenergetskog prijenosnog sustava,
- Uredba Komisije (EU) 2017/2195 od 23. studenoga 2017. o uspostavljanju smjernica za električnu energiju uravnoteženja,
- Uredba Komisije (EU) 2017/2196 od 24. studenoga 2017. o uspostavljanju mrežnog kodeksa za poremećeni pogon i ponovnu uspostavu EES-a,

Plin:

- Uredba Komisije (EU) 312/2014 od 26. ožujka 2014. o uspostavljanju mrežnih pravila o uravnoteženju plina transportnih mreža,
- Uredba Komisije (EU) 2015/703 od 30. travnja 2015. o uspostavi mrežnih pravila interoperabilnosti i razmjene podataka,
- Uredba Komisije (EU) 2017/460 od 16. ožujka 2017. o uspostavljanju mrežnih pravila o usklađenim strukturama transportnih tarifa za plin,
- Uredba Komisije (EU) 2017/459 od 16. ožujka 2017. o uspostavljanju mrežnih pravila za mehanizme raspodjele kapaciteta u transportnim sustavima za plin.

Također, iako formalno nisu dio „trećeg paketa“, dijelom zakonodavnog okvira EU (i nacionalnih okvira država članica) za tržište energije smatraju se i sljedeće uredbe EU:

- **Uredba (EU) br. 1227/2011 Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2011. o cjelovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta energije** (engl. *Regulation on wholesale energy market integrity and transparency*, skraćeno REMIT) koja uvodi jedinstveni europski okvir na veleprodajnim tržištima električne energije i prirodnog plina za definiranje zloupotrebe tržišta, uvođenje eksplicitne zabrane zloupotrebe tržišta, osnivanje novog okvira za nadzor veleprodajnih tržišta s ciljem otkrivanja i sprečavanja manipulacije tržištem i trgovanja na temelju povlaštenih informacija te definiranje zabrana i provođenja kažnjavanja na nacionalnoj razini u slučaju otkrivanja zloupotrebe tržišta⁶³. Ključnu ulogu u novom europskom okviru nadzora veleprodajnog tržišta uvedenim REMIT-om ima ACER;
- **Uredba (EU) br. 347/2013 Europskog parlamenta i Vijeća od 17. travnja 2013. o smjernicama za transeuropsku energetska infrastrukturu** koja uspostavlja okvir za utvrđivanje, planiranje i provedbu projekata od zajedničkog interesa koji su potrebni za provedbu devet prioriteta strateških geografskih energetskih infrastrukturnih koridora utvrđenih u području električne energije, plina i nafte te triju energetskih infrastrukturnih prioriteta područja diljem EU za pametne mreže, elektroenergetske autoceste i mreže za prijevoz ugljičnog dioksida. Projekti od zajedničkog interesa navedeni su u popisu po strateškim prioritetima za transeuropsku energetska infrastrukturu prema redoslijedu utvrđenom u Prilogu I. Uredbe, koji je izmijenjen delegiranom uredbom Komisije⁶⁴ i
- **Uredba (EU) 2017/1938 Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2017. o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom** koja izvan snage stavlja snage Uredbu (EU) br. 994/2010 te sadrži odredbe čiji je cilj zaštititi sigurnost opskrbe plinom u EU osiguravanjem pravilnog i neprekinutog funkcioniranja unutarnjeg tržišta prirodnog plina omogućivanjem provedbe iznimnih mjera kada tržište više nije u mogućnosti osigurati potrebne količine plina, uključujući mjeru solidarnosti u krajnjoj nuždi, te utvrđivanjem jasne definicije i podjele odgovornosti između poduzeća za prirodni plin, država članica i EU u pogledu preventivnog djelovanja i reakcije na konkretne poremećaje u opskrbi plinom.

U studenom 2016. godine, u okviru šire energetske strategije, Europska komisija objavila je Komunikaciju – paket dokumenata Čista energija za svakog Europljanina (engl. *Clean Energy For All Europeans*) kojim predstavlja zakonodavne prijedloge i mjere usmjerene na ubrzavanje, transformaciju i konsolidaciju prijelaza gospodarstva EU-a na čistu energiju pri čemu će se otvoriti radna mjesta i potaknuti rast u novim gospodarskim sektorima i poslovnim modelima.

Zakonodavnim prijedlozima obuhvaćeni su: energetska učinkovitost, energija iz obnovljivih izvora, model tržišta električne energije, sigurnost opskrbe i pravila upravljanja energetskom unijom. Predstavljeni paket ima tri glavna cilja: davanje prioriteta energetskoj učinkovitosti, postizanje globalnog vodstva u području energije iz obnovljivih izvora te osiguravanje pravičnog rješenja za potrošače.

⁶³ Komisija je donijela Provedbenu uredbu (EU) br. 1348/2014 od 17. prosinca 2014. o izvješćivanju o podacima i provedbi članka 8. stavaka 2. i 6. Uredbe (EU) br. 1227/2011

⁶⁴ Delegirana uredba Komisije (EU) 2016/89 od 18. studenoga 2015. o izmjeni Uredbe (EU) br. 347/2013 Europskog parlamenta i Vijeća u vezi s popisom projekata od zajedničkog interesa Unije

U okviru Paketa za čistu energiju predstavljeni su sljedeći zakonodavni prijedlozi: Preinaka Direktive o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije, Preinaka Uredbe o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije, Preinaka Uredbe o osnivanju Agencije za suradnju energetskih regulatora, Uredba o pripremljenosti na rizik u sektoru električne energije i ukidanje Direktive o sigurnosti opskrbe, Preinaka Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora, Promjena Direktive o energetske učinkovitosti, Promjena Direktive o energetske učinkovitosti zgrada i Uredba o upravljanju energetskom unijom.⁶⁵

Predložene mjere imale su za cilj omogućiti nastavak reforme energetskog sektora, u skladu s obvezujućim okvirom na europskoj razini za tržište električne energije, energetske učinkovitost, učinkovitost korištenja energije u zgradarstvu, eko-dizajn i energetske označavanje, OIE i održivost korištenja bioenergije te upravljanje EU-om. Tržište prirodnog plina nije predmet paketa (osim u mjeri u kojoj na njega utječu OIE i energetska učinkovitost).

Europska komisija je obrazložila predložene mjere te dodatno iskazala svoje poglede na cijene i troškove energije, financiranje u sektoru energetike, ubrzanje inovativnosti na području čiste energije i poboljšanje transporta u dijelu koji je povezan s energijom. Od zemalja članica se očekuje provođenje analize nacionalnog pravnog i regulatornog okvira s obzirom na predložene promjene te će u tom smislu nadležne institucije i pravne osobe s javnim ovlastima u energetskom sektoru Republike Hrvatske provoditi potrebne aktivnosti.

Početak prosinca 2018. godine formalno su usvojeni i objavljeni prijedlozi revidiranih direktiva o energetske učinkovitosti i obnovljivim izvorima energije te Uredba o upravljanju energetskom unijom. Također, u idućem razdoblju očekuje se odobravanje i usvajanje izmijenjene Uredbe o osnivanju Agencije za suradnju energetskih regulatora (ACER), Uredbe o pripremljenosti na rizik u elektroenergetskom sektoru, Direktive o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i Uredbe o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije.

U novoj Uredbi (EU) 2018/1999 o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime⁶⁶ određuju se potrebni regulatorni temelji za pouzdano i transparentno upravljanje koje jamči postizanje svrhe i ciljeva energetske unije. Energetska unija obuhvaća pet glavnih dimenzija koje su usko povezane i međusobno se osnažuju – energetske sigurnost, unutarnje tržište energije, energetske učinkovitost, dekarbonizaciju te istraživanje, inovacije i konkurentnost. Svrha njezinog uspostavljanja je pružiti potrošačima u EU, kućanstvima i poduzećima, sigurnu, održivu, konkurentnu i dostupnu energiju, što zahtijeva temeljitu transformaciju europskog energetskog sustava.

⁶⁵ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016DC0860(01)&from=EN)

⁶⁶ Uredba (EU) 2018/1999 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o upravljanju energetskom unijom i djelovanjem u području klime, izmjeni Uredaba (EZ) br. 663/2009 i (EZ) br. 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva 94/22/EZ, 98/70/EZ, 2009/31/EZ, 2009/73/EZ, 2010/31/EU, 2012/27/EU i 2013/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća, direktiva Vijeća 2009/119/EZ i (EU) 2015/652 te stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 525/2013 Europskog parlamenta i Vijeća SL L 328, 21.12.2018., str. 1–77

Uredba o upravljanju energetsom unijom predstavlja regulatorni okvir za upravljanje energetsom unijom s dva glavna stupa: usklađivanje i integracija postojećih obveza planiranja, izvješćivanja i praćenja u području energetske i klimatske politike na temelju načela bolje regulative te definicija stabilnog političkog postupka među državama članicama i Komisije uz usku suradnju s drugim institucijama EU-a radi postizanja ciljeva energetske unije, posebno njezinih energetske i klimatske ciljeva za 2030. godinu.

Uredbom se objedinjuju, izmjenjuju i stavljaju izvan snage određene obveze u pogledu planiranja, izvješćivanja i praćenja koje su trenutačno sadržane u sektorskom zakonodavstvu EU-a u području energetske i klimatske politike kako bi se osigurao usklađeni i integrirani pristup glavnim granama planiranja, izvješćivanja i praćenja. Uredba pri tom pridonosi provedbi Pariškog sporazuma, među ostalim njegovom ciklusu revizije svakih pet godina, i osigurava da su zahtjevi praćenja, izvješćivanja i provjere iz UNFCCC-a i Pariškog sporazuma na usklađeni način ugrađeni u upravljanje energetsom unijom, pomaže u ostvarivanju ciljeva energetske politike, državama članicama ostavlja nužnu fleksibilnost i potpuno poštovanje njihovih sloboda definiranja vlastite kombinacije izvora energije na temelju njihovih nacionalnih programa borbe protiv klimatskih promjena i nacionalnih planova za energiju iz obnovljivih izvora i energetske učinkovitost te osigurava usklađenost s drugim propisima EU-a u području klimatske i energetske politike te u potpunosti ugrađuje Uredbu o mehanizmu praćenja klimatskih promjena (MMR) – integracija područja energetske i klimatske politike.

Prijedlozi revidirane Direktive o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije te Uredbe o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije⁶⁷ imaju za cilj pomoći energetske tržištima da uključe više OIE, osnaže potrošače i bolje upravljaju energetske tokovima unutar EU-a. Tržišta se moraju unaprijediti kako bi se zadovoljile potrebe OIE i privukle investicije u resurse, kao što je skladištenje energije, koje mogu nadoknaditi promjenjivu proizvodnju energije iz obnovljivih izvora. Tržište također mora pružiti odgovarajuće poticaje potrošačima kako bi postali aktivniji te doprinijeli održavanju stabilnosti EES-a. Državne intervencije, radi osiguranja dostatne raspoložive energije, trebaju se koristiti samo kada su stvarno potrebne i na način koji ne narušava unutarnje tržište električne energije. Kroz revidiranu Direktivu, nova pravila staviti će potrošače u središte tranzicije – dajući im više izbora i veću zaštitu. Potrošači će moći postati aktivni sudionici na tržištu zahvaljujući pristupu pametnim brojilima, alatima za usporedbu cijena, dinamičnim ugovorima o opskrbi i energetske zajednicama građana. Istodobno, osigurat će se bolja i kvalitetnija zaštita energetske siromašnim i ugroženim potrošačima. Revidirana Uredba o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije sadržavat će stroža i usklađena pravila za mehanizme kapaciteta, čime se usklađuju ciljevi Europske unije u pogledu sigurnosti opskrbe i smanjenja emisija. Poboljšana regionalna koordinacija unaprijedit će funkcioniranje tržišta i time konkurentnost, a sustav učiniti stabilnijim. O tekstovima prijedloga revidirane direktive i uredbe postignut je politički sporazum pa se u idućim mjesecima očekuje njihovo odobrenje od strane institucija EU-a te objava. Uredba će

⁶⁷ Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal market in electricity (recast) COM/2016/0864 final/2 – 2016/0380 (COD); Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity (recast) COM/2016/0861 final/2 – 2016/0379 (COD)

stupiti na snagu odmah, a Direktiva će se morati prenijeti u nacionalno pravo u roku od 18 mjeseci.

Prijedlog revidirane Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora bio je usmjeren na daljnje uvođenje obnovljivih izvora u sektor električne energije te u sektor grijanja i hlađenja; dekarbonizaciju i diversifikaciju prometnog sektora, osnaživanje i informiranje potrošača, jačanje kriterija EU-a za održivost bioenergije te jamstvo da će se obvezujući cilj na razini EU-a ostvariti na vrijeme i na isplativ način.

Konačno, po okončavanju rasprava i usuglašavanja tijekom zakonodavnog postupka, Direktiva (EU) 2018/2001 o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora (preinaka) je i formalno usvojena i objavljena u prosincu 2018. godine⁶⁸. Države članice uključujući i Hrvatsku trebaju uskladiti nacionalno zakonodavstvo s njenim odredbama do 30. lipnja 2021. godine.

Direktivom o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora je utvrđen zajednički okvir za promicanje energije iz obnovljivih izvora kroz pravila koja se odnose na: definiranje obvezujućeg cilja Unije koji moraju osigurati države članice uz obvezu revizije od strane Komisije 2023. godine; unapređenje dizajna i financijske stabilnosti potpornih programa za OIE potpore na način da se ne narušava funkcioniranje tržišta električne energije te uzimajući u obzir moguće troškove integracije sustava i stabilnost mreže; definiranje metodologija izračuna udjela energije iz obnovljivih izvora; pojednostavljenje i skraćivanje administrativnih postupaka te uspostavu jasnih pravila koordinacije između nadležnih institucija; uspostavu jasnog i stabilnog okvira za vlastiti potrošnju iz OIE; modifikaciju i proširenje sustava jamstva podrijetla energije; poticanje integracije plina iz OIE u mrežu; povećanje korištenja OIE u sektoru grijanja i hlađenja te sektoru prometa uključujući i mjere koje će se provesti u sustavima centraliziranog grijanja i hlađenja kako bi isti doprinijeli povećanju udjela OIE u tom sektoru; unapređenje regionalne suradnje država članica međusobno i s trećim zemljama te utvrđivanje kriterija održivosti i uštede emisije stakleničkih plinova za biogoriva, tekuća biogoriva. Budući pravni okvir članice će trebati prilagoditi tržišnim pravilima i kroz njega ugraditi tržišna rješenja u sektor OIE; isti mora omogućiti integraciju svih kategorija korisnika kupaca u sustav te sadržavati jasna pravila za osiguranje stabilne i sigurne opskrbe energijom, vodeći računa o stvarnim okolnostima na tržištu.

Iako nije dio zakonodavnog Paketa za čistu energiju, u kontekstu budućeg razvoja pravnog okvira energetske i ostvarenja ključnih ciljeva energetske unije, a posebno u području energetske sigurnosti, treba navesti i Prijedlog direktive Europskog parlamenta i Vijeća o izmjeni Direktive 2009/73/EZ o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina koji je Europska komisija objavila je 8. studenoga 2017⁶⁹. Tamo se navodi da Direktivom 2009/73/EZ o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina nije izričito utvrđen pravni okvir za plinovodne veze s trećim zemljama te je stoga, a nakon pravne analize,

⁶⁸ Direktiva (EU) 2018/2001 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora (preinaka) SL L 328, 21.12.2018., str. 82–209

⁶⁹ Prijedlog Direktive Europskog parlamenta i vijeća o izmjeni Direktive 2009/73/EZ o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina; Bruxelles, 8.11.2017. COM(2017)

zaključeno da pravila koja se primjenjuju na transportne plinovode koji povezuju najmanje dvije države članice i koji su obuhvaćeni područjem primjene definicije „međudržavnog spojnog plinovoda” nisu primjenjiva na te plinovode koji ulaze u EU te da su potrebne zakonodavne mjere radi izričitog i dosljednog definiranja i utvrđivanja pravnog okvira primjenjivog na sve plinovodne veze s trećim zemljama. Prijedlogom se pravila, koja se trenutačno primjenjuju na plinovode unutar EU-a, proširuju na plinovodne veze s trećim zemljama. S predloženim izmjenama će se Direktiva i s njom povezani pravni akti, primjenjivati na plinovodne veze s trećim zemljama uključujući postojeće i buduće plinovode, do granica nadležnosti EU-a.

Uz sve navedeno, u budućem će razdoblju biti nužno sagledati i ostale politike koje podupiru OIE, a odnose se na pripremanje elektroenergetske infrastrukture za integraciju OIE (dokumenti o zajedničkom tržištu energije) kao i na promicanje i razvoj nove generacije tehnologija OIE kao jedan od ključnih elemenata Europskog strateškog plana za energetska tehnologiju (plan SET).

Energetska učinkovitost jedna je od pet dimenzija EU-a. Kroz načelo „Prvo energetska učinkovitost“ (engl. *energy efficiency first*), Europska unija je prepoznala i potvrdila da je upravo energetska učinkovitost europski najznačajniji izvor energije.

Glavne odrednice EU politike energetske učinkovitosti kojima se trebaju postići ciljevi u 2020. odnosno 2030. godini dane su u sljedećim direktivama i uredbama:

- Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetske učinkovitosti kojom se dopunjuju direktive 2009/125/EZ i 2010/30/EU i ukidaju direktive 2004/8/EZ i 2006/32/EZ, Tekst značajan za EGP, SL L 315, 14.11.2012, str. 1 – 56;
- Direktiva (EU) 2018/2002 Europskog parlamenta i Vijeća od 11. prosinca 2018. o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti, Tekst značajan za EGP, SL L 328, 21.12.2018, str. 210 – 230;
- Direktiva 2010/31/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 19. svibnja 2010. o energetske učinkovitosti zgrada, SL L 153, 18.6.2010, str. 13 – 35;
- Direktiva (EU) 2018/844 Europskog parlamenta i Vijeća od 30. svibnja 2018. o izmjeni Direktive 2010/31/EU o energetske svojstvima zgrada i Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti, Tekst značajan za EGP, SL L 156, 19.6.2018, str. 75 – 91;
- Direktiva 2010/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 19. svibnja 2010. o označavanju potrošnje energije i ostalih resursa proizvoda povezanih s energijom uz pomoć oznaka i standardiziranih informacija o proizvodu (preinaka), Tekst značajan za EGP, SL L 153, 18.6.2010, str. 1 – 12;
- Uredba (EU) 2017/1369 Europskog parlamenta i Vijeća od 4. srpnja 2017. o utvrđivanju okvira za označavanje energetske učinkovitosti i o stavljanju izvan snage Direktive 2010/30/EU (Tekst značajan za EGP) SL L 198, 28.7.2017., str. 1 – 23.
- Direktiva 2009/125/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 21. listopada 2009. o uspostavi okvira za utvrđivanje zahtjeva za ekološki dizajn proizvoda koji koriste energiju (preinaka), Tekst značajan za EGP, SL L 285, 31.10.2009, str. 10 – 35.

Za razdoblje do 2020. godine EU je postavio okvirni (indikativni) cilj poboljšanja energetske učinkovitosti od 20 % u odnosu na projekciju potrošnje energije iz 2007. godine. Ciljevi su, u skladu s Direktivom 2012/27/EU o energetske učinkovitosti (dalje u tekstu: EED), iskazani kao apsolutni iznos potrošnje primarne energije (koja na razini EU28 u 2020. godini ne bi trebala biti veća od 1 483 Mtoe) te kao apsolutni iznos neposredne potrošnje energije (koja na razini EU28 u 2020. godini ne bi trebala biti veća od 1 086 Mtoe). Direktivom (EU) 2018/2002 o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti, utvrđuje se cilj poboljšanja učinkovitosti u 2030. godini od 32,5 % u odnosu na projekciju potrošnje energije iz 2007. godine. Iskazano u apsolutnim iznosima potrošnje energije, to znači da potrošnja primarne energije na razini EU-a u 2030. godini ne smije biti veća 1 273 Mtoe, odnosno da neposredna potrošnja energije ne smije biti veća od 956 Mtoe. Države članice moraju utvrditi i prijaviti svoje ciljeve u Nacionalnom energetske i klimatske planu, sukladno Uredbi (EU) 2018/1999 o upravljanju energetske unijom i djelovanjem u području klime. Države članice su, u skladu s člankom 3. EED, dužne utvrditi i prijaviti svoje ciljeve te ih također iskazati u apsolutnim iznosima primarne i neposredne potrošnje energije.

Najvažnije mjere, definirane u gore navedenim dokumentima, kojima se doprinosi ostvarenju ciljeva energetske učinkovitosti do 2030. godine uključuju sljedeće obveze država članica:

- ostvarenje smanjenja količine prodane energije od 1,5 % na godišnjoj razini u razdoblju od 2014. do 2020. godine i to uspostavljanjem sustava obveza energetske učinkovitosti za opskrbljivače i/ili distributere energije i/ili primjenom alternativnih mjera energetske učinkovitosti s istim kvantitativnim učinkom;
 - u razdoblju od 2021. do 2030. godine obveza smanjenja količine prodane energije iznosi 0,8 % na godišnjoj razini;
- energetska obnova barem 3 % površine zgrada središnje državne uprave godišnje;
- izrada dugoročne strategije za obnovu zgrada radi dekarbonizacije fonda zgrada do 2050. godine;
- obvezno definiranje minimalnih energetske standarda (temeljenih na troškovno optimalnoj analizi) za nove zgrade i zgrade koje se obnavljaju te obvezno energetske certificiranje zgrada javne namjene i svih ostalih zgrada koje se prodaju ili daju u najam;
- redovne kontrole sustava grijanja i klimatizacije;
- obveza da sve nove zgrade od 31. prosinca 2020. godine budu zgrade gotovo nulte energije (nZEB standard; za javne zgrade ova obveza počinje s 31. prosincem 2018. godine);
- stavljanje na tržište samo proizvoda koji zadovoljavaju minimalne standarde energetske učinkovitosti i eko-dizajna te označavanje energetske učinkovitosti proizvoda povezanih s energijom;
- priprema nacionalnih akcijske planova energetske učinkovitosti svake tri godine i godišnje izvještavanje za razdoblje do 2020. godine;
 - za razdoblje od 2021. do 2030. godine države članice pripremaju integrirani energetske-klimatske plan u skladu s Uredbom 2018/1999. o upravljanju energetske unijom i djelovanjem u području klime te izvještavaju o napretku svake dvije godine;
- primjena pametnih brojala potrošnje električne energije i prirodnog plina;

- promicanje uporabe pametnih tehnologija u zgradama;
- minimalni zahtjevi za osiguravanje infrastrukture za e-mobilnost kod izgradnje novih i rekonstrukcije postojećih zgrada;
- provedba energetskeg pregleda svake četiri godine za velika poduzeća;
- zaštita prava potrošača vezano uz pristup jednostavnim i razumljivim informacijama o stvarnoj i povijesnoj potrošnji energije.

3.

RAZVOJ
ENERGETSKOG
SUSTAVA



3. RAZVOJ ENERGETSKOG SUSTAVA

3.1. Ciljevi razvoja

Za razvoj energetskega sektora na globalnoj razini, na razini EU-a, a time i za Hrvatsku, najvažnije ograničenje je politika borbe protiv klimatskih promjena i dinamika postupnog smanjenja emisije stakleničkih plinova. U tom smislu polazni parametar u definiranju scenarija razvoja je razina smanjenja ukupne emisije stakleničkih plinova iz energetskega sektora Republike Hrvatske do 2030./2050. godine. Referentna godina u odnosu na koju se promatra smanjenje je 1990. godine. Ciljevi smanjenja emisije se izražavaju i u odnosu na 2005. godinu, kao godinu koja je bolje statistički obrađena.

Dokument Smjernice i podloge⁷⁰ navodi strateške ciljeve energetske politike Republike Hrvatske koje se temelje na sigurnosti opskrbe u skladu s EU ciljevima:

1. rastuća, fleksibilna i održiva proizvodnja energije (smanjenjem ovisnosti o uvozu energije zaustavljanjem pada domaće proizvodnje, boljim korištenjem postojećih kapaciteta za proizvodnju, transport i skladištenje energije i ulaganjima u nove kapacitete i infrastrukturu, odnosno osiguranjem adekvatnog energetskega miksa s nižim emisijama CO₂),
2. bolja povezanost energetske infrastrukture (razvojem nove infrastrukture i alternativnih dobavnih pravaca energije) i
3. veća energetska učinkovitost (razvojem mjera za rast učinkovitosti potrošnje energije).

3.2. Scenariji razvoja

Prethodno opisano okruženje u kojem posluje i razvija se energetskega sektor, usmjerava buduće aktivnosti ka postupnoj i potpunoj dekarbonizaciji cjelokupnog lanca proizvodnje i potrošnje energije. Putanje razvoja energetskega sektora u takvim uvjetima određene su raspoloživošću i tehno-ekonomskom konkurentnošću tehnologija za čistu proizvodnju sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova, povećanjem energetske učinkovitosti i tranzicijom prema novim tehnologijama koje će omogućiti ekonomski održivu i brzu supstituciju pojedinih usluga i energenata.

Ukupna dinamika tranzicije ovisi o različitim unutarnjim i vanjskim čimbenicima: međunarodna suradnja u borbi protiv klimatskih promjena, tehnološki razvoj i istraživanje, ekonomska održivost i konkurentnost sektora i zemlje u užoj i široj regiji, organizacija i sposobnost društva i gospodarstva da provede potrebne mjere te ih istovremeno iskoristi za jačanje ekonomskih aktivnosti i zadržavanje cijene energije dostupnima za društvo u cjelini.

⁷⁰ Smjernice i podloge za izradu Strategije energetskega razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu, Povjerenstvo MZOE, ožujak 2018. godine

Sljedeći elementi prepoznaju se kao glavne odrednice promjena u energetsom sektoru:

- povećanje energetske učinkovitosti u svim dijelovima energetske lanca (proizvodnja, transport/prijenos, distribucija i potrošnja svih oblika energije);
- prelazak što većeg broja aktivnosti na korištenje električne energije (gdje je to tehnološki moguće i dugoročno troškovno održivo);
- proizvodnja električne energije sa smanjenom emisijom stakleničkih plinova (OIE, nuklearna opcija, fosilna goriva s nižom specifičnom emisijom te fosilne tehnologije s izdvajanjem i spremanjem CO₂).

Prilikom kreiranja scenarija koji se razmatraju u nastavku kreće se od osnovne ideje potrebe smanjenja emisije stakleničkih plinova iz energetske sektora. U tom smislu ravnopravno se analiziraju dvije moguće putanje koje se razlikuju u dinamici/brzini realizacije. Osim dvije putanje tranzicije promatra se i referentna putanja ili tzv. „Business as Usual“ (BaU) scenarij.

U oba scenarija kreće se od pretpostavke da na međunarodnoj razini, a osobito na razini zemalja članica EU-a, postoji snažna suradnja u dostizanju ciljeva Pariškog sporazuma koja se oslikava u globalnoj raspoloživosti potrebnih tehnologija, opadanju specifičnih troškova za OIE te upravljanju tržišnim mehanizmima u stvaranju povoljnih uvjeta za široko korištenje OIE i primjenu mjera energetske učinkovitosti. Na svim razinama proizvodnje, prijenosa/transporta, distribucije i potrošnje energije očekuje se poboljšanje energetske učinkovitosti. Prilikom korištenja različitih oblika energije vodi se računa o nosivom kapacitetu ekosustava, razvoju kružnog gospodarstva, povećanju konkurentnosti i razvoju gospodarskih grana koje izravno doprinose realizaciji ciljeva niskougljičnog razvoja.

- **Referentni scenarij (S0) – Scenarij razvoja uz primjenu postojećih mjera (tj. bez dodatnih mjera)**
 - Očekivano smanjenje emisije stakleničkih plinova u ovom scenariju je oko 32,8 % do 2030. godine, odnosno oko 49,30 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine)
 - Očekuje se neposredna potrošnje energije od 297,7 PJ u 2030., odnosno 255,3 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 7,3 i -3,8 % u odnosu na potrošnju iz 2005. godine
 - Očekuje se energetska obnova fonda zgrada samo u opsegu koji se događa bez dodatnih mjera i politika
 - Očekuje se penetracija električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 2,5 % u 2030., odnosno 30 % u 2050. godini
 - Povećanje udjela obnovljivih izvora u bruto neposrednoj potrošnji energije na 35,7 % do 2030. godine i na 45,5 % do 2050. godine
 - Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela OIE na 60 % do 2030. i na 82 % do 2050. godine
- **Scenarij 1 (S1) – Scenarij ubrzane energetske tranzicije**
 - Očekivano smanjenje emisije stakleničkih plinova u ovom scenariju je oko 37,5 % do 2030. godine, odnosno oko 74,4 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine) čime se maksimalno doprinosi ostvarenju zajedničkog EU cilja

- Očekuje se neposredna potrošnje energije od 272,5 PJ u 2030., odnosno 189,6 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 2,6 i -28,6 % u odnosu na potrošnju iz 2005. godine
 - Očekuje se energetska obnova fonda zgrada po prosječnoj godišnjoj stopi od 3 %, čime do 2050. godine cjelokupni fond zgrada postaje niskoenergetski
 - Očekuje se penetracija električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 4,5 % u 2030., odnosno 85 % u 2050. godini
 - Povećanje udjela obnovljivih izvora u bruto neposrednoj potrošnji energije na 36,7 % do 2030. godine i na 65,6 % do 2050. godine
 - Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela OIE na 66 % do 2030. i na 88 % do 2050. godine
- **Scenarij 2 (S2) – Scenarij umjerene energetske tranzicije**
 - Očekivano smanjenje emisije stakleničkih plinova prema ovom scenariju je oko 35 % do 2030. godine i oko 65 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine) čime se znatno doprinosi ostvarenju zajedničkog EU cilja
 - Očekuje se neposredna potrošnje energije od 286,9 PJ u 2030., odnosno 225,6 PJ u 2050. godini, što predstavlja promjenu od 8,1 i -15 % u odnosu na potrošnju iz 2005. godine
 - Očekuje se energetska obnova fonda zgrada po prosječnoj godišnjoj stopi od 1,6 %
 - Očekuje se penetracija električnih i hibridnih vozila čiji udio u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu dostiže 3,5 % u 2030., odnosno 65 % u 2050. godini
 - Povećanje udjela obnovljivih izvora u bruto neposrednoj potrošnji energije na 36,6% do 2030. godine i na 53,2 % do 2050. godine
 - Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela OIE na 61 % do 2030. i na 83 % do 2050. godine

3.2.1. Ukupne potrebe za energijom i potrošnja energije

U nastavku su prikazani osnovni rezultati analize temeljem predviđenih energetske bilanci za odabrane scenarije razvoja. Radi cjelovitosti prikazani su i povijesni podaci za 2000., 2010. i 2017. godinu.

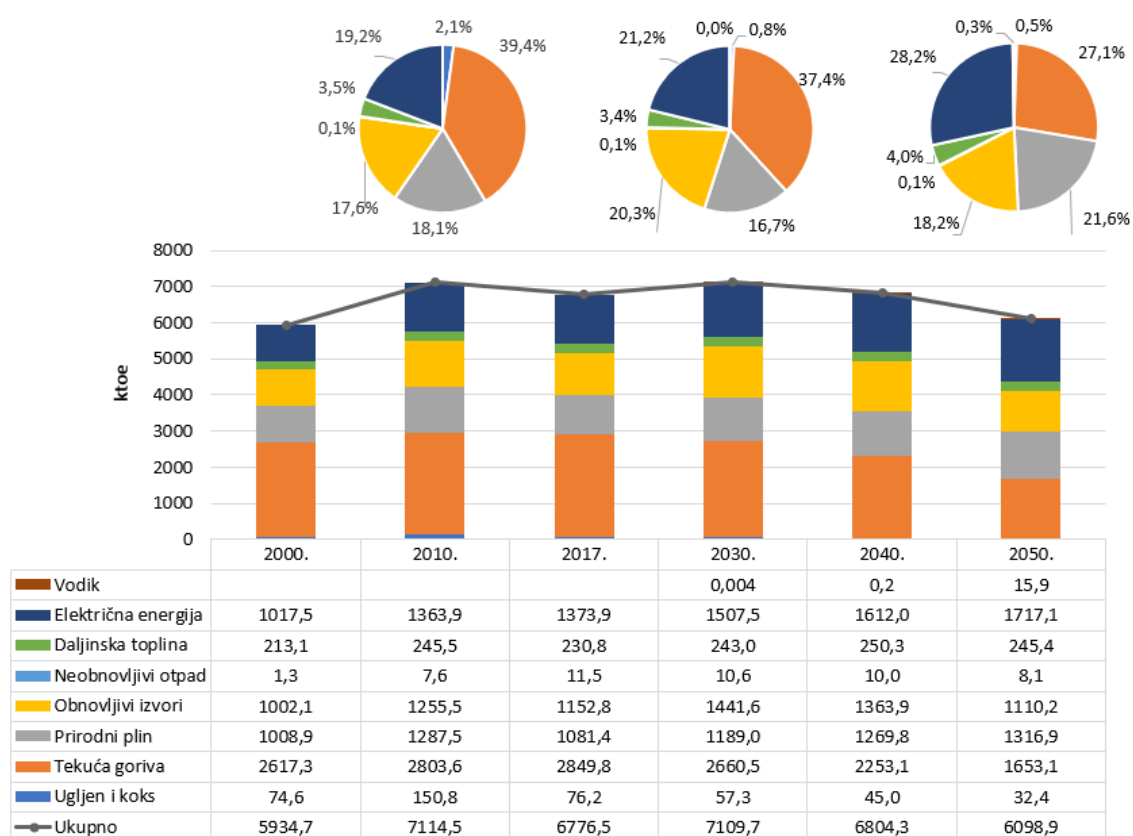
Referentni scenarij (S0)

Neposredna potrošnja energije

Prema **Referentnom scenariju**, neposredna potrošnja energije do 2030. godine lagano raste za ukupno 5 %, a zatim se smanjuje za 10 % do 2050. godine, promatrano u odnosu na sadašnju razinu neposredne potrošnje energije (prikazani su podaci u odnosu na 2017. godinu kao zadnju godinu za koju je raspoloživa cjelovita energetska bilanca).

Mijenja se struktura utrošenih oblika energije. Očekuje se porast udjela električne energije u ukupnim finalnim potrebama sa sadašnjih 20,3 na 21,2 % u 2030. godini i na 28,2 % u 2050. godini. Neposredna potrošnja električne energije raste za 10 % do 2030. godine i za ukupno 25 % do 2050. godine.

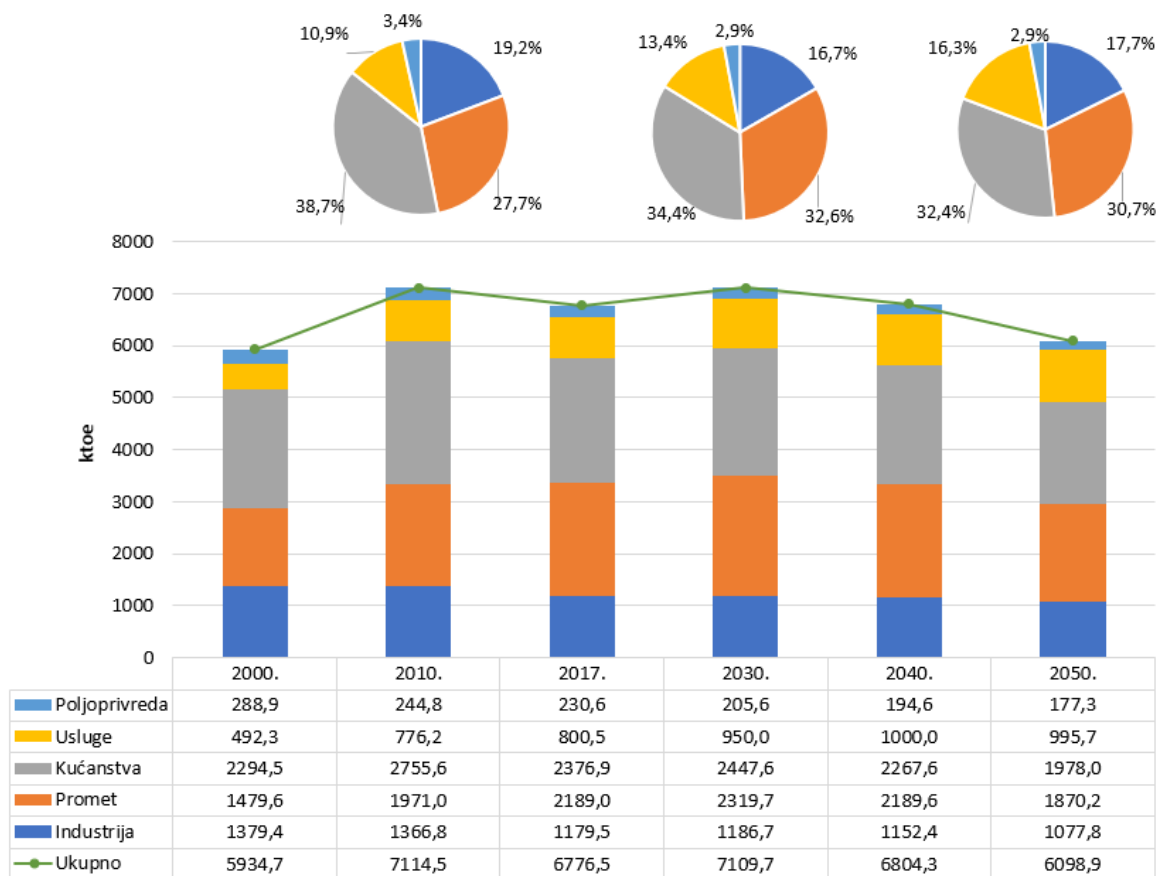
Istovremeno se smanjuje udio tekućih fosilnih goriva, sa sadašnjih 42,1 na 36,5 % u 2030. i na 27,1 % u 2050. godini. Potrošnja prirodnog plina raste za ukupno 10 % do 2030. godine i za 22 % do 2050. godine. Ukupna potrošnja⁷¹ prirodnog plina u 2030. godini dostiže 2,95 milijardi m³, a do 2050. raste na 3,16 milijardi m³. Ukupni udio fosilnih goriva opada sa sadašnjih 59,1 na 54,0 % u 2030. godini i na 49,2 % u 2050. godini.



Slika 3.1. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije (S0)

Udio industrije u neposrednoj potrošnji energije zadržat će se na oko 17 % tijekom cijelog promatranog razdoblja. Očekuje se blago smanjenje udjela prometa s 32,2 na 30,7 % u 2050. godini. Posljedično se blago povećava udio ukupne potrošnje preostalih sektora (kućanstva, usluge i poljoprivreda). Udio sektora kućanstava će opadati s 35,1 na 34,4 % u 2030. godini i na 32,4 % u 2050. godini. Udio sektora usluga će rasti s 11,8 na 13,4 % u 2030. godini i na 16,3 % u 2050. godini.

⁷¹ Finalna potrošnja (energetska i neenergetska), potrošnja energije za transformacija, vlastita potrošnja energetike i gubici



Slika 3.2. Neposredna potrošnja energije po kategorijama potrošnje (S0)

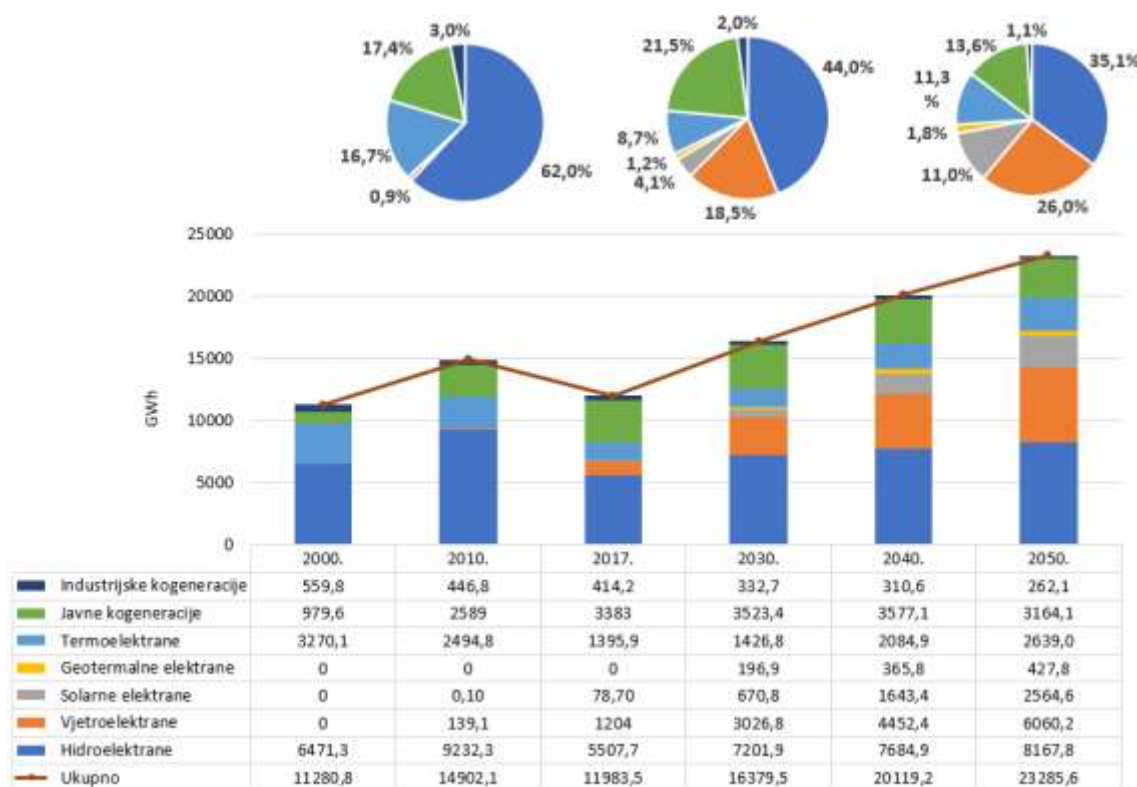
Proizvodnja električne energije

U ovom dijelu promatra se proizvodnja električne energije, tj. samo onaj dio koji se proizvede iz domaćih elektrana. Već se u **Referentnom scenariju** očekuje povećanje domaće proizvodnje i značajna promjena u strukturi proizvodnje električne energije. Povećava se udio OIE, a smanjuje udio proizvodnje termoelektrana (općenito – termoelektrane, javne toplane i industrijske kogeneracije). Do kraja promatranog razdoblja sve potrebne količine električne energije mogle bi se proizvesti iz domaćih elektrana, ali je moguća razmjena sa susjednim sustavima (tj. neto uvoz je jednak nuli⁷²).

Unatoč gradnji novih hidroelektrana i apsolutnom povećanju njihove proizvodnje, udio hidroelektrana u domaćoj proizvodnji smanjuje se jer se grade novi izvori, a istovremeno se smanjuje neto uvoz. Sa sadašnje razine od 46,0 %, udio proizvodnje HE opada na 44,0 % u 2030. i na 35,1 % u 2050. godini. Potrebno je istaknuti da udio HE može značajno varirati ovisno o hidrološkim prilikama pojedine godine. Za buduće godine korištena je proizvodnja prosječne hidrološke godine.

⁷² Prilikom pretpostavljene proizvodnje NE Krško je izuzeta iz neto uvoza s obzirom na poseban položaj ove elektrane (isporuka energije i snage temeljem 50% udjela u vlasništvu).

Ukupna proizvodnja u termoelektranama, javnim kogeneracijama i industrijskim kogeneracijama će se povećavati, ali će se njihov udio u ukupnoj proizvodnji smanjivati sa 43,3 % u 2017. godini na 32,3 % u 2030. i na 26,0 % u 2050. godini.



Slika 3.3. Proizvodnja električne energije (S0)

Proizvodnja vjetroelektrana i sunčevih⁷³ elektrana se povećava s 1,3 TWh u 2017. na 3,7 TWh u 2030. i na 8,6 TWh u 2050. godini. Udio VE i FN proizvodnje sa sadašnjih 10,7 % raste na 22,6 % u 2030. i na 37,0 % u 2050. godini.

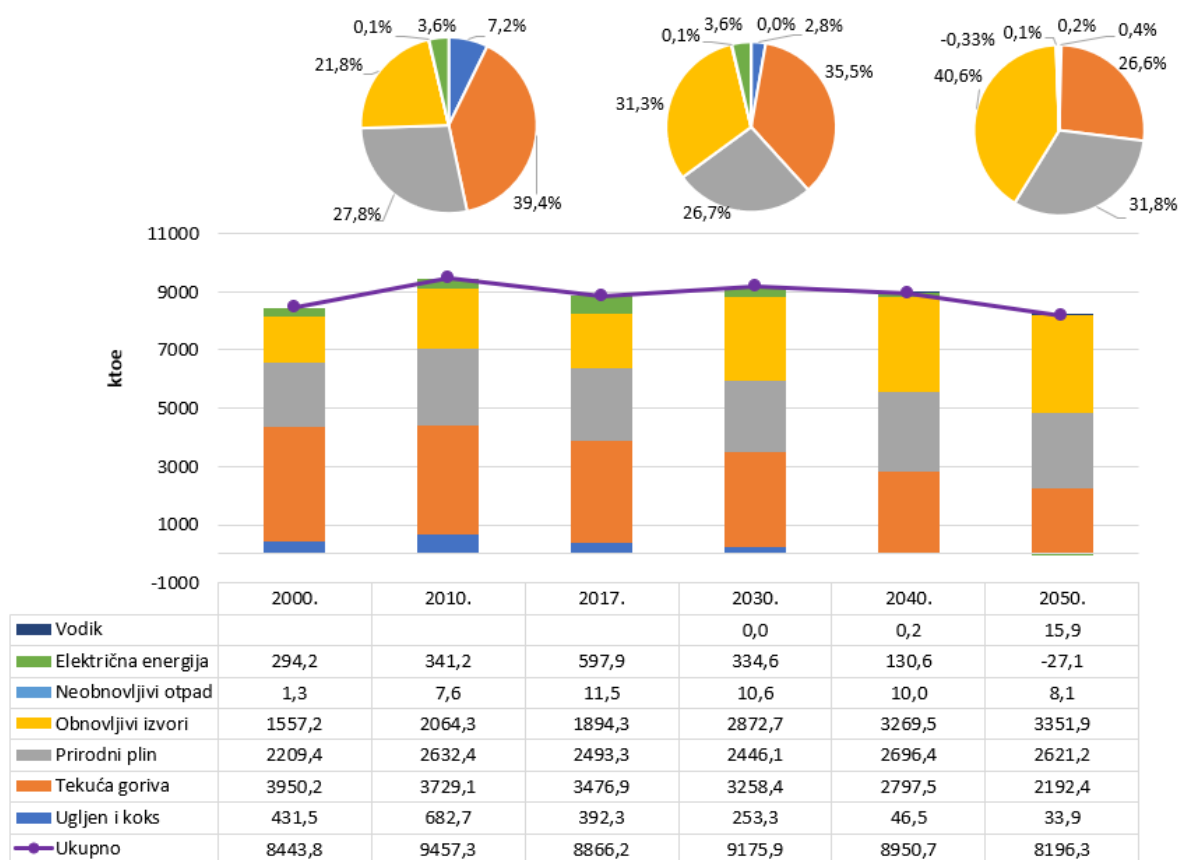
Ukupna potrošnja energije

U **Referentnom scenariju** ukupne potrebe za energijom najprije blago rastu do 2030. godine, a zatim opadaju do 2050. godine. Ukupna potrošnja u 2030. godini je za oko 4 % veća u odnosu na današnju razinu, dok su u 2050. ukupne potrebe za energijom manje za 8 %.

U strukturi oblika energije udio tekućih goriva opada s 39,2 % u 2017. godini na 34,9 % u 2030. i na 26,6 % u 2050. godini. Udio prirodnog plina se povećava s 28,1 % u 2017. godini i 26,6 % u 2030. godini, na 32,0 % u 2050. godini. Najveća promjena se očekuje na strani OIE

⁷³ Radi se o fotonaponskim postrojenjima priključenim izravno na mjestima potrošnje (integrirani) i na razini sustava (distribucijska i prijenosna mreža).

čiji udio⁷⁴ raste s 21,4 % na početku razdoblja na 32,0 % u 2030. godini i na 40,9 % u 2050. godini.



Slika 3.4. Ukupna potrošnja energije (S0)

Obnovljivi izvori energije

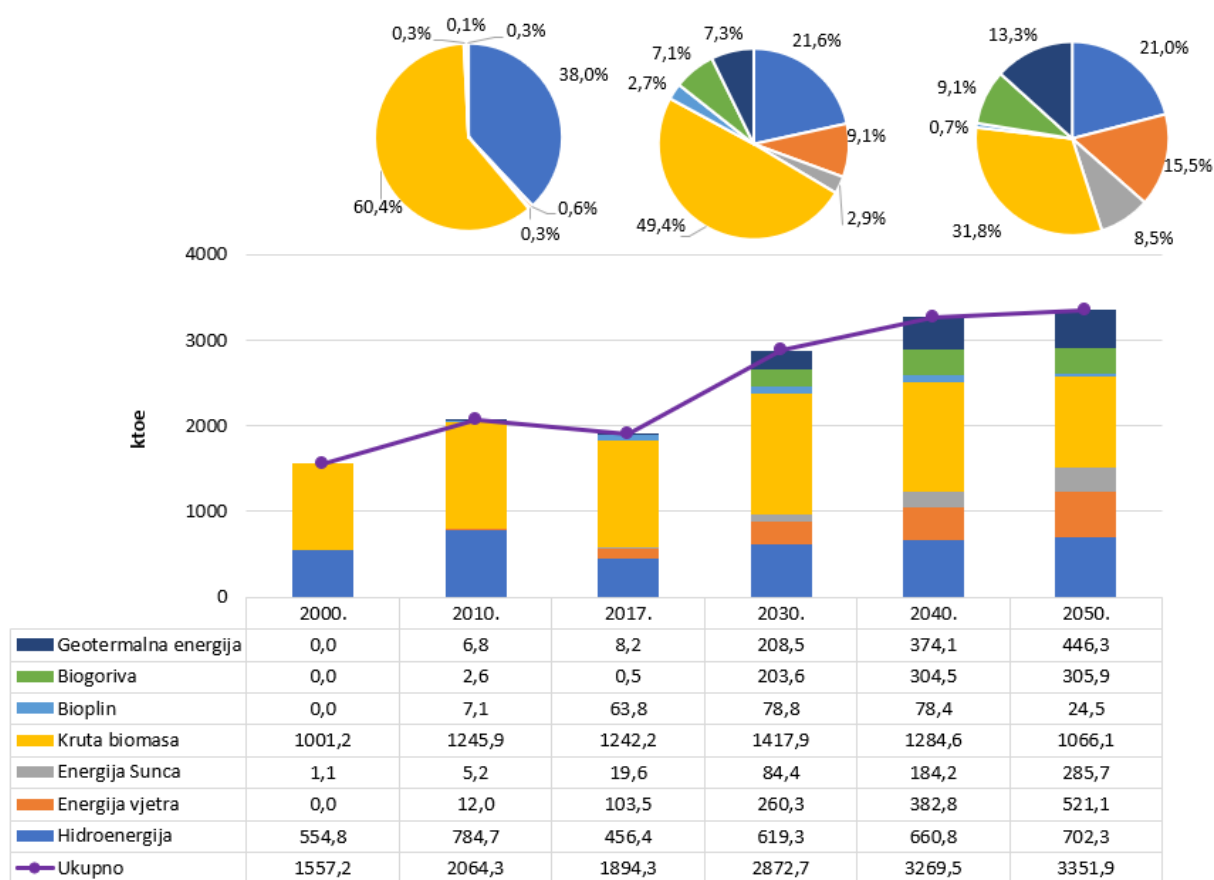
Već i u **Referentnom scenariju** značajno raste korištenje energije iz obnovljivih izvora kao i njihova diversifikacija. Do 2030. korištenje OIE se povećava za 55 %, a do 2050. godine za 77 %.

U 2017. godini najveći udio u OIE imala je kruta biomasa s 65,4 %. Ovaj udio se do 2030. smanjuje na 48,3%, a do 2050. godine na 31,8%. U razdoblju do 2030. godine raste ukupna količina utrošene krute biomase za oko 14 % u odnosu na 2017. godinu, ali zatim opada za 14 % do kraja promatranog razdoblja. Očekuje se postupna zamjena ogrjevnog drveta s modernijim gorivima iz biomase u individualnim pećima te kotlovima za centralno grijanje.

Udio hidroenergije smanjuje se s 24,1% na početku razdoblja na 21,1 % u 2030. godini i ostaje na istoj razini do 2050. godine. U apsolutnom iznosu korištenje vodnih snaga raste za 36 % do 2030. godine i za 54 % do 2050. godine.

⁷⁴ Ovdje se radi o udjelu OIE u ukupnoj potrošnji energije dok je udio OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije prikazan u poglavlju 3.5.2.

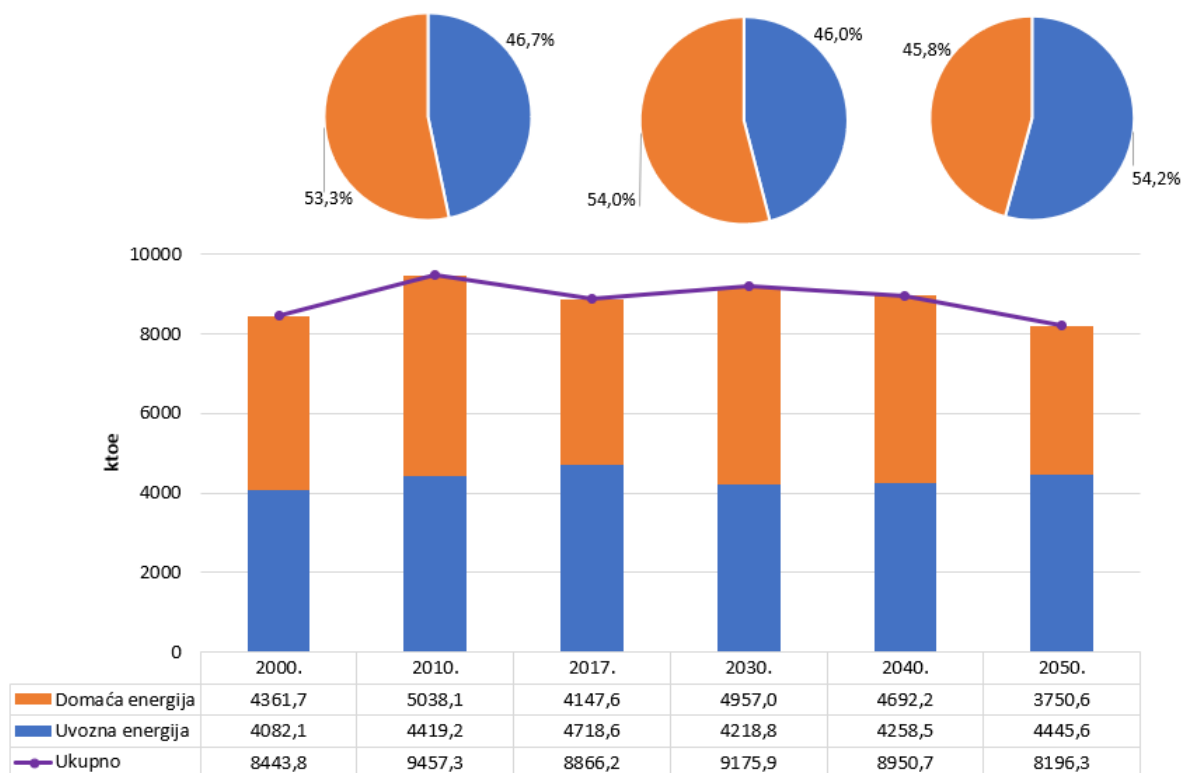
Od ostalih OIE najveće promjene se opažaju u povećanju udjela vjetra i sunca (proizvodnja električne energije i toplinske energije), povećanju udjela tekućih biogoriva (u prometu) i povećanju udjela geotermalne energije.



Slika 3.5. Obnovljivi izvori energije (S0)

Proizvodnja i uvoz energije

Prema **Referentnom scenariju** udio domaće proizvodnje energije u ukupnoj potrošnji energije opada prema kraju razdoblja što se objašnjava snažnim opadanjem proizvodnje iz domaćih naftnih i plinskih ležišta, kao i sporijim povećanjem proizvodnje iz OIE-a (u odnosu na S1 i S2). Istovremeno je pad ukupne potrošnje energije vrlo blag te se povećava udio uvoznih oblika energije.



Slika 3.6. Proizvodnja i uvoz energije (S0)

Scenarij 1

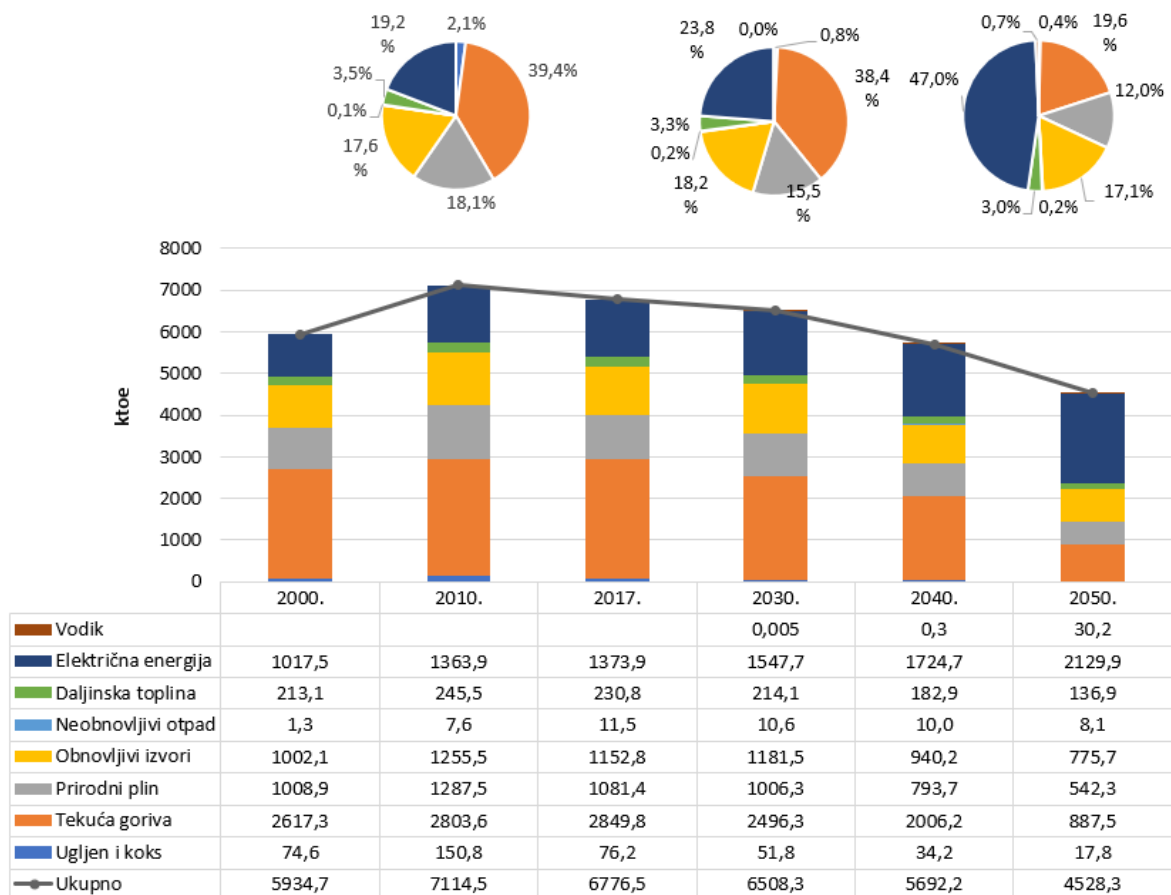
Neposredna potrošnja energije

Prema **Scenariju 1**, neposredna potrošnja energije do 2030. godine lagano se smanjuje za ukupno 4 %, a zatim za 33 % do 2050. godine, promatrano u odnosu na sadašnju razinu neposredne potrošnje energije (prikazani su podaci u odnosu na 2017. godinu kao zadnju godinu za koju je raspoloživa cjelovita energetska bilanca).

Mijenja se struktura utrošenih oblika energije. Očekuje se porast udjela električne energije u ukupnim finalnim potrebama, sa sadašnjih 20,3 na 23,8 % u 2030. godini i na 47,0 % u 2050. godini. Neposredna potrošnja električne energije raste za 13% do 2030. godine i za ukupno 55 % do 2050. godine (u odnosu na 2017. godinu).

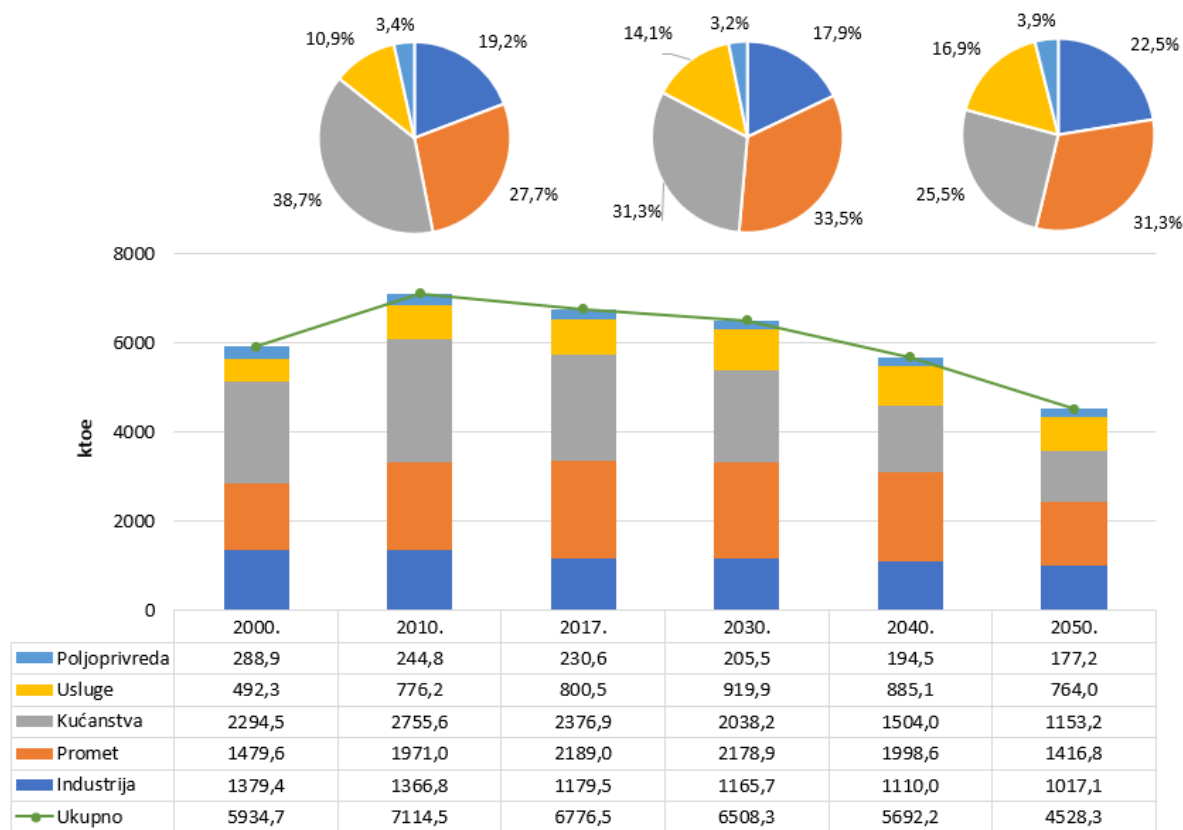
Istovremeno opada udio tekućih fosilnih goriva, sa sadašnjih 42,1 na 37,6 % u 2030. i na 19,6 % u 2050. godini. Potrošnja prirodnog plina opada za 7 % do 2030. godine i za 50 % do 2050. godine. Ukupna potrošnja⁷⁵ prirodnog plina u 2030. godini dostiže 2,61 milijardi m³, a do 2050. opada na 1,76 milijardi m³. Ukupni udio fosilnih goriva opada sa sadašnjih 59,1 na 53,8 % u 2030. godini i na 32,0 % u 2050. godini.

⁷⁵ Finalna potrošnja (energetska i neenergetska), potrošnja energije za transformacija, vlastita potrošnja energetike i gubici



Slika 3.7. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije (S1)

Udio industrije u neposrednoj potrošnji energije raste sa 17 % u 2017. godini na 17,9 % u 2030., i na 22,5 % u 2050. godini. Očekuje se blago smanjenje udjela prometa s 32,2 na 31,3% u 2050. godini. Posljedično se blago smanjuje udio ukupne potrošnje preostalih sektora (kućanstva, usluge i poljoprivreda). Udio sektora kućanstva će opadati s 35,1 na 31,3 % u 2030. godini i na 25,5 % u 2050. godini. Udio sektora usluga će rasti s 11,8 na 14,1 % u 2030. godini i na 16,9 % u 2050. godini.



Slika 3.8. Neposredna potrošnja energije po kategorijama potrošnje (S1)

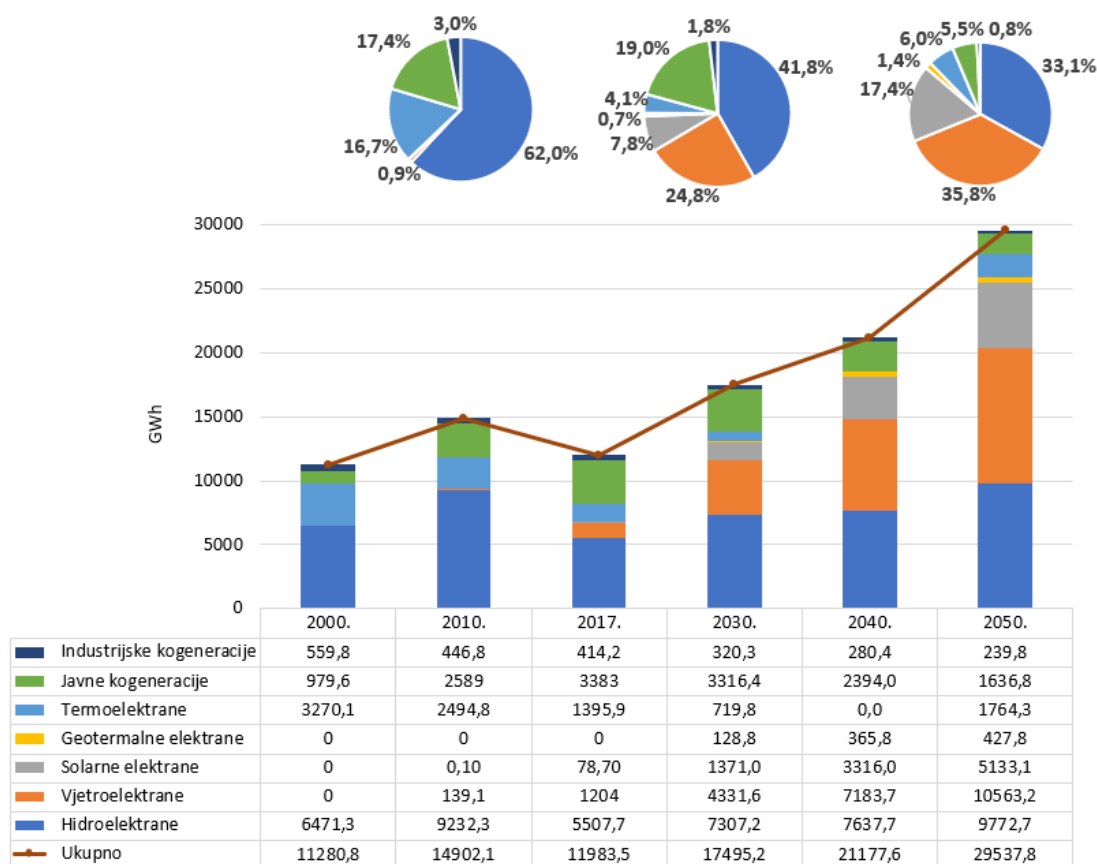
Proizvodnja električne energije

U ovom dijelu promatra se struktura proizvodnje električne energije, tj. samo onaj dio koji se proizvede iz domaćih elektrana (bez uvoza električne energije). U **Scenariju 1** očekuje se povećanje domaće proizvodnje i značajna promjena u strukturi proizvodnje električne energije. Povećava se udio OIE, a smanjuje udio proizvodnje termoelektrana (općenito – termoelektrane, javne toplane i industrijske kogeneracije). Do kraja promatranog razdoblja sve potrebne količine električne energije mogle bi se proizvesti iz domaćih elektrana, ali je moguća razmjena sa susjednim sustavima (tj. neto uvoz je jednak nuli⁷⁶).

Unatoč gradnji novih hidroelektrana i apsolutnom povećanju njihove proizvodnje, udio hidroelektrana u domaćoj proizvodnji opada jer se grade novi izvori i istovremeno se smanjuje neto uvoz. Sa sadašnje razine od 46,0 %, udio proizvodnje HE opada na 41,8 % u 2030. i na 33,1 % u 2050. godini. Potrebno je istaknuti da udio HE može značajno varirati ovisno o hidrološkim prilikama pojedine godine. Za buduće godine korištena je proizvodnja prosječne hidrološke godine.

⁷⁶ Prilikom postavljanje ove pretpostavke proizvodnje NE Krško je izuzeta iz neto uvoza s obzirom na poseban položaj ove elektrane (isporuka energije i snage temeljem 50% udjela u vlasništvu).

Ukupna proizvodnja termoenergetskih postrojenja⁷⁷ opada, kao i njihov udio u domaćoj proizvodnji – s 43,3 % u 2017. godini na 24,9 % u 2030. i na svega 12,3 % u 2050. godini.



Slika 3.9. Proizvodnja električne energije (S1)

Proizvodnja vjetroelektrana i sunčevih⁷⁸ elektrana se povećava s 1,3 TWh u 2017. na 5,7 TWh u 2030. i na 15,7 TWh u 2050. godini. Udio VE i FN proizvodnje sa sadašnjih 10,7 % raste na 32,6 % u 2030. i na 53,1 % u 2050. godini.

Ukupna potrošnja energije

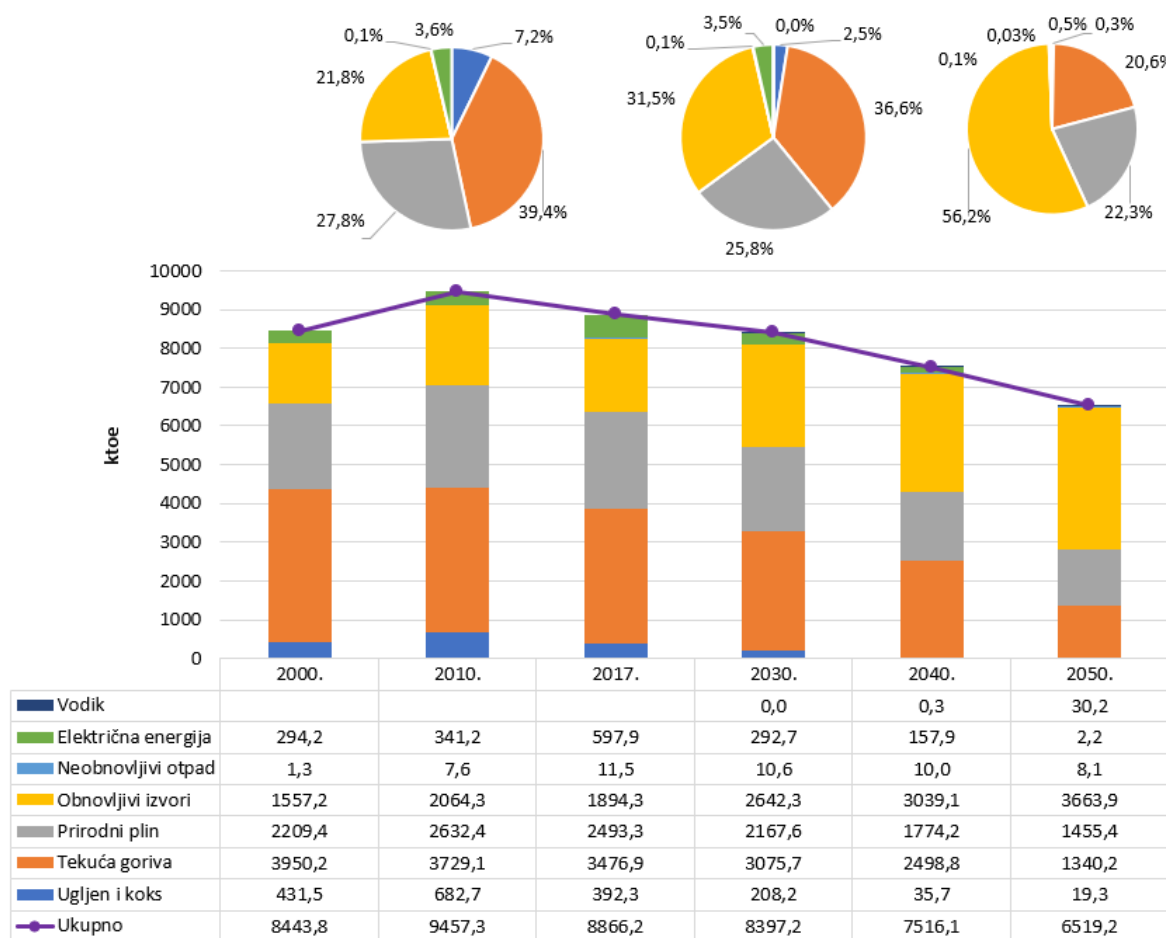
U **Scenariju 1** ukupne potrebe za energijom opadaju tijekom cijelog razdoblja. Ukupna potrošnja u 2030. godini je za 5 % manja u odnosu na današnju razinu, a u 2050. manja za 26 %.

U strukturi oblika energije udio tekućih goriva smanjuje se s 39,2 % u 2017. godini na 36,1 % u 2030. i na 20,6 % u 2050. godini. Udio prirodnog plina također opada s 28,1 na 25,8 % u

⁷⁷ Termoelektrane, javne toplane i industrijske kogeneracije. U ovoj skupini su i termoenergetska postrojenja koja koriste gorivo bio porijekla (bioplin i kruta biomasa), ali ne i geotermalne elektrane koje su prikazane odvojeno.

⁷⁸ Radi se o fotonaponskim postrojenjima priključenih izravno na mjestima potrošnje (integrirani) i na razini sustava (distribucijska i prijenosna mreža).

2030. i na 22,3 % u 2050. godini. Najveća promjena se očekuje na strani OIE čiji udio⁷⁹ raste s 21,4 % na početku razdoblja na 32,0 % u 2030. godini i na 56,2 % u 2050. godini.



Slika 3.10. Ukupna potrošnja energije (S1)

Obnovljivi izvori energije

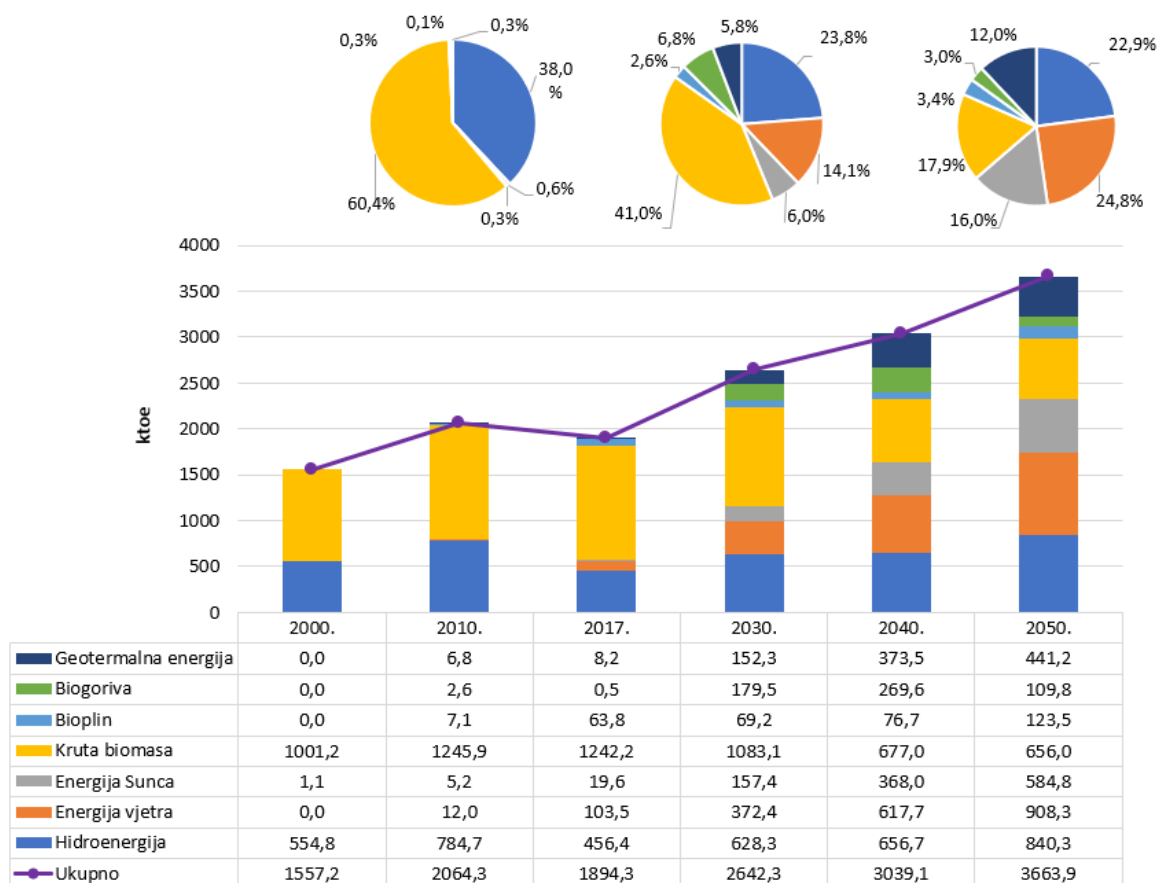
U **Scenariju 1** očekuje se snažan porast korištenja energije iz obnovljivih izvora i diversifikacija korištenih izvora energije. Do 2030. korištenje OIE se povećava za 42 %, a do 2050. godine skoro za duplo više (ukupni porast za 93 %).

U 2017. godini najveći udio u OIE imala je kruta biomasa s 65,4 %. Ovaj udio se do 2030. smanjuje na 40,2 %, a do 2050. godine na svega 17,9 %, što je u izravnoj vezi s energetsom obnovom fonda zgrada koja je u ovom scenariju u potpunosti dovršena do 2050. godine. U razdoblju do 2030. godine opada ukupna količina utrošene krute biomase za oko 13 % u odnosu na 2017. godinu, a do 2050. godine ukupno za 47 %.

⁷⁹ Ovdje se radi o udjelu OIE u ukupnoj potrošnji energije dok je udio OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije prikazan u poglavlju 3.5.2.

Udio hidroenergije smanjuje se s 24,1 % na početku razdoblja na 23,3 % u 2030. godini i na 22,9 % do 2050. godine. U apsolutnom iznosu korištenje vodnih snaga raste za 38 % do 2030. godine i za 84 % do 2050. godine.

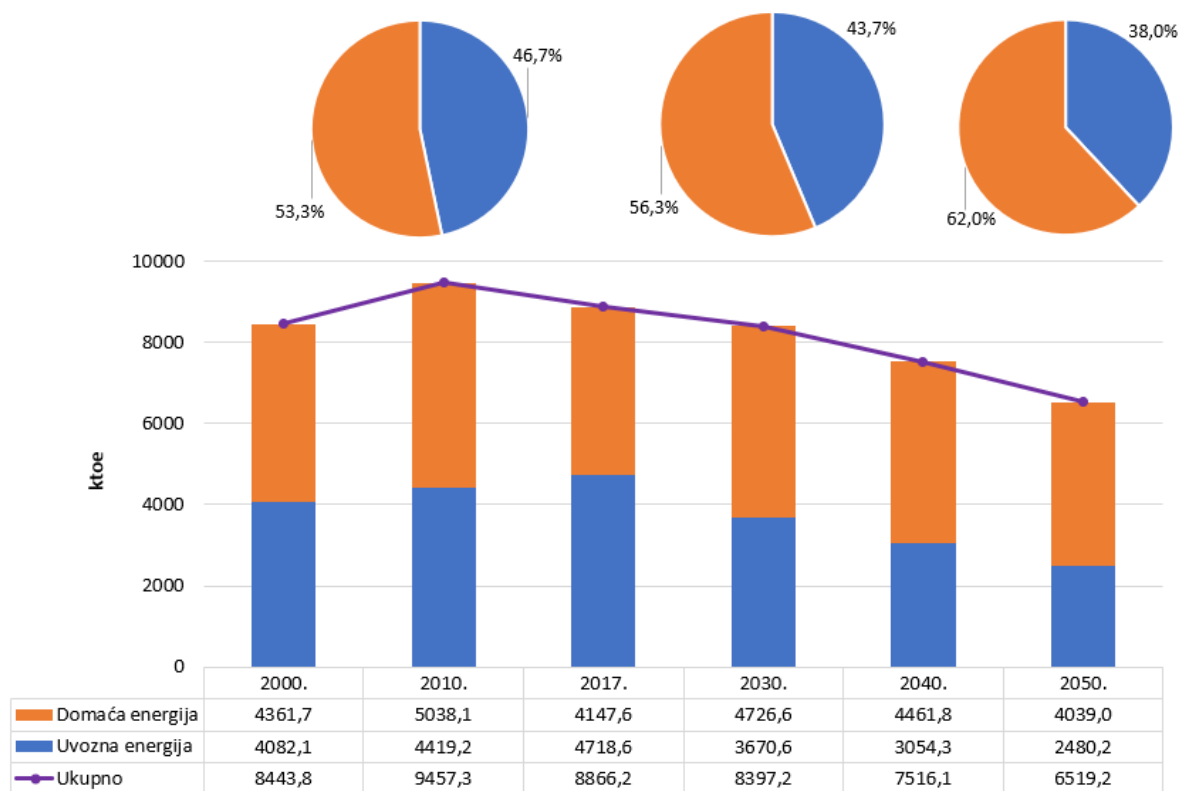
Od ostalih OIE najveće promjene se opažaju u višestrukom povećanju udjela vjetra i sunca (proizvodnja električne energije i toplinske energije), dvostruko veće korištenje biogoriva (u prometu) i povećanje korištenja geotermalne energije.



Slika 3.11. Obnovljivi izvori energije (S1)

Proizvodnja i uvoz energije

Prema **Scenariju 1** udio domaće proizvodnje energije u ukupnoj potrošnji energije kontinuirano raste prema kraju razdoblja što se objašnjava smanjenjem ukupnih potreba za energijom: zbog snažnih mjera energetske učinkovitosti – obnova fonda zgrada i prelaska na druge oblike energije (npr. električna energija u prometu). Istovremeno se povećava proizvodnja iz OIE, i unatoč opadanju proizvodnje fosilnih goriva, vlastita opskrbljenost raste s 46,8 % u 2017. na 56,3 % u 2030. i na 62,0 % u 2050. godini.



Slika 3.12. Proizvodnja i uvoz energije (S1)

Scenarij 2

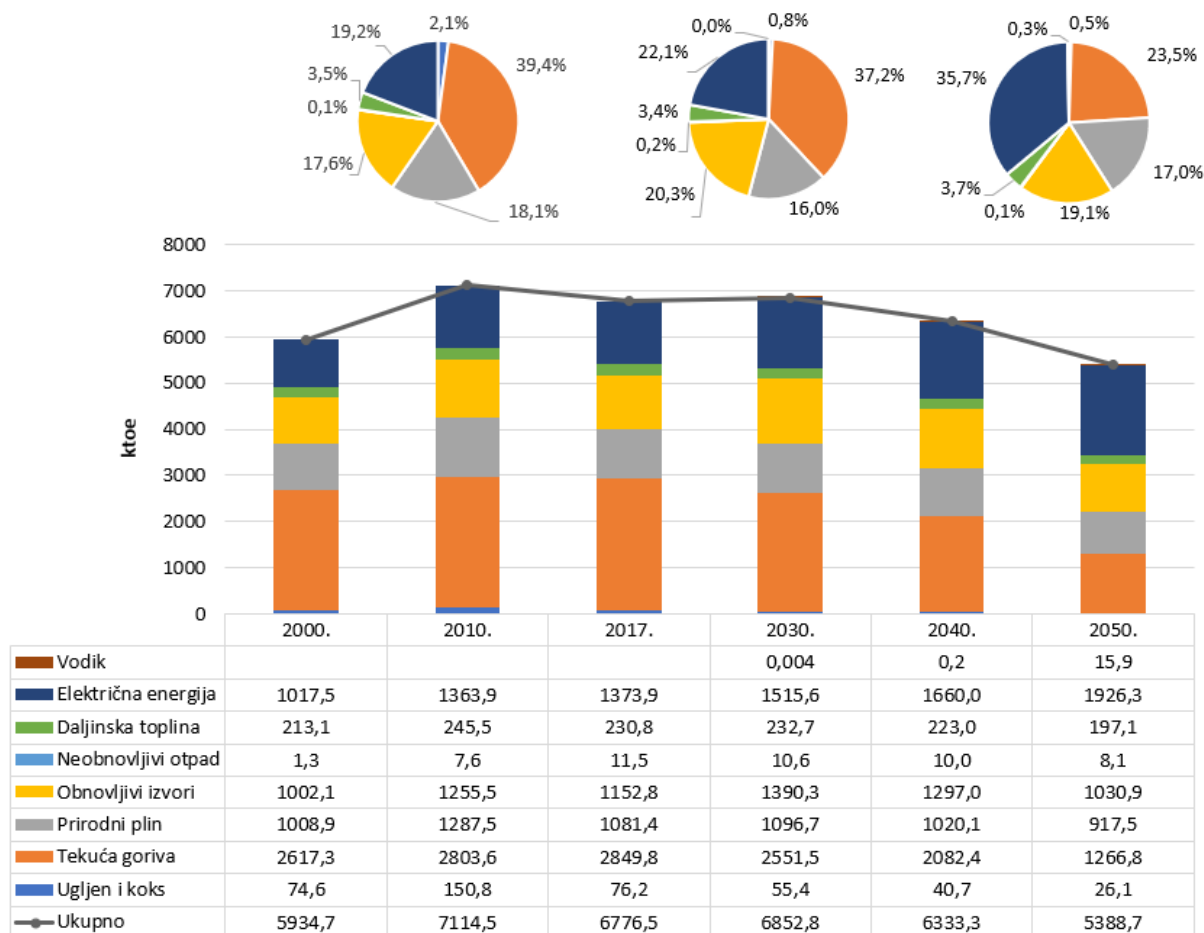
Neposredna potrošnja energije

Prema **Scenariju 2**, neposredna potrošnja energije do 2030. godine stagnira, a zatim se smanjuje za 20 % do 2050. godine, promatrano u odnosu na sadašnju razinu (prikazani su podaci u odnosu na 2017. godinu kao zadnju godinu za koju je raspoloživa cjelovita energetska bilanca).

Očekuje se porast udjela električne energije u ukupnim neposrednim potrebama sa sadašnjih 20,3 na 22,1 % u 2030. godini i na 35,7 % u 2050. godini. Neposredna potrošnja električne energije raste za 10 % do 2030. godine i za ukupno 40 % do 2050. godine (u odnosu na 2017. godinu).

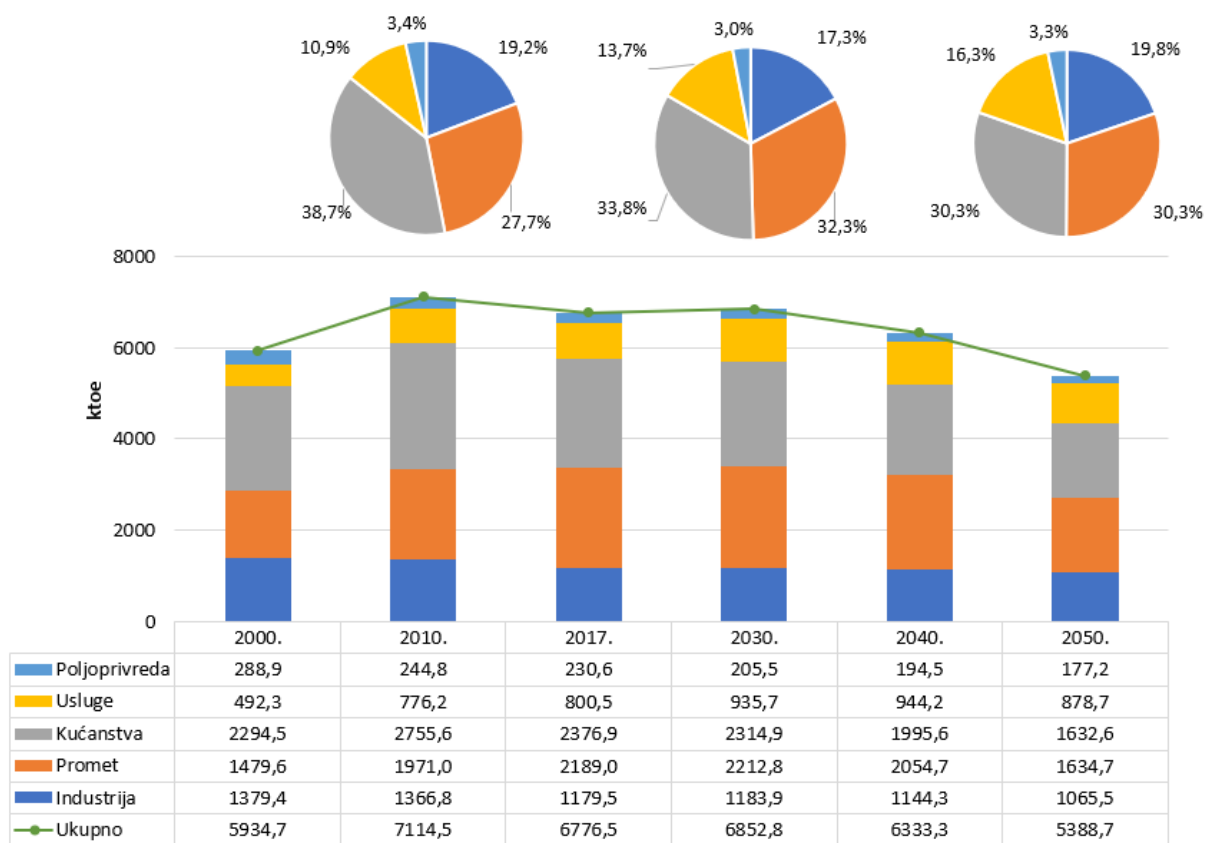
Istovremeno opada udio tekućih fosilnih goriva, sa sadašnjih 42,1 % na 36,4 % u 2030. i na 23,5 % u 2050. godini. Potrošnja prirodnog plina ostaje približno jednaka do 2030. godine i zatim opada za 15 % do 2050. godine. Ukupna potrošnja⁸⁰ prirodnog plina u 2030. godini iznosi 2,79 milijardi m³, a do 2050. opada na 2,56 milijardi m³. Ukupni udio fosilnih goriva opada sa sadašnjih 59,1 na 53,2 % u 2030. godini i na 41,0 % u 2050. godini.

⁸⁰ Finalna potrošnja (energetska i neenergetska), potrošnja energije za transformacije, vlastita potrošnja energetike i gubici



Slika 3.13. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije (S2)

Udio industrije u neposrednoj potrošnji energije ostaje na razini oko 17 % do 2030. godine, a zatim lagano raste na 19,8 % u 2050. godini. Očekuje se blago smanjenje udjela prometa s 32,2 na 30,3 % u 2050. godini. Posljedično udio ukupne potrošnje preostalih sektora zajedno (kućanstva, usluge i poljoprivreda) ostaje približno konstantan. Udio sektora kućanstava će opadati s 35,1 na 33,8 % u 2030. godini i na 30,3 % u 2050. godini. Udio sektora usluga će rasti s 11,8 na 13,7 % u 2030. godini i na 16,3 % u 2050. godini.



Slika 3.14. Neposredna potrošnja energije po kategorijama potrošnje (S2)

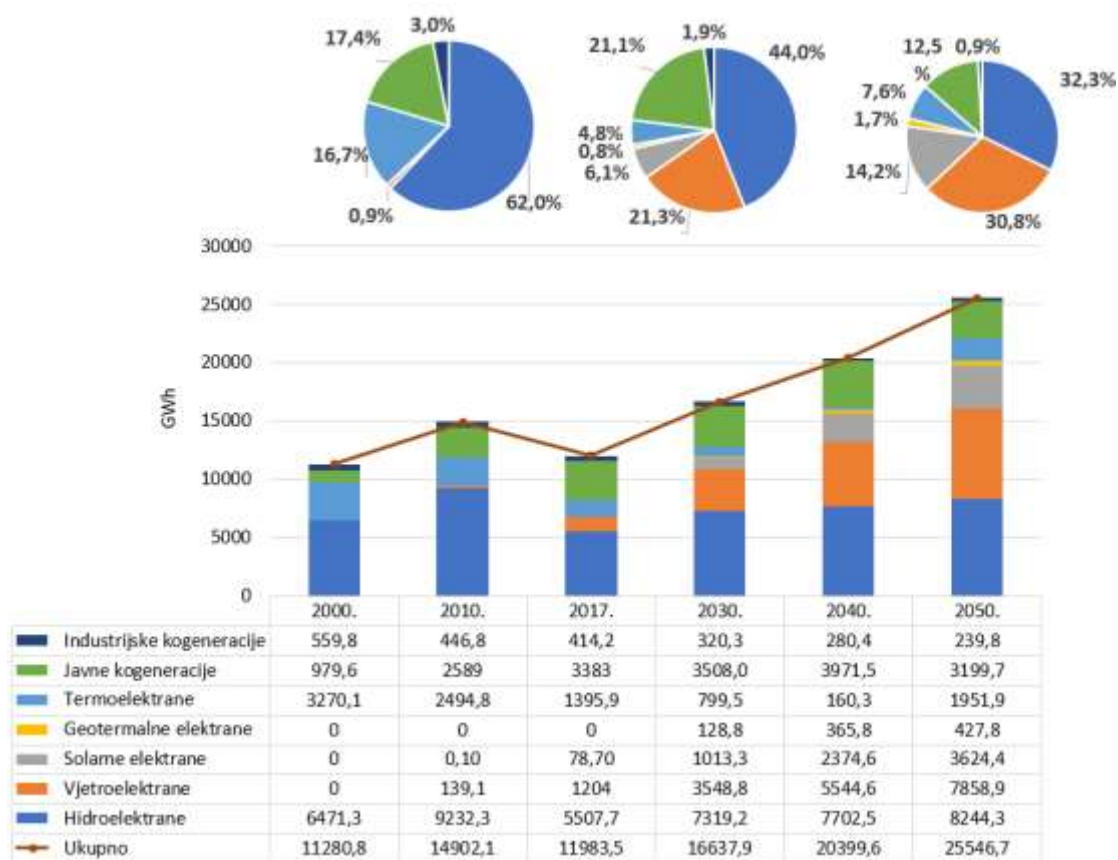
Proizvodnja električne energije

U ovom dijelu promatra se struktura proizvodnje električne energije, tj. samo onaj dio koji se proizvede iz domaćih elektrana (bez uvoza električne energije). U **Scenariju 2** očekuje se povećanje domaće proizvodnje i značajna promjena u strukturi proizvodnje električne energije. Povećava se udio OIE, a smanjuje udio proizvodnje termoelektrana (općenito – termoelektrane, javne toplane i industrijske kogeneracije). Do kraja promatranog razdoblja sve potrebne količine električne energije mogle bi se proizvesti iz domaćih elektrana, ali je moguća i razmjena sa susjednim sustavima (tj. neto uvoz je jednak nuli⁸¹).

Unatoč gradnji novih hidroelektrana i apsolutnom povećanju njihove proizvodnje, udio hidroelektrana u domaćoj proizvodnji opada jer se grade novi izvori i istovremeno se smanjuje neto uvoz. Sa sadašnje razine od 46,0 %, udio proizvodnje HE opada na 44,0 % u 2030. i na 32,3 % u 2050. godini. Potrebno je istaknuti da udio HE može značajno varirati ovisno o hidrološkim prilikama pojedine godine. Za buduće godine korištena je proizvodnja prosječne hidrološke godine.

⁸¹ Prilikom pretpostavljene proizvodnje NE Krško je izuzeta iz neto uvoza s obzirom na poseban položaj ove elektrane (isporuka energije i snage temeljem 50% udjela u vlasništvu).

Ukupna proizvodnja termoenergetskih postrojenja⁸² ostaje na približno jednakoj razini, dok opada njihov udio u proizvodnji – s 43,3 % u 2017. godini na 27,8 % u 2030. i na 21,1 % u 2050. godini.



Slika 3.15. Proizvodnja električne energije (S2)

Proizvodnja vjetroelektrana i sunčevih⁸³ elektrana se povećava s 1,3 TWh u 2017. na 4,6 TWh u 2030. i na 11,5 TWh u 2050. godini. Udio VE i FN proizvodnje sa sadašnjih 10,7 % raste na 27,4 % u 2030. i na 44,9 % u 2050. godini.

Ukupna potrošnja energije

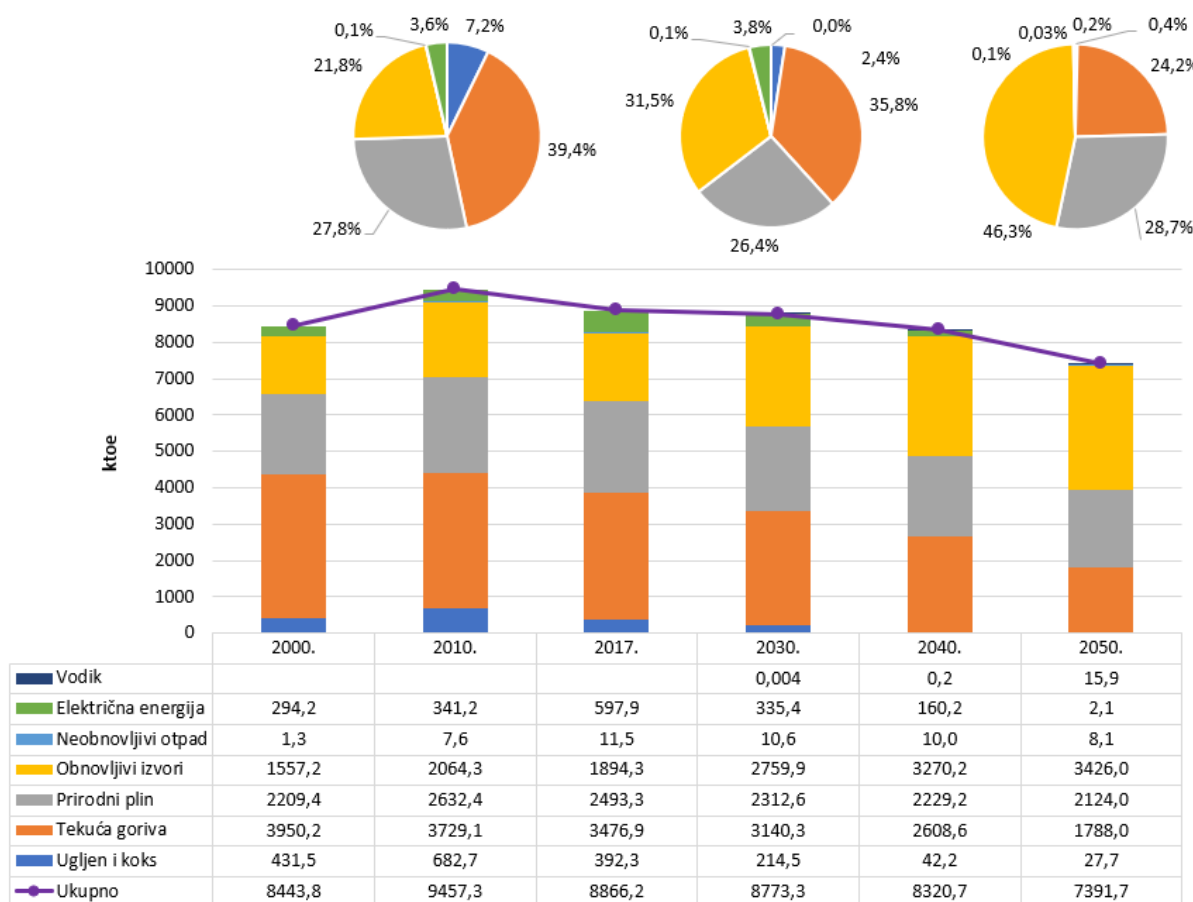
U **Scenariju 2** ukupne potrebe za energijom smanjuju se tijekom cijelog razdoblja. Ukupna potrošnja u 2030. godini je za 1 % manja u odnosu na razinu iz 2017. godine, a u 2050. manja za 17 %.

U strukturi oblika energije udio tekućih goriva opada s 39,2 % u 2017. godini na 35,8 % u 2030. i na 24,2 % u 2050. godini. Udio prirodnog plina također opada s 28,1 na 26,4 % do 2030. da bi zatim blago porastao na 28,7 % u 2050. godini. Najveća promjena se očekuje na

⁸² Termoelektrane, javne toplane i industrijske kogeneracije. U ovoj skupini su i termoenergetska postrojenja koja koriste gorivo bio porijekla (bioplin i kruta biomasa), ali ne i geotermalne elektrane koje su prikazane odvojeno.

⁸³ Radi se o fotonaponskim postrojenjima priključenih izravno na mjestima potrošnje (integrirani) i na razini sustava (distribucijska i prijenosna mreža).

strani OIE čiji udio⁸⁴ raste s 21,4 % na početku razdoblja na 31,5 % u 2030. godini i na 46,3 % u 2050. godini.



Slika 3.16. Ukupna potrošnja energije (S2)

Obnovljivi izvori energije

U **Scenariju 2** očekuje se snažan porast korištenja energije iz obnovljivih izvora i njihova diversifikacija. Do 2030. korištenje OIE se povećava za 46 %, a do 2050. godine za 81 %.

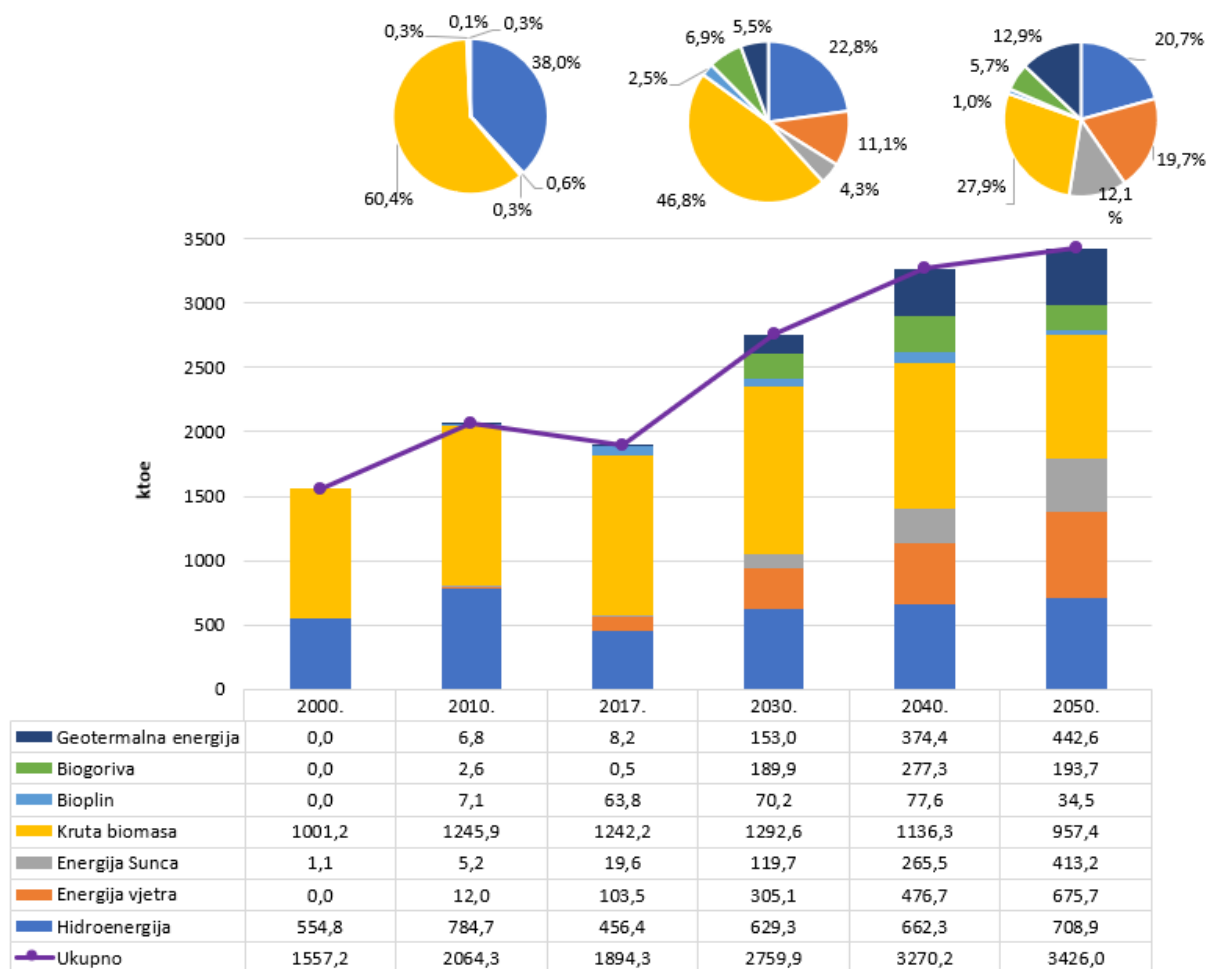
U 2017. godini najveći udio u OIE imala je kruta biomasa s 65,6 %. Ovaj udio se do 2030. smanjuje na 46,8 %, a do 2050. godine na svega 27,9 % što je u izravnoj vezi s energetsom obnovom fonda zgrada koja je u ovom scenariju sporija (u odnosu na S1). U razdoblju do 2030. godine raste ukupna količina utrošene krute biomase za oko 4 % u odnosu na 2017. godinu, a do 2050. godine opada za ukupno 33 %.

Udio hidroenergije smanjuje se s 24,1 % u 2017. godini na 22,8 % u 2030. godini i na 20,7 % do 2050. godine. U apsolutnom iznosu korištenje vodnih snaga raste za 38 % do 2030.

⁸⁴ Ovdje se radi o udjelu OIE u ukupnoj potrošnji energije, dok je udio OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije prikazan u poglavlju 3.5.2.

godine i za 55 % do 2050. godine što ukazuje na sporiji razvoj preostalog hidropotencijala u odnosu na Scenarij 1.

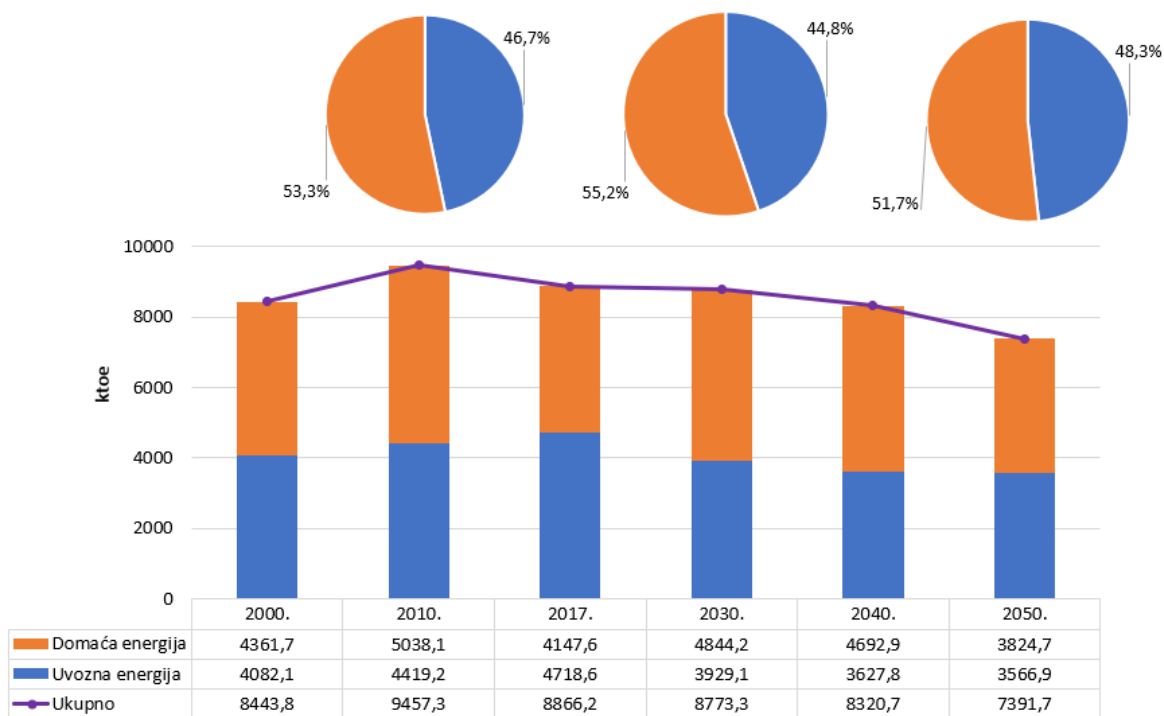
Od ostalih OIE najveće promjene se opažaju u višestrukom povećanju udjela vjetra i sunca (proizvodnja električne energije i toplinske energije), veće korištenje biogoriva (u prometu) i povećanje korištenja geotermalne energije.



Slika 3.17. Obnovljivi izvori energije (S2)

Proizvodnja i uvoz energije

Prema **Scenariju 2** udio domaće proizvodnje energije u ukupnoj potrošnji energije kontinuirano raste prema kraju razdoblja što se objašnjava smanjenjem ukupnih potreba za energijom: zbog mjera energetske učinkovitosti – obnova fonda zgrada i prelaska na druge oblike energije (npr. električna energija u prometu). Istovremeno se povećava proizvodnja iz OIE te unatoč opadanju proizvodnje fosilnih goriva, vlastita opskrbljenost raste s 53,3 % u 2017. na 55,2 % u 2030., da bi se nakon toga spustila na 51,7 % u 2050. godini.

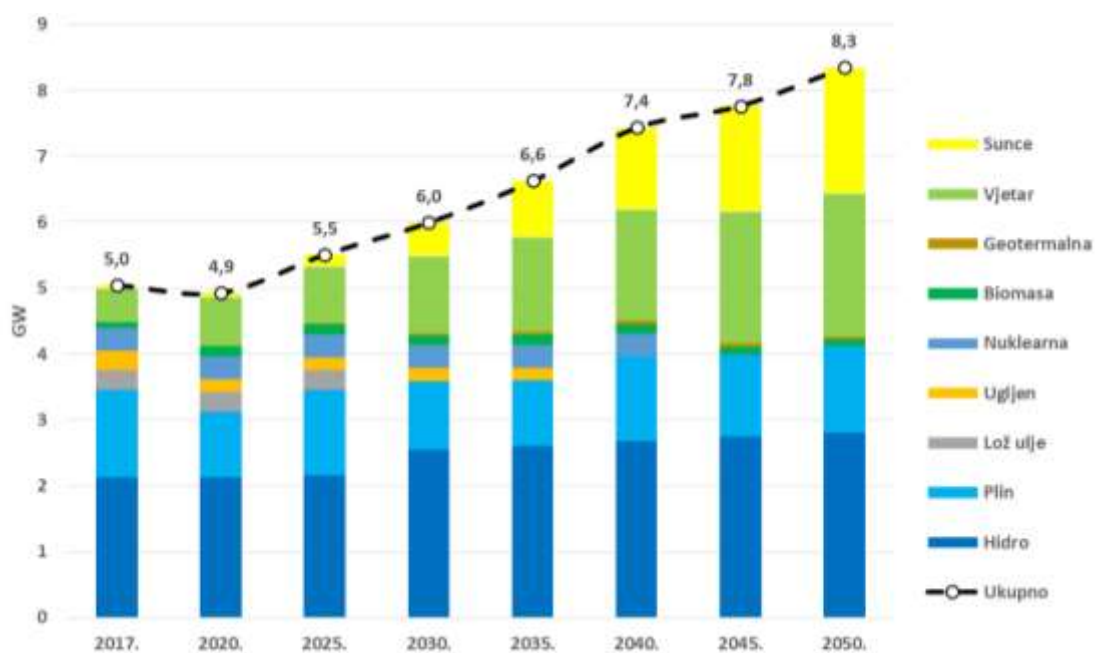


Slika 3.18. Proizvodnja i uvoz energije (S2)

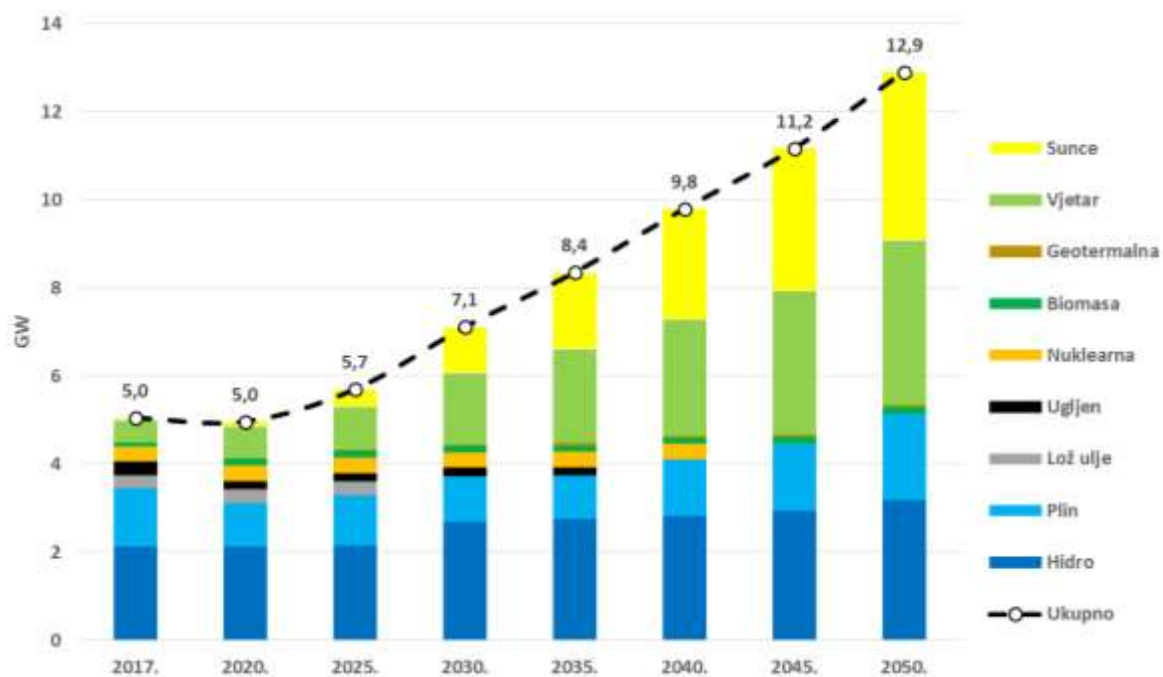
3.2.2. Elektroenergetski sustav

Proizvodnja električne energije

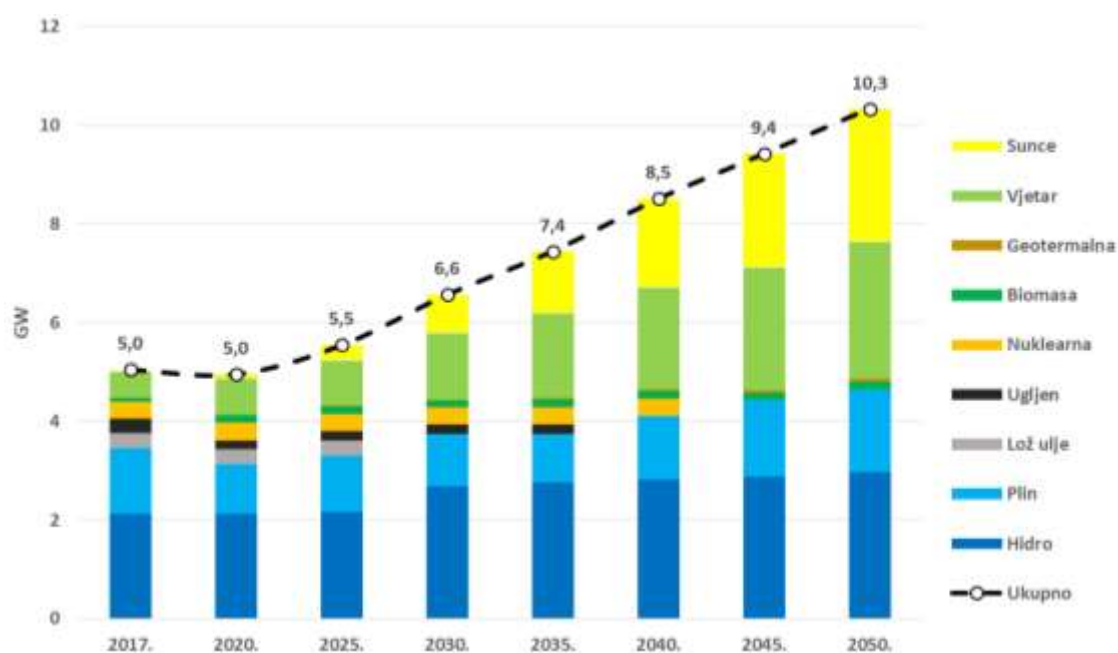
Izgradnja elektrana za zadovoljenje potreba za električnom energijom u odabranim scenarijima prikazana je na slikama u nastavku.



Slika 3.19. Snaga elektrana do 2050. godine (S0)



Slika 3.20. Snaga elektrana do 2050. godine (S1)



Slika 3.21. Snaga elektrana do 2050. godine (S2)

Postojeće TE koje su koristile loživo ulje prešle su u potpunosti na plin (osim TE Rijeka koja izlazi iz pogona nakon 2025. godine). Ne očekuje se izgradnja novih TE na ugljen, u prvom redu zbog utjecaja očekivanog snažnog porasta cijene emisijskih dozvola. Rad NE Krško

nakon 2043. ovisit će o odluci o produljenju dozvole i poslovnoj odluci suvlasnika. U prikazanim analizama konzervativno je pretpostavljen izlazak iz pogona koji ne prejudicira buduću odluku suvlasnika.

Za potrebe zadovoljenja toplinske potrošnje (CTS) u pogonu ostaju kogeneracijske TE na plin. Dio toplinskih potreba u CTS-u zadovoljava se i izgradnjom velikih dizalica topline. Ovo tehnološko rješenje se nameće u dijelovima snažnog smanjenja toplinske potrošnje uzrokovanog mjerama energetske učinkovitosti u stambenim i poslovnim zgradama te je potreba za izgradnjom novih kogeneracija ograničena. U uvjetima smanjenih potreba za toplinom i toplinskom snagom općenito, velike dizalice topline (zračne i geotermalne) mogu ponuditi povoljnu alternativu uz relativno malu potrošnju električne energije zbog rastućeg COP koeficijenta (koeficijent učinkovitosti dizalice topline; engl. *Coefficient of Performance*).

Plinske jedinice se koriste za osiguranje rezerve sustava zbog niskih specifičnih troškova ulaganja, brzine izgradnje i brzine odziva u slučaju angažiranja. Lokacije postojećih elektrana na kojima pojedini blokovi izlaze iz pogona mogu se iskoristiti za izgradnju novih jedinica s obzirom da na njima već postoje određeni infrastrukturni preduvjeti.

Prema Referentnom scenariju ukupna snaga elektrana raste s 5,05 GW⁸⁵ u 2017. godini na 6,0 GW u 2030., tj. na 8,3 GW u 2050. godini. Izgradnja novih elektrana u ovom scenariju je najmanja među razmatranim scenarijima, s obzirom da ovaj scenarij ima najsporiji porast potrošnje električne energije i pretpostavljena brzina razvoja OIE je sporija. Prosječno je godišnje potrebno izgraditi oko 100 MW novih elektrana.

Prema Scenariju 1 ukupna snaga elektrana raste s 5,05 GW⁸⁶ u 2017. godini na 7,1 GW u 2030., tj. na 12,9 GW u 2050. godini, tj. povećava se za skoro tri puta do kraja promatranog razdoblja. Prosječno je godišnje potrebno izgraditi oko 250 MW novih elektrana. Osnovni razlog značajnom povećanju snage je promjena strukture, tj. izgradnja velikog broja elektrana na OIE s relativno niskim faktorom opterećenja koji je određen prirodom korištenih primarnih izvora energije (vjetar, sunce i vodne snage).

Najveća promjena u strukturi snage elektrana očekuje se u segmentu vjetroelektrana (VE) i sunčanih fotonaponskih (FN) sustava, čija se snaga višestruko povećava. S početnih 519 MW u 2017. godini, snaga VE raste na oko 1 600 MW u 2030. godini, tj. na oko 3 700 MW u 2050. godini. U prosjeku se tijekom tridesetogodišnjeg razdoblja gradi 110 MW novih VE godišnje, što je dvostruko brži stupanj razvoja nego li je zabilježeno u zadnjih deset godina od kada se VE počinju integrirati u EES RH. Osim na strani izgradnje VE, dodatni napor bit će potreban na razvoju i izgradnji prijenosne mreže koja bi trebala prihvatiti sve ove objekte i proizvodnju.

Istovremeno se razvija veliki broj FN projekata gdje se prioritet daje tzv. integriranim projektima, tj. projektima koji se realiziraju na mjestima potrošnje, na razini kućanstava, poslovnih zgrada javnog i uslužnog sektora i industrijskih postrojenja. Dok je u proteklom

⁸⁵ Navedena snaga uključuje i dio snage u NE Krško koji se koristi za opskrbu hrvatskog EES-a.

⁸⁶ Navedena snaga uključuje i dio snage u NE Krško koji se koristi za opskrbu hrvatskog EES-a.

razdoblju razvoj FN projekata bio ograničen relativno niskim kvotama i visokim troškovima ulaganja, u budućnosti se očekuju značajno niži specifični troškovi, jednostavniji tehnički uvjeti i povoljnije komercijalno okruženje kojim će se stimulirati distribuirana proizvodnja na mjestu potrošnje. Do 2030. godine predviđeno je priključenje 1 000 MW u FN projektima, tj. u prosjeku 100 MW godišnje. Ovo je vrlo ambiciozan cilj koji zahtjeva da se u kratkom roku definira privlačan ekonomski i financijski okvir te se osiguraju tehnički uvjeti za implementaciju projekata. Od predviđenih 1 000 MW, oko 300 MW se odnosi na integrirane FN projekte (s naglaskom na jadranski dio), a preostala snaga podjednako na projekte na mreži distribucije i prijenosa. Do 2050. godine ukupna snaga FN elektrana dostigla bi oko 3 800 MW.

Prema Scenariju 2 ukupna snaga elektrana raste s 5,05 GW⁸⁷ u 2017. godini na 6,57 GW u 2030. (manje za 500 MW u odnosu na Scenarij 1), tj. na 10,3 GW u 2050. godini (manje za 2 400 MW u odnosu na Scenarij 1). Prosječno je godišnje potrebno izgraditi oko 170 MW novih elektrana. Sporija izgradnja je izravna posljedica niže pretpostavljene potrošnje u ovom scenariju. Izgradnja elektrana na OIE je i dalje značajna, ali je sporija u odnosu na S1.

S početnih 519 MW u 2017. godini, snage VE raste na oko 1 360 MW u 2030., tj. na oko 2 700 MW u 2050. godini (1 000 MW manje u odnosu na Scenarij 1). U prosjeku se tijekom tridesetogodišnjeg razdoblja gradi 80 MW novih VE godišnje, što je bliže do sada ostvarenom povijesnom prosjeku od oko 50 MW godišnje.

Do 2030. godine predviđeno je priključenje oko 770 MW u FN projektima. Oko 470 MW se odnosi na integrirane FN projekte, a preostala snaga od 300 MW podjednako na objekte na mreži distribucije i prijenosa. Do 2050. godine ukupna snaga FN elektrana dostigla bi oko 2 700 MW (1 100 MW manje u odnosu na S1).

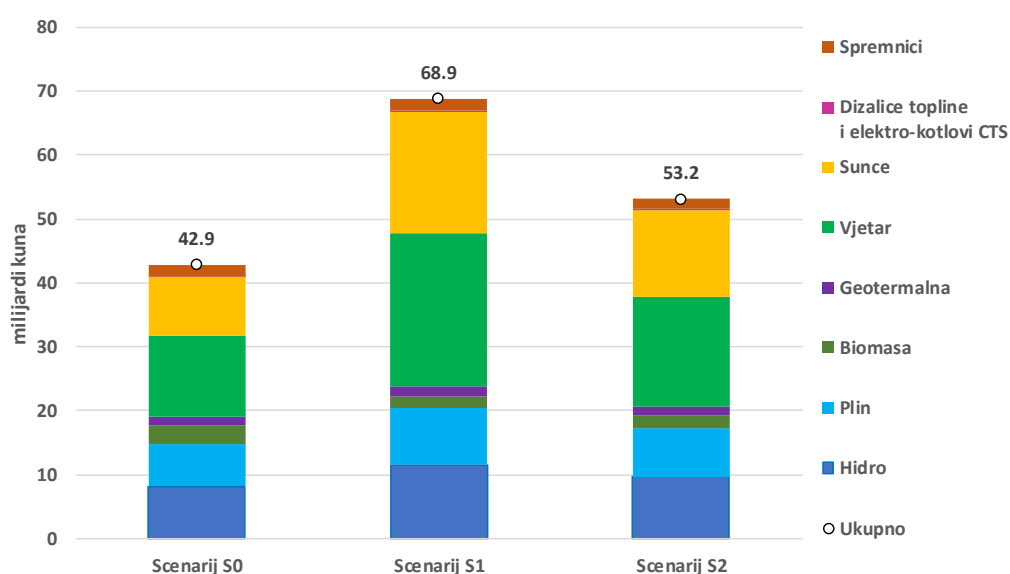
Na krajnji rezultat i strukturu proizvodnih kapaciteta nakon 2040. godine bitno utječe pretpostavka o produljenju dozvole za rad NE Krško. U slučaju da nema produljenja dozvole potrebno je ovu proizvodnju nadomjestiti iz novih izvora (praktično vjetar i sunce). Drugim riječima, pretpostavljena je konzervativna varijanta gdje je potrebno ulagati u nove niskouglične projekte. Analize osjetljivosti pokazuju da bi nuklearna opcija bila konkurentna u slučajevima kada bi na tržištu na raspolaganju bile manje proizvodne jedinice s nižim troškovima izgradnje u odnosu na današnje troškove za projekte velikih nuklearnih elektrana u Europi. U tom smislu potrebno je u narednom razdoblju pratiti razvoj novih tehnologija, analizirati konkurentnost nuklearne opcije i razvoj najavljenih projekata u regiji (npr. Slovenija, Mađarska). Osim toga, postavljanje zahtjeva za potpunom dekarbonizacijom svih sektora moglo bi potaknuti veću primjenu nuklearne energije s obzirom na mogućnost korištenja i za druge primjene (npr. kogeneracija i proizvodnja vodika).

U svim scenarijima je identificirana potreba izgradnje namjenskih spremnika energije (baterija) za uravnoteženje sustava, koji u S1 dostižu kapacitet od 100 MW do 2030. i 400 MW do 2050. godine. Kapacitet spremnika energije utvrđen dugoročnim modelom uzima

⁸⁷ Navedena snaga uključuje i dio snage u NE Krško koji se koristi za opskrbu hrvatskog EES a.

u obzir očekivanu razinu varijabilnosti iz VE i FN postrojenja. U povećanju fleksibilnosti sustava sudjeluju i ostale raspoložive opcije (tj. akumulacijske HE, reverzibilne HE, plinske TE, mogućnost razmjene sa susjednim sustavima, primjena informacijsko-komunikacijskih rješenja i sudjelovanje potrošnje u pružanju usluga fleksibilnosti), te spremnike treba promatrati u svim opcijama. S obzirom da se promatra razdoblje do 2050. godine, i da je izgradnja spremnika osobito izražena nakon 2030. godine, za očekivati je da će detaljnije analize sustava koje su izvan opsega prikazanih analiza dati precizniji odgovor na pitanje potrebe izgradnje i lokacije spremnika energije i općenito problema vođenja sustava u uvjetima visokog udjela promjenjivih izvora OIE.

Procjena ukupnih ulaganja u izgradnju novih proizvodnih postrojenja u razdoblju od 2020. do 2050. godine prikazana je na slici 3.22. Prikazana ulaganja sadrže i ulaganja u tehnologije izvan elektrana, kao npr. velike dizalice topline za potrebe CTS-a i spremnike.



Slika 3.22. Ulaganja u elektrane 2020. – 2050. za odabrane scenarije razvoja

U referentnom scenariju ukupna ulaganja u postrojenja za proizvodnju i skladištenje električne energije iznose 5,71 milijardi EUR (42,9 milijardi kuna) ili u prosjeku 190 milijuna EUR godišnje (1,42 milijarde kuna godišnje). Polovica ukupnih ulaganja odnosi se na vjetroelektrane i fotonaponske sustave, na hidroelektrane otpada 19 % i na ostale OIE elektrane 10 %. Preostalih 20 % ulaganja odnosi se na plinske elektrane, spremnike energije i dizalice topline (za potrebe CTS-a)

Prema Scenariju 1, od ukupno 9,18 milijardi eura (68,9 milijardi kuna) ili u prosjeku 306 milijuna eura godišnje, na elektrane se odnosi 8,91 milijardi eura ili oko 297 milijuna eura godišnje (2,27 milijarde kuna godišnje).

U Scenariju 2 iznosi su nešto manji s obzirom na nižu potrošnju električne energije – oko 50 milijardi kuna za elektrane, tj. u prosjeku 1,7 milijardi kuna godišnje.

Intenzitet investicija se očekivano povećava prema kraju razdoblja jer je potrebno sve više smanjiti emisije. Istovremeno je pretpostavljeno relativno snažno smanjenje specifičnih

ulaganja u pojedine tehnologije, osobito FN i VE projekata. Analiza međusobne konkurentnosti tehnologija ukazuje da će do 2030. godine biti potrebno zadržati određeni mehanizam potpore korištenja „čistih“ tehnologija.

Trenutna kretanja cijene na tržištu emisijskih dozvola ukazuju da će pojedine OIE tehnologije ubrzo biti cjenovno konkurentne konvencionalnim tehnologijama (na projektnoj razini). Djelokrug gdje se očekuje najveći doprinos države i regulatornih tijela je stvaranje uvjeta za prihvata i integraciju novih tehnologija u sustav, u tehničkom i komercijalnom/tržišnom smislu.

Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže

Razvoj prijenosne mreže na području Republike Hrvatske bit će u budućem razdoblju određen stopama porasta potrošnje električne energije i vršnog opterećenja sustava, lokacijama i veličinama izgradnje novih proizvodnih postrojenja, očekivanim prilikama na širem tržištu električne energije te potrebama da se kroz redovne aktivnosti na revitalizaciji objekata mreže zadrži njihova visoka pogonska spremnost, a sve radi održavanja zadovoljavajuće razine pouzdanosti rada EES-a u cjelini (izuzetno rijetki raspadi sustava) i sigurnosti opskrbe kupaca električnom energijom (niski godišnji iznosi neisporučene električne energije) propisane kvalitete (sinusoidalni valni oblik napona, stabilne frekvencije te iznosa napona unutar propisanih granica).

S obzirom na ulazne pretpostavke o potrošnji električne energije u Republici Hrvatskoj do 2050. godine i očekivanoj izgradnji novih proizvodnih postrojenja moguće je pretpostaviti da će glavni pokretač razvoja prijenosne mreže te izgradnje novih prijenosnih postrojenja/jedinica biti daljnja integracija OIE, prvenstveno vjetroelektrana i sunčanih elektrana, koje bi dugoročno trebale većim dijelom zamijeniti konvencionalne elektrane na fosilna goriva (osim plinskih koje bi se koristile za pružanje pomoćne usluge regulacije snage i frekvencije odnosno za uravnoteženje proizvodnje i potrošnje) i nadomjestiti električnu energiju koju HEP trenutno prima iz NE Krško te električnu energiju koju opskrbljivači kupuju na vanjskom tržištu radi potreba domaćih kupaca. Da bi se takvi ciljevi ostvarili prijenosnu će mrežu trebati odgovarajuće pojačati u nekim njezinim dijelovima i dalje unaprjeđivati/modernizirati sustav vođenja radi prihvata pretežito varijabilnih izvora električne energije te kontinuiranog uravnoteženja njihove proizvodnje i potrošnje u sustavu u realnom vremenu. Visoka očekivana varijabilnost tokova energije u prijenosnoj mreži i očekivani visoki iznosi povremenog izvoza (tijekom povoljnih klimatskih okolnosti) ili uvoza energije (tijekom nepovoljnih klimatskih okolnosti) ukazuju na potrebu daljnjeg jačanja 400 kV mreže, posebno u dijelovima zemlje gdje se predviđa značajnija koncentracija vjetroelektrana i solarnih elektrana te dugoročno na potrebu dodatne izgradnje međudržavnih vodova 400 kV prema susjednim zemljama kako bi se podržao izvozni potencijal proizvodnih postrojenja na području Republike Hrvatske u satima kada će dolaziti do izrazitih viškova proizvodnje električne energije. U pogonskim stanjima kada će zbog nepovoljnih klimatskih okolnosti (nedostatak sunca i vjetra, moguće istodobno i raspoložive vode za proizvodnju električne energije u hidroelektranama) ili iz tržišnih razloga trebati uvoziti električnu energiju za potrebe domaćih kupaca, izgledno je da će dugoročno dolaziti do ograničenja u instaliranim snagama transformacija 400/220/110 kV, 400/110 kV i 220/110 kV, što će dovesti do potrebe

revitalizacije pojedinih postojećih transformatorskih stanica i zamjene transformatora jedinicama veće prividne snage, odnosno do potreba izgradnje novih velikih transformatorskih stanica. Razmatrajući dugoročni razvoj 400 kV mreže do 2050. godine potrebno je naglasiti da će do razmatranog vremenskog presjeka gotovo svi objekti (vodovi i TS) ove naponske razine biti izuzetno visoke starosti te je stoga potrebno predvidjeti značajna financijska sredstva za njihovu revitalizaciju, dodatno s financijskim sredstvima za revitalizaciju velikog broja objekata naponskih razina 220 kV i 110 kV, koji neće biti uključeni u plan revitalizacije do 2030. godine.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prienosnu mrežu (uključujući priključke novih konvencionalnih elektrana, vjetroelektrana i sunčanih elektrana) u razdoblju do 2030. godine, iznosila:

- do 6,2 milijardi kuna, odnosno do 520 milijuna kuna/godišnje u Referentnom scenariju,
- do 8,2 milijardi kuna, odnosno do 686 milijuna kuna/godišnje u Scenariju 1,
- do 7,9 milijardi kuna, odnosno do 666 milijuna kuna/godišnje u Scenariju 2.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prienosnu mrežu u razdoblju od 2030. do 2050. godine iznosila:

- do 8,3 milijardi kuna, odnosno do 414 milijuna kuna/godišnje u Referentnom scenariju,
- do 14,7 milijardi kuna, odnosno do 737 milijuna kuna/godišnje u Scenariju 1,
- do 9,9 milijardi kuna, odnosno do 494 milijuna kuna/godišnje u Scenariju 2.

Financijska sredstva potrebna za razvoj/revitalizaciju prienosne mreže osigurala bi se većim dijelom iz naknade za prienos električne energije, a manjim bi se dijelom prikupila od strane investitora u izgradnju novih elektrana koji u potpunosti snose troškove priključka te sudjeluju u stvaranju tehničkih uvjeta u mreži. Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prienosne mreže potrebno je osigurati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (kroz mehanizam uravnoteženja i dijelom kroz naknadu za prienos električne energije), odnosno za nabavu dijela pomoćnih usluga sustavu (prvenstveno regulaciju frekvencije i snage), a koja se preliminarno mogu procijeniti na iznose od nekoliko stotina milijuna kuna godišnje ovisno o razini integracije VE i SE. Potrebno je naglasiti da će predviđene razine integracije VE i SE u budućnosti biti moguće ostvariti samo ukoliko će potrebne P/f regulacijske rezerve biti dostatne i raspoložive, uz primjenu i ostalih mehanizama uravnoteženja, budući da učestala, nekontrolirana i velika odstupanja unaprijed planiranih razmjena na prekograničnim vodovima nisu u skladu s pravilima rada u europskoj visokonaponskoj mreži. Osim povećanih troškova uravnoteženja mogu se očekivati i povećani troškovi otklanjanja zagušenja u mreži kroz redispečing proizvodnih postrojenja i ostale raspoložive mjere.

Ostali tehnički izazovi koji su povezani s visokom integracijom obnovljivih izvora električne energije, baterija i ostalih postrojenja koja koriste za priključak na mrežu pretvarače i ostale uređaje energetske elektronike, a koji će se rješavati na europskoj razini, očekivano su smanjenje inercije sustava radi izlaska iz pogona većih proizvodnih sinkronih generatora i s

tim povezane očekivane veće fluktuacije frekvencije i veće brzine promjene frekvencije te problem kvalitete električne energije imajući u vidu priključak na prijenosnu i distribucijsku mrežu velikog broja postrojenja preko pretvarača (VE, SE, baterije, HVDC i dr.) koji potenciraju problem održavanja propisane kvalitete napona. Potrebno je naglasiti da će u budućnosti priključak svih novih korisnika mreže morati biti izveden u skladu s odgovarajućom regulativom EU-a, a svi novi i postojeći korisnici mreže koji će revitalizirati svoja postrojenja morat će zadovoljiti jedinstvene europske zahtjeve u pogledu karakteristika i tehničkih mogućnosti njihovih postrojenja priključenih na prijenosnu ili distribucijsku mrežu.

Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže

Intenzivna integracija distribuiranih izvora u distribucijsku mrežu, tradicionalne i nove zadaće operatora distribucijskog sustava (ODS), kao i razvoj usluga i tržišta električne energije, ubrzano mijenjaju značajke distribucijske mreže. Osnovne dužnosti ODS-a ostat će održavanje sigurnog i pouzdanog rada distribucijskog sustava, planiranje i razvoj distribucijske mreže, upravljanje podacima korisnika mreže te nabava električne energije za pokriće gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži. No, pred obavljanjem djelatnosti distribucije električne energije brojne su promjene obzirom na pomicanje težišta proizvodnje s prijenosne na distribucijsku mrežu te pojavu novih tržišnih sudionika i korisnika distribucijske mreže: aktivnih krajnjih kupaca, punionica električnih vozila, neovisnih agregatora, mikromreža, spremnika električne energije i lokalnih energetske zajednice. ODS postaje značajniji čimbenik tržišta električne energije, ne samo u pogledu osiguravanja sigurnosti opskrbe električnom energijom već i kao nepristrani oslonac tržišta.

Ključne pretpostavke u pogledu razvoja djelatnosti distribucije električne energije su:

- jedinstveni ODS s nezavisnim poslovnim položajem unutar HEP Grupe:
 - U interesu je Republike Hrvatske na cijelom njenom području osigurati ujednačenu kvalitetu te jednake uvjete pristupa i korištenja distribucijske mreže u kojem je smislu ključno da poslove ODS-a obavlja isključivo jedan operator.
- napredni mjerni sustav:
 - Sustav naprednog mjerenja odnosi se na primjenu naprednih mjernih uređaja u automatskom daljinskom očitavanju, procesiranju i prijenosu mjernih podataka, dvosmjernoj komunikaciji u realnom vremenu, podršci uslugama kao što su automatizacija kućnih uređaja, isključivanju na daljinu, ograničenju snage, odzivu potrošnje te mogućnosti reprogramiranja mjernog uređaja kako bi se omogućile nove usluge i komunikacijski protokoli. Napredne mreže i sustavi naprednog mjerenja imat će ključnu ulogu u omogućavanju fleksibilnosti korisnika mreže, vremenski promjenjivih tarifa, tarifiranja snage te izravnog upravljanja potrošnjom.
- napredna mreža:
 - Glavna smjernica razvoja distribucijskog sustava u Republici Hrvatskoj podrazumijeva implementaciju koncepta napredne mreže koja može inteligentno integrirati sve koji su na nju priključeni: generatore (proizvođače), kupce i one koji objedinjuju te dvije funkcije, kako bi se osigurala učinkovita, održiva i sigurna opskrba električnom energijom. Izgradnja naprednih mreža je postupni

kontinuirani proces koji podrazumijeva učenje i postupno uvođenje naprednih funkcionalnosti i usvajanje inovativnih tehnoloških rješenja i metodologija.

Razvoj distribucijske mreže do 2050. podrazumijeva izmjene i dopune propisa, modela tržišta električne energije, regulatornog okvira i investicije radi:

- upravljanja (gospodarenja) električnom energijom koju korisnici mreže predaju u distribucijsku mrežu,
- učinkovitog odziva potrošnje,
- aktivnog doprinosa korisnika mreže održavanju napona u distribucijskoj mreži, te
- uvođenja novih tehnologija.

Prioriteti HEP ODS-a u promatranom razdoblju su:

- povećanje pouzdanosti opskrbe i kvalitete napona,
- automatizacija i upravljanje „po dubini“ distribucijske mreže,
- sanacija distribucijske mreže po kriteriju naponskih prilika i opterećenja,
- oprema s višim stupnjem energetske učinkovitosti,
- sustav naprednog mjerenja, te
- učinkovita integracija distribuiranih izvora i kupaca s vlastitom proizvodnjom uz minimalne ukupne troškove (za ODS i korisnika mreže), rukovodeći se principom kako je s aspekta razvoja i upravljanja distribucijskom mrežom optimalno poticati proizvodnju električne energije koja se troši na lokaciji i podudara vremenski s potrošnjom električne energije („uravnoteženje proizvodnje i potrošnje“).

Glavne strateške smjernice razvoja distribucijske mreže su:

- postupna zamjena naponske razine 10 kV s 20 kV,
- postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV gdje je to gospodarski opravdano,
- jednostavne strukture kabelskih SN mreža radi jednostavnije automatizacije,
- povezivanje nadzemnih SN mreža gdje je to gospodarski opravdano,
- upotreba naprednih tehničkih rješenja za povećanje pouzdanosti i
- koordinirani razvoj mreže niskog napona i transformacije SN/NN., koji će vrednovati promatrane scenarije razvoja i sve varijable koje utječu na određivanje vrste, dinamike, načina i iznosa ulaganja u distribucijsku mrežu.

Za procjenu potrebnih ulaganja u razvoj distribucijske mreže potrebno je izraditi novi dugoročni strateški (master) plan, koji će vrednovati promatrane scenarije razvoja i sve varijable koje utječu na određivanje vrste, dinamike, načina i iznosa ulaganja u distribucijsku mrežu. Analizom postojećeg stanja distribucijske mreže i unapređenja postignutog u prethodnom 20-godišnjem razdoblju, za potrebna ulaganja u razvoj distribucijske mreže vrijede sljedeće procjene: u slučaju Scenarija 1 procjenjuje se kako bi razina ulaganja oko 1 milijarde kuna godišnje mogla biti dostatna tijekom promatranog razdoblja, u slučaju Referentnog scenarija i Scenarija 2

procjenjuje se kako su moguća nešto niža potrebna ulaganja u razdoblju od 2040. do 2050. godine.

Ulaganja omogućuju:

- smanjenje gubitaka s postojeće razine 8 % na 4 % do 5 %,
- unapređenje pouzdanosti opskrbe korisnika mreže,
- prijelaz najvećeg dijela distribucijske mreže srednjeg napona na pogonski napon od 20 kV do 2040. godine,
- obnovu i povećanje prijenosnih kapaciteta distribucijske mreže uz povećanje udjela kabela u mreži srednjeg napona na oko 66 % i niskog napona na oko 50 % do 2050. godine,
- primjenu naprednog mjernog sustava,
- značajno povećanje razine priključenja distribuiranih izvora (distribuirane proizvodnje i spremnika električne energije) te pogon distribucijske mreže uz primjenu funkcionalnosti napredne mreže,
- poticanje proizvodnje električne energije u distribucijskoj mreži koja se troši na lokaciji i podudara vremenski s potrošnjom električne energije („uravnoteženje proizvodnje i potrošnje“).

Prioriteti ulaganja u distribucijski sustav (u smislu povećanja udjela u strukturi ukupnih ulaganja) su:

- do 2030. – napredni mjerni sustav do 2025. godine i pilot projekti naprednih mreža,
- do 2040. – napredna mreža (faza I: modernizacija i automatizacija, napredne funkcije vođenja),
- do 2050. – napredna mreža (faza II: integrirani distribucijski sustav prilagodljiv promjenama, optimiran u pogledu resursa uz aktivno sudjelovanje korisnika mreže, sposoban spriječiti krizne događaje).

Navedena ulaganja koja uključuju investicije u razvoj distribucijske mreže i priključke korisnika mreže, sada čine manje od 1/3 ukupnih troškova operatora distribucijske mreže. Veći dio odnosi se na operativne troškove, koji će u budućnosti porasti radi nabave pomoćnih usluga, ovisno o modelu njihova angažiranja i razini integracije distribuiranih izvora energije.

3.2.3. Nafta i naftni derivati

U nadolazećem razdoblju politike dekarbonizacije energetskeg sektora, naftni sektor bit će pod snažnim utjecajem povećanja korištenja alternativnih goriva poput biogoriva, vodika, električne energije i dr., ali i povećanja energetske učinkovitosti. To će se naročito odraziti na rad rafinerija, transport i distribuciju nafte i naftnih derivata te tržište skladištenja.

Bez obzira na predviđeno smanjenje potrošnje naftnih derivata do 2030./2050. godine, oni će još uvijek zauzimati značajni udio u ukupnoj potrošnji energije te je potrebno osigurati njihovu

nesmetanu opskrbu. Osnovne smjernice razvoja naftnog sektora mogu se podijeliti u nekoliko sljedećih kategorija:

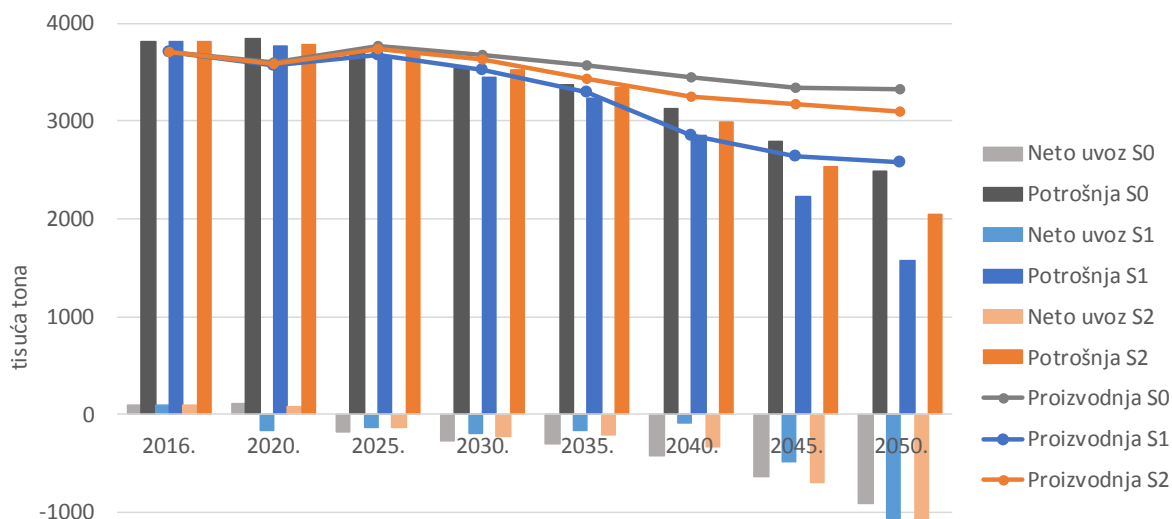
1. Proizvodnja nafte i prirodnog plina – kako bi se zaustavili trendovi pada proizvodnje sirove nafte i prirodnog plina potrebno je potaknuti dodatna ulaganja u postojeće proizvodne kapacitete te u nove istražne aktivnosti.
2. Sustav obveznih zaliha nafte i naftnih derivata – potrebno je razmotriti mogućnosti daljnjih unapređenja sustava obveznih zaliha sa svrhom podizanja razine sigurnosti opskrbe u slučaju kriznih situacija.
3. Proizvodnja naftnih derivata – potrebno je potaknuti ubrzani dovršetak modernizacije rafinerijskog sektora radi povećanja konkurentnosti na domaćem i stranim tržištima.

Proizvodnja i prerada nafte i naftnih derivata

Godišnja proizvodnja naftnih derivata u Republici Hrvatskoj je do 2017. godine iznosila oko 3,5 milijuna tona. Prema Scenariju 1 otprilike ista razina proizvodnje zadržana je do 2030. godine nakon čega slijedi postupni pad proizvodnje i zadržavanje na razini nešto većoj od 2,5 milijuna tona. Prema Scenariju 2, pad proizvodnje nakon 2030. godine je znatno blaži u usporedbi sa Scenarijem 1 te se proizvodnja zadržava na razini iznad 3,0 milijuna tona do 2050. godine.

Pad proizvodnje nakon 2030. godine uzrokovan je prvenstveno povećanjem broja električnih vozila u cestovnom prometu. Navedene projekcije proizvodnje napravljene su uz uvjet investiranja u modernizaciju rafinerijskog sektora (projekt tzv. duboke prerade) čime bi se povećao udio proizvodnje bijelih derivata, a time i konkurentnost rafinerijskog sektora na domaćem i stranim tržištima. Postrojenje duboke prerade potrebno je izgraditi do 2023. godine.

Na sljedećoj slici prikazano je predviđeno kretanje proizvodnje naftnih derivata, potrošnje i neto uvoza (izvoza) u razdoblju do 2050. godine, prema razmatranim scenarijima razvoja. Prema projekcijama, proizvodnja derivata će pratiti smanjenje potrošnje derivata sve do 2035. godine, pri čemu neto izvoz iznosi oko 300 000 t. Nakon 2035. godine dolazi do smanjenja potrošnje naftnih derivata i povećanja neto izvoza. U skladu s time, prema Scenariju 1 prerada rafinerija do 2050. godine ostaje na razini iznad 2,5 milijuna tona derivata dok prema Scenariju 2 iznosi nešto više od 3,1 milijun tona.

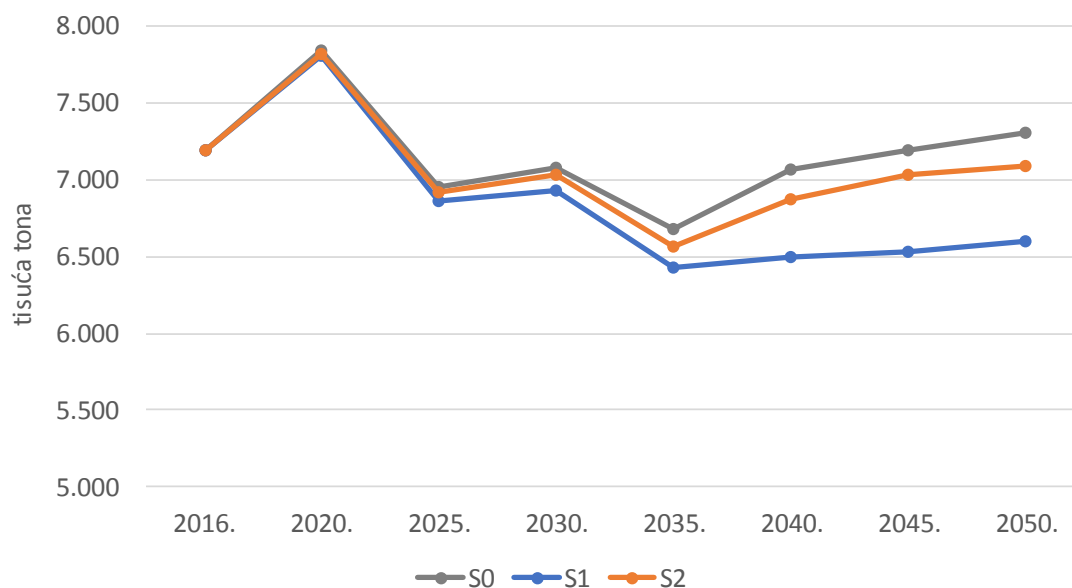


Slika 3.23. Projekcije proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata prema scenarijima razvoja

Razvoj transporta i skladištenja nafte i naftnih derivata

U skladu s proizvodnjom domaće sirove nafte i kondenzata te preradom u rafinerijama određene su količine sirove nafte koje će se transportirati JANAF-om za domaće i inozemne korisnike do 2050. godine prema promatranim scenarijima. Pri tome su u obzir uzete projekcije potrošnje naftnih derivata i prerade rafinerija u okruženju kao i proizvodnja sirove nafte.

U oba scenarija, transport nafte će do 2020. godine dosegnuti gotovo 8 milijuna tona nakon čega će se smanjiti i u 2030. godini iznositi oko 7,0 milijuna tona. Bez obzira na predviđeno smanjenje prerade nafte u rafinerijama regije nakon 2030. godine, neće doći do značajnijeg smanjenja transporta Janafom jer će se povećati potreba za uvozom sirove nafte uslijed smanjenja proizvodnje na domaćim poljima. Prema Scenariju 1, transport nafte će se nakon 2035. godine kretati na razini od 6,5 milijuna tona dok bi prema Scenariju 2 bio veći za oko 0,5 milijuna tona i u 2050. godini bi iznosio oko 7,1 milijun tona.



Slika 3.24. Projekcije transporta nafte JANAF-om prema scenarijima razvoja

Polazeći od potencijala kompanije JANAF i mogućnosti razvoja, ali i prilika i prijetnji iz okruženja te ciljeva energetske politike Republike Hrvatske i EU-a, **strateške smjernice razvoja naftovodno-skladišne infrastrukture, odnosno djelatnosti transporta nafte naftovodima i skladištenja nafte i naftnih derivata su:**

1. povećanje sigurnosti opskrbe naftom i naftnim derivatima Republike Hrvatske te država jugoistočne i srednje Europe;
2. doprinos boljem iskorištavanju geostrateškog, tranzitnog i posebno pomorskog položaja Republike Hrvatske, uz dogradnje naftovodno-skladišne infrastrukture, pružanje sigurnih i pouzdanih usluga te uspješno poslovanje;
3. rast transporta nafte u uvjetima daljnje diversifikacije pravaca i izvora opskrbe rafinerija država jugoistočne i srednje Europe uvozom nafte iz pravca Omišlja te modernizacije rafinerijskog sektora;
4. razvoj transporta derivata nafte do 2030./50. sukladno tržišnoj potražnji i zainteresiranosti naftnih kompanija za dugoročno strateško partnerstvo;
5. daljnji razvoj skladištenja nafte i naftnih derivata korištenjem konkurentskih prednosti te sukladno tržišnim prilikama;
6. daljnje poboljšavanje funkcionalnosti i korištenja kapaciteta naftovodno-skladišnog sustava te otvaranje novih poslovnih mogućnosti uz zaštitu i sigurnost okoliša, ljudi i opreme.

3.2.4. Prirodni plin

Razvoj plinskog sustava u Hrvatskoj uvjetovan je razvojem tržišta plina i potrebom osiguravanja odgovarajuće razine sigurnosti opskrbe plinom. Potrebno je osigurati unutarnju operativnu sigurnost opskrbe plinom, kao i sigurnost dobave plina. Hrvatska se u ovom trenutku opskrbljuje plinom iz domaće proizvodnje i iz uvoza preko dobavnih pravaca iz

Slovenije i Mađarske, a vršne potrebe zadovoljava opskrbom iz podzemnog skladišta plina Okoli.

Proizvodnja prirodnog plina

Tijekom šestogodišnjeg razdoblja od 2011. do 2016. godine zabilježen je trend smanjenja u proizvodnji prirodnog plina, pri čemu se proizvodnja prirodnog plina smanjivala prosječnom godišnjom stopom od 7,5 %.

Agencija za ugljikovodike izradila je prognozu buduće proizvodnje plina na pretpostavci otkrića novih eksploatacijskih polja iz kojih bi se moglo do 2050. godine pridobiti dodatnih 24,6 milijardi m³ plina, od toga iz Jadrana 12,5, a s kopna 12,1 milijardi m³ plina. Radi zaustavljanja trendova smanjenja proizvodnje prirodnog plina potrebno je potaknuti dodatna ulaganja u postojeće proizvodne kapacitete te u što kraćem roku pokrenuti nove istražne aktivnosti.

Razvoj transporta i skladištenja prirodnog plina

Temelj za postizanje sigurnog i stabilnog tržišta plina je sigurnost opskrbe i diversifikacija dobavnih pravaca, odnosno daljnji razvoj plinske infrastrukture. Iako je transportni plinski sustav Republike Hrvatske do danas dosegao značajnu razinu razvijenosti, kako prema kapacitetima i prema rasprostranjenosti na gotovo 95 % teritorija Hrvatske te u tehnološkoj pouzdanosti i operativnoj sigurnosti, njegov daljnji razvoj nužan je radi povećanja njegove tehničke sigurnosti, pouzdanosti opskrbe, tržišne prilagođenosti i učinkovitosti. Dakle, osim što je nužno da transportni plinski sustav, svojim kapacitetima i povezanošću s više izvora i pravaca dobave prirodnog plina, omogući nesmetanu opskrbu i u izvanrednim uvjetima (npr. prekid dobave iz određenog izvora), sustav mora omogućiti opskrbu po tržišno konkurentnim cijenama.

Strateške odrednice budućeg razvoja transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske uvjetovane su:

- obvezama o sigurnosti opskrbe i prema infrastrukturnom standardu (N-1 kriterij) sukladno Uredbi (EU) 2017/1938 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom (SOS uredba),
- nužnom diversifikacijom opskrbe i povećanjem učinkovitosti transportnog sustava,
- povećanjem unutarnje sigurnosti transportnog sustava i
- omogućavanjem transporta plina prema susjednim zemljama.

Strateški projekti kojima se zadovoljava obveza o sigurnosti opskrbe i prema infrastrukturnom standardu, povećava diversifikacija opskrbe i učinkovitost transportnog sustava su UPP terminal na otoku Krku, plinovodni sustav za evakuaciju plina iz terminala za UPP, Jadransko-jonski plinovod, sustav plinovoda Lučko – Sotla i Slobodnica – Sotin.

Obveze o sigurnosti opskrbe i infrastrukturnom standardu

Odgovarajuća razina sigurnosti opskrbe plinom određena je na razini EU-a Direktivom 2009/73/EZ o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina⁸⁸ gdje je „sigurnost” definirana kao sigurnost opskrbe prirodnim plinom i tehnička sigurnost. Prema Uredbi (EU) 2017/1938 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom (SOS uredba) sigurnost opskrbe plinom odgovornost je koju dijele poduzeća za proizvodnju, transport, distribuciju, opskrbu, nabavu ili skladištenje prirodnog plina, uključujući UPP, države članice i EK u okviru područja djelovanja i nadležnosti svakog od njih.

Ovisno o očekivanom scenariju porasta potrošnje plina i razine domaće proizvodnje radi zadovoljavanja infrastrukturnog standarda nužno je odmah osigurati novi dobavni kapacitet u iznosu od minimalno 3,5 mil. m³/dan, oko 2030. godine potrebno je izgraditi dodatnih 4 – 8 mil. m³/dan te još 4 – 8 mil. m³/dan između 2040. i 2050. godine.

Strateški projekti kojima se zadovoljava obveza prema infrastrukturnom standardu su UPP terminal na otoku Krku, plinovodni sustav za evakuaciju plina iz terminala za UPP, Jadransko-jonski plinovod, sustav plinovoda Lučko – Sotla i Slobodnica – Sotin.

Terminal za UPP na otoku Krku

Tvrtka LNG Hrvatska d.o.o. je osnovana s namjerom izgradnje i upravljanja infrastrukture potrebne za prihvatanje, skladištenje i uplinjavanje UPP-a. Terminal za UPP nalazit će se u općini Omišalj na otoku Krku. Projekt je važan čimbenik diversifikacije opskrbe prirodnim plinom i povećanja sigurnosti opskrbe u srednjoj i jugoistočnoj Europi.

Veličina terminala za UPP ovisi o zainteresiranosti tržišta te je u prvoj fazi planirana izgradnja FSRU broda (engl. *floating storage and regasification unit*, brod za skladištenje i uplinjavanje plina) čija će maksimalna godišnja isporuka prirodnog plina iznositi do 2,6 milijarde kubičnih metara. Planirani maksimalni kapacitet isporuke prirodnog plina iz terminala, a posredno i njegova veličina i kapacitet, uvjetovan je maksimalnim kapacitetom plinovodnog sustava koji bi uz izgradnju prvog dijela evakuacijskog plinovodnog sustava – plinovoda Omišalj – Zlobin, iznosio 7,2 mil.m³/dan. Izgradnjom nastavka evakuacijskog plinovoda Zlobin – Kozarac, mogući ukupni kapacitet terminala za UPP porastao bi na 12 mil.m³/dan, a dodatnom izgradnjom plinovoda Kozarac – Slobodnica mogući ukupni kapacitet terminala za UPP bi porastao na 19 mil. m³/dan.

Procjenjuje se da bi ukupna investicija izgradnje prve faze terminala za UPP iznosila oko 1,7 milijardi kuna, a planirano puštanje u pogon je početkom 2021. godine.

⁸⁸ Direktiva 2009/73/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina i stavljanju izvan snage Direktive 2003/55/EZ

Transportni plinski sustav za diversifikaciju opskrbe i povećanjem učinkovitosti transportnog sustava

Premda je Republika Hrvatska jedna od rijetkih država u regiji koja nema dugoročni ugovor s Rusijom o opskrbi plinom te ima relativno dobro razvijeno veleprodajno tržište plina, skoro cjelokupni uvoz plina dolazi iz Rusije. Isto tako Hrvatska se nalazi na kraju tog transportnog lanca pa je sukladno tome cijena plina relativno visoka.

Stoga je strateški imperativ povećati aktivnosti na jačanju diversifikacije opskrbe plinom daljnjim razvojem projekata za dobavu plina putem UPP-a, iz Kaspijske regije ili istočnog Mediterana. Isto tako potrebno je aktivnije razvijati sve projekte koji mogu povećati transport plina preko hrvatskog transportnog plinskog sustava te posljedično povećati i učinkovitost samog transportnog plinskog sustava RH.



Slika 3.25. Projekti u funkciji diversifikacije opskrbe i povećanja učinkovitosti transportnog sustava

Strateški projekti kojima se povećava diversifikacija opskrbe i učinkovitost transportnog sustava su plinovodni sustav za evakuaciju plina iz terminala za UPP, Jadransko-jonski plinovod, sustav plinovoda Lučko – Sotla i Slobodnica – Sotin.

Plinovodni sustav za evakuaciju plina iz terminala za UPP sastoji se od tri skupine plinovoda: Omišalj – Zlobin (DN800, 18 km), Zlobin – Kozarac (DN800, 180 km) i Kozarac – Slobodnica (DN 800, 128 km). Postupan razvoj omogućuje etapno povećanje kapaciteta terminala za UPP s početnih 7,2 mil. m³/dan na maksimalnih 19 mil. m³/dan. U prvoj fazi predviđena je izgradnja plinovoda Omišalj – Zlobin čije se puštanje u pogon predviđa krajem 2020. godine.

IAP – Jadransko-jonski plinovod omogućio bi dobavu plina iz TAP-a za Hrvatsku i zemlje u regiji te mogući transport prema Mađarskoj, Sloveniji i Austriji. Plinovod bi se izgradio u

ukupnoj dužini od 511 km od čega bi najduži dio od oko 250 km bio u Hrvatskoj. Predviđena je izgradnja plinovoda promjera DN800 s jednom kompresorskom stanicom u Splitu, a investicija u Republici Hrvatskoj iznosi oko 2,2 milijarde kn.

IAP je sastavni dio Južnog plinskog koridora koji će povezati TAP s postojećim plinovodnim sustavom kod Splita i omogućiti opskrbu jugoistočne i istočne Europe izvorima plina iz Kaspijskog bazena, Središnje Azije, Bliskog istoka i Istočno-mediteranskog. Zemlje u regiji smatraju IAP projektom izuzetnog prioriteta jer će: stvoriti preduvjete za razvoj tržišta plina u Crnoj Gori i Albaniji; olakšati plinifikaciju južne Hrvatske i BiH; uvesti ekološki prihvatljiv izvor energije u regiji; osigurati pristup hrvatskim i planiranim albanskim skladišnim kapacitetima; osigurati poboljšani prijenos plina i prihode svim zemljama; osigurati pristup budućem terminalu za UPP u Hrvatskoj. Očekivane koristi su diversifikacija izvora i dobavnih pravaca za jugoistočnu i istočnu Europu, povećanje sigurnost opskrbe u regiji, dvosmjerni protok i povećanje diversifikacije izvora za Hrvatsku, tržišna integracija regije, dostizanje kriterija N-1 na nacionalnoj i regionalnoj razini.

Povećanjem kapaciteta interkonekcije sa Slovenijom, izgradnjom sustava plinovoda Lučko – Zabok, Zabok – Jezerišće i Jezerišće – Sotla (DN 700, 69 km radnog tlaka 75 bar) omogućila bi se dodatna dobava iz smjera Slovenije te izvoz plina iz terminala za UPP ili iz IAP-a prema Sloveniji. Izgradnjom plinovoda Bosiljevo – Karlovac (DN700) i Karlovac – Lučko (DN500) ukupne duljine 71 km dodatno bi se povećao izvozni kapacitet smjera prema Sloveniji te je ovaj sustav posebno važan u slučaju izgradnje sustava IAP-a.

Plinovod Slobodnica – Sotin (DN800, 102 km) omogućio bi interkonekciju sa Srbijom i izravan izvoz plina iz terminala za UPP prema Srbiji, odnosno izravan uvoz plina iz odvojka TurkStream-a po njegovoj izgradnji.

Transportni plinski sustav u funkciji unutarnje operativne sigurnosti opskrbe

Transportni sustav koji je u funkciji unutarnje sigurnosti opskrbe omogućit će stabilniju i sigurniju opskrbu područja koja se napajaju plinom iz odvojaka plinovoda i imaju samo jedan izvor napajanja te će omogućiti kreiranje unutarnjih petlji koje povećavaju sigurnost opskrbe.

Plinovodom Donji Miholjac – Belišće (DN 400, 20 km) osigurat će se povezivanje šireg područja grada Osijeka i mjerno-regulacijskog čvora Donji Miholjac i rasterećenje postojećeg plinovoda Donji Miholjac – Osijek i plinovoda Beničanci – Belišće, čiji je projektirani vijek višestruko premašen te je sigurnost rada na visokom tlaku sve više upitna. Plinovodom će se omogućiti osiguranje odgovarajućih tlačnih uvjeta za razvoj potrošnje plina na području grada i Županije.

Izgradnja plinovoda Kneginec – Varaždin II (DN 300, 7 km) nužna je zbog dotrajalosti postojećeg plinovoda koji je jedini izvor prirodnog plina šireg područja grada Varaždina i Čakovca te Međimurske županije. Njegovom realizacijom značajno će se podići razina sigurnosti opskrbe ovog područja te omogućiti neprekinuta isporuka plina pri redovnom i izvanrednom održavanju.

Plinovodi Omanovac – Daruvar – Bjelovar (DN 150 i DN 200 ukupne duljine 59 km) nužni su za sigurnu opskrbu središnje Hrvatske i zamjenu dotrajalih plinovoda koji ne zadovoljavaju tehničke i sigurnosne standarde.

Plinovod Osijek – Vukovar (DN300, 30 km), prvotno planiran kao DN800 za transport većih količina plina iz Srbije, osigurao bi sigurnu opskrbu plinom istočne Hrvatske zatvarajući petlju Osijek – Vukovar – Slavonski Brod – Osijek.

Plinovodom Lepoglava – Krapina (Đurmanec) (DN250, 18 km) osigurat će se sigurna i pouzdana opskrba Krapinsko-zagorske i Varaždinske županije. Izgradnjom plinovoda stvorit će se plinovodni prsten Zabok – Varaždin – Krapina te će se omogućiti značajna fleksibilnost pri regulaciji protoka i neprekinuta isporuka plina korisnicima transportnog sustava sjeverozapadne Hrvatske.

Plinovodom Slatina – Velimirovac (DN200, 47 km) rekonstruira se transportna mreže na dijelu od Velimirovca do Orahovice i znatno poboljšava sigurnost isporuke prirodnog plina zatvaranjem još jednog plinskog prstena u području istočne Hrvatske.

Transportni plinski sustav u funkciji izvoza

Transportni sustav u funkciji izvoza su Jadransko-jonski plinovod, Slobodnica – Sotin i plinovodi kojima se povezuje plinski sustav Hrvatske, Bosne i Hercegovine i Slovenije.



Slika 3.26. Razvoj plinskog transportnog sustava

Plinovodnim sustavima Lička Jesenica – Bihać (DN 400/500, 30 km), Zagvozd – Posušje (DN500, 22 km) i Slobodnica – Bosanski Brod (DN700, 5 km) omogućila bi se opskrba

plinom susjedne BiH, dok bi se plinovodom Umag – Koper (DN300, 8 km) omogućio spoj Istre i juga Slovenije. Izgradnja ovih plinovoda primarno ovisi o interesu susjednih zemalja i ekonomskoj opravdanosti izgradnje.

Ostale aktivnosti na transportnom sustavu

Osim navedenih plinovoda potrebno je u narednom petogodišnjem razdoblju osigurati nužne i redovne rekonstrukcije identificiranih starijih plinovoda i ostale opreme na transportnom sustavu te provesti ispitivanja i dugoročni plan obnove svih ostalih 50 barskih plinovoda.

Ukupne investicije potrebne za razvoj plinskog transportnog sustava (uključujući terminal za UPP i PSP Grubišno polje) do 2030. godine iznose oko 8 milijardi kuna.

Podzemno skladište plina

Skladištenje plina je jedna od ključnih kritičnih infrastruktura za unapređenje energetske sigurnosti. Izlazni kapaciteti skladišta plina tijekom sezone povlačenja direktno utječe na sigurnost opskrbe. Iz toga razloga potrebno je odrediti strateške ili obvezne zalihe plina u postojećem skladištu plina. Također, nužan je razvoj novih skladišta plina, koja su kao bitan aspekt koji doprinosi sigurnosti opskrbe prepoznata i na razini direktiva EU. Podzemno skladište plina Grubišno Polje planira se izgraditi na eksploatacijskom polju ugljikovodika „Grubišno Polje”. Planira se izgraditi kao vršno skladište plina relativno malog radnog volumena od 40 do najviše 60 milijuna m³.

Planirani kapacitet povlačenja plina iz PSP Grubišno Polje jest do 2,4 mil. m³/dan, a kapacitet utiskivanja do 1,68 mil. m³/dan, uz mogućnost višekratnog punjenja i pražnjenja tijekom ogrjevne sezone. Glavna zadaća ovog podzemnog skladišta plina bilo bi pokrivanje vršnih potreba za plinom u plinskom sustavu Republike Hrvatske tijekom sezone grijanja, odnosno kao podrška tijekom povlačenja plina iz sezonskog skladišta plina PSP Okoli.

Procjenjuje se da bi ukupna investicija za izgradnju iznosila oko 380 mil. kuna, a početak rada moguće je očekivati oko 2025. godine.

Iskustvo u izgradnji i upravljanju postojećim i budućim skladištima prirodnog plina treba biti temelj daljnjim istraživanjima mogućnosti skladištenja plina u RH. Uz razvijanje transportnih kapaciteta prema susjednim zemljama, skladišta bi trebala pružati sigurnost opskrbe ne samo Republici Hrvatskoj nego i zemljama u okruženju.

Razvoj distribucije i opskrbe prirodnog plina

U kontekstu razvoja tržišta i potrošnje prirodnog plina u sektoru široke potrošnje važno je napomenuti da unatoč vrlo dobro razvijenom transportnom plinskom sustavu koji omogućuje dobavu prirodnog plina na području 19 županija, razvoj distribucijskog plinskog sustava, koji omogućuje korištenje prirodnog plina širokom broju potrošača iz kategorije kućanstva i uslužnog sektora, ne prati dinamiku razvoja transportnog plinskog sustava i na tom području otvoren je prostor za razvoj novih, kao i za rekonstrukciju i širenje postojećih plinskih distribucijskih područja. To će prije svega ovisiti o konkurentnosti prirodnog plina kao

energenta za zadovoljavanje toplinskih potreba navedenih sektora potrošnje i s tim povezanim interesom potrošača za priključenje na distributivnu plinsku mrežu.

Razvoj distribucije prirodnog plina u sjevernoj Hrvatskoj je u najvećoj mjeri završio te se očekuju minimalni zahvati na proširenju postojeće distributivne plinske mreže. Potrebno je radi smanjenja gubitaka plina u distribuciji provesti inspekciju i prema potrebi rekonstrukciju dijela čeličnih plinovoda te isto tako dijela starijih kućnih priključaka.

Isto tako nužna je postupna zamjena postojećih mjerila protoka plina sustavima s mogućnošću daljinskog očitavanja te po provedenoj izradi studije koristi i troška prema potrebi uvesti neki oblik naprednog (smart) mjerenja. Radi povećanja točnosti dnevne raspodjele potrošnje plina na opskrbljivače potrebno je u kraćem roku potrošače koji nisu kućanstva opskrbiti intervalnim mjerilima sa sustavima daljinskog očitavanja (prosječan trošak opremanja jednog mjernog mjesta iznosi oko 2 500 kuna).

U priobalnim županijama očekuje se razvoj distribucije prirodnog plina u većim urbanim središtima. Ukupna duljina distribucijskih plinovoda procjenjuje se na 1 550 km, a potrebna investicija za njihovu izgradnju na 615 milijuna kuna.

3.2.5. Toplinarstvo

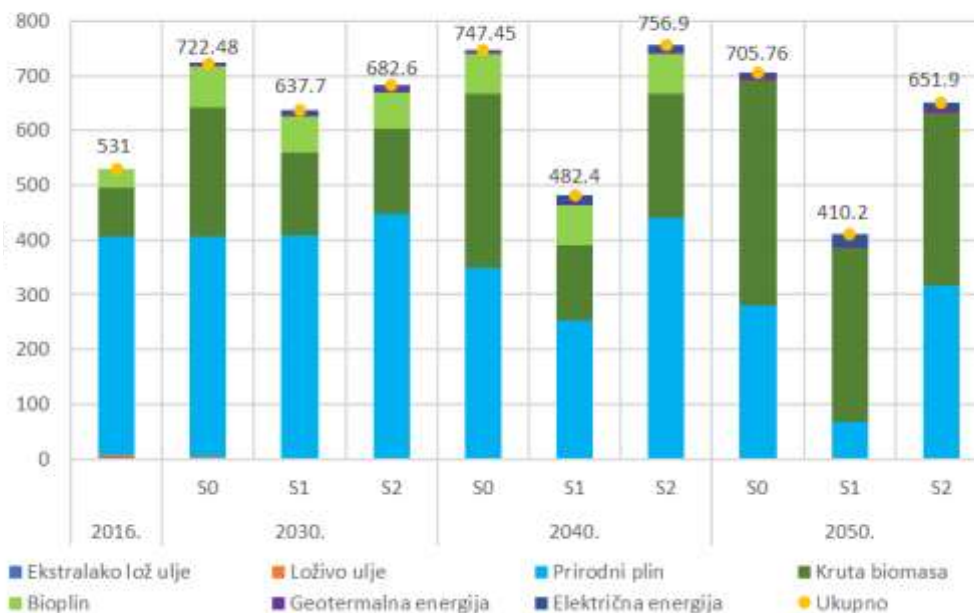
Proizvodnja toplinske energije

Najveći udio u proizvodnji toplinske energije u 2016. godini odnosi se na javne toplane (80 %), a udio javnih kotlovnica iznosio je oko 20 %. Prema Scenariju 1 projicirani udio dizalica topline se do 2050. kontinuirano povećava te iznosi čak 54 %, istovremeno je udio proizvodnje toplinske energije iz javnih toplana smanjen na 34 % dok bi udio proizvodnje iz javnih kotlovnica u 2050. godini iznosio oko 11 % (Slika 3.27). Najzastupljeniji energent u proizvodnji toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnicama i dizalicama topline u 2016. godini je bio prirodni plin s udjelom od 75 %. Nakon njega slijede kruta biomasa, bioplin te ekstra lako lož ulje i loživo ulje. Prema Scenariju 1 udio prirodnog plina će se smanjivati do 2050. godine te će iznositi svega 17 % dok će se povećavati udio krute biomase i električne energije za dizalice topline (3.28.).

Prema Scenariju 2 projicirani udio proizvodnje toplinske energije iz dizalica topline se do 2050. kontinuirano povećava te iznosi oko 22 %, istovremeno se smanjuje udio proizvodnje toplinske energije iz javnih toplana te iznosi oko 63 %, dok udio proizvodnje iz javnih kotlovnica iznosi oko 14 % (Slika 3.27). Prema Scenariju 2 udio prirodnog plina će se smanjivati do 2050. godine te će iznositi oko 49 % (u odnosu na 17 % prema Scenariju 1) dok će se povećavati udio krute biomase i električne energije za dizalice topline (3.28.).



Slika 3.27. Proizvodnja toplinske energije prema S0, S1 i S2 (ktoe)



Slika 3.28. Potrošnja energenata za S0, S1 i S2 (ktoe)

Razvoj distribucije i opskrbe toplinskom energijom

Iako se u brojnim dokumentima na razini EU-a zaključuje da će sustavi daljinskog grijanja imati bitnu ulogu za stvaranje održivih energetske sustava s visokom integracijom OIE, prepoznaju se i brojne prepreke u tom nastojanju. Glavna prepreka je u činjenici da postojeći sustavi daljinskog grijanja moraju prethodno proći fazu intenzivne obnove i tehnološkog unapređenja, posebice u smislu prelaska na niskotemperaturne sustave koji bi, nadalje, dostavljali toplinsku energiju prethodno obnovljenom fondu niskotemperaturnih stambenih zgrada.

Konkurentnost toplinske energije u narednom razdoblju ovisit će o mnogo faktora, dinamici energetske obnove zgrada, rekonstrukciji i obnovi mreža, raspoloživim resursima za proizvodnju topline bez emisija, cijenama emisija CO₂, interesu novih potrošača toplinske energije. Ukoliko će nove potrošače predstavljati stambeni fond koji je već prošao energetske obnovu, ili ukoliko se radi o novo izgrađenim zgradama, otvara se mogućnost razvoja sustava daljinskog grijanja koji ima naznake sustava četvrte generacije i koji bi bio dio naprednih energetskih sustava.

Dodatni potencijal za razvoj sustava daljinskog grijanja se razmatra kao dio šireg razvoja investicija u OIE. U prvom redu se misli na sve oblike biomase i geotermalnu energiju, ali i na solarne toplinske sustave i ostale izvore kroz pretvorbu električne energije iz obnovljivih izvora u toplinsku energiju. Važno je u narednom razdoblju provesti detaljnu ocjenu geotermalnog potencijala u Hrvatskoj, s naglaskom na izvore temperaturnih razina koje su povoljne za sustave daljinskog grijanja, kako bi se ovaj potencijal maksimalno iskoristio u promatranom razdoblju.

Također je potrebno promijeniti percepciju sustava daljinskog grijanja u sustave koji omogućavaju korištenje otpadne topline iz procesa proizvodnje električne energije sagorijevanjem OIE, plina ili otpada. Dodatno, ove sustave treba gledati kao sustave za skladištenje energije, tj. maksimalizaciju korištenja potencijala promjenjivih obnovljivih izvora električne energije, koja bi se u razdobljima viškova proizvodnje koristila u električnim kotlovima ili spremala u obliku topline u toplinske spremnike (akumulatore). Važnost akumulatora topline (spremnika) je već prepoznata u postojećem sustavu daljinskog grijanja te su isti izgrađeni ili u procesu gradnje na nekoliko lokacija. Također se na nekim lokacijama razmatra i gradnja električnih kotlova.

3.3. Sigurnost opskrbe

3.3.1. Općenito o sigurnosti opskrbe

Sigurnost opskrbe energijom ima više dimenzija, a postizanje potrebne sigurnosti i kvalitete se može analizirati na nekoliko razina.

Prva razina sigurnosti uključuje sigurnost od ugroze ljudi, imovine i okoliša te spada u osnovnu skupinu aktivnosti sigurnosnih službi, policije, vojske, ostale državne i lokalne vlasti te gospodarskih subjekata. Radi se o aktivnostima protiv kriminalnih skupina, pojedinaca ili agresije država. Ova dimenzija sigurnosti je opća razina i realizira se na temelju strateških dokumenata, zakona i planova tijela države te gospodarskih subjekata.

Druga razina sigurnosti, koja također spada u opću razinu nacionalne sigurnosti, je internetska ili elektronička kriminalna aktivnost, koja se osigurava na temelju aktivnosti tijela države i, naravno, tvrtki zaduženih za proizvodnju, prijenos, distribuciju i opskrbu energijom.

Treća razina sigurnosti i kvalitete opskrbe energijom je specifična za energetski sektor, odnosno za svaki složeni sektor, naslanja se na opću politiku sigurnosti, ali se rješava

pristupom specifičnim za sektor. Za energetiku pitanje sigurnosti opskrbe rješava se kroz dokumente, legislativu i postupke državnih tijela zaduženih za energetski sektor te kroz akte i planove gospodarskih subjekata. Kako se tom problemu pridodaje sve veća pozornost u EU, potrebno je primjenjivati najmanje obvezujuće metodologije EU-a, a ako one nisu dovoljne, onda i dodatne metodologije analize sigurnosti i kvalitete opskrbe energijom.

3.3.2. Sigurnost opskrbe u energetici

Stanje i obveze u pogledu sigurnosti i kvalitete opskrbe energijom može se opisati na sljedeći način:

- Sigurnost opskrbe u uvjetima otvorenog tržišta energije, ali i u uvjetima povećanih ugroza političkog karaktera, terorizma, ratova i svi drugih tehnoloških i ekonomskih razloga, je odgovornost države i ona se nije promijenila ulaskom Hrvatske u EU te se ne može riješiti kroz tržišne mehanizme.
- Hrvatsko energetsko zakonodavstvo prepoznaje problem sigurnosti opskrbe, jasno definira nositelje aktivnosti, ali je potrebna snažnija provedba.
- U europskom zakonodavstvu problematika sigurnosti dobiva sve kvalitetniju sadržajnu dimenziju i obvezu što je jedan od razloga osnivanja energetske unije.
- Sigurnost i kvaliteta opskrbe postaje sve važnije pitanje, zahtjeva kontinuirani stručni i znanstveni rad svih sudionika koji su uključeni u proces izgradnje politike sigurnosti i kvalitete opskrbe i realizacije politike.

Sigurnost i kvaliteta opskrbe u dugoročnim strateškim dokumentima treba biti sastavni dio analiza dugoročnog razvoja. Pri tome je potrebno uzeti u obzir sve ugroze koje dolaze iz politike, terorizma, rata (ne nužno na našem teritoriju ili u okruženju), tehničke i druge potencijalne incidente, koji mogu ugroziti sigurnost i kvalitetu opskrbe energijom. Posebno je potrebno promatrati svaki podsustav, osobito uvažavajući sve specifičnosti sigurnosti opskrbe, kao i metode rješavanja, razvoj tehnologija te posebno promjene koje će u energetskom sektoru izazvati politika zaštite klime.

U konceptu otvorenog tržišta, koji se primjenjuje u EU, pa tako i u Hrvatskoj, sigurnost opskrbe je u odgovornosti institucija hrvatske države. Sigurnost opskrbe nije nepromjenjiva, već je predmet kontinuiranih operativnih istraživanja tijela zaduženih za sigurnost i kvalitetu opskrbe energijom, odnosno nadležnih tijela državne vlasti.

S obzirom na karakter energetike, dugoročnost pripreme i izvedbe, odnosno izgradnje postrojenja, potrebno je kontinuirano analizirati sigurnost i kvalitetu opskrbe za tri vremenske razine:

1. analiza sigurnosti i kvalitete opskrbe energijom protekle godine,
2. analiza sigurnosti i kvalitete opskrbe za naredne dvije godine i
3. analiza sigurnosti i kvalitete opskrbe za narednih 10 godina.

Ove tri razine istraživanja potrebno je ponavljati svake godine. Kroz te tri razine analiza potrebno je prepoznati sve tehničke i netehničke događaje koji su ugrozili sigurnost i kvalitetu

opskrbe, sagledati probleme i potrebne mjere za naredne dvije godine, kada se prilike ne mogu mijenjati s velikim investicijama, naravno i razdoblje od 10 godina, kada se prilike mogu mijenjati i velikim investicijama.

Problemi u sigurnosti i kvaliteti opskrbe su realni događaji te je potrebo kontinuirano ažurirati plan mjera, kako bi se ublažio ili smanjio negativni utjecaj na gospodarstvo i život ljudi.

3.3.3. Elektroenergetski sektor

U slučaju krajnje nužde bilo bi moguće zadovoljiti potrebe za električnom energijom angažiranjem elektrana na vlastitom teritoriju, međutim dostatnost proizvodnih kapaciteta unutar EES-a u postojećem stanju nije dovoljna za zadovoljenje potreba hrvatskog EES-a za električnom energijom, imajući u vidu sva tehnička, ekonomska i ekološka ograničenja u pogonu pojedinih (termo)elektrana.

Sagledavajući sustav u cjelini očekuje se da će sigurnost opskrbe u budućem razdoblju biti na zadovoljavajućoj razini, prvenstveno zbog iznimno snažne interkonekcijske povezanosti prijenosnih mreža Republike Hrvatske i zemalja u okruženju, ali uz izraženu ovisnost o iznosu i alokaciji NTC-a (raspoloživih prekograničnih kapaciteta) na sučelju hrvatskog EES-a. Dugoročno će pouzdanost pogona i sigurnost opskrbe trebati održavati na visokoj razini u okolnostima povećane integracije varijabilnih OIE, što će predstavljati određeni tehnički i ekonomski izazov.

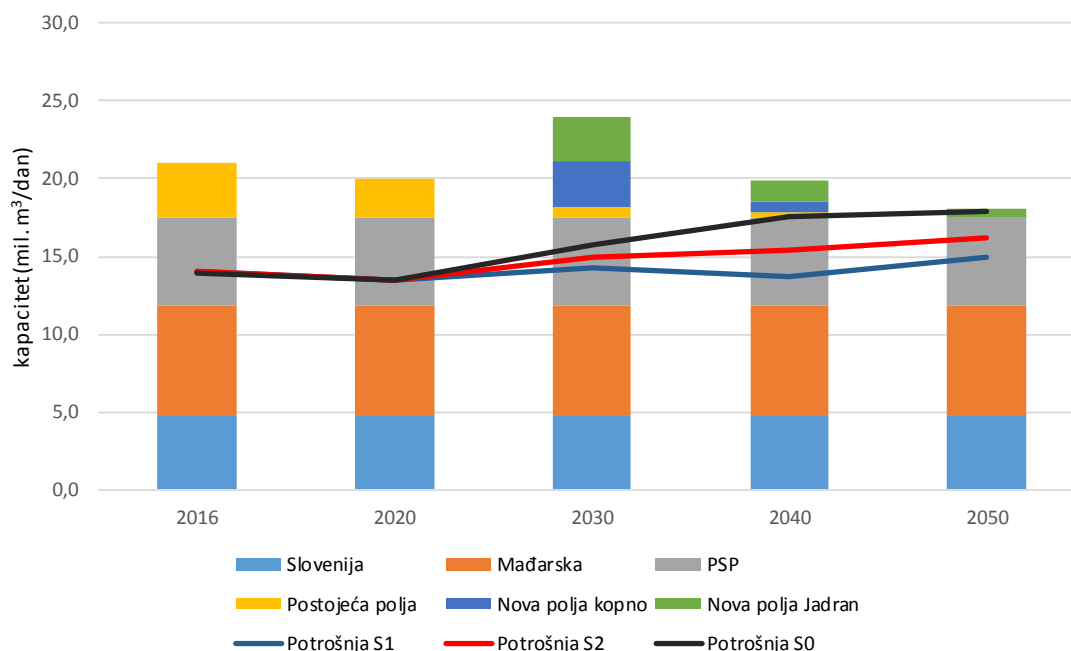
3.3.4. Sektor prirodnog plina

Kao što je ranije spomenuto, Hrvatska se u ovom trenutku opskrbljuje plinom iz domaće proizvodnje i iz uvoza preko dobavnih pravaca iz Slovenije i Mađarske, a vršne potrebe zadovoljava opskrbom iz podzemnog skladišta plina Okoli. Ukoliko sagledamo podatke za 2017. godinu, potrošnja plina iznosila je 3 008,3 milijuna m³ od čega se 1 483,5 milijuna m³ osiguralo iz domaće proizvodnje, dok se 1 524,8 milijuna m³ pokrilo iz uvoza. S obzirom na trend pada godišnje proizvodnje od preko 8,0% godišnje, Republika Hrvatska će sve više ovisiti o uvozu iz jednog dobavnog pravca, plina koji se uvozi preko Slovenije i Mađarske.

U scenarijima 1 i 2 u slučaju prosječne zime svi dobavni pravci i očekivana proizvodnja mogu zadovoljiti buduće vršne potrebe za plinom, osim iza 2020. godine ako bi se vršne potrošnje dogodile krajem veljače ili kasnije kada na PSP Okoli uslijed prirodnih karakteristika skladišta/ležišta dolazi do pada maksimalnog kapaciteta povlačenja plina iz skladišta. Ako bi se ostvarila očekivanja o novim ulaganjima i pronalasku novih plinskih polja tada bi kapaciteti postojećih sustava uvoza i nove proizvodnje zadovoljavale potrebe za plinom u vršnim razdobljima kod prosječne zime u 2030. i 2040. godini. Također, ukoliko bi došlo do prekida dobave plina preko Slovenije i Mađarske s obzirom da je riječ o plinu iz jednog dobavnog pravca, a kao što je to bio slučaj za vrijeme plinske krize 2009. i 2013. godine, vršne potrebe za plinom ne bi bile zadovoljene.

U Referentnom scenariju svi dobavni pravci i očekivana proizvodnja ne zadovoljavaju vršne potrebe za plinom iza 2020. godine ako se vršna potrošnja događa krajem veljače ili kasnije

kada na PSP Okoli uslijed prirodnih karakteristika skladišta/ležišta dolazi do pada maksimalnog kapaciteta povlačenja plina iz skladišta. U ovom scenariju raspoloživi kapaciteti uvoza postojeće i nove proizvodnje bili bi granično zadovoljavajući u 2040. godini, dok bi u 2050. godini bilo potrebno osigurati nove dobavne kapacitete.

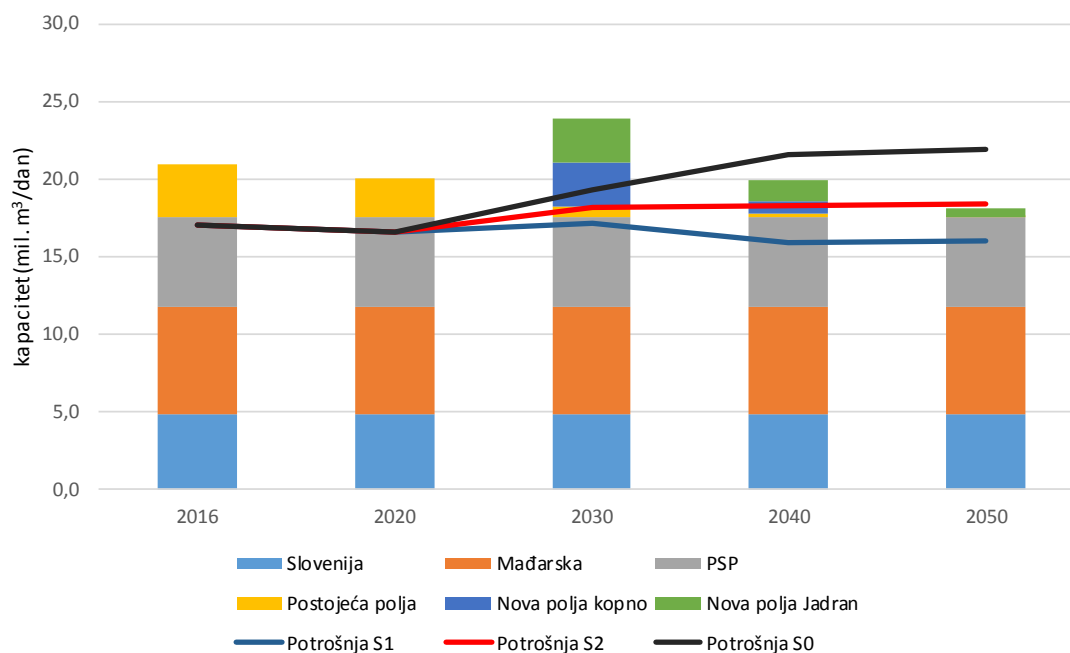


Slika 3.29. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod prosječne zime

U slučaju iznimno hladne zime i ako bi se vršne potrošnje dogodile krajem veljače ili kasnije, kada na PSP Okoli uslijed prirodnih karakteristika skladišta/ležišta dolazi do pada maksimalnog kapaciteta povlačenja plina iz skladišta, kapaciteti postojećih izvora dobave plina nisu dovoljni za zadovoljavanje vršne potrebe za plinom. Ako bi se ostvarila očekivanja o novim ulaganjima i pronalasku novih plinskih polja tada bi kapaciteti postojećih sustava uvoza i nove proizvodnje zadovoljavale potrebe za plinom u vršnim razdobljima kod hladne zime u 2030. godini, dok bi iza toga u Referentnom scenariju i Scenariju 2 bilo potrebno osigurati nove izvore dobave plina.

Za zadovoljavanje potreba za plinom u vršnim danima iznimno hladne zime potrebno je u što kraćem roku osigurati nove dobavne kapacitete u minimalnom iznosu od 3 mil. m³/dan. U slučaju da se nova polja prirodnog plina ne pronađu i ne privedu eksploataciji, dodatnih 3 mil. m³/dan potrebno je osigurati i iza 2020. godine. U Referentnom scenariju dodatne kapacitete treba osigurati u duplo većem iznosu.

Prema Uredbi (EU) 2017/1938 o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom (SOS uredba) svaka država članica osigurava poduzimanje nužnih mjera da u slučaju poremećaja dobave iz najveće pojedinačne plinske infrastrukture tehnički kapacitet preostale infrastrukture, određen u skladu s kriterijem N-1, zadovoljava ukupnu potražnju za plinom tijekom dana u kojem postoji iznimno visoka potražnja za plinom kakva se prema statističkoj vjerojatnosti javlja jedanput u 20 godina (1/20).



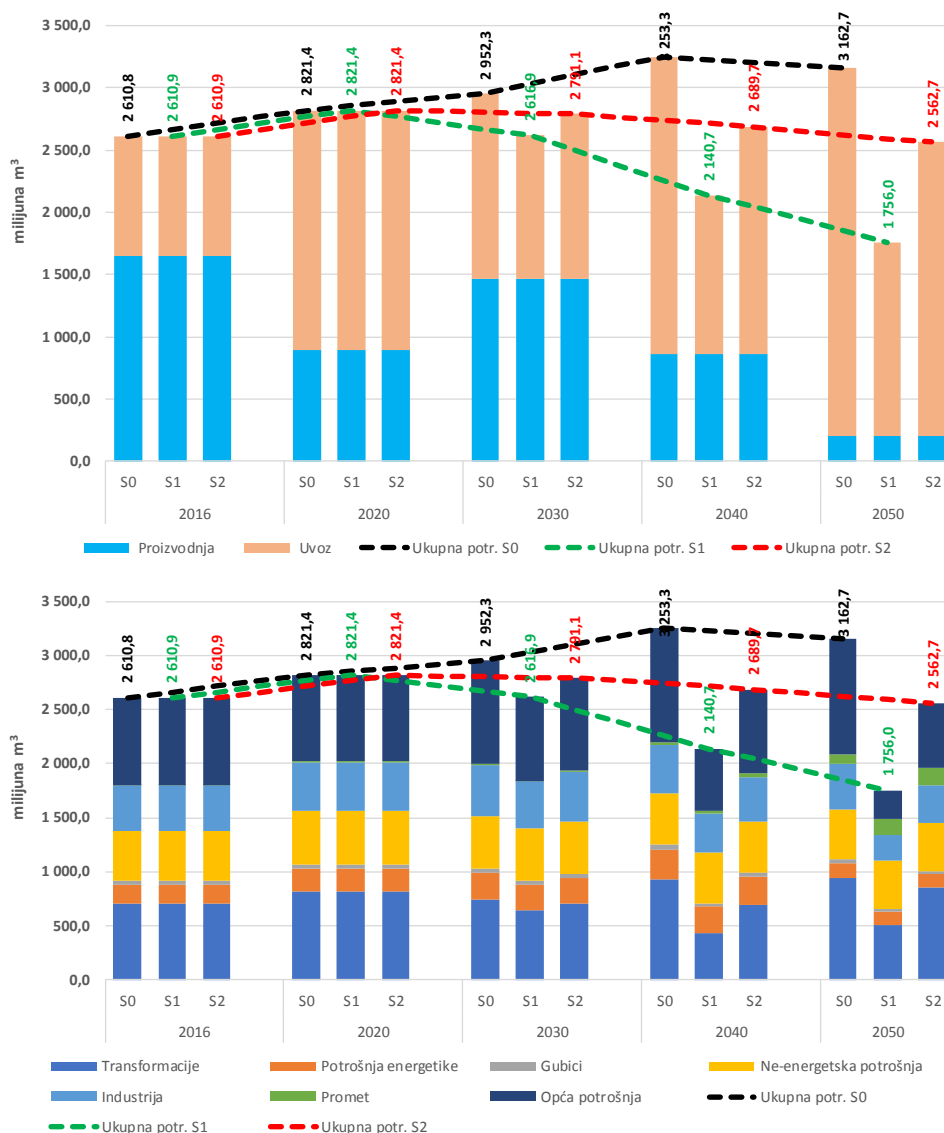
Slika 3.30. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod iznimno hladne zime

Tehnički kapacitet preostale raspoložive plinske infrastrukture u slučaju poremećaja najveće pojedinačne plinske infrastrukture mora biti isti ili veći od ukupne dnevne potražnje za plinom u danu iznimno visoke potražnje za plinom

U ovom trenutku hrvatski plinski sustav ne zadovoljava kriterij N-1, odnosno u slučaju prekida dobave iz infrastrukture s najvećim pojedinačnim kapacitetom, hrvatski plinski sustav ne bi mogao zadovoljiti potrebe vršne potrošnje u iznimnoj hladnoj zimi. Stoga je važna realizacija UPP terminala na otoku Krku koji će od 2021. godine osigurati sigurnost opskrbe plinom sukladno kriteriju N-1.

Ovisno o očekivanom scenariju porasta potrošnje plina i razine domaće proizvodnje radi zadovoljavanja infrastrukturnog standarda nužno je odmah osigurati novi dobavni kapacitet u iznosu od minimalno 3,5 mil. m³/dan, oko 2030. godine potrebno je izgraditi dodatnih 4 – 8 mil. m³/dan te još 4 – 8 mil. m³/dan između 2040. i 2050. godine.

Za održavanje i dostizanje potrebne razine sigurnost opskrbe prirodnim plinom razmatraju se već ranije spomenute opcije: povećanje domaće proizvodnje, izgradnja terminala za UPP, novi dobavni pravci i izgradnja podzemnih skladišta plina.



Slika 3.31. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina (S0, S1 i S2)

3.3.5. Naftni sektor

Uspostava i provođenje mjera za sigurnu i pouzdanu opskrbu naftom i naftnim derivatima određena je Zakonom o tržištu nafte i naftnim derivatima (Narodne novine, br. 19/14, 73/2017). Na osnovu spomenutog Zakona donesen je Plan intervencije u slučaju izvanrednog poremećaja opskrbe tržišta nafte i naftnim derivatima (Narodne novine, br. 111/12). Planom intervencije utvrđeni su postupci i nadležnosti u području sigurnosti opskrbe, kojih se je potrebno pridržavati a po potrebi ih i korigirati.

Osim formiranja i držanja obveznih zaliha radi povećanja sigurnosti opskrbe, provodi se kontinuirana analiza naftnog sektora i to kako sa strane opskrbe tržišta tako i sa strane postojeće i buduće potrošnje, a sve s ciljem pravovremene procjene eventualnih rizika vezanih za sigurnost opskrbe. Nadalje, jedna od važnih odrednica Zakona o tržištu nafte i naftnih derivata je i obveza kontinuiranog održavanja i ulaganja u sigurnost transporta i

skladištenje nafte i naftnih derivata. Također je potrebno raditi na razvoju metodologije i alata za procjenu sigurnosti opskrbe.

3.4. Energetska učinkovitost

Povećanje energetske učinkovitosti temeljna je odrednica ove Strategije i prvo načelo energetske tranzicije. Predviđa se povećanje energetske učinkovitosti u svim sektorima neposredne potrošnje, pri čemu se najsnažniji učinci očekuju u zgradarstvu i prometu.

U zgradarstvu se predviđa intenziviranje dobre prakse energetske obnove svih zgrada (stambenih i nestambenih) s usmjeravanjem obnove prema nZEB standardu, koji podrazumijeva i snažnije iskorištavanje OIE (FN sustavi, toplinski sunčani kolektori, kotlovi na biomasu, dizalice topline). U sektoru kućanstava, Scenarij 1 predviđa obnovu oko 20 000 stambenih jedinica godišnje, dok Scenarij 2 predviđa obnovu 10 000 stambenih jedinica godišnje. U sektoru usluga, Scenarij 1 predviđa specifične toplinske potrebe ukupnog fonda zgrada u 2050. godini u iznosu od 30 kWh/m² godišnje, dok Scenarij 2 predviđa da će ta vrijednost iznositi 55 kWh/m² godišnje. To otprilike odgovara obnovi postojećeg fonda zgrada, prikladnog za obnovu, po godišnjoj stopi od 3 % u Scenariju 1 odnosno od 1,6 % u Scenariju 2. Poticanje energetske obnove treba biti prvenstveno usmjereno na stambeni sektor (višestambene zgrade i obiteljske kuće) i javni sektor, a provedbene mehanizme potrebno je definirati u posebnim programima za svako desetogodišnje razdoblje. Za ostvarenje ciljeva u zgradarstvu predviđa se snažno korištenje financijskih mehanizama, koji podrazumijevaju kako bespovratna sredstva tako i financijske instrumente koji će omogućiti mobilizaciju privatnog kapitala (ESCO model, javno-privatno partnerstvo (JPP), komercijalne banke). U tu svrhu nužno je pravovremeno programiranje ovih sredstava za sljedeće financijsko razdoblje korištenja ESI fondova u razdoblju 2021. – 2027. godine kao i programiranje korištenja raspoloživih sredstava FZOEU, kako bi se optimizirala raspodjela raspoloživih sredstava iz ova dva izvora.

Korištenje financijskih, ali i fiskalnih mehanizama predviđa se i za ostvarenje ciljeva u poslovnom (komercijalnom uslužnom i industrijskom sektoru), gdje je nužno utvrditi mogućnosti korištenja poreznog (fiskalnog) sustava za poticanje sustavnog gospodarenja energijom.

Za sektor prometa naglasak u razdoblju do 2030. godine bit će na izgradnji nove infrastrukture za korištenje alternativnih oblika energije u prometu (UPP i SPP/biometan, električna energija i vodik). Predviđa se povećanje udjela vozila na alternativni pogon, poglavito električnih vozila te se elektrifikacija prometa naročito favorizira u kontekstu gradskog i međugradskog prometa. Razvojem pametnih mreža potrebno je omogućiti sudjelovanje sektora prometa u troškovno učinkovitom pružanju usluga fleksibilnosti i uravnoteženja EES-a. Osim razvoja korištenja alternativnih goriva, nužne su i aktivnosti na poticanju intermodalnog i integriranog prometa na nacionalnoj i lokalnoj razini.

Osim sektorskih specifičnih mjera, scenariji razvoja uzimaju u obzir i učinke regulatornih mjera, koje će imati međusektorske učinke. U prvom redu se ovo odnosi na uspostavu

funkcionalnog sustava obveza energetske učinkovitosti za opskrbljivače energijom u skladu s člankom 7. Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti te člankom 13. Zakona o energetske učinkovitosti. U razdoblju od 2021. do 2030. godine opskrbljivači će morati ostvariti godišnje uštede kod krajnjih korisnika ekvivalentne 0,8 % prodane energije. Očekuje se da će upravo ovaj mehanizam ostvariti veliki napredak u poboljšanju energetske učinkovitosti u svim sektorima neposredne potrošnje i to putem inovativnih tržišnih mehanizama koji angažiraju privatni kapital kako opskrbljivača tako i drugih sudionika na tržištu energetske usluga.

Mjerama politike poticanja energetske učinkovitosti, Republika Hrvatska će doprinijeti ostvarenju EU cilja od 32,5 % smanjenja potrošnje energije u odnosu na projekcije iz 2007. godine. Iskazano u apsolutnim iznosima potrošnje energije, to znači da potrošnja primarne energije na razini EU u 2030. godini ne smije biti veća 1 273 Mtoe, odnosno da neposredna potrošnja energije ne smije biti veća od 956 Mtoe. Države članice moraju utvrditi i prijaviti svoje ciljeve u Nacionalnom energetske i klimatske planu, sukladno Uredbi (EU) 2018/1999 o upravljanju energetske unijom. Scenarijima energetske tranzicije utvrđene su ciljne potrošnje energije u Republici Hrvatskoj u 2030. godini. Navedene vrijednosti, prikazane u poglavlju 3.5.4., mogu se smatrati rasponima u kojima će se stvarna potrošnja kretati, a koja će ovisiti o intenzitetu provedbe mjera energetske učinkovitosti, poglavito energetske obnove zgrada i elektrifikacije prometa.

Dodatno, na strani proizvodnje energije također se očekuje povećanje učinkovitosti transformacije energije izgradnjom novih plinskih termoelektrana (TE) s većim stupnjem korisnog djelovanja, kao i povećanje udjela OIE. Na strani prijenosa i distribucije električne i toplinske energije očekuje se daljnje smanjenje gubitaka na razinu razvijenih energetske sustava do 2030. godine.

3.5. Pokazatelji razvoja

U nastavku je dana usporedba odabranih pokazatelja:

- vlastita opskrbljenost (na razini ukupne potrošnje energije),
- udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije,
- udio OIE u proizvodnji i zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom i
- uštede energije i poboljšanje energetske učinkovitosti.

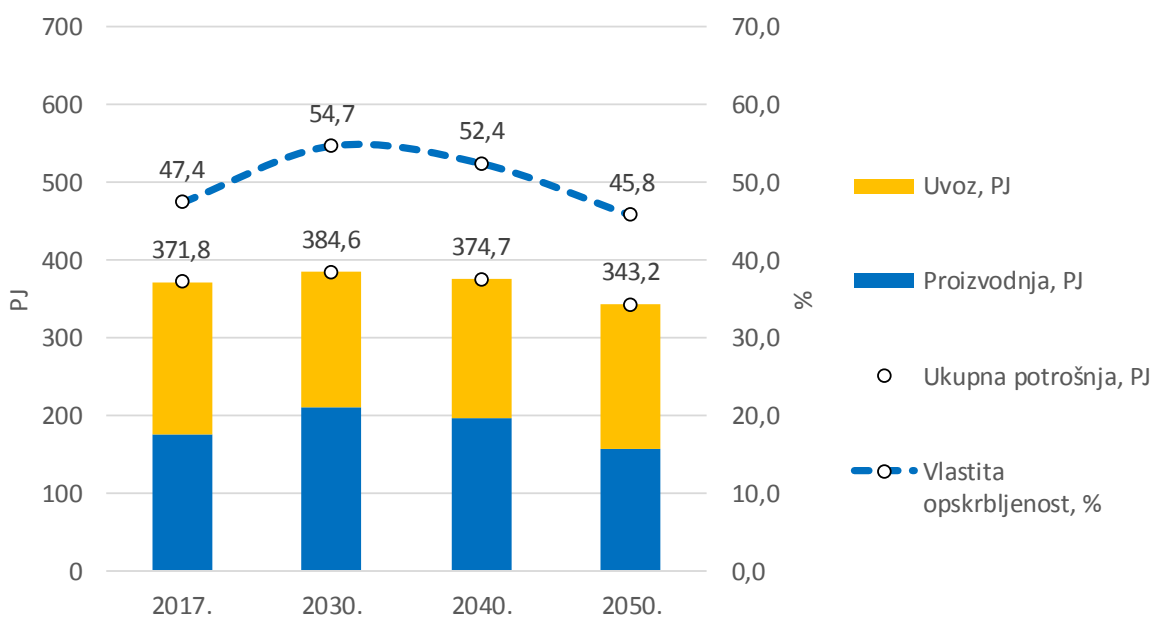
Usporedba emisije stakleničkih plinova, na godišnjoj razini u odabranim karakterističnim godinama i kumulativno u promatranom razdoblju, prikazana je u poglavlju 4.1.

3.5.1. Vlastita opskrbljenost

U nastavku je prikazana razine vlastite opskrbljenosti energijom po scenarijima, tj. udio domaćih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije.

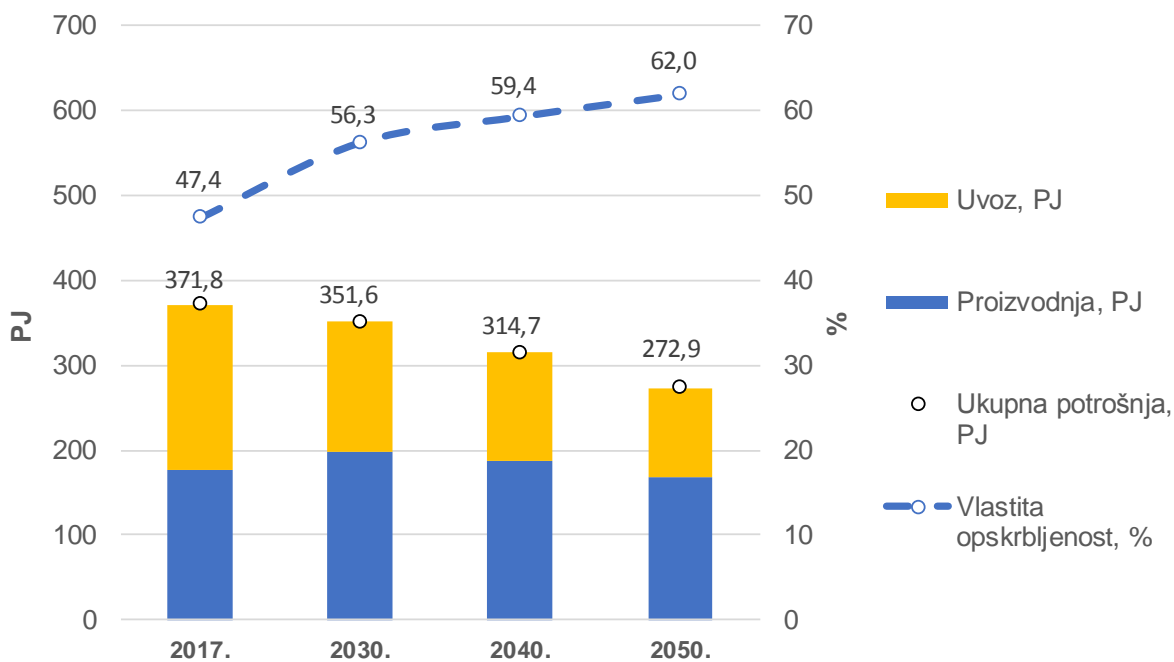
Na razinu vlastite opskrbljenosti utječe prije svega razvoj OIE-a, kao i pretpostavke o nastavku proizvodnje nafte i plina iz domaćih ležišta. Osim toga, mjerama energetske učinkovitosti i obnovom stambenog fonda doprinosi se smanjenju ukupnih potreba za energijom, što pozitivno utječe na poboljšanje vlastite opskrbljenosti.

Prema Referentnom scenariju ukupna potrošnja energije se zadržava na razini sadašnje te se lagano smanjuje pred kraj razdoblja. Vlastita opskrbljenost najprije raste, a zatim snažno opada nakon 2040. godine zbog smanjenja domaće proizvodnje nafte i prirodnog plina.



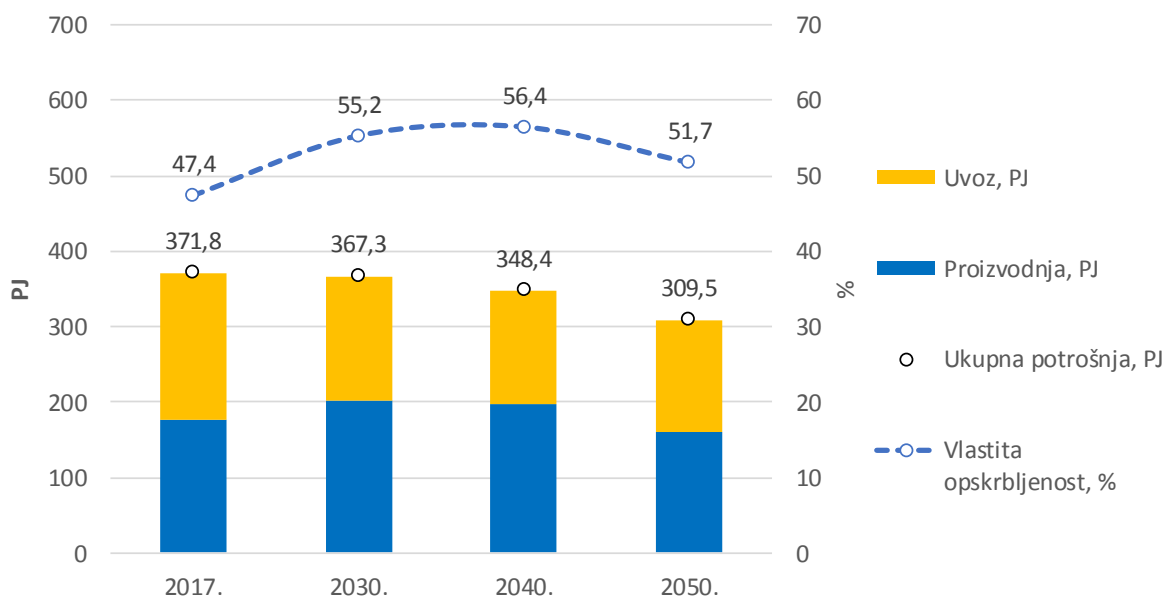
Slika 3.32. Vlastita opskrbljenost energijom (S0)

U Scenariju 1 vlastita opskrbljenost energijom se stalno povećava i sa sadašnjih 47,4 % dostiže 56,3 % u 2030. godini, te 62 % u 2050. godini (unatoč smanjenju domaće proizvodnje pojedinih oblika energije).



Slika 3.33. Vlastita opskrbljenost energijom (S1)

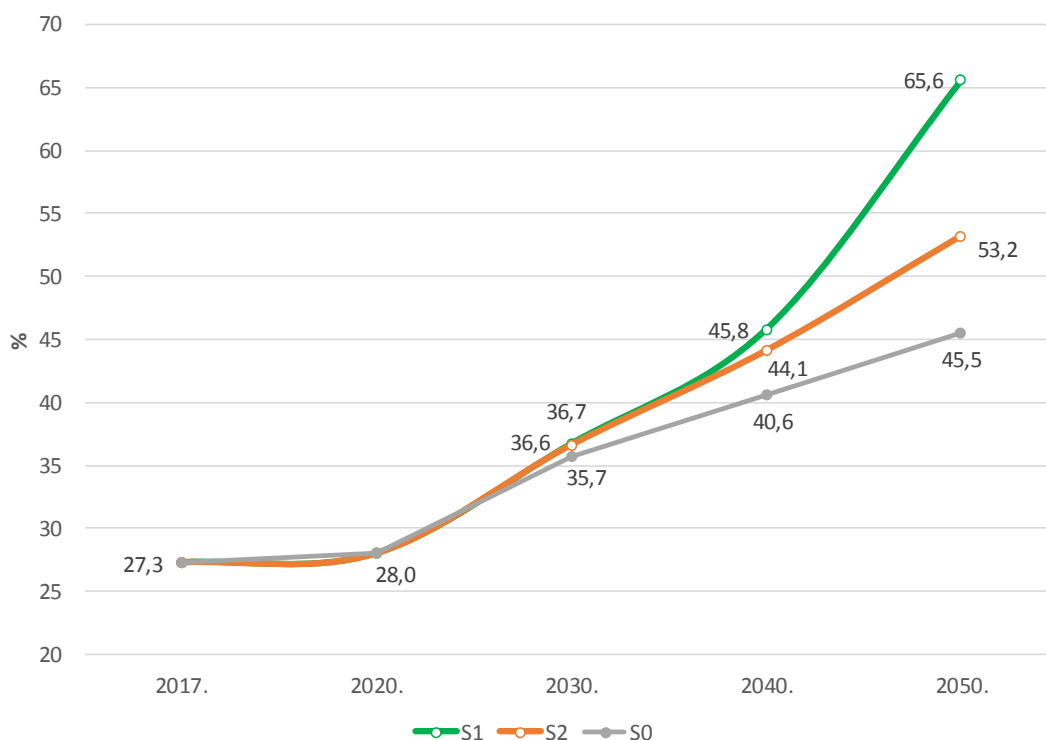
U Scenariju 2 vlastita opskrbljenost se najprije povećava na 55,2 % u 2030. godini (sličan trend kao i u Scenariju 1), stagnira do 2040. godine te se zatim smanjuje prema kraju razdoblja.



Slika 3.34. Vlastita opskrbljenost energijom (S2)

3.5.2. Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije

Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije prikazan je za sve scenarije na sljedećoj slici.



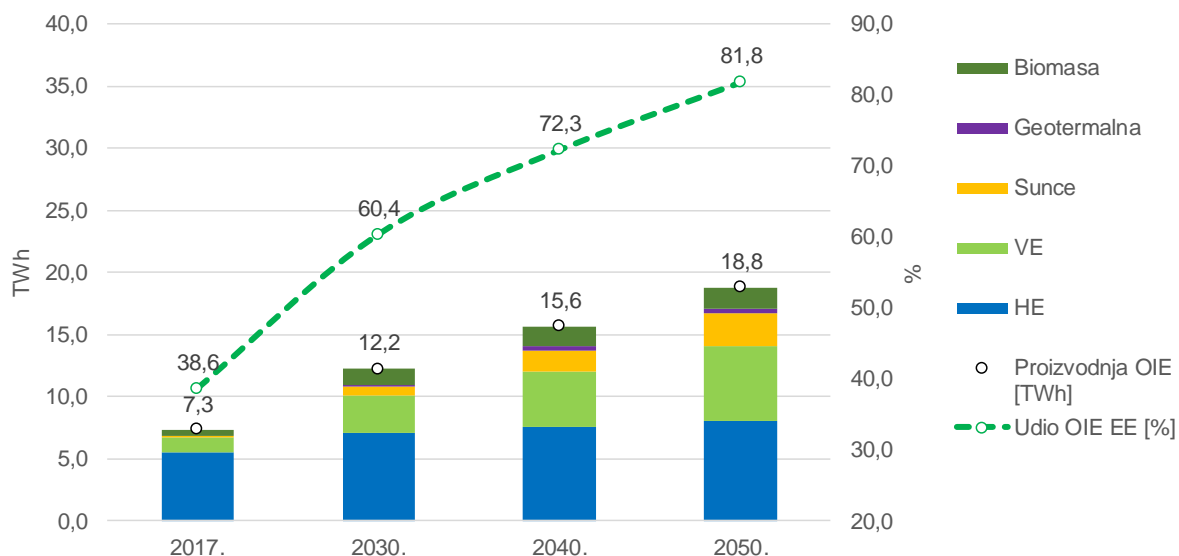
Slika 3.35. Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije (S0, S1 i S2)

U svim scenarijima udio OIE se povećava. U razdoblju do 2030. godine očekivani udio OIE je na razini oko 36% u svim scenarijima. Do 2050. godine najveći udio OIE postiže se u Scenariju 1 (65,6 %), zatim u Scenariju 2 (53,2 %), dok je najmanji udio u Referentnom scenariju – 45,5 %.

U Scenariju 1 potrošnja finalne energije se snažno smanjuje i istovremeno se povećava udio OIE u svim sektorima potrošnje energije, osobito u proizvodnji električne energije, čiji udio u ukupnim potrebama zauzima sve veći udio. U Scenariju 2 dinamika povećanja udjela OIE je usporena s obzirom na veću potrošnju i manji razvoj OIE.

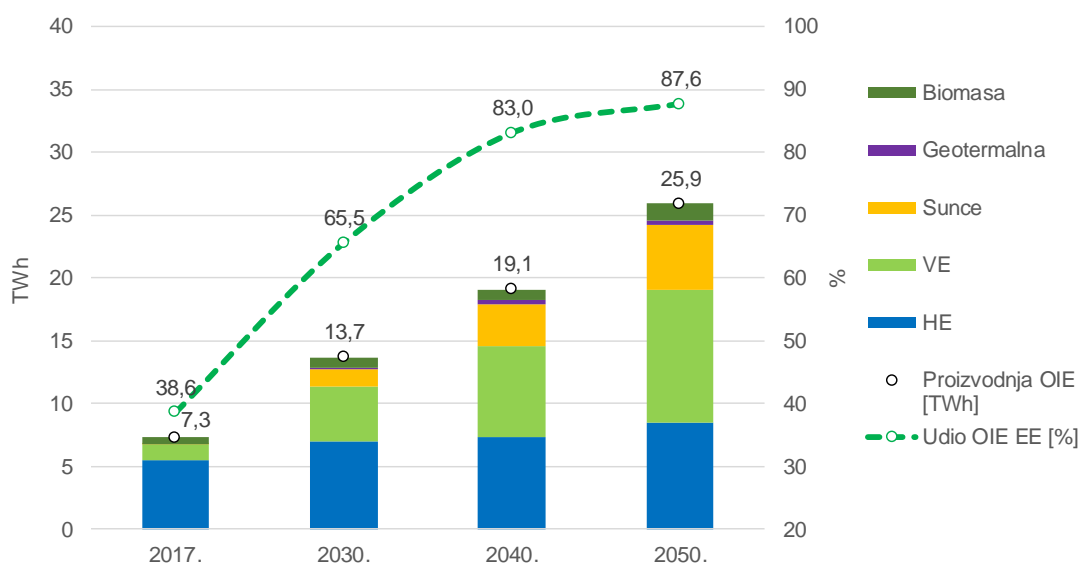
3.5.3. Udio OIE u proizvodnji električne energije

U nastavku je prikazana ukupna proizvodnja električne energije iz OIE-a i udjeli u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom za analizirane scenarije. Dekarbonizacija proizvodnje električne energije je jasno izražena u svim scenarijima. OIE dostižu udio od 60 % do 2030. godine i 82 % do 2050. godine, prema scenariju S0.



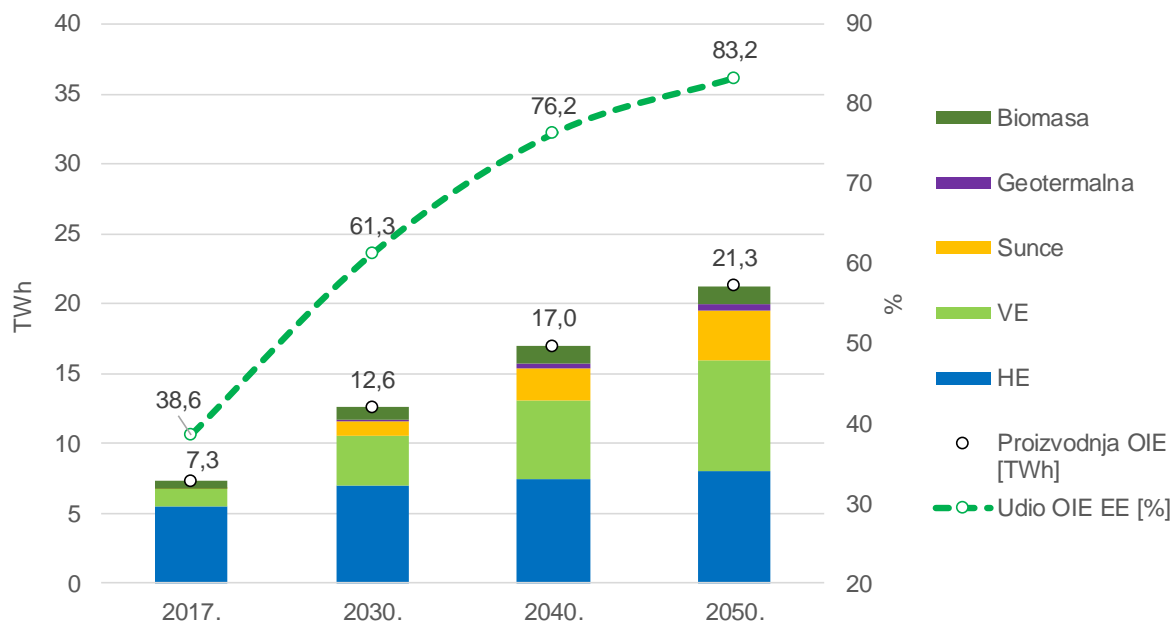
Slika 3.36. Udio OIE u zadovoljenju potreba za električnom energijom (S0)

Prema Scenariju 1 udio električne energije iz OIE⁸⁹ u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom raste s oko 39 % u 2017. godini na 65,5 % u 2030., odnosno na 87,6 % u 2050. godini. Drugim riječima proizvodnja električne energije iz OIE-a do 2030. godine povećava se za 87%, a do 2050. godine potrebno ju je povećati 3,5 puta, u odnosu na razinu ostvarenu u 2017. godini.



Slika 3.37. Udio OIE u zadovoljenju potreba za električnom energijom (S1)

⁸⁹ Promatra se bruto proizvodnja električne energije bez proizvodnje reverzibilnih elektrana koja je ostvarena zbog crpnog načina rada.



Slika 3.38. Udio OIE u zadovoljenju potreba za električnom energijom (S2)

Prema Scenariju 2 udio električne energije iz OIE⁹⁰ u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom raste s oko 39 % u 2017. godini na 61,3 % u 2030., odnosno na 83,2 % u 2050. godini. Drugim riječima proizvodnja električne energije iz OIE-a do 2030. godine povećava se za 72%, a do 2050. godine potrebno ju je povećati za 2,9 puta, u odnosu na razinu ostvarenu u 2017. godini.

3.5.4. Poboljšanje energetske učinkovitosti / uštede energije

Ciljevi energetske učinkovitosti se, sukladno Direktivi 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti i Direktivi (EU) 2018/2002 o izmjeni Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti, izražavaju u apsolutnoj vrijednosti primarne i neposredne potrošnje energije. Ciljevi za Hrvatsku utvrđeni u scenarijima 1 i 2 prikazani su u tablici 3.1.

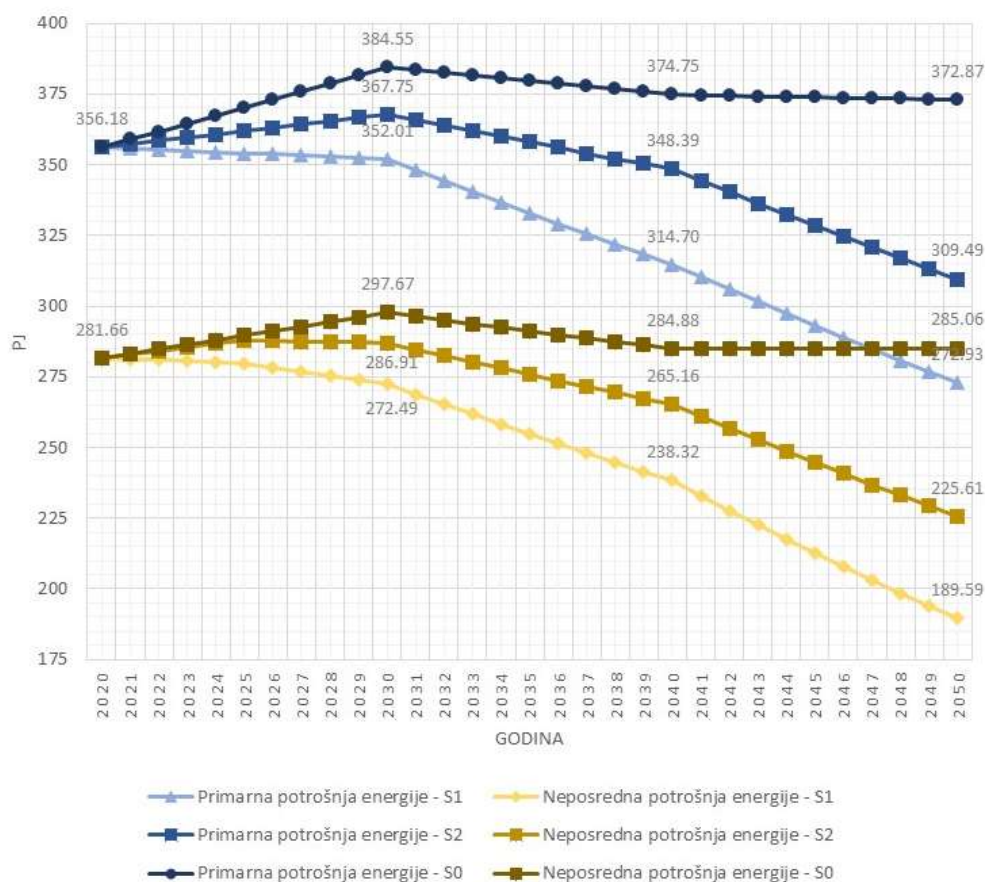
Tablica 3.1. Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti izraženi u apsolutnom iznosu primarne i neposredne potrošnje energije

Scenarij	S1 (PJ)			S2 (PJ)		
	2030.	2040.	2050.	2030.	2040.	2050.
Primarna potrošnja (PJ)	352,01	314,70	272,93	367,76	348,39	309,49
Neposredna potrošnja (PJ)	272,49	238,32	189,59	286,91	265,16	225,61

Na slici 3.39. prikazano je kretanje potrošnje energije po godinama u razdoblju od 2020. do 2050. godine. Prikazano je i kretanje potrošnje energije u Referentnom scenariju bez predviđenih dodatnih mjera energetske politike, poglavito bez novih mjera energetske

⁹⁰ Promatra se bruto proizvodnja električne energije bez proizvodnje reverzibilnih elektrana koja je ostvarena zbog crpnog načina rada.

učinkovitosti. Razlika između projekcije potrošnje energije u Referentnom scenariju i u Scenariju 1 odnosno 2 predstavlja potencijalne uštede energije koje će se postići zadovoljavanjem pretpostavki svakog od dva razmatrana scenarija razvoja energetskog sektora.



Slika 3.39. Kretanje potrošnje energije u razdoblju od 2020. do 2050. godine

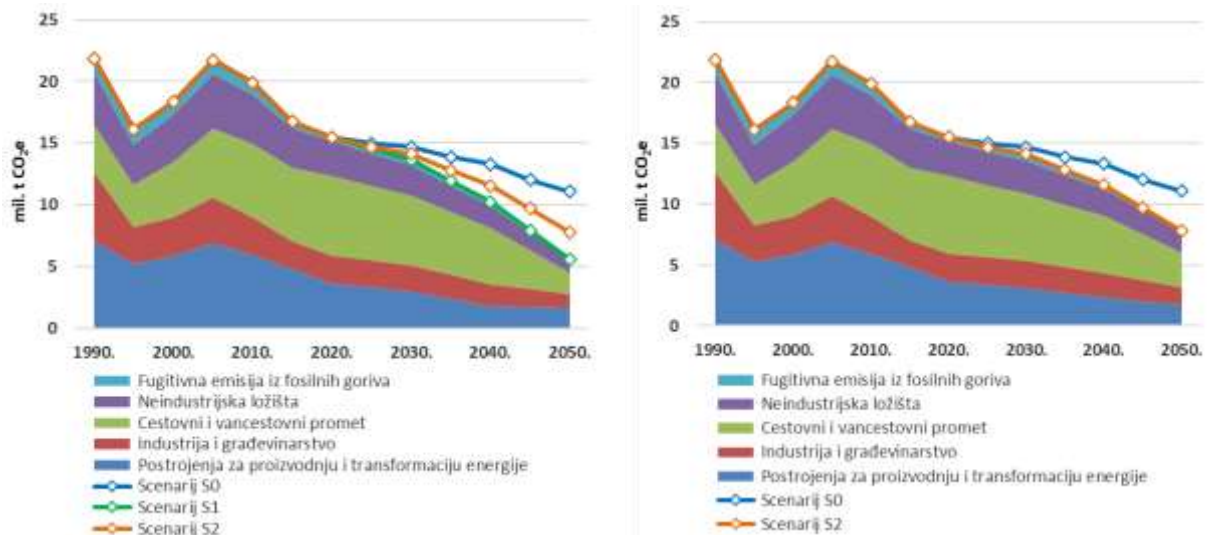


UTJECAJ
ENERGETSKOG
SEKTORA NA
OKOLIŠ

4. UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA OKOLIŠ

4.1. Emisija stakleničkih plinova

Projekcije emisija stakleničkih plinova prema Referentnom scenariju (S0), scenariju ubrzane energetske tranzicije (S1) i scenariju umjerene energetske tranzicije (S2) prikazane su na slici 4.1.

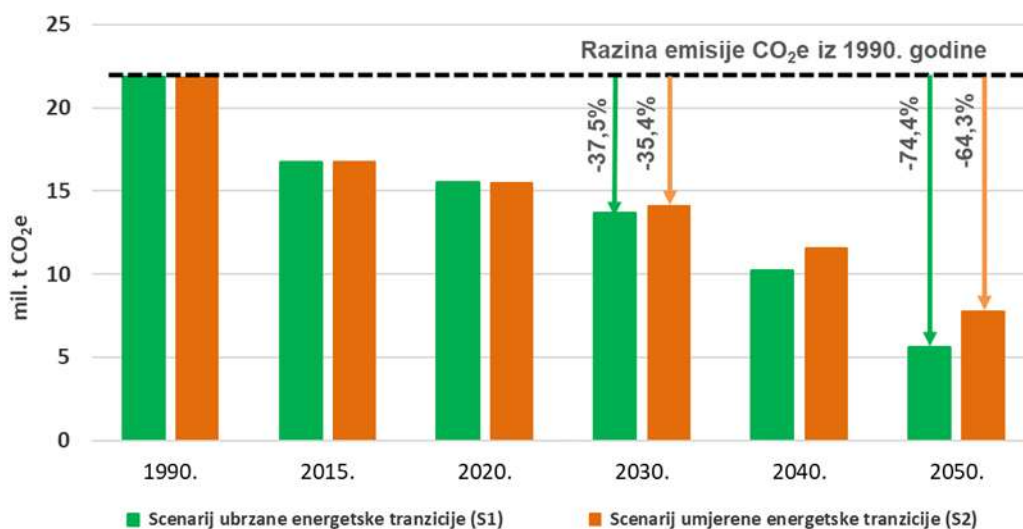


Slika 4.1. Projekcija emisija stakleničkih plinova za analizirane scenarije (S0, S1 i S2); projekcija emisija po sektorima za Scenarij 1 (lijevo) i Scenarij 2 (desno)

Scenarij 1 je dimenzioniran s ciljem da se do 2030. godine postigne smanjenje emisije stakleničkih plinova u skladu s definiranim obvezama, odnosno do 2050. u skladu s očekivanim obvezama za Republiku Hrvatsku. Pretpostavlja se veliki porast cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova, do 92 EUR₂₀₁₅/t CO_{2e} u 2050. godini te vrlo snažne mjere povećanja energetske učinkovitosti i korištenja OIE. U ovom scenariju, u 2030. godini, dominantan izvor emisije ostaje promet (41,2 %), zatim postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (21,8 %), izgaranje goriva u neindustrijskim ložištima (18,2 %), industrija i građevinarstvo (15,5 %) te fugitivni izvori emisije (3,4 %).

U Scenariju 2 smanjenje emisija se postiže primjenom niza troškovno učinkovitih mjera te poticanjem energetske učinkovitosti i OIE. Ovaj scenarij pretpostavlja jednaki rast cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova do 2050. godini kao i za Scenarij 1, što je glavni pokretač energetske tranzicije. Najviše emisija stakleničkih plinova u 2030. godini dolazilo bi iz cestovnog i vancestovnog prometa (40,0 %), zatim iz postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (22,0 %), neindustrijskih ložišta (19,0%), industrije i građevinarstva (15,7 %) te iz fugitivnih izvora emisije (3,3 %).

Ukupne emisije stakleničkih plinova za scenarije 1 i 2 prikazani su na slici 4.2., dok su u tablici 4.1. prikazana ostvarena i očekivana smanjenja emisija po sektorima za 2016., 2030. i 2050. godinu, u odnosu na razinu emisije u 1990. godini.



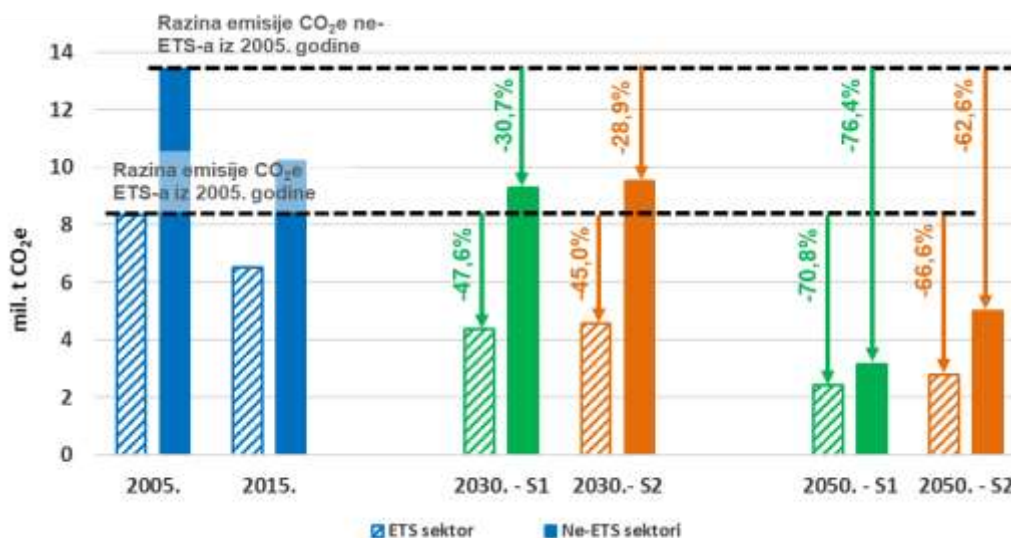
Slika 4.2. Projekcija ukupnih emisija stakleničkih plinova za S1 i S2

Tablica 4.1. Smanjenje emisija po sektorima u odnosu na 1990. godinu za S1 i S2

Emisije u odnosu na 1990. godinu (%)	2016.	2030.		2050.	
		S1	S2	S1	S2
Postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije	-30,7	-58,1	-56,2	-77,0	-76,6
Industrija i građevinarstvo	-59,9	-61,8	-59,9	-79,8	-72,7
Cestovni i vancestovni promet	+59,1	+44,9	+45,4	-55,2	-27,6
Neindustrijska ložišta	-22,3	-41,1	-36,5	-76,1	-59,9
Fugitivna emisija iz fosilnih goriva	-55,7	-58,5	-58,1	-91,4	-89,7
Ukupno	-21,8	-37,5	-35,4	-74,4	-64,3

Na prethodnoj slici prikazan je trend povijesnih emisija i očekivanog smanjenja emisija za scenarije 1 i 2. Scenarijem 1 postiglo bi se smanjenje emisije od 37,5 % do 2030. i 74,4 % do 2050. godine, dok bi ukupno smanjenje emisije prema Scenariju 2 do 2030. iznosilo 35,4 %, a do 2050. godine 64,3 %, u odnosu na razinu emisija iz 1990. godine.

U analizi mogućnosti ispunjavanja preuzetih obveza za ETS sektor i ne-ETS sektore, razmatran je samo dio vezan za energetiku, odnosno izgaranje goriva u nepokretnim i pokretnim energetske izvorima te fugitivne emisije iz goriva. Republika Hrvatska scenarijima S1 i S2 vrlo vjerojatno ispunjava obvezu smanjenja emisije stakleničkih plinova iz sektora izvan ETS-a za 2030. i očekivanu obvezu za 2050. godinu. Treba napomenuti da ne-ETS sektori pokrivaju i značajan dio emisija iz neenergetskih izvora pa se ne može sa sigurnošću tvrditi da bi obveze bile ispunjene. Smanjenje energetske emisija iz ne-ETS sektora bi iznosilo 29-31 % do 2030. godine, odnosno 63-76 % do 2050. godine, u odnosu na emisiju iz 2005. godine. Smanjenje energetske emisija u ETS sektoru bi 2030. godine bilo 45-48 %, a u 2050. godine 67-71 %, u odnosu na emisiju iz 2005. godine. Projekcije emisija stakleničkih plinova iz energetske izvora za ETS sektor i ne-ETS sektore prikazane su na slici 4.3., a postotno smanjenje emisije za ETS sektor i sektore izvan ETS-a, u odnosu na 2005. godinu, u tablici 4.2.



Slika 4.3. Projekcija energetske emisije stakleničkih plinova za ETS sektor i ne-ETS sektore

Tablica 4.2. Smanjenje energetske emisije za ETS sektor i sektore izvan ETS-a u odnosu na 2005. godinu

Emisije u odnosu na 2005. godinu (%)	2016.	2030.		2050.	
		S1	S2	S1	S2
ETS sektor	-21,7	-47,6	-45,0	-70,8	-66,6
Sektori izvan ETS-a	-21,2	-30,7	-28,9	-76,4	-62,6
Ukupno	-21,4	-37,2	-35,0	-74,3	-64,2

Emisija stakleničkih plinova u Republici Hrvatskoj znatno bi se smanjila razvojem energetskega sektora u skladu s analiziranim scenarijima. Izbjegnete kumulativne emisije od 2020. do 2050. godine, u odnosu na razinu emisije iz 2005. godine, prikazane su u sljedećoj tablici. Kumulativno izbjegnute emisije stakleničkih plinova bi do 2030. iznosile 76 – 79 mil. t CO₂e, dok bi do 2050. godine iznosile 289 – 319 mil. t CO₂e, ovisno o promatranom scenariju.

Tablica 4.3. Kumulativno smanjenje emisija od 2020. do 2050., u odnosu na 2005. godinu

Izbjegnete emisije – kumulativno (mil. t CO ₂ e)	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.	2050.
Scenarij 1	6,2	40,2	78,8	124,5	178,4	242,8	318,9
Scenarij 2	6,2	39,5	76,2	118,1	166,4	222,9	288,9

4.2. Održivo korištenje prirodnih dobara

4.2.1. Načela zaštite okoliša i održivog korištenja prirodnih dobara

Održivo korištenje prirodnih dobara i njihova zaštita odrednice su koje proizlaze iz ustavno-pravnog poretka RH. Članak 52. Ustava ističe da materijalna i nematerijalna prirodna bogatstva na prostoru Republike Hrvatske imaju njenu posebnu zaštitu, a provedbom

zakonskih propisa iz područja zaštite okoliša i prirode, gospodarenja šumama, vodama i zemljištem, i dr., osigurava se njihova zaštita i održivo korištenje.

Zakon o zaštiti okoliša krovni je zakon koji definira da je održivo korištenje prirodnih dobara jedan od ciljeva zaštite okoliša, a u svojstvu ostvarivanja uvjeta za održivi razvoj. U okviru 11 načela postavljeni su osnovni principi prema kojima se provode mjere zaštite u okviru sveukupnih gospodarskih i društvenih aktivnosti, i kojima se osigurava ispunjenje ciljeva zaštite okoliša. Zakonom su definirani ciljevi zaštite sastavnica okoliša pojedinačno i u okviru ostalih sastavnica uzimajući njihove međusobne odnose i utjecaje. Time je dan temelj za posebne zakone i propise kojima se načela održivosti i zaštite ugrađuju u gospodarenje prirodnim dobrima i aktivnosti pojedinih sektora.

Ostvarenje ciljeva energetske tranzicije uvjetovano je korištenjem prirodnih resursa i zahvatima u prostoru, koji je ograničen i služi raznovrsnim korisnicima. Usmjeravanje energetskog sektora ka brzom prelasku na OIE rezultat će povećanim pritiscima na okoliš, posebno u pogledu zauzeća prostora za izgradnju vjetroelektrana i sunčanih elektrana, korištenja vodnih resursa i biomase. Istodobno, vođena načelima kružnog gospodarstva tranzicija će imati direktne pozitivne utjecaje na smanjenje onečišćenja kroz održivo gospodarenje otpadom.

Kako bi se mogući nepovoljni utjecaji projekata OIE na okoliš i prirodu izbjegli, odnosno bili na prihvatljivoj razini, a zahtjevi za prostorom smanjili, novi proizvodni kapaciteti trebaju koristiti najnovija tehnološka dostignuća koja će povećati učinkovitost pretvorbe i gustoću energije, a postojeća postrojenja treba zamijeniti novima većih instaliranih snaga i učinkovitosti. Prilikom odabira prostora za smještaj projekata OIE, uz uvažavanje nacionalnih ciljeva zaštite prirode i okoliša, od ključnog je značaja sagledati i socioekonomske karakteristike okolnog područja kako bi novi projekti doprinijeli razvoju lokalnih zajednica.

4.2.2. Osjetljivost prostora na izgradnju objekata OIE

Proizvodnja električne energije iz OIE dovodi do smanjenja emisija stakleničkih plinova u odnosu na korištenje fosilnih goriva. Međutim, postoji i važan sukob između elektrana na OIE i bioraznolikosti te drugih oblika korištenja zemljišta. Vjetroelektrane, sunčane elektrane i hidroelektrane nerijetko zauzimaju prostore na kojima obitavaju ugrožene vrste, a razina utjecaja još je uvijek nedovoljno istražena⁹¹. Osim toga, u određenim slučajevima novi OIE objekti se natječu s drugim namjenama za isti prostor.

Stoga je na temelju dostupnih podataka o stanju okoliša i prirode sagledana potencijalna osjetljivost prostora Republike Hrvatske na aktivnosti koje se mogu očekivati u okviru postizanja ciljeva postavljenih energetsom strategijom u razdoblju do 2050. godine. Prilikom provedbe analiza uvažena su strateška opredijeljena EU-a te nacionalne strategije i važeći propisi iz područja zaštite okoliša, prirode te upravljanja prirodnim dobrima i prostorom. Cilj provedenih analiza bio je dati smjernice za daljnje postupke energetskog planiranja i njegove integracije s planiranjem korištenja prirodnih dobara i prostornim planiranjem.

⁹¹ Strategija i akcijski plan zaštite prirode RH za razdoblje od 2017. do 2025. godine (Narodne novine, br. 72/17)

Analize su pokazale da se prostor Republike Hrvatske može promatrati kroz tri razine osjetljivosti:

- **Prostor visoke osjetljivosti** je prostor za koji su prema trenutno važećim propisima i obzirom na bio-ekološke karakteristike i namjenu propisani uvjeti korištenja koji mogu predstavljati ograničenja za razvoje projekata OIE i/ili postoji vjerojatnost značajnih utjecaja na prirodu i okoliš.
- **Prostor srednje osjetljivosti** pretpostavlja područje na kojemu su uvjeti pogodniji i mogući utjecaj su manji.
- **Prostor niske osjetljivosti** označava prostor najblažih zadiranja u prirodu i okoliš.

Pojedina kategorija osjetljivosti prostora ne označava razinu prihvatljivosti, odnosno neprihvatljivost, izgradnje OIE-a objekata na tim prostorima. Prihvatljivost zahvata u prostoru i uvjete zaštite okoliša i prirode, ocjenjuje se primjenom instrumenata zaštite okoliša na razini planova, programa i projekata (SPUO, prostorno planiranje, PUO).

Uz navedene kategorije osjetljivosti prepoznat je i prostor pod posebnom zaštitom koji uključuje područja pod zaštitom radi očuvanja bioraznolikosti i usluga ekosustava pa stoga na njemu nije dozvoljeno odnosno nije preporučljivo planirati izgradnju OIE objekata.

Vjetroelektrane na kopnu

Općenito, najznačajniji negativni utjecaji vjetroelektrana na kopnu ogledaju se u utjecaju na biološku raznolikost (posebice na populacije šišmiša, ptica i velikih zvijeri) i krajobraz kao sastavnice okoliša, uz pritiske koji proizlaze radi buke i treperenja/zasjenjenja. Navedenom je potrebno posvetiti dužnu pažnju prilikom razvoja projekata kako bi se osiguralo održivo korištenje prirodnih resursa i prostora.

Prostor pod posebnom zaštitom

Određeni zakonski propisi definirali su ograničenja odnosno dozvoljene/zabranjene aktivnosti, koje su relevantne u kontekstu razvoja vjetroelektrana. Tako se, prema Zakonu o prostornom uređenju, planiranje i korištenje prostora zaštićenog obalnog pojasa (ZOP) provodi uz ograničenja, a Zakonom o zaštiti prirode, zabranjene su gospodarske djelatnosti u strogim rezervatima i nacionalnim parkovima. Na područjima posebnog rezervata, spomenika prirode, značajnog krajobraza, park-šume, te spomenika parkovne arhitekture nisu dopušteni zahvati i djelatnosti koje mogu narušiti obilježja i vrijednosti zbog kojih je neko područje proglašeno zaštićenim. Budući da su ova područja izrazito osjetljiva i vrijedna te se većinom radi o prostorima manjih površina na kojima se brže i jače očituju mogući negativni utjecaji, značajnije zadiranje u prostor u vidu projekata vjetroelektrana moglo bi ugroziti upravo obilježja zbog kojih su navedena područja zaštićena te iz tog razloga tu nije preporučljivo planiranje razvoja projekata vjetroelektrana.

Nadalje, određene vrste ptica, ovisno o njihovoj ekologiji, su posebno osjetljive na rad vjetroelektrana (npr. ptice grabljivice) pri čemu se značajan negativan utjecaj može očitovati u povećanoj smrtnosti uslijed direktne kolizije, gubitku ili deterioraciji staništa te njihovom uznemiravanju, a što može dovesti do smanjenja broja jedinki, promjene sastava populacija i sl. Rezultati dosadašnjih istraživanja na razini EU-a ukazuju na značajan rizik negativnog

utjecaja vjetroelektrana na određene vrste, od koji su na Crvenom popisu ptica Hrvatske štekavac (lat. *Haliaeetus albicilla*), bjeloglavi sup (lat. *Gyps fulvus*), zmijar (lat. *Circaetus gallicus*) te suri orao (lat. *Aquila chrysaetos*).

Navedene vrste imaju različiti status ugroženosti u Republici Hrvatskoj: (zmijar – osjetljiva vrsta (VU), štekavac i suri orao – ugrožene vrste (EN), bjeloglavi sup – kritično ugrožena vrsta (CR)). Analiza ciljeva očuvanja POP područja ekološke mreže Republike Hrvatske posebno ističe tri područja koja predstavljaju važna staništa za bjeloglavog supa, zmijara i/ili surog orla, a to su HR1000018 Učka i Ćićarija, HR1000033 Kvarnerski otoci te HR1000023 SZ Dalmacija i Pag. Relevantne značajke pojedinih područja u kontekstu spomenutih vrsta prikazane su u sljedećoj tablici.

Tablica 4.4. Relevantne značajke POP područja

POP područja	Značajke
HR1000018 Učka i Ćićarija	<i>Ciljevi očuvanja (između ostalog):</i> bjeloglavi sup, zmijar i suri orao ⁹² <ul style="list-style-type: none"> • predstavlja područje redovitih preleta bjeloglavog supa • obuhvaća 12% nacionalne populacije surog orla • obuhvaća 3,6% nacionalne populacije zmijara • vjetroelektrane predstavljaju jednu od prijetnji i pritisaka na ovo područje
HR1000033 Kvarnerski otoci	<i>Ciljevi očuvanja (između ostalog):</i> bjeloglavi sup, zmijar i suri orao ⁹³ <ul style="list-style-type: none"> • jedina lokacija u Hrvatskoj s gnijezdećim kolonijama bjeloglavog supa (100 % nacionalne populacije) • obuhvaća 20% nacionalne populacije surog orla • obuhvaća 11% nacionalne populacije zmijara
HR1000023 SZ Dalmacija i Pag	<i>Ciljevi očuvanja (između ostalog):</i> bjeloglavi sup, zmijar ⁹⁴ <ul style="list-style-type: none"> • vjetroelektrane predstavljaju jednu od prijetnji i pritisaka na ovo područje

S obzirom da su predmetna POP područja jedina područja ekološke mreže u kojima su definirani ciljevi očuvanja barem dvije, odnosno sve tri vrste ptica za koje postoji, načelno, značajan rizik negativnog utjecaja vjetroelektrana, te uvažavajući status ugroženosti spomenutih vrsta (pri čemu se veliki značaj pridao kritično ugroženoj vrsti bjeloglavi sup), nije preporučljivo planiranje razvoja projekata vjetroelektrana u navedenim područjima.

Šumska staništa predstavljaju vrlo važna staništa za niz vrsta šišmiša i velikih zvjeri koje čine faunističke skupine generalno osjetljive na rad vjetroelektrana. Također, Republika Hrvatska je ujedno članica Europskog sporazuma o zaštiti šišmiša (UNEP/EUROBATS), pod čijim okriljem su publicirane Smjernice za razmatranje šišmiša pri razvoju vjetroelektrana koje preporučuju da se navedeni projekti ne smještaju unutar šuma kao niti 200 metara od ruba šuma. Slijedom svega navedenog, uvažavajući i ranije opisane odredbe Zakona o zaštiti šuma, područja stanišnog tipa dominantno klasificiranog kao šume također se ne preporučuju za planiranje razvoja ovakvih projekata. Pritom treba uvažiti i uzgojni oblik

⁹² <http://natura2000.dzpz.hr/reportpublish/reportproxy.aspx?paramSITECODE=HR1000018>

⁹³ <http://natura2000.dzpz.hr/reportpublish/reportproxy.aspx?paramSITECODE=HR1000033>

⁹⁴ <http://natura2000.dzpz.hr/reportpublish/reportproxy.aspx?paramSITECODE=HR1000023>

šumskih sastojina (visoki uzgojni oblik, niski uzgojni oblik ili degradirane sastojine poput makije, gariga, šikare itd.).

U kontekstu promatranja prostora za smještaj vjetroelektrana na kopnu također nije preporučljivo zauzimati sljedeća staništa:

- Staništa dominantno klasificirana kao površinske kopnene vode i močvarna staništa budući da potonja nisu pogodna za izgradnju VE iz okolišnih, ali i tehničkih razloga.
- Staništa dominantno klasificirana kao izgrađena i industrijska staništa, uz uvažavanje određenog prostora oko istih. Ista su zapravo prikladnija za integrirane oblike OIE (npr. integrirane SE).
- Staništa dominantno klasificirana kao poljoprivredne površine pod trajnim nasadima (maslinici, voćnjaci, vinogradi). Prenamjena poljoprivrednog zemljišta zakonski je ograničena i ne promatra se kao pozitivna praksa, iako je u određenim slučajevima moguća.

Prostor visoke osjetljivosti

Kao područja visoke osjetljivosti za razvoj vjetroelektrana na kopnu ocijenjena su:

- Područja ekološke mreže (Područja očuvanja značajna za ptice – POP, osim tri područja navedenih ranije, te Područja očuvanja značajna za vrste i stanišne tipove – POVS)

Općenito govoreći, ptice, šišmiši i velike zvijeri (medvjed, vuk, ris) pripadaju faunističkim skupinama posebno osjetljivima na rad vjetroelektrana odnosno faunističkim skupinama za koje je vjerojatnost značajnog negativnog utjecaja zahvata veća, a upravo vrste iz navedenih skupina čine ciljeve očuvanja područja ekološke mreže POP i POVS. Uvažavajući dodatno važnost ekološke mreže Republike Hrvatske na razini EU-a, navedena područja ocijenjena su kao visoko osjetljiva za razvoj vjetroelektrana.

- Zaštićena područja u kategoriji park prirode i regionalni park

Gospodarske i druge djelatnosti i zahvati u navedenim područjima dopuštene su ukoliko se istima ne ugrožavaju njihova bitna obilježja i uloga. Budući da se radi uglavnom o većim prostorima, moguće je pretpostaviti da razvoj projekata elektrana u određenim dijelovima parka ne mora nužno utjecati na narušavanje njihovih bitnih obilježja. Zbog činjenice da se radi o vrijednim prostorima s aspekta zaštite prirode, spomenuta područja prirodne baštine ocijenjena su kao visoko osjetljiva za razvoj vjetroelektrana.

Prostor umjerene osjetljivosti

Kao područja umjerene osjetljivosti za razvoj vjetroelektrana na kopnu pretpostavljena su područja u radijusu od 5 km oko područja visoke osjetljivosti. Naime, vjerojatnost značajnog negativnog utjecaja zahvata na okoliš i prirodu ovisi o interakciji karakteristika samog zahvata i lokacije pri čemu lokacija zahvata izvan područja ekološke mreže i zaštićenih područja ne isključuje u potpunosti mogućnost negativnog utjecaja na iste.

Prostor niske osjetljivosti

Ostala područja koja nisu ocijenjena kao visoko ili umjereno osjetljiva, ocijenjena su kao područja niske osjetljivosti.

Prijedlog smjernica za smještaj vjetroelektrana

Najvažnija mjera za smanjenje potencijalnih negativnih utjecaja vjetroelektrana na okoliš i prirodu je integrirano planiranje po načelima zaštite okoliša. Isto uključuje ponajprije odgovarajuće prostorno planiranje te odgovarajući postupak odabira lokacija vjetroelektrana i smještaja pojedinih vjetroagregata, odnosno izrade cjelovitog tehničkog rješenja kojim se mogući utjecaji na okoliš i prirodu svode na prihvatljivu razinu. S tim u svezi, a radi unapređenja razvoja projekata vjetroelektrana, preporuka je izraditi karte osjetljivosti za ptice i šišmiše za RH. Također, važno je koristiti iskustva i znanja postojećih projekata, kako u dijelu preventivnog planiranja, tako i u pogledu učinkovitosti mjera zaštite okoliša primjenjivanih tijekom rada postrojenja. Nadalje, potrebno je uzeti u obzir i kumulativne utjecaje s drugim antropogenim aktivnostima u prostoru, s posebnim naglaskom na druge postojeće i planirane vjetroelektrane. Nužna su daljnja istraživanja radi donošenja odgovarajućih politika za razvoj projekata VE usklađenih s ciljevima ublažavanja klimatskih promjena te postojećom regulativom u području zaštite prirode.

Sunčane elektrane (neintegrirane)

Neintegrirane sunčane elektrane zauzimaju značajne površine prostora u čemu se prvenstveno i ogleda njihov glavni utjecaj na prirodu i okoliš. Primjerice, u slučaju korištenja fiksno postavljenih fotonaponskih modula u tehnologiji kristaličnog silicija, zauzeće površine je oko 3 ha/MW. Na području elektrane se najčešće tijekom izgradnje uklanja postojeća vegetacija, dolazi do promjene klimatskih i ekoloških uvjeta nakon izgradnje te posljedično transformacije staništa. Osim što dolazi do uznemiravanja faune tijekom izgradnje, elektrane se najčešće ograđuju što može dovesti do fragmentacije i/ili smanjenja površine staništa za faunu. Uz navedeno, velike elektrane predstavljaju značajni element u krajobrazu.

Utjecaji prvenstveno ovise o konkretnom smještaju zahvata u prostoru i veličini zahvata te ih je potrebno promatrati na razini individualnih projekata. U ovom slučaju razmatrana je osjetljivost na neintegrirane sunčane elektrane koje zauzimaju površine veće od 2 ha.

Prostor pod posebnom zaštitom

Smještaj neintegriranih sunčanih elektrana svakako ne treba planirati unutar područja u kojima postoje izričita zakonska ograničenja gospodarskih djelatnosti temeljem Zakona o zaštiti prirode kao što su nacionalni parkovi i strogi rezervati. Ostala zaštićena područja su prostori značajnih prirodnih, krajobraznih, kulturno-povijesnih vrijednosti koje je potrebno zaštititi i održati. U kategoriji posebnog rezervata, spomenika prirode, značajnog krajobraza, park-šume te spomenika parkovne arhitekture nisu dopušteni zahvati i djelatnosti koje mogu narušiti obilježja i vrijednosti zbog kojih je neko područje proglašeno zaštićenim. Budući da su ova područja izrazito osjetljiva te se većinom radi o prostorima manjih površina, značajnije zadiranje u prostor u vidu projekata neintegriranih sunčanih elektrana moglo bi ugroziti

upravo obilježja zbog kojih su navedena područja zaštićena te se iz tog razloga ne preporuča smještaj projekata neintegriranih sunčanih elektrana u navedena područja zaštite.

U slučaju zaštićenih područja u kategoriji parka prirode i regionalnog parka, zbog veličine područja moguće je pretpostaviti da razvoj projekata elektrana u određenim dijelovima parka ne mora nužno podrazumijevati narušavanje općih obilježja parka.

Također treba naglasiti da bi korištenje postrojenja malih snaga, a time i površina u zaštićenim područjima moglo pridonijeti unapređenju karakteristika tih područja, primarno u vidu infrastrukturnog razvoja temeljenog na čistim tehnologijama.

U kontekstu promatranja prostora za smještaj neintegriranih sunčanih elektrana, osim zaštićenih područja, pojasa kopna i otoka u širini od 1 000 m od obalne crte, za smještaj neintegriranih sunčanih elektrana također se ne preporučuju sljedeća staništa:

- Površinske kopnene vode i močvarna staništa budući da potonja nisu pogodna za izgradnju SE iz okolišnih, ali i tehničkih razloga.
- Šumska staništa. Šume, osim važnosti za gospodarstvo, pružaju brojne opće korisne funkcije te ih je svakako potrebno očuvati, kao što zakonska regulativa i nalaže. Međutim, pri analizi različitih staništa klasificiranih kao šuma, važno je također sagledati namjenu šume, uzgojni oblik te ekonomski i ekološki značaj pojedinačnog područja šume budući da se šumska područja međusobno razlikuju.
- Izgrađena i industrijska staništa budući da su potonja područja već izgrađena i time su prikladnija za promatranje u vidu integriranih sustava.
- Poljoprivredne površine pod trajnim nasadima (maslinici, voćnjaci, vinogradi). Prenamjena poljoprivrednog zemljišta zakonski je ograničena i ne promatra se kao pozitivna praksa, iako je u određenim slučajevima moguća. U slučaju trajnih nasada, poljoprivredno zemljište je stavljeno u višegodišnju proizvodnju te je time trenutno stavljeno izvan mogućnosti korištenja za druge svrhe.

Prostor visoke osjetljivosti

Prostori visoke osjetljivosti za razvoj sunčanih elektrana:

- Zaštićena područja u kategoriji park prirode i regionalni park
Gospodarske aktivnosti u ovim područjima su dozvoljene ukoliko ne narušavaju značajna obilježja parka. Budući da se uglavnom radi velikim prostorima, smještaj elektrana u određenim dijelovima parka ne mora nužno utjecati na narušavanje općih obilježja parka. Zbog činjenice da se radi o vrijednim prostorima s aspekta zaštite prirode, navedeni prostori su visoko osjetljivi na izgradnju neintegriranih SE.
- POVS područja ekološke mreže Republike Hrvatske
S obzirom na karakteristike tehnologije, utjecaj sunčanih elektrana je najveći upravo na stanišne tipove i vrste u vidu fragmentacije, transformacije ili degradacije staništa. Stoga se POVS područja mogu ocijeniti kao područja visoke osjetljivosti.
- Osobito vrijedno (P1) i vrijedno obradivo (P2) poljoprivredno zemljište
Temeljem Zakona o poljoprivredi poljoprivredno zemljište kategorija P1 i P2 namijenjeno je isključivo za poljoprivrednu proizvodnju, a može se koristiti za nepoljoprivredne svrhe samo u posebnim okolnostima. Prenamjena je dakle moguća samo u posebnim slučajevima što daje ovom prostoru karakter visoke osjetljivosti.

Prostor umjerene osjetljivosti

Prostori umjerene osjetljivosti za razvoj sunčanih elektrana:

- Ugroženi i rijetkih stanišni tipovi od nacionalnog i europskog značaja zastupljeni na području RH
Navedena staništa su izuzetno vrijedna i od značaja su za Republiku Hrvatsku te ih treba očuvati u povoljnom stanju. Dio ovih staništa, i to ona najosjetljivija, uključena su u ekološku mrežu, pa su time ocijenjena kao područja visoke osjetljivosti. Ugrožene i rijetke stanišne tipove koji nisu u ekološkoj mreži možemo promatrati kroz umjerenu osjetljivost, imajući na umu da će mogućnost izgradnje SE na nekom staništu ovisiti o mikrolokaciji projekta, tj. o ranjivosti konkretnog staništa, udjelu staništa koje elektrana zauzima te konkretnim posljedicama na navedeno stanište na razini mikrolokacije, ali i na nacionalnoj razini.

Prostor niske osjetljivosti

Područje niske osjetljivosti za razvoj neintegriranih sunčanih elektrana uključuje prostor van ostalih kategorija osjetljivosti.

Prijedlog smjernica za smještaj sunčanih elektrana

Najveći utjecaj sunčanih elektrana na okoliš i prirodu je upravo u zauzeću i transformaciji staništa na lokaciji zahvata. Glede ostalih utjecaja, poput utjecaja na faunu, određena područja najosjetljivije faune (POVS), određena su kao područja visoke osjetljivosti. Glede faune ptica, određena staništa (zaštićena područja, staništa) ne preporučuju se za smještaj sunčanih elektrana ili su promatrana u okviru visoke i umjerene osjetljivosti. Utjecaj na ptice ovisit će o karakteristikama pojedinačnog zahvata, obilježjima vrsta na području zahvata i njihovoj osjetljivosti na promjene uzrokovane zahvatom. U konačnici, odabirom tehnologije i razmještajem modula elektrane moguće je potencijalne utjecaje umanjiti na prihvatljivu razinu.

Kako bi se odredio realni prostor za smještaj neintegriranih sunčanih elektrana, koji bi u budućnosti mogao olakšati smještaj elektrana u prostor i razvoj projekata pogodnijih s aspekta zaštite okoliša, prirode i održivosti resursa, preporuča se izraditi karte pogodnosti za razvoj neintegriranih sunčanih elektrana. Pri tome, posebnu pozornost potrebno je usmjeriti na prostore poljoprivrednog zemljišta niže kvalitete, napušteno zemljište te zemljište u sukcesiji gdje dolazi do razvitka grmovite vegetacije. Navedeni prostori predstavljaju potencijale za razvoj OIE-a bez kompeticije s drugim načinima korištenja uslijed napuštanja poljoprivredne proizvodnje.

Vjetroelektrane na moru (engl. *offshore*)

Najznačajniji utjecaji tijekom izgradnje VE na moru predstavljaju gubitak staništa, što ovisi o načinu temeljenja te utjecaj buke. Glavne izvore buke predstavljaju sidrenje VE te povećanje prometa tijekom izgradnje. Provedena istraživanja uglavnom proučavaju utjecaj buke na morske sisavce, kod kojih buka može uzrokovati premještanje, onemogućavanje komunikacije, promjene u ponašanju pa i fizička oštećenja, no slični utjecaji su zabilježeni i kod riba. Tijekom rada VE najznačajniji su utjecaji na ptice i šišmiše, kod kojih uzrokuju

povećanje rizika od sudara, izbjegavanje korištenja područja s VE te stvaraju prepreku kod redovitih preleta te migracija. Kablovi koji se koriste za prijenos proizvedene električne energije, također, emitiraju elektromagnetsko zračenje koje potencijalno može utjecati na orijentaciju nekih životinjskih vrsta, kao što su neke vrste riba i dekapodnih rakova. S druge strane, pozitivni ekološki utjecaji mogući su kroz stvaranje novih staništa za bentonske organizme na temeljima VE, tzv. umjetni grebeni.

Prostor pod posebnom zaštitom

Uz područja u kojima postoje zakonska ograničenja za izgradnju „offshore“ VE preporuča se planirati izgradnju VE izvan svih zaštićenih područja, područja ekološke mreže (POP i POVS) te staništa posidonije (lat. *Posidonia oceanica*). Naselja posidonije važna su za život u moru zbog visoke primarne produkcije te zato što se mnogi organizmi (pa i oni ekonomski važni) u njima hrane, razmnožavaju i nalaze zaklon. Naselja posidonije i raznolikost živog svijeta u njima vrlo je velika pa ona tvore važan tip sredozemnoga, dakle i jadranskoga staništa.

Prostor visoke osjetljivosti

Kao prostor visoke osjetljivosti ocijenjen je prostor u zoni 10 km oko POP područja čije ciljne vrste ptica su posebno osjetljive na rad VE (grabljivice) te najznačajnijih POP područja (s obzirom na brojnost i raznolikost ptica) u priobalnom i morskom dijelu RH.

POP područja	Značajke
HR1000018 Učka i Čićarija	Ciljne vrste su, između ostalog, bjeloglavi sup, zmijar i suri orao ¹
HR1000033 Kvarnerski otoci	Ciljne vrste su, između ostalog, bjeloglavi sup, zmijar i suri orao
HR1000023 SZ Dalmacija i Pag	Ciljne vrste su, između ostalog, bjeloglavi sup i zmijar
HR1000025 Vransko jezero i Jasen	Jezero je plitko i stoga cijelo do dna dostupno močvaricama. Na SZ dijelu se nalazi pticama vjerojatno najbogatije močvarno stanište u hrvatskom priobalju. Na Vranskom jezeru redovito zimuje više od 20 000 ptica vodarica, uglavnom liski.
HR1000031 Delta Neretve	Najveći kompleks močvarnih staništa u hrvatskom priobalju. U dolini Neretve je zabilježeno 310 vrsta ptica, od toga 115 su gnjezdarice.
HR1000039 Pučinski otoci	Ciljna vrsta je, između ostalog, eleonorin sokol (lat. <i>Falco eleonora</i>)

¹ „Buffer“ zona od 10 km oko POP-ova Učka i Čićarija i Kvarnerski otoci ne uključuje nekoliko manjih područja Kvarnera, stoga je cijelo područje Kvarnera izdvojeno kao područje visoke osjetljivosti.

Prostor umjerene osjetljivosti

Kao prostor umjerene osjetljivosti definirane su „buffer“ zone od 10 km oko ostalih POP-ova.

Prostor niske osjetljivosti

Dio mora izvan prostora visoke i umjerene osjetljivosti, odnosno morskog područja za druge namjene, definiran je kao područje niske osjetljivosti.

Prijedlog smjernica za smještaj vjetroelektrana na moru

Odgovarajući proces odabira lokacija za "offshore" VE, uključujući terenska istraživanja odnosno odgovarajuće prostorno planiranje, uzimajući u obzir utjecaje na prirodu i okoliš, predstavlja najvažnije mjere za smanjenje potencijalnih negativnih utjecaja na okoliš.

Preporuke za razvoj projekata „offshore“ VE uključuju izuzimanje osjetljivih područja te područja od značaja za zaštitu prirode, odgovarajuće pozicioniranje VE u odnosu na područja učestalih preleta te migracijske rute ptica i šišmiša, provođenje aktivnosti izgradnje i održavanja u vremenskom razdoblju s najmanjim negativnim utjecajem i sl. Također, nužno je koristiti iskustva i znanja drugih projekata, prije svega projekata izgradnje VE na kopnu, vezano uz procjenu rizika te učinkovitost mjera zaštite okoliša te potaknuti razvoj tehnologija s manjim negativnim utjecajem, npr. korištenje plutajućih VE. Potrebno je uzeti u obzir i kumulativne utjecaje u odnosu na druge antropogene aktivnosti te prirodne varijacije u okolišu i populacija pod utjecajem. Potrebna su daljnja istraživanja nužna za donošenje odgovarajućih politika te razvoj projekata VE u skladu s ciljevima smanjenja klimatskih promjena te postojećom regulativom u području zaštite prirode.

Hidroelektrane

Izgradnja hidroelektrane neminovno dovodi to hidroloških, hidromorfoloških i ekoloških promjena na vodotoku uzvodno i nizvodno od elektrane. Razina utjecaja ovisi o veličini, tipu (protočna, akumulacijska, reverzibilna) i dizajnu elektrane, te bio-ekološkim i hidromorfološkim karakteristikama i stanju vodnog tijela, kao i ekološkim i sociološkim karakteristikama okolnog područja.

S obzirom na navedene specifičnosti, ne postoje međunarodno prihvaćeni kvantitativni standardi na temelju kojih se može ocijeniti razina utjecaja iskorištavanja (preostalog) hidropotencijala na nekom prostoru. No, postoji niz smjernica za planiranje i održivo korištenje hidroenergetskog potencijala. Cilj takvih smjernica je primjena participativnog pristupa planiranju i integriranom upravljanju riječnih slivova i višenamjenskom korištenju vodnog dobra na održiv i društveno prihvatljiv način.

Neke od postojećih smjernica su:

- Smjernice i principi za održivi razvoj hidroelektrana u Dunavskom bazenu⁹⁵ – predlaže pristup i daje smjernice za planiranje smještaja i izgradnje hidroelektrana radi koherentne implementacije i ispunjavanja, ponekad konfliktnih ciljeva, EU politika zaštite okoliša, prvenstveno voda, i korištenja OIE.
- Smjernice za korištenje malih hidroelektrana u Alpskoj regiji⁹⁶ – daje pregled nacionalnih i regionalnih metoda, smjernica i kriterija za planiranje iskorištavanja vodnog potencijala malih vodotoka te navodi primjere dobre prakse iz zemljama Alpske regije.

⁹⁵ Međunarodna komisija za zaštitu Dunava, 2013, dostupno na www.icpdr.org/main/sites/default/files/nodes/documents/icpdr_hydropower_final.pdf

⁹⁶ Alpska konvencija, Platforma za upravljanje vodama u Alpama, 2011, dostupno na http://www.alpconv.org/it/organization/conference/XI/Documents/AC11_B8_2_Guidelines_SHP_en_annexes2.pdf?AspxAutoDetectCookieSupport=1

- Protokol za evaluaciju održivosti hidroelektrana⁹⁷ – koristi se za ocjenjivanje projekata hidroelektrana s obzirom na više od 20 tema održivosti. Sustavno sagledavanje pojedinog aspekta planiranja, razvoja i upravljanja hidroelektranom olakšava ocijeniti održivost postojećih i/ili planiranih objekata.

Hrvatska za sada nema jasno definiran pristup planiranju izgradnje elektrana u okviru cjelovitog planiranja upravljanja vodama. Sukladno postojećim propisima, prihvatljivost projekata hidroelektrana za okoliš i prirodu ocjenjuje se na projektnoj razini, odnosno u okviru SPUO i PUO postupaka. No, zakonski propisi i planski dokumenti iz područja upravljanja i zaštite prirodnih dobara daju temelj za razvoj i usvajanje metodologije i kriterija za sustavno planiranje. S obzirom na klimatsko-energetske odrednice razvoja i bio-ekološku vrijednost vodotoka i ograničenja koja proizlaze radi njihove zaštite očita je potreba za takvim pristupom.

Ranije opisani scenariji razvoja energetskeg sektora do 2050. godine, uz revitalizaciju postojećih, predviđaju i izgradnju novih hidroenergetskih objekata ukupne instalirane snage između 900 i 1 100 MW (S1 i S2). Prema tome, uz već započete projekte izgradnje velikih i malih hidroelektrana, predviđa se izgradnja dodatnih proizvodnih kapaciteta.

Uzimajući u obzir EU i nacionalne ciljeve postizanja dobrog stanja površinskih voda te dobrog ekološkog potencijala i kemijskog stanja umjetnih i znatno promijenjenih vodnih tijela, prilikom planiranja novih kapaciteta od posebne je važnosti uzeti u obzir osjetljivost i stanje ekosustava vodotoka čiji će se hidropotencijal koristiti.

Registar vodnih tijela Republike Hrvatske sadrži informacije o hidromorfološkom i kemijskom stanju većine vodnih tijela, no za veliki broj još nije utvrđeno ekološko stanje. Također, za rijeke koje su dio ekološke mreže još nisu provedena detaljna biološka istraživanja, niti su izrađeni planovi upravljanja. Kako su gotovo sve rijeke na kojima postoji neiskorišteni hidropotencijal sastavni dio ekološke mreže, na temelju postojećih podataka nije moguće ocijeniti razinu osjetljivosti pojedinih vodnih tijela niti prihvatljivost izgradnje novih hidroelektrana na njima.

U nastavku su dane preporuke za pristup planiranju i odabiru lokacija hidroelektrana na temelju dobrih praksi:

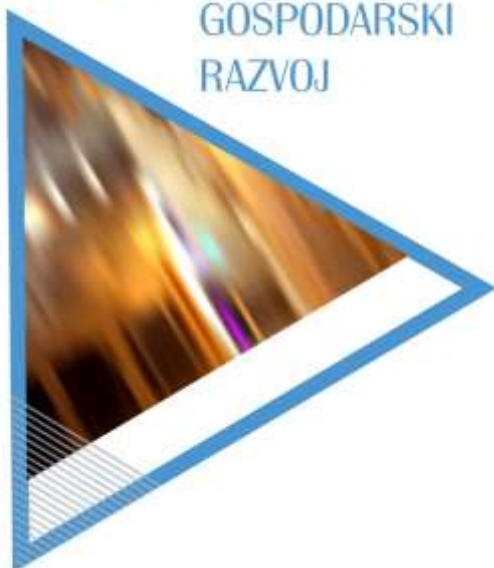
1. Prioritet treba dati tehničkoj i ekološkoj obnovi postojećih proizvodnih objekata radi povećanja proizvodnje električne energije i dostizanja/održanja dobrog stanja vodnog tijela.
2. Prioritet za smještaj novih elektrana treba dati umjetnim i znatno izmijenjenim vodnim tijelima, odnosno vodnim tijelima koja su lošeg ili vrlo lošeg stanja, te primjenom adekvatnih tehničkih i organizacijskih mjera doprinijeti postizanju boljeg stanja.
3. Nove proizvodne kapacitete treba planirati u okviru integriranog upravljanja vodama, pri čemu će se u obzir uzeti:
 - I. Razina osjetljivosti vodenih ekosustava i njihovih usluga za društvo,
 - II. Učinkovitost korištenja prirodnih dobara i ciljeva zaštite voda – višenamjensko korištenje objekata i postizanje dobrog stanja vodnih tijela,

⁹⁷ HSAP; IHA, 2012, dostupno na <http://www.hydrosustainability.org/Protocol/Protocol.aspx>.

- III. Tehnički parametri i potencijalni doprinos ukupnoj proizvodnji energije na državnoj razini,
 - IV. Financijsku učinkovitost proizvodnje električne energije, i
 - V. Prihvatljivost novih objekata za lokalnu zajednicu i društvo u cjelini.
4. Prilikom projektiranja hidroelektrana voditi se načelom predostrožnosti.

5.

UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA GOSPODARSKI RAZVOJ



5. UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA GOSPODARSKI RAZVOJ

5.1. Ulaganja u energetska sektor

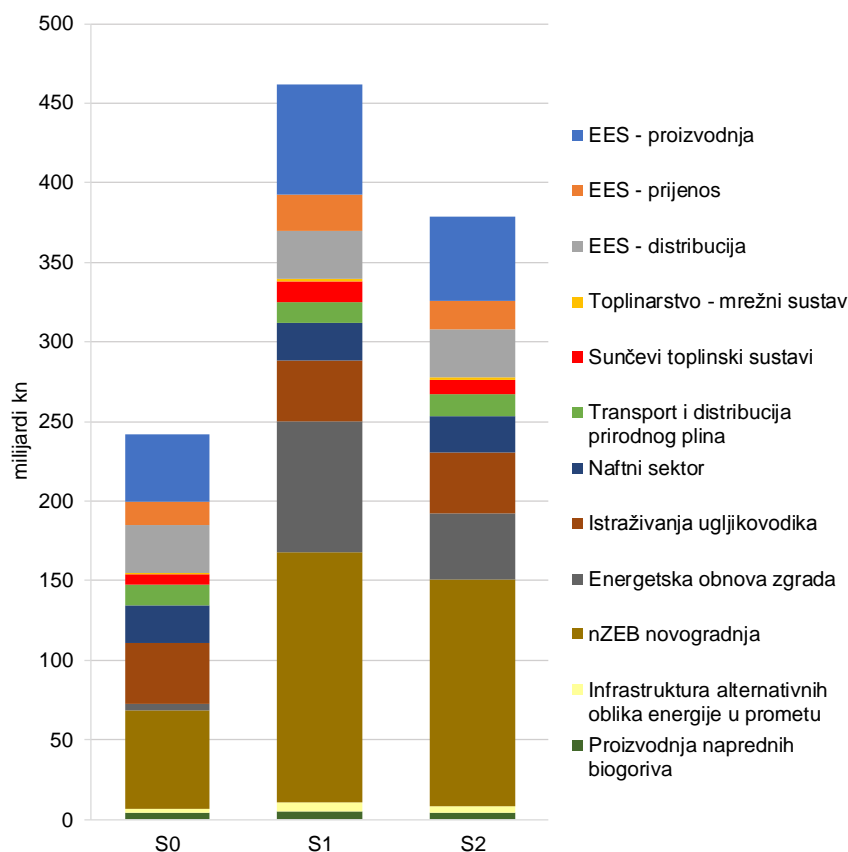
Procjena ukupnih ulaganja za razdoblje 2021. – 2050., za odabrane scenarije i po područjima prikazana je u tablici 5.1. i na slici 5.1.

Ukupna ulaganja prema Scenariju 1 iznose 461,71 milijardi kuna ili 15,39 milijardi kuna godišnje. Ulaganja u Scenariju 2 su za oko 20 % niža i iznose 378,90 milijarde kuna ili 12,63 milijardi kuna godišnje.

Tablica 5.1. Procjena ukupnih ulaganja u razdoblju 2021. – 2050. godine

	Ukupna ulaganja (milijardi kuna)					
	S0		S1		S2	
	2021.–2030.	2031.–2050.	2021.–2030.	2031.–2050.	2021.–2030.	2031.–2050.
Proizvodnja električne energije	13,59	29,27	19,12	49,74	16,32	36,86
Prijenos električne energije	6,20	8,30	8,20	14,70	7,90	9,90
Distribucija električne energije	10,0	20,0	10,00	20,00	10,0	20,0
Toplinarstvo	0,32	0,63	0,77	1,53	0,60	1,20
Sunčevi toplinski sustavi	2,10	4,19	4,17	8,34	3,04	6,08
Transport i distribucija prirodnog plina	10,70	2,80	10,70	2,80	10,7	2,80
Naftni sektor	13,0	9,9	13,00	9,90	13,0	9,9
Istraživanje ugljikovodika	24,3	14,3	24,30	14,30	24,3	14,3
Zgradarstvo – energetska obnova zgrada	1,40	2,79	26,13	55,82	13,06	27,91
Zgradarstvo – nZEB novogradnja	20,60	41,19	48,20	109,38	38,26	104,42
Infrastruktura alternativnih oblika energije u prometu	0,39	1,70	0,59	5,06	0,57	3,34
Proizvodnja naprednih biogoriva	4,03	0,51	3,49	1,46	3,73	0,72
Ukupno	106,61	135,58	168,67	293,04	141,47	237,43
	242,19		461,71		378,90	

Najveći dio ulaganja odnosi se na sektor zgradarstva, 239,5 milijardi kuna u Scenariju 1 (51,9 % od ukupnih ulaganja), tj. 183,7 milijardi kuna u Scenariju 2 (48,5 % od ukupnih ulaganja).



Slika 5.1. Procjena ulaganja po sektorima u razdoblju 2021. – 2050. godine

Ulaganja u naftni sektor, prikazana na prethodnoj slici i u tablici, obuhvaćaju ulaganja u modernizaciju rafinerijskog sektora, transport i skladištenje nafte i naftnih derivata. Ulaganja u istraživanje i eksploataciju ugljikovodika je potrebno realizirati u svim scenarijima jer se pretpostavlja povećanje domaće proizvodnje ugljikovodika. Ova pretpostavka izravno utječe na doprinos vlastitoj opskrbljenosti svim oblicima energije. Prikazana ulaganja u energetske sektor osim onih u segmentu reguliranih djelatnosti kada je riječ o energetskej infrastrukturi, a koja se prepoznaju kao dio reguliranih tarifa za transport, su u potpunosti trošak investitora te će ista ovisiti o samome interesu tržišta.

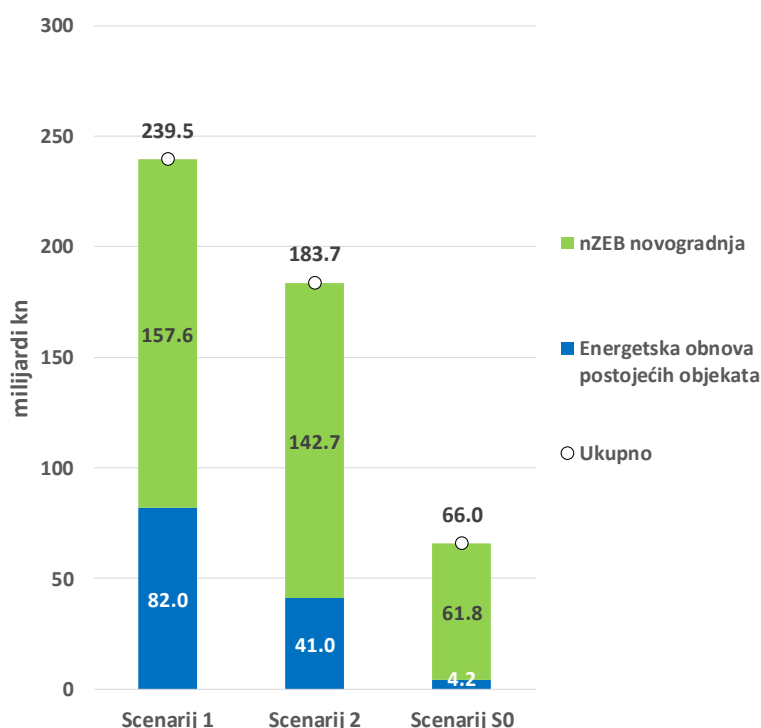
Na slici 5.1. prikazane su i ukupne očekivane investicije za sva tri scenarija. Prikazani iznos treba uzeti s rezervom jer za pojedine kategorije na ovoj razini analiza nije bilo moguće detaljno razmotriti ulaganja u pojedinim sektorima (npr. distribucija električne energije), a za pojedine sektore pretpostavljene su jednake aktivnosti u svim scenarijima ili rezultati obuhvaćaju jednake projekte (npr. modernizacija rafinerijskog sektora i razvoj transportnog sustava prirodnog plina).

Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva detaljnije je prikazana u nastavku.

Tablica 5.2. Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2021. – 2050. godine

Kategorija	Ukupna ulaganja (milijardi kn)			Godišnja ulaganja (milijardi kn/god)		
	S0	S1	S2	S0	S1	S2
Energetska obnova zgrada	4,2	82,0	41,0	0,14	2,73	1,37
nZEB novogradnja	61,8	157,6	142,7	2,06	5,25	4,76
Ukupno	66,0	239,5	183,7	2,2	8,0	6,1

Za energetska obnova zgrada u Scenariju 1 potrebno je izdvojiti 82,0 milijardi kuna ili 2,7 milijardi kn godišnje, a u Scenariju 2 skoro upola manje sredstava – 41,0 milijarda kuna ili 1,4 milijardi kuna godišnje. U novogradnju (od 2020. obvezna primjena nZEB) je potrebno uložiti 157,6 milijardi kuna ili 5,3 milijardi kuna godišnje (Scenarij 1), dok su ove vrijednosti za oko 9 % niže u Scenariju 2 – ukupno 142,7 milijardi kn ili 4,8 milijardi kuna godišnje.



Slika 5.2 Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2021. – 2050. godine

5.2. Smjernice financiranja provedbenih mjera

Tranzicija energetskog sektora je proces koji treba planirati, voditi i podupirati. Nosiva komponenta procesa je otvoreno tržište energije, na kojem je ekonomski interes sudionika procesa dominantan pokretač. Sustav i tržište su uređeni, dostupni i nediskriminirajući za sve sudionike, s jasnim pravilima sudjelovanja na tržištu, s ekonomskim elementima koji čine održivost trgovanja i pružanjem usluga propisanih regulativom. Važna komponenta funkcionalnosti tržišta energije je minimiziranje administracije na nužnu mjeru i prohodnost u rješavanju administrativnih zahtjeva.

Upravljački mehanizam tranzicije energetskega sektora je tržište emisijskih jedinica, koje ekonomski diferencira fosilna goriva od ostalih opcija i utječe na povećanje konkurentnosti OIE i mjera energetske učinkovitosti. Visina cijene emisijskih jedinica izravno utječe na ubrzavanje ili usporavanje procesa promjena. U prethodnom razdoblju cijene su bile niske, pa je učinkovitost sustava bila niska.

Narednih 30 ili više godina razlikovat će se po problemima i mjerama. Važno je razlučiti mjere prema karakteru, nužnosti, općem doprinosu, tehnološkom razvoju, obuhvatu korisnika ili specifičnim zahtjevima. Za izvore sredstava realno je očekivati sredstva iz strukturnih fondova i naknada za emisijske jedinice, kao i mjere opskrbljivača energijom.

1. Razvoj tržišta energije

Mjere za unapređenje razvoja tržišta su prioritet jer otvoreno tržište treba biti nositelj svih promjena. U krug ovih mjera općeg značaja spadaju:

- uvođenje naprednih brojala do 2025. godine, koja će omogućiti razvoj kvalitetnog tržišta energije, povećati mogućnosti trgovanja energijom i omogućiti proizvodnju energije na strani krajnjih kupaca,
- uvođenje odgovornosti svakog sudionika tržišta za ravnotežu između proizvodnje/opskrbe i potrošnje (ravnoteže ugovornih obveza) i tržišta energije uravnoteženja (tržište električne energije),
- organizacija tržišta/sustava za zajamčenu snagu (tržište električne energije),
- projekti sigurnosti kvalitete opskrbe,
- projekti koji doprinose razvoju tehnologija,
- rastuća uloga aktivnih potrošača,
- pojava lokalnih energetske zajednice.

2. Proizvodnja energije

U proteklih 10 – 15 godina napravljen je veliki tehnološki napredak u razvoju pojedinih tehnologija proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, posebno sunca i vjetra, koje su već dosegle komercijalnu razinu, pa ih treba isključiti iz bilo kakvog sustava poticaja. Najveća mjera je pojednostavljenje pristupa/sudjelovanja na tržištu električne energije i omogućavanje pristupa mreži.

Tehnologije koje koriste goriva iz bio-porijekla treba staviti u kontekst kružnog biogospodarstva, gdje je energetske korištenje na kraju lanca iskorištavanja sirovine. Takve projekte treba podupirati na investicijskoj strani iz sredstava prikupljenih od naknada na emisije.

Tehnologije geotermalne energije su specifične u odnosu na ostale tehnologije proizvodnje iz OIE jer zahtijevaju u startu velika sredstava i istraživanja te ih treba razmotriti u programima potpore.

Vizija razvoja OIE za razdoblje 2020. – 2030. godine je prikazana u poglavlju 5.3.

3. Potrošnja energije

Najveći doprinos u povećanju učinkovitosti uređaja je potpora tehnološkom razvoju i isključivanju s tržišta proizvoda koji nemaju potrebnu učinkovitost (regulatorne mjere).

Kao mjere financijske potpore mogu biti projekti od interesa za veći broj korisnika, posebno ako su vezane za projekte najviše učinkovitosti.

Važna mjera u sferi pomoći kupcima energije je kontinuirana edukacija, primjeri dobre prakse i pomoć u odlučivanju.

4. Energetska obnova zgrada

Energetska obnova zgrada je jedna od najvažnijih mjera u području energetske učinkovitosti koja zahtjeva potporu čime će se ubrzati odlučivanje o pokretanju obnove i skratiti vrijeme povrata uloženi sredstava.

Na izgradnju novih nZEB zgrada treba utjecati prije svega propisima, a u razdoblju promocije ideje i sredstvima. Također je važna edukacija i promocija dobre prakse.

5. Promet

Tranzicija u prometu ovisi u najvećoj mjeri o tehnološkom razvoju, za koji se očekuje da će u potpunosti riješiti potrebe sektora (električna i hibridna vozila, alternativna goriva), ali je teško predvidjeti njegovu dinamiku. Poticaje u prvom razdoblju treba usmjeriti na potrebnu infrastrukturu, a manje u sama vozila koja će vremenom postati ekonomski dostupna i usporediva s konvencionalnim opcijama.

5.3. Razvoj OIE u razdoblju 2020. – 2030. godine

5.3.1. CO₂ ciljevi

Za razvoj energetske sektora na globalnoj razini, na razini EU-a, a time i za Hrvatsku, najvažnija odrednica je politika borbe protiv klimatskih promjena i dinamika postupnog smanjenja emisije stakleničkih plinova, opširno opisane u Zelenoj i prethodnim poglavljima ove knjige.

5.3.2. Trendovi na tržištu električne energije

Ukupne potrebe za električnom energijom u Hrvatskoj jednim dijelom se osiguravaju iz uvoza, tj. kupovinom na tržištu električne energije te su cijene električne energije važan ulazni parametar u dugoročnim analizama. Za očekivati je da će se trend uvoza nastaviti u narednih 5 – 10 godina i da će količina uvoza ovisiti o cijenama, koje su s druge strane izravno povezane s raspoloživim količinama na tržištu (odnos ponude i potražnje u bližoj regiji).

Dugoročna raspoloživost i razina cijene električne energije (za razdoblja dulja od 3 – 5 godina) ovise o velikom broju parametara i podložne su velikim nesigurnostima. Na području jugoistoka Europe nekoliko sustava su neto izvoznici električne energije (npr. BiH,

Rumunjska, Bugarska), mnoge zemlje ovise o uvozu električne energije (npr. Makedonija, Albanija, a osobito Grčka), dok je općenita bilanca potrošnje i proizvodnje generalno uvozna pod jakim utjecajem hidroloških prilika (što bitno utječe na razinu cijena od godine do godine u regiji).

Iako su mnoga nacionalna tržišta još uvijek relativno zatvorena na strani maloprodaje (opskrba krajnjih kupaca), sve veće elektroprivredne tvrtke i trgovci električnom energijom aktivno sudjeluju na veleprodajnim tržištima i regionalnim burzama. To se odnosi prije svega na DAM tržišta (npr. HUPX, BSP, CROPEX...), ali i na „futures“ tržišta (npr. HUDEX).



Slika 5.3. Kretanje base load cijena na DAM EEX i HUPX

Izvor: Balkan Energy

Cijene električne energije na veleprodajnim tržištima Europe zavise i od veličine, volumena trgovanja i likvidnosti samog tržišta, te svakako interkonektivnoj povezanosti. Ovo je osobito izraženo u odnosu na veliko i likvidno zapadno europsko tržište predvođeno referentnom i veoma likvidnom burzom EEX, u odnosu na puno manje i ne toliko likvidnom tržištu Jugoistočne Europe gdje gravitira i Hrvatska, a za koje se može pretpostaviti da je referentna burza HUPX. Iako se oblici krivulja na DAM tržištu i futures tržištu prate, razlika u cijeni je 10 % do 20 % u ovisnosti o hidrologiji i sezonskim kretanjima.

U razdoblju do 2025./2030. godine očekuje se daljnje povezivanje tržišta u regiji te potpuna integracija u jedinstveno EU tržište. Osim povezivanja tržišnih platformi očekuje se daljnja integracija sustava izgradnjom interkonekcija što će olakšati trgovinu i poboljšati sigurnost opskrbe. Očekuje se i općeniti porast potrošnje električne energije u regiji, kao i nova ulaganja u razvoj elektrana.

Za potrebe razvoja analitičkih podloga nove Strategije energetske razvoja RH, pretpostavljeno je da će u razdoblju do 2030. godine na raspolaganju biti dovoljne količine električne energije na regionalnom tržištu za potrebe pokrivanja potreba u hrvatskom EES-u, a da će dugoročno (do 2050. godine), ukupna godišnja neto razmjena sa susjednim sustavima biti u ravnoteži. Pretpostavljene razine cijena prikazane su tablicom 5.3.

Prikazane su očekivane prosječne godišnje razine cijena i pretpostavljena je dinamika sezonske (mjesecne) i dnevne promjene cijena na europskom tržištu električne energije temeljem povijesnih podataka. Obzirom na regionalne prilike svakako je za očekivanje da će nivo cijena u jugoistočnoj Europi biti na razini većoj za 10% do 20%.

Ovdje treba svakako osobito imati u vidu utjecaj na cijenu električne energije, promjenu cijena emisija CO₂ koja je jedan od glavnih čimbenika.

Tablica 5.3. Cijene na Europskom tržištu električne energije do 2050. godine

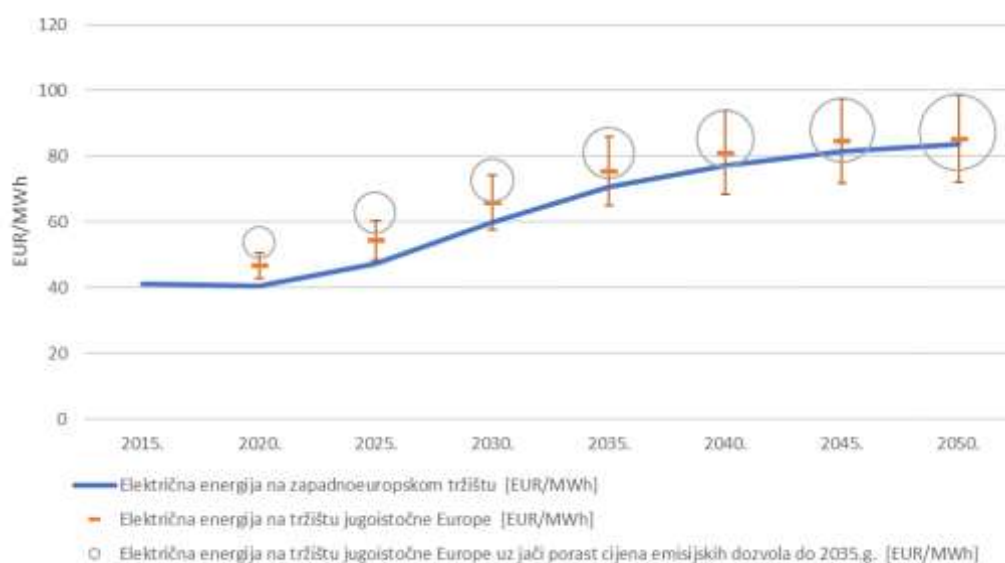
Godina	2015.	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.	2050.
Električna energija na zapadnoeuropskom tržištu (EUR/MWh)	41,0	40,6	47,3	60,0	70,6	77,3	81,4	83,7
Električna energija na tržištu jugoistočne Europe (EUR/MWh)		46,7	54,4	66,0	75,5	81,2	84,7	85,4
Električna energija na tržištu jugoistočne Europe uz jači porast cijena emisijskih dozvola do 2035. (EUR/MWh)		53,7	62,6	72,6	80,8	85,2	88,0	87,1

Izvor: EIHP

Vlade država Europske unije tijekom 2018. godine formalno su zatražile od Europske komisije izradu prijedloga za dugoročnu strategiju smanjenja emisija u skladu s Pariškim sporazumom u razdoblju od godinu dana. Time se uspostavlja proces koji bi potencijalno mogao dovesti do smanjenja broja emisijskih jedinica na EU tržištu emisija (EU ETS), u skladu s ciljem održavanja globalnog zatopljenja "znatno ispod 2°C".

Reforme EU ETS-a već su zabilježile trostruko povećanje cijena emisija CO₂, od 4,38 EUR/t u svibnju 2017. do 13,82 EUR/t u travnju 2018. godine te preko 25 EUR/t u rujnu 2018. godine što ih čini prošlogodišnjom najboljom „energetskom robom“ u svijetu.

Izvešće Europske komisije navodi kako su 2020./21. godine očekivane cijene u rasponu od 25 do 30 EUR/t, ali cijena emisija je već u rujnu 2018. godine dosegla razinu od 25 EUR/t, nakon čega je za mjesec dana pala na 18 EUR/t. Također je bitno navesti da Europska unija planira provesti mnogo veći pritisak i povećati cijene kako bi uskladila ciljeve EU-2030-emisija s Pariškim sporazumom.



Slika 5.4. Dugoročni razvoj tržišnih cijena električne energije na zapadnoeuropskom tržištu i tržištu jugoistočne Europe

Trošak emisija fosilnih goriva u Europi porastao je na najvišu razinu u posljednjem desetljeću, nadmašivši 20 EUR/t i povećavajući troškove električne energije diljem kontinenta.

Potrebno je naglasiti da je pod utjecajem bržeg rasta cijena emisija na aukcijskom tržištu cijene električne energije mogu ostvariti brži rast od navedenog, slika 4.3. No, i u jednom i u drugom slučaju rast tržišnih cijena je vrlo vjerojatan.

5.3.3. Financiranje OIE projekata i pogled financijskih institucija

Temeljem iskustava na realiziranim projektima OIE u Republici Hrvatskoj moguće je, poopćeno, izdvojiti sljedeće zahtjeve financijskih institucija (primarno u slučaju dugoročnog kreditiranja):

- Financira se (dugoročnim kreditom) do maksimalno 70% ukupne investicije što predmnijeva da sponzori projekta (nositelji projekta/ulagači vlasničkog kapitala) osiguraju minimalno 30% udjela u ukupnoj investiciji (financiranje projekta s udjelom vlasničkog kapitala manjim od 30% iznimna su rijetkost),
- Financiraju se isključivo projekti koji koriste provjerenu tehnologiju (OIE tehnologija s referencama pogona),
- Analiza projekta vrši se vrlo konzervativnim pristupom,
- Projicirani novčani tokovi projekta moraju dokazati da su slobodna novčana sredstva projekta dostupna za servisiranje duga (DSCR) na minimalnoj razini od 1,20 (20% veća od ukupnog duga = otplata glavnice + kamata) u svakoj godini otplate duga,
- Očekuje se raspodjela rizika između financijske institucije i investitora (sponzora/nositelja projekta) kroz ugovorne odnose i garancije. Mehanika raspodjele rizika ovisi o strukturi financiranja, iznosu i specifičnostima projekta,
- Očekuje se osiguranje sredstava na rezervnom računu za podmirenje kreditnih obveza (DSRA) u iznosu od minimalno kvartalne obveze po kreditima i to najčešće u vidu jednokratne uplate na poseban račun,
- Očekuje se raspoloživost sredstava osiguranja kredita (u vidu založnih prava na pokretnine i nekretnine, deponiranja Ugovora o otkupu električne energije u trezoru banke, osiguranja vinkuliranih u korist financijske institucije, korporativne garancije, mjenice, zadužnice itd.).

Sve navedeno izravno utječe na povećanje tzv. transakcijskih troškova financiranja projekata OIE, odnosno njihove implementacije. Dok gore navedeno vrijedi i za većinu razvijenih OIE tržišta EU, u Hrvatskoj se javljaju dodatni faktori koji izravno utječu na dodatno poskupljenje financiranja projekata OIE i usložnjavane njihove implementacije. Ključni element koji u financijskom smislu utječe na financijsku performansu bilo kojeg projekta, pa tako i projekata OIE, je prosječni ponderirani trošak kapitala (WACC) – kombinirani trošak vlasničkog i dužničkog kapitala.

WACC izravno ovisi o eksternim faktorima, primarno dva: trošku kapitala (u koji je indirektno uključen rizik zemlje) i rizik zemlje koji direktno utječe na trošak vlasničkog kapitala (equity). Kod oba faktora njihov rast, koji je mjera kompenzacije i mitigacije rizika povezanih s percepcijom rizika zemlje i objekta investiranja, izravno povećava WACC čime se smanjuje profitabilnost projekata odnosno povećava njihov LCOE. Objektivno, rizik zemlje je u slučaju RH, jednako kao i svih zemalja u regiji JIE, značajno izražen, posebno u prvom dijelu prošlog desetgodišnjeg (2008. – 2018.) razdoblja koje je uslijedilo neposredno po začetku globalne financijske krize. Preljevanje krize na RH, padom kreditnog rejtinga, došlo je do rasta rizika zemlje koji su izravno odraženi u trošku kapitala (duga) ali i vlasničkog kapitala obzirom da percepcija rizika kod investitora raste pa se kompenzacija istoga uključuje kroz viša očekivanja u vidu povrata. Provedene analize ukazuju na činjenicu da su eksterni faktori u vidu rizika zemlje, regulatornog rizika (generiranog konstantnim i nepredvidivim promjenama zakonodavno – regulatornog okvira sektora) te troška kapitala (duga) koji je, između ostaloga, izravna posljedica rizika zemlje utjecao na komparativno visoku cijenu duga i vlasničkog kapitala koji se prelio na profitabilnost projekata i više tražene povrate na strani investitora, a time i neposredno na LCOE.

Istraživanja ukazuju da je ukupna premija rizika (koja uključuje rizik zemlje u kombinaciji s specifičnim sektorskim rizikom) u Republici Hrvatskoj izrazito visoka (u komparacijski s „razvijenim“ tržištima OIE u EU) te da veliki broj investitora u OIE (posebno „velike“ i investicijski značajne i zahtjevne projekte) u sektoru OIE u Republici Hrvatskoj percipira visoki rizik. Manjak sustavnosti vođenja politike, nejasni strateški ciljevi, neostvareni akcijski planovi i učestale te prije svega nagle promjene regulatornog okvira u kombinaciji s nesigurnostima na strani upravljanja visinom naknade za poticanje OIE kod investitora stvaraju percepciju povećane rizičnosti. Isto, čak i u većoj mjeri (obzirom na konzervativni profil i pristup) prisutno je kod financijskih institucija. Navedeno, u kombinaciji s ionako visokim rizikom zemlje i posljedično traženom premijom za kompenzaciju iste, a koja ovisi o eksternim čimbenicima i na koju investitori, ali i financijske institucije nemaju izravan utjecaj, značajno podiže trošak financiranja, traženi povrat na privatnu investiciju, a time i WACC te posljedično trošak cijelog sustava OIE. Bez jasne i transparentne politike upravljanja sektorom OIE, kao i daljnjih napora na poboljšanju onoga što se skupno naziva investicijskom klimom, dakle svih eksternih čimbenika gospodarstva koji izravno utječu na bankabilnost projekata, teško je za očekivati, barem u skorijoj budućnosti, smanjenje WACC-a projekata OIE u RH, a time i ukupnih troškova sustava i društva u cjelini.

Iz tog razloga od presudne je važnosti u proces promišljanja budućih politika OIE uključiti investitore jednako kao i predstavnike financijskih institucija i potaknuti dijalog s ciljem pronalaženja provedivih rješenja.

Kao dodatak, napravljen je izračun minimalno potrebne prodajne cijene električne energije koju bi „veliki“ projekti vjetroelektrana i sunčanih elektrana (solar) morali ostvarivati u 2020. odnosno 2030. godini kako bi, uz ulazne pretpostavke koje se odnose na razinu investicijskih (CAPEX) i operativnih (OPEX) troškova te proizvodnosti, bili kvalificirani kao bankabilni.

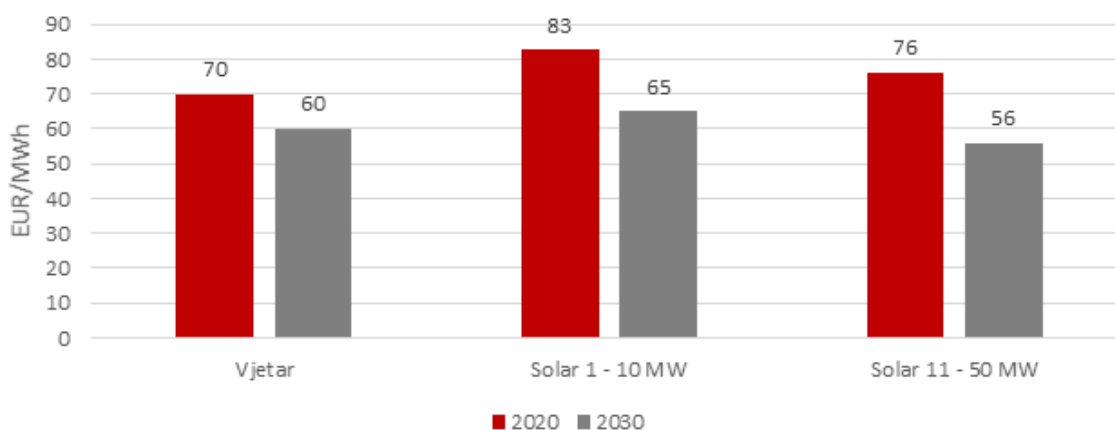
Bankabilnošću se u ovom kontekstu smatra zadovoljenje uvjeta minimalnog DSCR⁹⁸ na razini 1,20.

U proračunu su korišteni ulazni parametri prikazani idućom tablicom.

Tablica 5.4. Ulazni parametri korišteni u proračunu minimalno potrebne prodajne cijene električne energije

	<i>Ulazni parametar</i>	<i>mjerna jedinica</i>	Vjetar	Solar 1 – 10 MW	Solar 11 – 50 MW
2020.	WACC		7,4%	6,4%	6,4%
	CAPEX	€/kW	1 230	823	757
	OPEX	€/kW/god	39,6	16,46	15,14
	Snaga	MW	50	1 – 10 MW	11 – 50 MW
	FLH	h/god	2 900	1 400	1 400
2030.	WACC		6,5%	5,5%	5,5%
	CAPEX	€/kW	1 080	651	553
	OPEX	€/kW/god	39,6	13,02	11,06
	Snaga	MW	50	1 – 10 MW	11 – 50 MW
	FLH	h/god	3 250	1 400	1 400

Rezultati proračuna prikazani su idućom slikom.



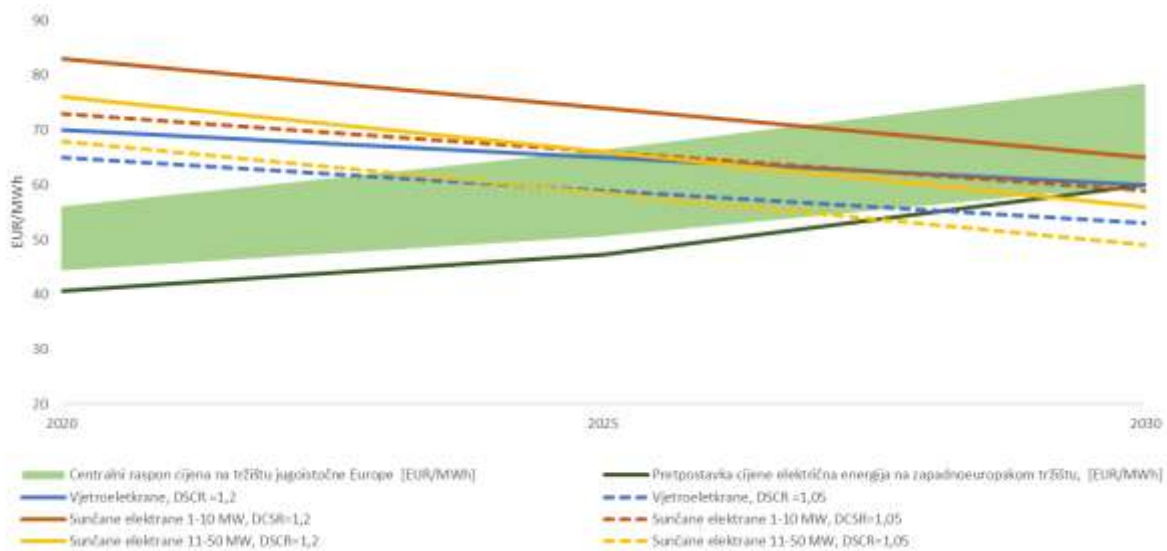
Slika 5.5. Minimalno potrebna prodajna cijena električne energije uz koju su projekti vjetroelektrana i sunčanih elektrana 2020. i 2030. bankabilni uz DSCR = 1,2

Konačno, u nastavku je prokazan i rezultat procijenjenog razvoja tržišnih cijena električne energije u jugoistočnoj Europi u usporedbi s trendom minimalne prodajne cijene uz koju su projekti vjetroelektrana i sunčanih elektrana u razdoblju 2020. – 2030. bankabilni. Vidljivo je da prema očekivanom razvoju niveliranih troškova, vjetroelektrane ulaze u zonu tržišne

⁹⁸ DSCR predstavlja koeficijent pokrića duga koji se računa kao omjer između raspoloživog novčanog toka za otplatu duga (CFADS-a) i iznosa ukupnog duga (glavnica + kamate). Ako je DSCR veći od 1 to pokazuje da projekt generira dovoljno prihoda da otplati svoje dugove, a ako je manji od 1 to pokazuje kako projekt ima negativne novčane tokove.

konkurentnosti najranije 2024. godine, velike sunčane elektrane 2025., a male sunčane elektrane 2027.

No, također je vidljivo da smanjenje traženog DSCR s 1,2 na 1,05 ima povoljan učinak na konkurentnost vjetroelektrana i sunčanih elektrana budući da se time smanjuje i minimalno potrebna prodajna cijena uz koju su ovi projekti bankabilni. Potrebno je stoga s financijskim institucijama ispitati postoji li prostor za "omekšavanje" uvjeta bankabilnosti i koliki je taj prostor, a u cilju jačanja konkurentnosti OIE.



Slika 5.6. Trend razvoja minimalno potrebne prodajne cijene električne energije i očekivanog razvoja cijena na tržištu električne energije

5.3.4. Vizija razvoja OIE u razdoblju 2020. – 2030. godine

Rizici OIE projekata su u dosadašnjem razvoju obnovljivih izvora u Republici Hrvatskoj bili u velikoj mjeri adresirani kroz tzv. sustav zajamčenih tarifa (FIT), odnosno kasnije (neimplementirani) premijski sustav. Ovim je na prihvatljivu razinu sveden rizik cijene za isporučenu energiju u razdoblju trajanja ugovora o otkupu (12 ili 14 godina) budući da je u demonstracijskoj i predkomercijalnoj fazi uvođenja OIE tehnologija nivelirani trošak proizvodnje bio znatno viši nego je bila tržišna cijena električne energije. Drugi bitan vid ublažavanja rizika za OIE projekte bio je status povlaštenosti kojim se garantiralo preuzimanje cjelokupno proizvedene energije.

Uz ispravno vođenje razvoja, projekti OIE su imali mogućnost doseći bankabilno nisku (prihvatljivu za financiranje) razinu rizika te je sustav kao takav polučio značajan pozitivan rezultat kroz izgradnju novih OIE postrojenja i povećanje udjela OIE u neposrednoj potrošnji.

No, tehnološki razvoj i tržišno sazrijevanje, posebno u slučaju sunčeve energije i vjetroelektrana, omogućio je kontinuirani pad niveliranih troškova proizvodnje. S druge strane, redizajn tržišta i internalizacija troškova CO₂, koji sada više nije zanemariv a procjenjuje se da će u budućnosti još i rasti, pogurali su tržišne cijene električne energije naviše.

Ove dvije ključne dimenzije, kao i iskustvo koje je u međuvremenu stečeno, bitno su promijenile okolnosti za razvoj OIE projekata u odnosu na stanje prije 5 ili 10 godina te je nužno sagledati nove mogućnosti i prilike za obnovljive izvore u cilju:

- Daljnjeg povećanja udjela OIE na održivim osnovama,
- Razvoja poduzetništva i slobodne inicijative,
- Kontrolu troškova za krajnje kupce.

U nastavku je prikazan prijedlog i vizija novog odnosa prema pojedinim OIE tržišnim segmentima, sukladno njihovom aktualnom tehnološkom i tržišnom statusu, na horizontu do 2030. godine.

Mali projekti OIE snage do 500 kW

U ovoj kategoriji mrežno integriranih malih OIE prvenstveno se vidi projekte integriranih sunčevih sustava, kogeneracijskih postrojenja na biomasu i bioplin, malih hidroelektrana te malih integriranih ili neintegriranih vjetroagregata. Ovi posljednji predstavljat će tek malu tržišnu nišu i vjerojatno neće biti značajnije zastupljeni.

Tehnološki i tržišno vrlo različite, svaka od ovih tehnologija ima i drugačiju pozadinu i popratne učinke.

Primjerice, **sunčane elektrane** su proizvodni sustavi vrlo blizu ili na mjestu potrošnje. Njihovo korištenje izmješta ne samo trošak proizvodnje u udaljenim alternativama, nego djelomično i troškove transporta energije, opskrbe i dr. S tržišne strane, pak, sunčevi sustavi do 500 kW već danas mogu biti financijski održivi s minimalnom ili čak bez dodatnih potpora, ali je nužno osigurati poticajno okruženje (u pogledu priključka na mrežu), kvalificiranost pružatelja usluge kao i kvalitetu opreme koja se stavlja na tržište. Na sve ove vanjske aspekte najveći utjecaj moguće je ostvariti kroz ispravno definiranu regulativu, tehničke pravilnike i norme, edukaciju i trening pružatelja usluga, što je sve u potpunosti u mandatu institucija Republike Hrvatske.

Ukoliko se pokaže potrebno, određeni stupanj investicijske potpore za specifične slučajeve može dati FZOEU iz prihoda s naslova prodaje emisijskih dozvola.

U području solarne energije prepoznaju se prilike i znatan potencijal za slijedeće tržišne segmente:

- **Rezidencijalni sunčevi sustavi za kućanstva do priključne snage kućanstva (tipično nekoliko kW).** Ovi sustavi su integrirani na zgrade, priključeni na mrežu, te djelomično proizvode za vlastite potrebe kućanstva uz plasman viškova u mrežu. Energija se obračunava po principu net-meteringa uz obvezu opskrbljivača ili agregatora na preuzimanje. Rezidencijalni sunčevi sustavi nemaju odgovornost za odstupanje. Poticajno okruženje i mjere uključuju:
 - Uređenje regulatornog okvira (priključak, obveza otkupa, net-metering),
 - Izradu nove metodologije određivanja naknade za distribucijsku mrežu koja bi uvažila distribuiranu proizvodnju kod kupaca energije,
 - Obvezu ugradnje za nove zgrade (u građevinskim propisima),

- Pojednostavljenje i uređenje administrativnih procedura,
- Akreditiranje opreme i certificiranje instalatera,
- Edukacija i promocija dobre prakse,
- Organizacija savjetodavne službe.
- **Komercijalni sustavi do 500 kW.** Uključuje veće sustave integrirane u poslovne zgrade ili druge građevine, priključene na mrežu, koji djelomično zadovoljavaju vlastite potrebe subjekta a dio plasiraju u mrežu na bazi viškova. Viškove kupuje opskrbljivač ili agregator i dalje trguje s njima. Poticajno okruženje i mjere uključuju:
 - Uređenje regulatornog okvira za priključak,
 - Izradu nove metodologije određivanja naknade za distribucijsku mrežu koja bi uvažila distribuiranu proizvodnju kod kupaca energije,
 - Investicijske subvencije putem natječaja FZOEU, a iz sredstava od prodaje emisijskih dozvola,
 - Pojednostavljenje i uređenje administrativnih procedura,
 - Akreditiranje opreme i certificiranje instalatera,
 - Edukacija i promocija dobre prakse,
 - Organizacija savjetodavne službe.

Za isporučene viškove isplaćuje se dogovorena cijena temeljem ugovora između vlasnika postrojenja i opskrbljivača ili agregatora.

U pogledu **biomase i bioplina**, u okviru Zajedničke poljoprivredne politike, ruralnog razvoja i EFARD-a kao i u području gospodarenja otpadom, turizmu i razvoju otoka prepoznaju se prilike i znatan potencijal za sljedeće tipove postrojenja:

- **Mikro postrojenja do 30 kWe za proizvodnju bioplina iz AD mokrog gnoja**, ne isključujući dozvoljeni udio energetskih usjeva. Tipični korisnici bi bile stočarske i mješovite farme s 50 – 100 UG. Procjenjuje se da u Republici Hrvatskoj ima oko 11 000 potencijalnih korisnika s kumulativnim potencijalom izgradnje do 165 MW. No, ključne prepreke predstavljaju prezaduženost dionika i nedostatak znanja u upravljanju procesom i u održavanju postrojenja pa se rješenje vidi u osmišljavanju novih poslovnih modela kako bi se aktivirao ovaj potencijal.
- **Mala kogeneracijska postrojenja do 500 kWe uz proizvodnju bioplina iz AD mokrog gnoja i biootpada te proizvodnju nusproizvoda, nastalog ili pri vlastitoj preradi ili kroz pružanje usluge zbrinjavanja biootpada.** Proizvodnja u kogeneraciji s naglaskom na toplinski dio zbog toplinskih potreba procesa. Porijeklo sirovine većinski iz vlastitog proizvodnog procesa, a pružanje usluge zbrinjavanja biootpada je sekundarni izvor sirovine. Tipični korisnici bila bi stočarska ili mješovita poljoprivredna gospodarstva s 100+ UG, s ili bez sirana ili prerade. Procjenjuje se da u Republici Hrvatskoj ima oko 2 000 potencijalnih korisnika s kumulativnim potencijalom izgradnje do 600 MW. Kao ključne probleme prepoznaje se nezainteresiranost dionika zbog administrativnih prepreka i postojećih loših iskustava, kao i nedostatak rješenja za digestat.
- **Male kogeneracije do 500 kWe prema toplinskom režimu na drvnu biomasu**, s ili bez proizvodnje drvnih peleta iz drvnog ostatka, pri pilanama i drvno-prerađivačkoj industriji. Tipični korisnici bile bi pilane i drvno-prerađivački sektor. Procjenjuje se 760 potencijalnih korisnika (trenutno) s potencijalom za instaliranje do 190 MW ovakvih postrojenja.
- **Mala postrojenja do 500 kWe za proizvodnju bioplina iz AD biootpada nastalog iz turizma** (primarno priprema i konzumacija hrane te biorazgradivi dio komunalnog

otpada, mulj s pročištača otpadnih voda...) s proizvodnjom električne energije pri vršnim opterećenjima, a u svrhu uređenja okoliša i zbrinjavanja otpada. Kao potencijalni korisnici vide se turističke destinacije, odmarališta i resorti s ukupnim potencijalom instaliranja do 39 MW.

Za sve navedene kategorije nužno je razviti nove poslovne modele kojim će se mobilizirati dionike kao i financijske institucije. **Naglasak treba biti u maksimalnom iskorištavanju proizvedene topline prilagođene toplinskim procesima korisnika, ali i ostvarivanju dodatnih koristi za dionika (povećanje konkurentnosti, nova tržišta, zbrinjavanje otpada...).** Uz učešće fondova po posebnim (ne-energetskim) strategijama do 90% investicije, ovakvi projekti mogu postati isplativi te u punoj mjeri održivi čak i u punom tržišnom okruženju za proizvedenu električnu energiju.

U svim navedenim kategorijama postrojenja su priključena na mrežu, u manjoj mjeri zadovoljavaju vlastite potrebe fizičke osobe ili subjekta a veći dio plasiraju u mrežu. Isporučenu energiju kupuje opskrbljivač ili agregator i dalje trguje s njima. Za isporučene viškove isplaćuje se dogovorena cijena temeljem ugovora između vlasnika postrojenja i opskrbljivača ili agregatora. Poticajno okruženje i mjere uključuju:

- Uređenje regulatornog okvira za priključak,
- Izrada Vodiča za implementaciju projekata biomase: kratkih smjernica s kalkulacijama za referentno postrojenje, uključujući nadležnosti kroz cijeli tijek lanca dobave, energetske pretvorbe te nusproizvoda,
- Izradu nove metodologije određivanja naknade za distribucijsku mrežu koja bi uvažila distribuiranu proizvodnju kod kupaca energije,
- Raspisivanje natječaja za investicijske potpore iz fondova po posebnim strategijama (Zajednička poljoprivredna politika, Strategiju za biogospodarstvo, Niskougljični razvoj, Gospodarenje otpadom itd.),
- Pojednostavljenje i uređenje administrativnih procedura,
- Akreditiranje opreme i certificiranje instalatera,
- Edukacija i promocija dobre prakse,
- Organizacija predstavljanja koncepta među potencijalnim korisnicima preko strukovnih organizacija.

Sunčeve elektrane preko 500 kW

Velike sunčeve elektrane su trenutno najpropulzivnija energetska tehnologija u EU i globalno. Kako cijene opreme idu dolje, tako i nivelirani troškovi padaju i to vrlo intenzivnom dinamikom. Iako u Republici Hrvatskoj za sada nema iskustava s postrojenjima preko 2 MW, za očekivati je da će se vrlo brzo razviti projekti (već su u razvoju) i projekti snaga 10 – 50 MW pa i više.

Tipične nove sunčane elektrane većih snaga (preko 5 MW) u Hrvatskoj u narednom razdoblju (2020. – 2030.) imati će slijedeće značajke:

- Tipična veličina sunčanih elektrana 5 – 50 MW (u razredu 20 – 50 MW ipak relativno mali broj takvih postrojenja),
- Neto proizvodnost od 1 100 – 1 500 sati,

- Troškovi razvoja će rast ali će ukupni investicijski troškovi kroz vrijeme padati,
- Specifični investicijski troškovi će padati sa 750 – 800 EUR/kW u 2020. na 550 – 650 EUR/kW,
- Nositelji projekta su SPV-ovi (engl. *Special Purpose Vehicle*). Iskustvo u drugim zemljama je pokazalo da protekom vremena i stjecanjem iskustva očekivanja u pogledu povrata padaju što ima povoljan utjecaj na daljnje smanjenje niveliranog troška i povećanje konkurentnosti. Za očekivati je sličan trend i u Hrvatskoj,
- Osim kod manjih sunčanih elektrana u ovoj kategoriji (do nekoliko MW), i to samo u slučaju kada su vezane za velike industrijske potrošače, proizvedena energija će se gotovo u cijelosti isporučivati u mrežu,
- Kupac električne energije će biti opskrbljivač, tržišni agregator, treća strana u bilateralnom ugovoru ili kupac na burzi ukoliko se plasman energije ostvari na tržištu, direktno ili preko agenta,
- Priključak sunčanih elektrana te integracija u sustav bit će projektno specifična i ovisiti isključivo o mogućnosti i kapacitetu projekta da snosi njihove troškove.

Imajući u vidu rečeno, procjenjuje se da će u promatranom razdoblju, posebno u drugoj njegovoj polovici (2025. – 2030.) u potpunosti nestati potreba za potporom sunčanim elektranama te će njihova održivost isključivo ovisiti o prihodima s naslova prodaje električne energije po tržišnim uvjetima i eventualnih financijskih izvedenica.

No, tržišna održivost u prvom dijelu razdoblja (2020. – 2025.) ovisit će o kretanju tržišne cijene, specifičnostima lokacije i mjerama koje će provoditi nadležno ministarstvo. Stoga je u ovoj fazi, kako bi se projekti realizirali na tržišnim osnovama, nužno maksimalno djelovati na strani vanjskih rizika, što je u mandatu države. Preporučene mjere su:

- Pojednostavljenje i stabilizacija administrativnih procedura u cilju smanjenja rizika i time troška financiranja,
- Jednostavnije reguliranje korištenje državnog zemljišta i adekvatno uređivanje naknade za služnost odnosno pravo građenja, kao i naknade za šume,
- Uređivanje područja bilateralnog ugovaranja (korporativni ugovor o otkupu),
- Izrada okolišno-prostornih, resursnih i ostalih podloga te unosenje potencijalnih zona ili provedbenih odredbi u prostorne planove,
- Izrada planova razvoja mreže,
- Implementacija instrumenta zaštitne cijene kako je dalje opisano,
- Savjetovanje s financijskim sektorom, promocija dobre prakse i edukacija.

Vjetroelektrane

Nakon 15-ak godina intenzivnog razvoja u EU i drugdje, može se konstatirati da je industrija vjetra u dijelu **kopnenih vjetroelektrana** tehnološki i tržišno sazrijela. Globalni lanci dobave, iako još uvijek nisu u potpunosti optimirani, uspostavljeni su, proizvođači prolaze fazu okrupnjavanja, a nositelji projekata sve više djeluju internacionalno. Nivelirani trošak je pao o čemu svjedoče rezultati tendera u okviru premijskog modela, provedenih u EU i globalno.

U Hrvatskoj postoji znatno iskustvo u razvoju, izgradnji i pogonu vjetroelektrana. Iz gledišta poticanja, vjetroelektrane su tehnologija koja je u proteklom razdoblju najmanje trebalo

poticati (po kWh proizvedene energije) pa su i poticane kvote za vjetroelektrane bile najveće. Administrativne procedure, iako dugotrajne, su uspostavljene za sve faze razvoja projekta. Integracija vjetroelektrana je tema koja se rješava na sistemskoj razini, ali aktiviranjem EKO bilančne grupe napravljen je prvi korak u spuštanju odgovornosti za odstupanje na projektnu razinu.

Za očekivati je da će tipične nove vjetroelektrane u Hrvatskoj u narednom razdoblju (2020. – 2030.) imati slijedeće značajke:

- Prosječna jedinična snaga vjetroagregata 4 – 6 MW
- Tipična veličina vjetroelektrana 20 – 50 MW
- Proizvodnost vjetroelektrane 2 800 – 3 200 sati uz relativno mali utjecaj vjetrovitosti lokacije (zbog velikog izbora različitih tipova/klasa vjetroagregata). Početkom razdoblja proizvodnost će biti nešto manja a s vremenom će rast. Prema kraju razdoblja sve veća će biti neproizvedena energija (zbog ograničenja snage vjetroelektrana u pojedinim situacijama u mreži – curtailment)
- Tipični nositelj projekta će biti financijski potentne tvrtke specijalizirane za razvoj ili multinacionalne energetske tvrtke
- Troškovi razvoja će rast ali će ukupni investicijski troškovi kroz vrijeme padati
- Priključak vjetroelektrana te integracija u sustav bit će projektno specifična i ovisiti isključivo o mogućnosti i kapacitetu projekta da snosi njihove troškove
- Kupac električne energije će biti opskrbljivač, tržišni agregator, treća strana u bilateralnom ugovoru ili kupac na burzi ukoliko se plasman energije ostvari na tržištu, direktno ili preko agenta.

Imajući u vidu rečeno, procjenjuje se da će u promatranom razdoblju, posebno u drugoj njegovoj polovici (2025. – 2030.) u potpunosti nestati potreba za potporom vjetroelektranama te će njihova održivost isključivo ovisiti o prihodima s naslova prodaje električne energije po tržišnim uvjetima i eventualnih financijskih izvedenica.

No, tržišna održivost ovih projekata u prvom dijelu razdoblja (2020. – 2025.) ipak neće biti potpuna te će se prvo ostvariti, ako uopće, na malom broju najboljih (najvjetrovitijih) lokacija s niskim specifičnim troškovima iza kojih stoje ulagači s niskim očekivanjima (tzv. *Low-Yield Investor*). Stoga je u ovoj fazi, kako bi se projekti realizirali na tržišnim osnovama, nužno djelovati na strani vanjskih rizika, što je u mandatu države, te iz tog aspekta učiniti projekte vjetroelektrana (kao i drugih OIE) niskorizičnim. Ako ove mjere izostanu, vrlo je vjerojatno da će izostati i investicije u vjetroelektrane u ovom početnom razdoblju (2020. – 2025.). Preporučene mjere su:

- Pojednostavljenje i stabilizacija administrativnih procedura u cilju smanjenja rizika i time troška financiranja,
- Jednostavnije reguliranje korištenje državnog zemljišta i adekvatno uređivanje naknade za služnost odnosno pravo građenja, kao i naknade za šume,
- Uređivanje unutardnevnog i za dan-unaprijed tržišta kao i tržišta pomoćnih usluga na kojem mogu sudjelovati i vjetroelektrane,
- Uređivanje područja bilateralnog ugovaranja (korporativni ugovor o otkupu),
- Izrada okolišno-prostornih, resursnih i ostalih podloga te unosenje potencijalnih zona ili provedbenih odredbi za vjetroelektrane u prostorne planove,
- Izrada planova razvoja mreže,
- Implementacija instrumenta zaštitne cijene kako je dalje opisano,
- Savjetovanje s financijskim sektorom, promocija dobre prakse i edukacija.

Republika Hrvatska ima znatan **morski potencijal** energije vjetra, koji međutim nije tako bogat kao sjevernoatlantskih zemalja. Morske vjetroelektrane možda uz prave uvjete mogu

predstavljati poslovnu priliku, no budući da tehnika pontonskog temeljenja morskih vjetroelektrana nije još komercijalizirana, ovakvi projekti bi, uz gore opisane mjere, prvenstveno trebali koristiti mogućnost smanjenja kapitalnih investicije iz fondova za financiranje inovacija i demonstracijskih projekata, čime bi u perspektivi (prema kraju razdoblja) i oni dobili atraktivnost za ulaganje uz zatvaranje financijskog modela na bazi prihoda ostvarenih u tržišnom okruženju.

Hidroelektrane

Male hidroelektrane do 10 MW gradit će se u okviru mogućnosti koje će prije svega definirati prostorna, resursna i okolišna ograničenja i dopustivost. Iako ova kategorija uključuje projekte do 10 MW, u Republici Hrvatskoj veći dio projekata malih hidroelektrana odnosi se na projekte do 500 kW budući da se najčešće radi o rekonstrukcijama starih mlinova i vodenica u male hidroelektrane.

Tehnologija iskorištavanja energije vodotoka je zrela i dobro poznata tehnologija. Projekti malih hidroelektrana izrazito su osjetljivi na lokaciju projekta (u smislu investicije, ali i kompleksnosti same realizacije).

Zbog sve strožih uvjeta zaštite okoliša i prirode (*Natura 2000*, *Okvirna direktiva o vodama*, *Plan upravljanja vodnim područjima*) postavljaju se sve veći zahtjevi vezani uz potrebnu dokumentaciju projekta, dozvole, kao i samu realizaciju (npr. *Studije utjecaja na okoliš* u sklopu kojih se rade razna istraživanja flore i faune; zahtjevi za riblje staze, obavezno ispuštanje minimalnog ekološkog protoka tzv. biološkog minimuma, kontinuirano praćenje stanja vodotoka), projekti malih hidroelektrana postaju specifično sve skuplji i skuplji.

Dodatna složenost projekata (malih) hidroelektrana koja povećava rizik određenog projekta može biti ako se on nalazi na graničnim rijekama (nekoliko je ovakvih projekata).

Razvoju projekata malih hidroelektrana rizik predstavljaju i klimatske promjene odnosno sve izraženije ekstremne vremenske prilike (npr. dugotrajna sušna razdoblja, kraća razdoblja s velikim količinama oborina što je nepovoljno za rad malih hidroelektrana koje su najčešće protočnog tipa).

Male hidroelektrane posebno pogađa dugotrajna i komplicirana procedura (oko 66 koraka od ideje do realizacije projekta uz potrebno vrijeme od cca 5 – 6 godina).

Potpore prije svega treba osmisliti na investicijskoj strani, ukoliko budu potrebne, na projektno specifičnoj osnovi (case-by-case). Izvor ovih investicijskih potpora trebala bi biti sredstva od prodaje emisijskih dozvola. Osim ovih direktnih potpora, tzv. mekim mjerama potrebno je stvoriti pozitivno okruženje za realizaciju ovih projekata, a to uključuje:

- Pojednostavljenje i uređenje administrativnih procedura u cilju smanjenja rizika i time troška financiranja,
- Jednostavnije reguliranje korištenja državnog zemljišta i vodotoka (koncesija na vodnome dobru) i adekvatno uređivanje naknade za služnost odnosno pravo građenja,

- Generalno uređenje unutardnevnog i za dan-unaprijed tržišta električne energije kao i tržišta pomoćnih usluga na kojem mogu sudjelovati male hidroelektrane,
- Uređivanje područja bilateralnog ugovaranja (korporativni ugovor o otkupu),
- Izrada okolišno-prostornih, resursnih i ostalih podloga te unošenje potencijalnih zona, lokacija i poteza zahvata u prostorne planove,
- Izrada planova razvoja mreže,
- Implementacija instrumenta zaštitne cijene,
- Savjetovanje s financijskim sektorom, promocija dobre prakse i edukacija.

Velike hidroelektrane (veće od 10 MW) treba promatrati kao tržišno održivu djelatnost proizvodnje električne energije te za njih ne treba predvidjeti sredstva financijske potpore. No, neke od gore navedenih mekih mjera primjenjive su i na velike hidroelektrane.

Biomasa i bioplin

Kod postrojenja na biomasu i bioplin naglasak svakako treba staviti na manja postrojenja do 500 kW kao što je gore opisano. No, osim ovih manjih, postoji potencijal i za veća postrojenja koja podliježu kriterijima održivosti:

- **Postrojenja od 1 MWe za proizvodnju bioplina iz AD biootpada i nusproizvoda nastalog pri vlastitoj preradi ili kroz pružanje usluge zbrinjavanja biootpada ili sirovine s Liste A, Priloga IX, RED II** (prehrambeno prerađivačka industrija: procjena 40 MWe). Proizvodnja u visokoučinkovitoj kogeneraciji s naglaskom na toplinski dio zbog toplinskih potreba procesa. Smanjeni ugljični otisak proizvoda te povećanje konkurentnosti kroz smanjenje troškova proizvodnje, povećanje izvoznog tržišta, zeleni marketing, prodaju obnovljive energije te preradu digestata u gnojivo veće tržišne vrijednosti.
- **Postrojenja od 500 Nm³/h bioplina iz AD biootpada i nusproizvoda nastalog ili pri vlastitoj preradi ili biootpada ili sirovine s Liste A i B, Priloga IX, RED II ili kroz pružanje usluge zbrinjavanja biootpada ili u suradnji s kooperantima (Slučaj 3)** (prehrambeno-prerađivačka industrija s visokom potrošnjom motornih goriva: procjena 20 postrojenja) za biometan. Pročišćavanje bioplina u biometan, izgradnja punionice za vlastiti logistički centar te prenamjena voznog parka na alternativna goriva. Smanjeni ugljični otisak proizvoda, zbrinjavanje otpada i nusproizvoda te povećanje konkurentnosti kroz smanjenje troškova proizvodnje, povećanje izvoznog tržišta, zeleni marketing, prodaja naprednih biogoriva te prerada digestata u gnojivo veće tržišne vrijednosti.
- **Postrojenja od 500 Nm³/h bioplina iz AD mulja pri pročištaču otpadnih voda, biootpada te sirovine s Liste A, Priloga IX, RED II, kroz pružanje usluge zbrinjavanja biootpada (pročištači otpadnih voda s 50 000 ES: > 5 postrojenja) za biometan.** Pročišćavanje bioplina u biometan, izgradnja punionice za javni prijevoz. Povećanje razine komunalne usluge uz zadržavanje cijene usluge. Širenje tržišta za SPP i SBM, ostvarenje minimalnog udjela naprednih goriva proizvedenih iz sirovina s Liste A, Priloga IX.
- **Industrijske kogeneracije prema toplinskom režimu na drvenu biomasu, s ili bez proizvodnje drvnih peleta iz drvnog ostatka, pri drveno-prerađivačkoj industriji (>1 MWe)** radi ostvarivanja konkurentnosti proizvodnje namještaja, drvenih podova i ostalih proizvoda iz drva kroz pojeftinjenje proizvodnje, ali i proširenje palete proizvoda. Procjena 35 korisnika.

Zbog relativno visokih investicijskih troškova, u razdoblju do 2030. godine niti jedno od ovih tipova postrojenja nema perspektivu održivosti u tržišnom okruženju bez znatne investicijske potpore. **Stoga se aktivacija ovog potencijala vidi kroz razvoj novih poslovnih modela i osiguranje fonda za investicijske potpore koji bi na projektno-specifičnoj osnovi (case-by-case), na temelju propisane metodologije i dokumentiranih troškova odobravao razinu investicijske potpore.**

Geotermalne elektrane

S geotermalnom energijom za proizvodnju električne energije u Hrvatskoj nema velikih iskustava. Imajući u vidu da Republika Hrvatska ima geotermalna ležišta relativno niže temperature vode (90 – 110°C), nivelirani trošak geotermalne energije je viši (u usporedbi s projektima realiziranim na temperaturama geotermalne vode 160 – 170°C) pa je nužno pronaći shemu/mehanizam za realizaciju geotermalnih projekata s visokim niveliranim troškovima.

Ključna stavka u strukturi razvojnih troškova je istražno bušenje. Troškovi istražnih bušenja su veliki a rizik u uvjetima Republike Hrvatske visok. Stoga se kao jedna opcija vidi formiranje **fonda za kompenzaciju istražnih rizika** kojim bi se projektima koji se ne uspiju realizirati u zamjenu za istražne rezultate djelomično ili u cijelosti kompenzirali dokumentirani troškovi povezani s istražnim aktivnostima. Dakako, potrebno je razraditi metodologiju za obračun i unaprijed definirati prihvatljive troškove. Projekti koji bi se realizirali ne bi mogli biti korisnici ovog fonda već bi se istražni troškovi uklopili u financijski model projekta.

Sličan fond postoji i uspješno djeluje na Islandu kao mjera za ublažavanje visokih početnih troškova razvoja geotermalnih projekata.

Obzirom da se ne očekuje veliki broj geotermalnih projekata, eventualne **potpore bi trebalo predvidjeti na investicijskoj strani na projektno-specifičnoj razini (case-by-case)**. Metodologijom bi se propisalo kako se vrši evaluacija projekata i koje su razine potpora dozvoljene.

5.3.5. Izazovi i preporuke rješenja

Temeljna komponenta energetske tranzicije je jačanje uloge tržišta i izbjegavanje intervencija na cijenu proizvodnje ili dodatnih troškova na kupca. Za sve tehnologije, pa i OIE, to znači formiranje cijena za proizvod (električnu energiju) na tržištu.

Sadašnje zakonsko rješenje modela poticanja predviđa premijski sustav (uveden 2015.god. donošenjem Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji) koji, iako nije zaživio, je sasvim izvjesno bio polazišna osnova mnogim projektima u razvoju. Pitanje je kako tim, ali i mnogim budućim projektima omogućiti da iz postojeće situacije/sustava dođu do željenog tržišnog modela. Taj prelazak određeno vrijeme traži i prijelazna rješenja koja se odnose na cijenu i trajanje zaštite proizvedene električne energije.

Stoga je neophodno definirati mjere tranzicije koje bi potaknule implementaciju obnovljivih izvora energije prema tržišnim načelima. Procjenjuje se da bi prihvatljivu razinu rizika za OIE projekte u tranzicijskom razdoblju i tržišnom okruženju moglo stvoriti uvođenje tzv. zaštitne cijene. Zaštitna cijena je instrument protiv negativnih tržišnih anomalija koje mogu u relativno kratkom razdoblju ugroziti i kompromitirati kapitalno intenzivne projekte. Pri tom, mogućnosti su:

- Da se zaštitna cijena određuje jednom godišnje putem natječaja te projekti koji ponude nižu zaštitnu cijenu imaju prednost kod korištenja ovog instrumenta. Ovaj pristup je tek nadogradnja postojećeg premijskog sustava koji zahtjeva angažman oko administriranja.
- Da za slučaj velikih poremećaja na tržištu, operator instrumenta za zaštitnu cijenu definira visinu zaštitne cijene koja bi omogućila prebrođivanje tržišnih anomalija i jamčila održivost projekata. Zaštitna cijena bi u ovome slučaju bila cijena koju bi utvrđivao operator za naredni mjesec, a temeljem rezultata cijena na burzi u prethodnom mjesecu, i drugih parametara koji utječu na formiranje cijene. Za to bi trebalo razviti metodologiju koju bi primjenjivao operator instrumenta zaštitne cijene.

Pravo na zaštitnu cijenu imao bi svaki proizvođač koji prodaje energiju putem burze, u vremenu do 7 ili 8 godina, u razdoblju kreditnih obaveza. Investitor koji želi koristiti pravo na zaštitnu cijenu najavljuje to operatoru fonda prije ulaska u pogon, s dokumentacijom koju treba priložiti, a koja je propisana metodologijom.

Naplata sredstava po zaštitnoj cijeni realizirala bi se na inicijativu investitora, temeljem zahtjeva po standardnom formularu koji je dio gore navedene metodologije.

Za ovaj trošak bi u financijskom planu operatora instrumenta trebalo predvidjeti sredstva.

U načelu svaki proizvođač mogao bi pokrenuti pitanje nadoknade troškova, ako je došlo do poremećaja na tržištu koji su ugrozili projekt. O tome bi odlučivao operator instrumenta koji bi upravljao i fondom za zaštitnu cijenu proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora (po svojoj ulozi i iskustvu najbliže ulozi operatora instrumenta i upravitelja fonda za zaštitnu cijenu je Hrvatski operator tržišta energije – HROTE), uz jasno definiranje kriterija i procedura. Sredstva za fond zaštite cijene trebala bi se osigurati iz naknada za emisije CO₂. Obračunsko razdoblje je poslovna godina.

Treba s druge strane biti i svjestan da iako uvođenje instrumenta zaštitne cijene donekle smanjuje rizik, s druge strane otvara niz pitanja:

- Kako odrediti zaštitnu cijenu a da ona ne bude izvor i razlog za špekulaciju i zloupotrebu?
- Da li je zaštitna cijena iznosom unaprijed poznata, ili se određuje post festum, ako za to ima potrebe?
- U slučaju ako ona nije unaprijed poznata, u kojem trenutku, po kojim kriterijima i tko pokreće pitanje zaštitne cijene te tko o tome odlučuje.

Druga važna komponenta je trajanje korištenja instrumenta zaštitne cijene. Za nove projekte koji će tek biti izgrađeni i koji će operirati u bitno izmijenjenim okolnostima najveći dio svog životnog vijeka, potrebno je sagledati druge mogućnosti. Moguće rješenje je da se razdoblje zaštite skрати (primjerice na maksimalnih 7 godina), a zatim postupno do 2030. godine i ukine po nekoj vremenskoj dinamici uz mogućnost fleksibilnog izbora trajanja zaštite, što onda

postaje obveza operatora sustava poticanja (HROTE). Pri tome, kao mehanizam prijelaznog razdoblja za nove projekte realizirane u određenom razdoblju izbor može biti, primjerice:

- Projekti realizirani do 2023. do 7 godina po izboru proizvođača,
- Projekti realizirani u razdoblju 2024. – 2025. do 5 godina,
- Projekti realizirani u razdoblju 2026. – 2027. do 3 godine,
- Projekti realizirani u razdoblju 2028. – 2029. 1 godina.

Uloga HROTE, kao operatora sustava poticanja, bila bi da pomogne integraciji u tržišta za one investitore i projekte koji trebaju takvu pomoć. OIE proizvođač sam bira način trgovanja energijom, slobodno na tržištu ili u okviru sustava koji vodi HROTE. Realno je očekivati da će se na poduzetničkoj osnovi pojaviti tržišni integratori obnovljivih izvora, za što je potrebno predvidjeti u zakonu koji regulira problematiku obnovljivih izvora njihovo mjesto. Integratori zastupaju veći broj neovisnih OIE proizvođača, trguju na burzi i obavljaju sve ostale administrativne poslove u ime proizvođača koje zastupaju, neovisno od sustava koji bi vodio HROTE.

Situacija postaje složenija kada se radi o OIE koji osim proizvodnje električne energije mogu proizvoditi toplinsku i rashladnu energiju, biogoriva, pripomoći gospodarenju otpadom, sanaciji zemljišta, razvoju poljoprivrede, turizma i slično. Dakle postoji velika sinergija između pojedinih sektora i ta suradnja bi se morala značajno pojačati na svim razinama od ministarstava do lokalne zajednice. Bijela knjiga energetske strategije Republike Hrvatske naglašava tu snažnu vezu energetike i drugih sektora (poljoprivreda, turizam, promet, industrija, gospodarenje otpadom, građevinski sektor,...) no u ovom konkretnom slučaju za financiranje projekata OIE trebalo bi predvidjeti korištenje EU fondova koji tim drugim sektorima stoje na raspolaganju npr. Fond za ruralni razvoj i sl.

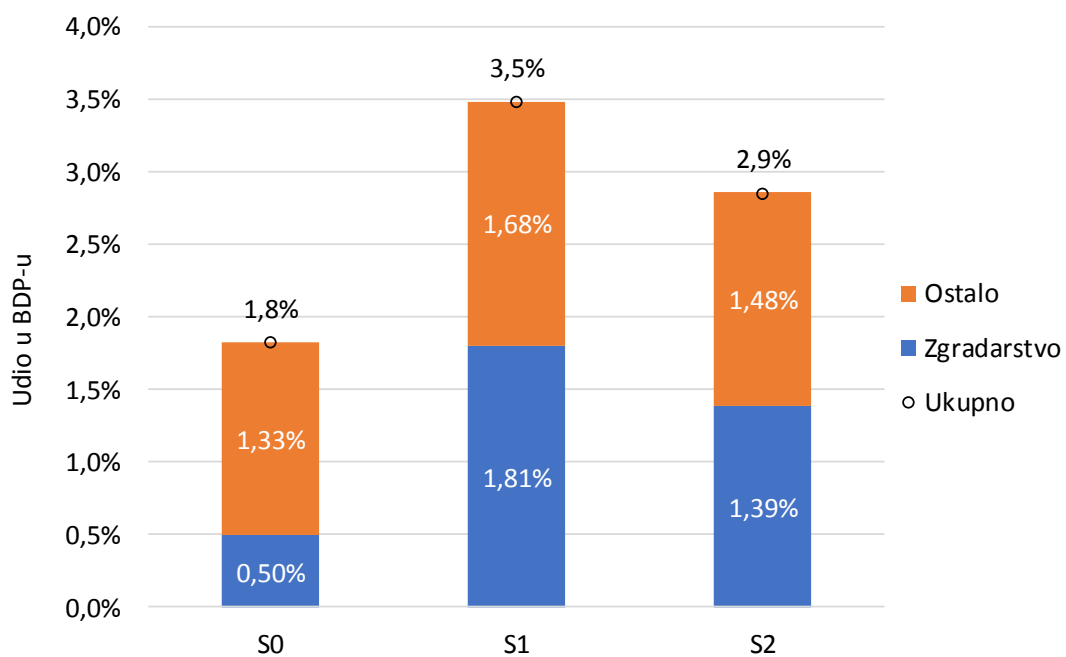
Neovisno o prijelaznim rješenjima i korištenju EU fondova, ostaje zadaća maksimalno uključiti domaće financijske institucije.

Jedno od mogućih rješenja je da se osim FZOEU u potporu politici OIE uključi i HBOR.

5.4. Udio ulaganja u BDP-u

U pogledu realne mogućnosti provedbe navedenih ulaganja sljedeća slika prikazuje udio kumulativnih ulaganja u sektoru zgradarstva i u ostalim sektorima u odnosu na kumulativni BDP u promatranom razdoblju (tj. od 2021. do 2050. godine za tri scenarija). Udio potrebnih ulaganja najveći je u Scenariju 1 – 3,49 % ukupnog BDP-a. U Scenariju 2 ovaj udio iznosi 2,86 %, a u Referentnom scenariju udio je očekivano najmanji – 1,83 %.

Iz prikazanih podataka može se zaključiti da je udio potrebnih ulaganja u odnosu na ukupni očekivani BDP značajan. Stoga je nužno osigurati preduvjete koji će omogućiti da ulaganja ne budu samo trošak hrvatskog gospodarstva, već da predstavljaju i mogućnost njegovog rasta.



Slika 5.7. Procjena prosječnih ulaganja kao postotak BDP-a za cijelo razdoblje

6.

POVEZANOST
ENERGETIKE S
DRUGIM
SEKTORIMA



6. POVEZANOST ENERGETIKE S DRUGIM SEKTORIMA

Tranzicija energetskega sektora temelji se na novim znanjima i tehnologijama u području OIE i energetske učinkovitosti koje je nužno prepoznati u obrazovnom i znanstvenoistraživačkom sektoru. Potreba za novim znanjima i vještinama se treba iskazati kroz nastavne programe obrazovnog sustava, od osnovnih i srednjih škola do sveučilišta, odnosno specijalističkih i poslije diplomskih studija.

Znanstvenoistraživačka zajednica treba staviti u prioritet razvoj i istraživanja novih materijala, tehnologija, upravljačkih sustava i digitalizacije energetike. Za uspjeh je potrebna veća uključenost znanosti u međunarodne projekte.

Tranzicija energetskega sektora se također temelji na snažnijoj privatnoj investitorskoj inicijativi, kako za tržište tako i za vlastite potrebe, od fizičkih i pravnih osoba. Za očekivati je da će financijske institucije, banke i fondovi, novim proizvodima pratiti potrebe budućih investitora.

Orijentacija na nove tehnologije za OIE i energetske učinkovitost posljedično će potaknuti i proizvodnju uređaja i opreme u Hrvatskoj. Realno je očekivati snažnije povezivanje industrije s vodećim svjetskim proizvođačima opreme, kao i znanstvenoistraživačkom zajednicom, kako domaćom, tako i međunarodnom.

Nove tehnologije traže nova znanja u projektiranju i montaži, što se jednim dijelom može osigurati kroz obrazovanje, ali i kroz stalno usavršavanje.

Biogoriva su važan dio tranzicije energetskega sektora. Nužan je razvoj biogospodarstva kao kružnog gospodarenja bioresursima. Za uspjeh realizacije kružnog gospodarenja bioresursima od presudnog utjecaja je uloga države i lokalnih zajednica kroz primjenu mjera.

Posebno snažan utjecaj tranzicije energetskega sektora osjetit će se u građevinarstvu, najviše u segmentu energetske obnove zgrada i primjeni novih standarda građenja, gdje će ciljevi obnove od 3% godišnje značajno angažirati građevinski sektor. Za uspjeh energetske tranzicije realizacija postavljenih ciljeva energetske obnove zgrada je presudna, za što je potrebno osigurati kontinuitet obnove i građevinskih aktivnosti. Energetska obnova zgrada je najveći investicijski, organizacijski, financijski i kadrovski izazov cijele tranzicije te će uvelike ovisiti o mogućnostima tržišta kako vrijeme potrebno za realizaciju ne bi bilo ograničavajući faktor.

Tranzicija energetskega sektora je i tranzicija prometa, osobito cestovnog i pomorskog, korištenjem novih tehnologija, biogoriva, prirodnog plina, ali i snažnije organizacije i sinergije svih oblika prijevoza. Za realizaciju ciljeva smanjenja emisija CO₂ i drugih stakleničkih plinova osim očekivanog tehnološkog razvoja, od važnosti će biti mjere države i lokalnih zajednica, kao i financijskih institucija koje će pratiti cijeli program.

Tranzicija energetskega sektora jača ulogu kupca energije, kako u pravcu moguće proizvodnje električne energije za vlastite potrebe i tržište, tako i u pravcu gospodarenja i upravljanja energijom i troškovima. To će otvoriti prostor za pružanje novih usluga, razvoj poduzetništva, zapošljavanja i pojavu lokalnih energetske zajednice.

Područna i lokalna samouprava imat će značajnu ulogu u stvaranju uvjeta za energetske tranzicije, osiguravanju prostora za izgradnju OIE, ostvarenju energetske obnove zgrada, povećanju energetske učinkovitosti u vlastitim tvrtkama te privlačenju i poticanju industrijske proizvodnje, razvoja digitalnih tehnologija za potrebe energetske sektora i novih usluga za kojima će se javiti potrebe tijekom tranzicije.

Za očekivati je da će se tranzicija energetske sektora koristiti i u brendiranju usluga i proizvoda u trgovini i turizmu i promovirati kao posebna vrijednost pojedinih lokacija.

6.1. Razvoj tržišta i ekonomskih odnosa tijekom tranzicije

Energetska tranzicija je proces smanjenja emisija stakleničkih plinova u svim sektorima koji koriste energiju za svoje poslovne, javne i osobne potrebe, prema niskougljičnoj proizvodnji, transportu/prijenosu, distribuciji i potrošnji energije

Razdoblje do 2020. godine može se nazvati predtranzicijsko razdoblje, a od 2021. do 2050. godine tranzicijsko razdoblje. Razlog za razlikovanje prethodnog i budućeg razdoblja je u dostignućima tehnološkog razvoja, očekivanjima i spremnosti pojedinih tehnologija da preuzmu odgovarajuću ulogu u energetske sektoru, potrebi da se financijskim poticajima ubrza tehnološki razvoj, organiziranosti društva, interesima onih kojima se mijenjaju uvjeti poslovanja, nedovoljnom znanju i slaboj informiranosti građana itd. U predtranzicijskom razdoblju je postojala potreba šireg obuhvata različitih vrsta potpora bez kojih se ne bi pokrenuli procesi povećanja energetske učinkovitosti i korištenja obnovljivih izvora, a koji su vezani na tehnološki razvoj i stvaranje posebnog dijela tržišta čime se omogućila realizacija i isplativost projekata.

Tranzicijsko razdoblje potrebno je prije svega temeljiti na tržišnim mehanizmima i selektivnim potporama, prije svega u energetske obnovi zgrada i u razvoju novih tehnologija koje još nisu dostigle potrebnu razinu razvoja i ne mogu ravnopravno konkurirati na tržištu.

Glavni upravljački mehanizam tranzicijskog razdoblja je tržište i cijena emisijskih jedinica. Trošak emisije predstavlja cijenu tranzicije od ugljične prema niskougljičnoj energetici. Uvođenjem troškova emisija u ukupne troškove za energiju, povećava se trošak energije koja se temelji na fosilnim izvorima. Za kupce energije to znači porast jedinične cijene energije tijekom tranzicije. Ukupni troškovi energije, zbog mjera energetske učinkovitosti, rast će u razdoblju provođenja mjera, nakon čega se može očekivati smanjenje ili stagnacija ukupnog troška za krajnjeg kupca.

Troškovi energije u tranzicijskom razdoblju će se u startu povećati i to najviše i najdulje kod onih koji nisu primijenili mjere energetske učinkovitosti, a nakon toga se može očekivati postupno smanjenje.

Troškovi transporta fosilnih goriva će postupno rasti jer će se smanjivati količine transportirane energije kroz mrežu.

Troškovi prijenosa električne energije će postupno rasti jer će OIE tražiti izgradnju dodatne infrastrukture. Osim toga, porastom distribuirane proizvodnje protok energije kroz mrežu će se smanjivati, odnosno imat će značajne varijacije ovisno o proizvodnji iz OIE.

Troškovi distribucijskih mreža prirodnog plina i topline, postupno će rasti jer će se povećanjem energetske obnove zgrada sve manje energije koristiti za grijanje, pa će uz istu infrastrukturu (troškove) protok energije biti manji.

Troškovi distribucijskih električnih mreža rast će zbog ulaganja u obnovu i modernizaciju mreže, prihvaćanja novih proizvođača (aktivnih kupaca). U prvom razdoblju i zbog uvođenja naprednih brojila te zbog izgradnje infrastrukture za električne automobile. Mreža će postupno imati funkciju sigurnosti opskrbe kod kupaca koji će imati vlastitu proizvodnju, kao i medij za trgovanje energijom kod onih kupaca čija će vlastita proizvodnja biti veća od vlastite potrošnje energije. To će uvjetovati i promjenu načina obračuna naknade za korištenje mreže, koja će se dijelom odnositi na proizvođače, a dijelom na kupce energije. Mijenjat će se i odnos stalnog i promjenjivog dijela troška u ukupnom trošku energije.

U nastavku se navode smjernice tranzicije energetskog sektora:

- tranzicija energetskog sektora treba se temeljiti na tržišnim mehanizmima sa što manje administracije i jednostavnim, prohodnim procedurama,
- procesom tranzicije upravljat će se putem cijene emisijskih jedinica, kao osnovnim upravljačkim mehanizmom,
- tranzicija energetskog sektora je investicijski intenzivna, i u najvećoj mjeri i troškovno učinkovita kroz uobičajene mehanizme financiranja, izuzev energetske obnove zgrada:
 - poticaje je potrebno usmjeriti prije svega na energetske obnovu fonda zgrada, dok bi se potrebna sredstva prikupljala prodajom emisijskih jedinica,
 - proizvodnju električne energije iz vode, vjetra i sunca ne treba poticati jer su konkurentne na tržištu,
 - ostale tehnologije za proizvodnju električne energije i topline iz biomase ili geotermalne energije treba promatrati u okviru kružne ekonomije, u kojoj je proizvodnja energije samo jedna od funkcija.

Predtranzicijsko razdoblje je rezultiralo potpunom komercijalizacijom tehnologija sunca i vjetra, kao i unapređenjem energetske učinkovitosti uređaja, rasvjete, sustavima upravljanja potrošnjom i troškovima energije. Pozitivni rezultati utjecat će na troškove tranzicije energetskog sektora te se očekuje da će trošak tranzicije biti manji u odnosu na očekivanja u prethodnom razdoblju.

6.2. Financijski sektor u energetske tranziciji

Značajna dekarbonizacija društva je izrazito složena i kapitalno intenzivna. Stoga će tranzicija energetskog sektora imati znatnog utjecaja i na financijski sektor te zahtijevati njegovu prilagodbu pri čemu treba očekivati nove, inovativne, u ovome času nesagledive modalitete i modele financiranja. Energetska tranzicija povezana je s velikim ulaganjima (energetska efikasnost, obnovljivi izvori, energetska infrastruktura i dr.) pa je nužno osigurati da se ova ulaganja ostvare uz minimalan trošak za društvo po načelu tržišnosti svih odnosa u području nereguliranih djelatnosti dok će opravdane troškove u području reguliranih djelatnosti snositi krajnji kupci kroz naknade ugrađene u cijenu energije.

Tehnološki napredak doveo do otklanjanja velikog broja rizika prisutnih u počecima razvoja tržišta obnovljivih izvora i energetske učinkovitosti čime je umanjena potrebna izravne državne intervencije koja je u počecima bila potrebna kako bi kompenzirala navedene rizike. Ovoj situaciji prilagodila se i financijska industrija dio čijih rizika u tom procesu je bio kompenziran intervencionizmom (regulativa, sustavi poticanja, sustavi garancija itd.).

Trenutni trendovi na razvijenim tržištima pokazuju da je tržišna održivost projekata sve veća, jednako kao i njihova konkurentnost u odnosu na druge tehnologije. Posljedično, kao dio energetske tranzicije, započeli su procesi ispravljanja distorzije tržišnih mehanizama (smanjenje državne intervencije) te sustavno približavanje tržišnim načelima uključujući i financijske mehanizme. Razumno je očekivati da će se u budućnosti te promjene još više ubrzati i da će rezultirati većim angažmanom privatnog sektora, pa tako i privatnog kapitala u smislu financiranja projekata OIE, pod uvjetom transparentne državne politike usmjerene ka otklanjanju svih barijera slobodnom tržištu.

U procesu tranzicije, već je evidentno, da dolazi do segmentacije tržišta na uvjetno velike, kapitalno intenzivne, projekte OIE i na one manje projekte OIE i energetske učinkovitosti u kojima aktivnu ulogu preuzimaju potrošači/proizvođači (*prosumers*) i decentralizirana proizvodnja. Za ovakve manje tržišne segmente za očekivati je, što je praksa pokazala, veliku dinamiku pojave tehnički i financijski inovativnih mehanizama financiranja kao što su energetske zadruge, *crowdfunding*, *blockchain* tehnologija, i sl. ovakvi modaliteti financiranja u apsolutnom smislu kapitalne intenzivnosti (u smislu mogućnosti financiranja) neće biti nositelji energetske tranzicije, no njihovo komplementarno djelovanje treba prepoznati, poticati i stvoriti sve nužne preduvjete potrebne za njihovo uklapanje u sveobuhvatnu energetske tranziciju. Njihova uloga biti će najveća na lokalnoj razini pa stoga treba pristupiti njihovom poticanju na toj razini, uklopljenoj i sinkroniziranoj s državnom politikom.

Kod (uvjetno rečeno) velikih projekata koji će u relativnom smislu biti nositelji energetske tranzicije s aspekta kapitalne i investicijske aktivnosti uloga državne politike treba primarno biti usmjerena stvaranju svih nužnih preduvjeta za privlačenje privatnih investicija i privatnog kapitala kao primarnih izvora financiranja. To uključuje transparentno definiranje smjera razvoja (umanjenja) regulacije, ulaganje napora u unaprijeđenije opće investicijske klime, te aktivno promicanje investicijskih prilika u ovom, strateškom, sektoru. U tom procesu od ključne važnosti je uključiti komercijalni financijski sektor te privatne investitore u strateški i

akcijski diskurs s ciljem prepoznavanja svih rizika i barijera koje privatni kapital prepoznaje kao ograničavajući faktor za njihovu aktivniju participaciju i podjelu ukupnih financijskih rizika.

Usporedno s tim država mora aktivno, kroz izravnu suradnju, prepoznavati i uklanjati prepreke koje postoje za jače uključivanje institucionalnih investitora (mirovinskih i ostalih investicijskih fondova) u proces financiranja energetske tranzicije. Jednako tako, u mjeri u kojoj je to moguće, usmjeriti domaće i međunarodne financijske i razvojne institucije u promijenjenu ulogu iz aktivnog financijera projekata u pokrovitelja procesa otklanjanja svih prepreka slobodnom tržištu i punoj aktivaciji privatnog kapitala i investicija.

Energetska tranzicija je proces. Iluzorno je za očekivati da do promjene u smislu punog primicanja slobodnom tržištu može doći u kratkom roku i uz nagle institucionalno-regulatorne promjene. Ukoliko se to dogodi, iskustvo je pokazalo, tržište će anticipirati pogrešan signal i ostvarit će se suprotan efekt onom izvorno planiranom. Stoga je u tranzitornom razdoblju do pune integracije mehanizama slobodnog tržišta koji će se dogoditi osrednjem roku nužno je postupno i transparentno smanjivati upliv države u tržišne mehanizme uz istovremenu ograničenu potporu onim segmentima tržišta i/ili tehnologijama kod kojih je konvergencija tržišnoj održivosti i punoj konkurentnosti sporija u odnosu na zrelije tehnologije.

6.3. Uloga područne i lokalne samouprave u energetskej tranziciji

Tranzicija energetskog sektora približava energetiku krajnjim korisnicima, građanima, malim poduzetnicima, zadrugama i lokalnim zajednicama. U fokusu interesa su energetska učinkovitost, obnovljivi izvori, gospodarenje i upravljanje energijom i troškovima, socijalna prihvatljivost, zaštita okoliša i klime. Lokalna i područna samouprava postaju ravnopravni partneri ostalim državnim institucijama u provedbi energetske politike.

Energetska obnova zgrada je od posebne važnosti za provedbu temeljnog strateškog cilja smanjenja emisije stakleničkih plinova i očuvanja klime, a za nju je neposredno zainteresirana lokalna i područna samouprava. Poželjno je aktivnosti lokalne i područne samouprave u socijalnoj zaštiti potrebitih građana povezati s energetskej obnovom zgrada i na taj način ostvariti dva cilja, socijalnu prihvatljivost troškova energije i očuvanje klime.

Promet je također jedan od izazova za svaku lokalnu i područnu samoupravu. Stvaranje infrastrukturnih uvjeta za korištenje elektroautomobila, biogoriva, UPP-a i novih tehnologija trajni je cilj u energetskej tranziciji.

Za povećanje korištenja OIE, što je jedan od ciljeva energetske tranzicije, raspoloživi prostor je nužan uvjet. Planiranje raspoloživih prostora, pravodobno i kroz provedive procedure, može osigurati realizaciju ciljeva energetske tranzicije. To je u području odgovornosti i odlučivanja lokalne i područne samouprave.

U ruralnim područjima upravljanjem poljoprivrednim i šumskim površinama može se znatno doprinijeti ciljevima korištenja obnovljivih izvora i smanjenja emisije CO₂, razviti kružno biogospodarstvo i dati doprinos smanjenju emisija CO₂.

Lokalna i područna samouprava može i sama biti investitor ili poticatelj projekata energetske učinkovitosti i obnovljivih izvora, generator poduzetničkih ideja i potpora u realizaciji. U stvaranju pozitivnog odnosa prema tranziciji energetskog sektora lokalna i područna samouprava treba biti promotor i edukator ideja tranzicije te pokretač promjena. Bitna je suradnja državnih institucija i lokalne i područne samouprave, osiguranje svih potrebnih podloga i informacija, vjerodostojne energetske statistike na svim razinama, kao i nesmetani i brzi protok informacija.

6.4. Integracija smjernica energetske strategije u sustav prostornog planiranja

Da bi se ciljevi energetske strategije mogli provesti, nužno je uključivanje smjernica Energetske strategije u sustav prostornog uređenja, odnosno u Strategiju prostornog razvoja RH, a zatim u Državni plan prostornog razvoja te županijske i prostorne planove lokalne razine. Kako je u travnju 2018. donesena odluka o izradi Državnog plana prostornog razvoja (Narodne novine, br. 39/18), Ministarstvo zaštite okoliša i energetike trebalo bi osigurati prijenos ciljeva Strategije u Državni plan.

Ministarstvo zaštite okoliša i energetike i energetske subjekti trebaju biti intenzivnije uključeni u pripremu Izvješća o stanju u prostoru kroz operativno povezivanje s Upravom za prostorno planiranje na državnoj odnosno regionalnoj razini i razini velikog grada, koji su nositelji izrade Izvješća o stanju u prostoru i nositelji izrade prostornih planova⁹⁹. Jedan od elemenata analize prostornog razvoja je opremljenost prostora infrastrukturom od značaja za državu, županiju odnosno grad. Iskazivanje potrebe za unapređenje infrastrukture od strane energetske subjekata i pravodobno informiranje nositelja izrade Izvješća pridonosi učinkovitijoj proceduri uključivanja energetske građevine u prostorne planove, a u konačnici i izgradnji potrebnih zahvata. Prijedlog za unapređenje energetskog sustava treba sadržavati opis građevina i zahvata planiranih u sljedećih 5 i 10 godina, tehničke uvjete za provedbu planiranih zahvata kao i planirane trase/lokacije građevina. Unos novih građevina energetske infrastrukture u prostorno plansku dokumentaciju može imati različito trajanje, od 6 do 24 mjeseca, ovisno o složenosti planiranih zahvata.

Niskouglični razvoj energetskog sektora zahtjeva prostor za smještaj postrojenja OIE što stvara potrebu za unapređenjem prakse izrade prostornih planova. Potrebna je izrada stručnih podloga za valorizacijom prostora, koje analiziraju potencijal za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora i ekološko-društvenu osjetljivost prostora. Takve integralne analize treba provesti za prostor pojedine županije te odabrane prostore, a definirane smjernice za razvoj postrojenja uključiti u prostorne planove. Kategorizacijom prostora namijenjenih za projekte OIE smanjit će rizik razvoja takvih projekata, a financiranje ovog procesa trebalo bi osigurati Ministarstvo zaštite okoliša i energetike i tako omogućiti provedbu ciljeva energetske tranzicije.

⁹⁹ čl. 39. Zakon o prostornom uređenju (Narodne novine, br. 153/13, 68/17, 114/18) Hrvatski sabor, odnosno predstavnička tijela jedinica lokalne i područne (regionalne) samouprave, svaki za svoju razinu, redovito razmatraju Izvješće o stanju u prostoru za razdoblje od protekle četiri godine

6.5. Sektor energetike i biogospodarstvo

Korištenje biomase dobiva novi kontekst kružnim gospodarstvom i biogospodarstvom gdje se potražnja za biomasom kao sirovinom proširuje iz dosadašnjih vrijednosnih tijekova na nove, inovativne dobavne lance i proizvode temeljene na biološkoj osnovi. Poljoprivreda, šumarstvo i ribarstvo te industrije temeljene na tim sektorima, održavanje krajolika (prometne, energetske i ostale infrastrukture, vodotokova, urbanih zelenih površina) uz gospodarenje otpadom, predstavljaju sirovinску osnovicu obnovljivih bioloških resursa biogospodarstva ili biomasu. Europska komisija definira biogospodarstvo kao proizvodnju obnovljivih bioloških resursa i pretvorbu tih resursa, zajedno s tijekovima otpada, u proizvode s dodanom vrijednošću, kao što su hrana, krmivo, biološki proizvodi i bioenergija¹⁰⁰. U konceptu biogospodarstva, prednost u korištenju biomase bi trebalo dati proizvodima s većom dodanom vrijednosti (Slika 6.1.) ili kroz kaskadno korištenje, ali i uskladiti s nacionalnim kapacitetom gospodarstva i znanstvenoistraživačkom zajednicom te sa strateškim ciljevima razvoja.



Slika 6.1. Piramida proizvoda iz biomase prema dodanoj vrijednosti i volumenu

Izvor: Centar za gospodarstvo temeljeno na biomasu, 2016.

RED II opisuje složene uvjete u kojima se energija proizvedena iz biomase može pripisati ostvarenju zajedničkih nacionalnih ciljeva te uživati državne potpore. Između ostalog, upućuje i na hijerarhiju otpada, održivu intenzifikaciju poljoprivrede i moguće sustave odliva stakleničkih plinova te zaštićuje vrijedne krajolike i skladišta ugljika. Kroz kriterije održivosti i uštede emisija stakleničkih plinova za biogoriva, tekuća biogoriva i goriva iz biomase (čl. 29. RED II te kroz pripadajuće Priloge) iznose se složene i precizne upute za sva postrojenja koja koriste goriva iz biomase, ako se upotrebljavaju u postrojenjima za proizvodnju električne energije, grijanja i hlađenja ili goriva s ukupnom ulaznom toplinskom snagom jednakom 20 MW ili višom, ako je riječ o krutim gorivima iz biomase s ukupnom ulaznom toplinskom snagom od najmanje 2 MW ako je riječ o plinovitim gorivima iz biomase.

¹⁰⁰ EK: Innovating for Sustainable Growth: A Bioeconomy for Europe, 2012. i 2018. (revizija)

Uspostavljanjem složenog sustava praćenja ispunjenja kriterija održivosti i minimalnih ostvarenih ušteda iz energije iz biomase, ostvaruju se ciljevi održive dekarbonizacije sektora.

Nacrt Strategije za hranu i biogospodarstvo¹⁰¹ ističe proizvodnju i preradu hrane kao osnovicu razvoja budućeg biogospodarstva Republike Hrvatske. Za postizanje konkurentnosti postojećih dionika biogospodarstva te razvoja pratećih grana kroz inovacije, proizvodnja energije iz biomase treba omogućiti dekarbonizaciju njihovog proizvodnog lanca – od polja do stola. Poslovni modeli i sustavi poticaja trebaju pronaći točku preklapanja kratkoročnih troškova pred dugoročnim koristima: ulaganje u mjere smanjenja emisija stakleničkih plinova koje povećavaju konkurentnost postojećih dionika. Prema strukturi postojećih dionika biogospodarstva, u poglavlju 5.3. opisan je niz primjera poslovnih modela gdje energija iz biomase povećava konkurentnost, ali i ostvaruje svih pet ciljeva iz EU strategije za biogospodarstvo:

1. osiguravanje sigurnosti hrane,
2. održivo upravljanje prirodnim resursima,
3. smanjenje ovisnosti o neobnovljivim resursima,
4. ublažavanje i prilagođavanje klimatskim promjenama,
5. stvaranje radnih mjesta i održavanje konkurentnosti EU-a.

Biogospodarstvo uključuje nove procesne rute, karakteristike proizvoda, načine korištenja kemijskih spojeva u proizvodima i otpadu, itd., tj. koncept biogospodarstva je širenje spektra nastalog proizvoda i otpada korištenjem postojećih ili naprednih tehnologija¹⁰²¹⁰³. Navedeno se postiže klasifikacijom otpada kao nusproizvoda¹⁰⁴ ili mu se može ukinuti status otpada¹⁰⁵ te na taj način omogućiti njegov povratak u proizvodni ciklus industrije u kojoj je nastao ili druge industrije koja koristi otpad kao sirovinu, uz uvjet da zadovoljava određene kriterije propisane zakonodavnim okvirima (nacionalni i na razini EU-a). Ovakav proces je u skladu s načelima kružnog gospodarstva, gdje se potiče zatvaranje ciklusa kruženja vrijednih tvari i izbjegavanje njihovog odlaganja na odlagališta.

U cilju ostvarenja ciljeva održivog razvoja (SDG-a), EU je ispreplela ciljeve sprječavanja klimatskih promjena kroz proizvodnju energije iz obnovljivih izvora, a posebice biomase u razne strategije koje nisu fokusirane izravno na energetiku: Zajedničku poljoprivrednu politiku – ZPP, strategiju za biogospodarstvo, niskougljični razvoj, gospodarenje otpadom itd. Stoga će, u slučaju biomase i bioplina, dominantnu i determinirajuću ulogu u pogledu uvjeta, kriterija kao i potpora za ove projekte imati strategije i politike iz ne-energetskog sektora budući da se energija iz biomase promatra kroz potencijal uštede emisija stakleničkih plinova kroz cijeli lanac dobave i energetske konverzije.

¹⁰¹ Radna verzija TRS za hranu i biogospodarstvo iz siječnja 2019. godine

¹⁰² <https://www.brain-biotech.de/en/blickwinkel/circular/the-bioeconomy-is-much-more-than-a-circular-economy/>

¹⁰³ <https://ec.europa.eu/research/bioeconomy/index.cfm?pg=policy>

¹⁰⁴ Narodne novine, br. 94/13, članak 14

¹⁰⁵ Narodne novine, br. 94/13, članak 15

Postojeća i nova **Zajednička poljoprivredna politika (ZPP)** (čija objava se očekuje u lipnju 2019.) koja se implementira preko europskog poljoprivrednog fonda za ruralni razvoj (*The European Agricultural Fund for Rural Development – EAFRD*) i Programa ruralnog razvoja za kojeg je zaduženo Ministarstvo poljoprivrede definira mjere koje potiču OIE u poljoprivredi. U novom ZPP-u se predviđa 10 milijardi € za istraživanje i razvoj u biogospodarstvu. Stoga se kao izvor potpore za projekte biomase u idućem razdoblju vide upravo navedeni fondovi pri čemu je potrebno uspostaviti organizaciju te razviti i razraditi poslovne modele primjerene i prilagođene kreditnoj sposobnosti potencijalnih korisnika ovih sredstava, posebice manjih biogospodarstava u Hrvatskoj.

Aktivnostima kroz međunarodna udruženja neophodno je staviti projekte biomase na političku agendu istraživanja i razvoja budući da se novo financijsko razdoblje Obzor Europa temelji na kooperaciji EU s nacionalnim potrebama istraživanja i sufinanciranju istraživanja iz nacionalnih sredstava. Potrebno je uspostaviti suradnju resornih ministarstva s Ministarstvom znanosti o određivanju tema od značaja za razvoj biogospodarstva u Hrvatskoj.

6.6. Energetska uporaba otpada

Gospodarenje otpadom u Republici Hrvatskoj provodi se temeljem Plana gospodarenja otpadom za razdoblje 2017. – 2022. godine (Narodne novine, br. 3/17). Prema Planu koji je trenutno na snazi prioritet je sprečavanje nastanka otpada, potom slijedi priprema za ponovnu uporabu, zatim recikliranje pa drugi postupci uporabe, dok je postupak odlaganje otpada najmanje poželjan postupak gospodarenja otpadom. Planskim dokumentima gospodarenja otpadom za nadolazeće razdoblje Republika Hrvatska će definirati način, uključujući organizacijske i tehnološke mjere, kojima će ostvariti ispunjenje EU ciljeva koji proizlaze iz Revidiranog paketa akcijskog plan kružnog gospodarstva¹⁰⁶.

Energetska uporaba otpada može doprinijeti održivom gospodarenju otpadom uz istovremeni doprinos ciljevima energetske i klimatske politike. Izbor tehnologije za energetska uporabu ovisit će o sastavu i količinama sakupljenog otpada koji se energetska oporablja, s jedne strane, te energetska potrebama, s druge strane. Na tržištu su dostupne tehnologije uporabe od kojih su neke zrele tehnologije, a neke su u različitim fazama razvoja.

Termička obrada spaljivanjem i suspaljivanjem s krutim fosilnim gorivima, ističe se kao zrela i jednostavna tehnologija koja ne zahtjeva složenu pripremu u smislu prikupljanja i sortiranja. No, upravo radi činjenice da se spaljivanjem i suspaljivanjem može oporabljati pomiješani otpad, nužna je dosljedna provedba mjera za smanjenje emisije štetnih tvari u okoliš. U pogledu proizvodnje energije, postrojenja za energetska uporabu otpada mogu biti elektrane, toplane ili kogeneracije u kojima otpad predstavlja energent. Pirolizom ili uplinjavanjem krutog biorazgradivog otpada, također je moguća proizvodnja topline i/ili električne energije, ali i proizvodnja naprednih biogoriva za prijevoz i biotekućina. Konačno, i anaerobna digestija kojom se iz organskog otpada visoke vlažnosti (biorazgradivi komunalni i proizvodni otpad, otpad i ostaci iz stočarstva, otpadni muljevi iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda)

¹⁰⁶http://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index_en.htm

proizvode plinovita goriva, bioplin i biometan, predstavlja zrelu tehnologiju za uporabu otpada. Nusproizvod anaerobne digestije je digestat koji se može koristiti za prihranu poljoprivrednog zemljišta kao sekundarno gnojivo ili poboljšivač tla, a dodatnom obradom (sušenjem) kao kruto gorivo u termoenergetskim postrojenjima.

U različitim fazama razvoja su i tehnologije za proizvodnju tekućih i plinovitih naprednih biogoriva, „drop-in“ goriva, recikliranih fosilnih goriva i goriva iz neobnovljivog otpada za pogon motornih vozila. Iako ove tehnologije još nisu u potpunosti komercijalne, rezultati tehnološkog razvoja i unapređenja ukazuju da se za neka od navedenih goriva komercijalna proizvodnja može očekivati u bliskoj budućnosti.

Prilikom izrade planskih dokumenta u sektoru gospodarenja otpadom potrebno je sagledati sve raspoložive tehnologije, te za pojedino prostorno područje odabrati one koje će u najvećoj mjeri doprinijeti ispunjenju ciljeva održivog gospodarenja otpadom, smanjenja emisije stakleničkih plinova i proizvodnje energije iz obnovljivih izvora.

6.7. Energetsko siromaštvo i primjena modela socijalne pomoći u potrošnji energije u kućanstvima

Potrošnja energije u kućanstvima odraz je povijesnih okolnosti, razvoja tehnologije, dostupne energetske infrastrukture i prirodnih resursa, standarda stanovanja, ekonomske snage kućanstava i drugih parametara. Usklađenost potreba za energijom s materijalnim mogućnostima svakog kućanstva analizira se radi utvrđivanja razine energetske siromaštva neke države. U prošlosti se ta usklađenost različito postizala u državama s modelom tržišnog gospodarstva i planskom ekonomijom. Republika Hrvatska se je opredijelila za realnu ekonomiju i deregulaciju cijena bez političkog arbitriranja što je dovodi do situacije u kojoj jedan dio kućanstava ne može svojim prihodima plaćati troškove za energiju. Iz tog razloga Republika Hrvatska se je obvezala pružiti pomoć ugroženim obiteljima u podmirivanju troškova za energiju prema sljedećim načelima: energetska djelatnost je realna tržišna djelatnost; svako kućanstvo ima pravo na ostvarivanje minimalnog životnog standarda i socijalnu energiju; podmirivanje troškova za energiju koju kućanstvo ne može platiti, a ne prelazi količine socijalne energije temelji se na solidarnosti.

Da bi se navedena načela primijenila u praksi potrebno je utvrditi pripada li kućanstvo po socijalnim kriterijima skupini kojoj je potreba pomoć u plaćanju troškova za energiju, kolike su potrebe za socijalnom energijom, kako financirati socijalne potrebe i kako namjenski koristiti sredstva.

Uspostava adekvatnog modela pomoći kućanstvima u korištenju energije zahtijeva prije svega poznavanje niza socijalnih aspekata i karakteristika potrošnje, jer iako je potrošnja energije usko povezana sa siromaštvom, često nije nužno da samo stanovništvo koje je definirano kao socijalno ugroženo ima problema s podmirivanjem osnovnih energetske potrebe. Analiza energetske siromaštva u Republici Hrvatskoj provedena je na temelju rezultata niza istraživanja koje provodi Državni zavod za statistiku (dalje u tekstu: DZS) o potrošnji u kućanstvima, a u okviru kojih se analiziraju troškovi za energiju te njihova

povezanost s prihodima kućanstava. Rezultati analize pokazali su da troškovi energije u gotovo 20 % kućanstava čine 20 % udjela u ukupnim prihodima kućanstava. Dodatno, analiza je pokazala da su ti udjeli različiti u pojedinim regijama. Npr. na području Istre, Primorja i Dalmacije troškovi za energiju u ukupnim prihodima kućanstava sudjeluju s 15 %, u područjima Like i Gorskog kotara s 20 %, dok na preostalom kontinentalnom području Republike Hrvatske ukupni troškovi za energiju sudjeluju u prihodima s 25 %. Dakle, odnosi troškova i ukupnih prihoda u kućanstvima u pojedinim regijama Republike Hrvatske su različiti, što je rezultat prije svega različitih potreba za energijom te različitih kupovnih moći kućanstava.

Socijalne potpore u potrošnji energije u praksi nije jednostavno razvijati jer zahtijevaju odgovarajuće informacije i parametre koji često nisu dostupni niti se prikupljaju niti registriraju u javnim službenim izvorima. Temeljem dugogodišnjeg iskustva u praćenju problematike potrošnje energije u kućanstvima razvijen je model za utvrđivanjem potrebne pomoći kućanstvima koja su suočena s problemom podmirivanja troškova za energiju. Utvrđivanje razine pomoći temelji se na proračunu socijalne energije, tj. na potrebnim količinama energije kojima se zadovoljava minimalni standard stanovanja nekog kućanstva. Zatim se provodi analiza udjela troškova za socijalnu energiju u ukupnim prihodima kućanstava te se računa razina potrebnih potpora kojima bi se pokrio dio troškova koji kućanstva svrstava u područje energetske siromaštva. Mnoge zemlje usvojile su granicu siromaštva, tj. maksimalno prihvatljivi udio troškova za energiju u ukupnim prihodima od 10 %, međutim ne postoji uniformna definicija koja bi se mogla primijeniti u svim državama. Granica siromaštva se može definirati i kao granica u okviru koje je država spremna intervenirati s određenim sredstvima kako bi smanjila energetske siromaštvo.

Modelom za izračun minimalno potrebnih količina energije utvrđuju se potrebe za grijanjem prostora, kuhanjem, grijanjem vode te energija potrebna za rad kućanskih uređaja i rasvjetu. Pri tome treba imati na umu da se energija za grijanje prostora utvrđuje za onu površinu stambenog objekta koja je Zakonom o socijalnoj skrbi određena kao minimalna za postizanje adekvatnog standarda stanovanja. Energija potrebna za rad kućanskih uređaja i rasvjetu određuje se kao dio prosječne potrošnje energije za ove namjene u Hrvatskoj.

Posebna značajka modela je što obuhvaća problematiku korištenja svih oblike energija, a ne samo jednog energenta, npr. električne energije kao što je to bilo u praksi prijašnjih godina. Treba napomenuti da je u okviru spomenutih analiza utvrđeno da oko 80 % kućanstava s niskim primanjima koristi ogrjevno drvo za podmirenje potreba za grijanjem i kuhanjem i to dodatno upućuje na zaključak da potpore za korištenje samo jednog energenta, npr. električne energije, ne mogu riješiti problem energetske siromaštva.

Razina socijalne pomoći za korištenje energije utvrđuje se pojedinačno za kućanstva prema njegovim karakteristikama pri čemu se uvažavaju sljedeći parametri: broj članova kućanstava, dostupni izvori energije, struktura korištenih oblika energije za grijanje prostora, kuhanje i grijanje vode, cijene pojedinih energenata te prihodi kućanstava.

Financiranje kućanstava, prema navedenom modelu, temelji se na solidarnosti, tj. na korištenju sredstava iz proračuna jedinica lokalne samouprave, državnog proračuna, ali i na

sredstvima iz energetske tvrtke i drugih tvrtki koje energijom opskrbljuju kućanstva (Hrvatske šume d.o.o. i druge). Svi navedeni dionici solidarno sudjeluju u programu pomoći s jednakim udjelima.

Korištenje pomoći za podmirivanje troškova za energiju ostvaruju se u Centrima za socijalnu skrb u kojima se temeljem karakteristika kućanstava i potrebnih parametara utvrđuju prava i visine potpora. Ovakav pristup omogućuje potpuno transparentan i jednoznačni pristup svim podnositeljima zahtjeva. Za cjelokupnu implementaciju modela potrebno je uspostaviti informatički sustav koji bi putem osobnog identifikacijskog broja (OIB) korisnika potpora povezivao i uspostavljao komunikaciju između Centara za socijalnu skrb, opskrbljivača energijom i porezne uprave.

Posebna značajka predloženog modela pomoći socijalno ugroženim kategorijama kućanstava koji su suočeni s problemom podmirivanja vlastitih troškova za energiju je jednostavnost primjene i implementacije u praksi. Dodatni doprinos kvalitetnom rješavanju problema energetske siromaštva je analiza stvarnih potreba svakog kućanstva te jednoznačno određivanje potpora prema procjenama potreba za energijom i mogućnostima kućanstava da koriste određene oblike energije. Temelj provedbe modela je solidarnost između ključnih dionika u sustavu socijalne skrbi i energetske tvrtke, čime se doprinosi procesima uspostave potpune liberalizacije tržišta energije u Republici Hrvatskoj.

Predloženi model za podmirivanje troškova za energiju potrebno je razraditi u sveobuhvatnom Programu za suzbijanje energetske siromaštva, koji također mora predvidjeti i provedbu mjera energetske savjetovanja i poboljšanja energetske učinkovitosti u energetski siromašnim kućanstvima. Time će se postići trajno smanjenje troškova za energiju u energetski siromašnim kućanstvima, poboljšat će se životni uvjeti te će se smanjiti potrebna izdvajanja za pružanje pomoći takvim kućanstvima.

6.8. Planiranje u tranziciji

Tranzicija energetske tvrtke je proces kojeg treba planirati i njime upravljati. Vodeći čimbenik koji usmjerava energetsku tranziciju od sadašnjeg stanja u niskougljičnu energetiku su emisije stakleničkih plinova. Temeljni ekonomski upravljački mehanizam su naknade za emisije, a temeljna platforma je otvoreno tržište energije. Spomenute karakteristike tranzicije energetske tvrtke ukazuju na potrebu dugoročnog planiranja, najmanje 30 godina unaprijed ili više. Ako tome dodamo da se tranzicija energetske tvrtke temelji na očekivanjima tehnološkog razvoja, kako u sadržaju, tako i na ekonomskim parametrima, sadašnja razina tehnološkog razvoja ne čini tranziciju izvjesnom u rokovima u kojima se to očekuje.

Planiranje energetske tvrtke u tranziciji je složenije, zahtjevnije u vjerodostojnosti, obuhvat sudionika je znatno veći, klimatski i energetski ciljevi su u fokusu svih planova. Za energetsku tranziciju je zainteresiranost opća, od državnih institucija, područne i lokalne samouprave, poslovne zajednice i građana. U planiranju je potrebno:

- planirati istodobno klimatske i energetske ciljeve,

- razraditi metodologije i sustave dugoročnog (strateškog) i kratkoročnog planiranja od nacionalne razine, područne (županijske) i lokalne samouprave,
- osigurati kroz energetska statistiku jedinstven i vjerodostojni sustav energetskih i klimatskih podataka potrebnih za planiranje na nacionalnoj, područnoj i lokalnoj razini, za sve koji imaju poslovnih ili javnih interesa uključivati se u energetske ili klimatske projekte,
- planirati sigurnost i kvalitetu opskrbe i
- kontinuirano izrađivati planove na nacionalnoj razini, na područnoj i lokalnoj te sektorske planove.

6.8.1. Energetska statistika

Ulaskom Hrvatske u EU, energetska statistika dolazi pod neposredni utjecaj niza direktiva i drugih pravila koja obvezuju na kvalitetniji, detaljniji i iznad svega standardizirani koncept prikupljanja, obrade i objavljivanja energetskih podataka. Energetska statistika je potrebna kako bi osigurala pouzdane podatke potrebne za energetske analize i planiranje. Danas se, u modernom svijetu, to ponajprije odnosi na zaštitu okoliša i smanjenje emisije stakleničkih plinova, praćenje sigurnosti opskrbe, planiranje razvoja energetske industrije i promicanje energetski učinkovitih tehnoloških procesa, održivo korištenje prostora, poticanje upotrebe OIE i primjenu mjera energetske učinkovitosti na regionalnoj i lokalnoj razini, razvoj prometa, izradu pomoći socijalno ugroženim kategorijama kućanstava u potrošnji energije i drugo.

EU je utvrdila da je energetska učinkovitost najekonomičniji način smanjenja emisije stakleničkih plinova pa je direktivama propisala: ciljeve poboljšanja energetske učinkovitosti, ali i ciljeve udjele OIE, ciljeve smanjenja emisija CO₂ t i praćenje ostvarivanja tih ciljeva. Kako se velik dio poboljšanja energetske učinkovitosti može ostvariti u sektorima neposredne potrošnje, Europska komisija donosi preporuke vezane uz unapređenje statistike neposredne potrošnje energije, izradu složenih indikatora krajnje potrošnje energije te prijedloge za provedbu dodatnih istraživanja koja se uglavnom temelje na metodama anketiranja na slučajno odabranim uzorcima izvještajnih jedinica. Nova istraživanja potrebno je provoditi po pojedinim sektorima potrošnje (industrija, kućanstva, usluge, promet, poljoprivreda i građevinarstvo) i moraju se obavezno raditi po pravilima statistike. Ona nisu jednostavna pa su relativno skupa i ne provode se svake godine, nego svake tri do najviše pet godina. DZS od 2012. godine uz potpore iz europskih fondova razvija metode anketiranja pojedinih sektora neposredne potrošnje i izračuna potrebnih indikatora potrošnje energije. Radi kontinuirane potrošnje energije potrebno je pokrenuti novi ciklus provedbe anketa, međutim, on još uvijek nije uvršten u program aktivnosti DZS-a zbog nedostatka financijskih resursa.

U Republici Hrvatskoj su neophodne detaljne analize potrošnje energije radi kontinuiranog praćenja potrošnje neumreženih energenata u pojedinim sektorima neposredne potrošnje energije, a ponajprije ogrjevnog drveta koje se koristi u gotovo 50 % kućanstava. Nakon pokretanja novih istraživanja u 2012. godini znatno se poboljšala kvaliteta ostvarene nacionalne energetske bilance i drugih energetskih indikatora kao što su npr. indikatori energetske učinkovitosti, udjeli OIE u potrošnji, emisije CO₂ iz energetskog sektora, razina energetskog siromaštva te brojni drugi. Osim toga pokrenuo se i razvoj energetskih bilanci i

statistike potrošnje energije u županijama, gradovima i općinama kao nužni doprinos izradi lokalnih energetske planova i pokretanja aktivnosti na lokalnom nivou.

Osnovni cilj i svrha pokretanja projekta za unapređenje energetske statistike je osigurati održivo i kontinuirano praćenje pokazatelja proizvodnje, opskrbe i potrošnje energije i drugih energetske indikatora na nacionalnom, regionalnom i lokalnom nivou. Uspostava odgovarajućeg institucionalnog okvira potrebna je kako bi se koordinirao rad više institucija, tj. dionika u sustavu energetske statistike koji se mogu pozicionirati kao korisnici statistike, ali i kao izvještajne jedinice. Institucionalni okvir za razvoj energetske statistike u Republici Hrvatskoj obuhvaća sljedeće dionike: DZS, Energetski institut Hrvoje Požar, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, Ministarstvo graditeljstva, Ministarstvo prometa, Ministarstvo poljoprivrede, Ministarstvo uprave, Ministarstvo za demografiju i socijalnu politiku, HEP d.d. i druge. Svakako, uloga svakog dionika u energetske sustavu mora biti jasno definirana jer se razvoj kvalitetne energetske statistike ne bazira samo na numeričkoj analizi već i na razumijevanju energetske sektora u cjelini i njegovih pojedinačnih komponenti.

Da bi se svi navedeni ciljevi razvoja energetske statistike ostvarili potrebno je osigurati dugoročno financiranje institucija koje prikupljaju, obrađuju i publiciraju energetske podatke te također predvidjeti rastuće potrebe za energetske podacima koji su odraz razvoja energetske tržišta, tehnologija i promjena u načinu korištenja energije.

6.8.2. Strateško planiranje

Strateško planiranje u Republici Hrvatskoj nužno je radi razvoja i pripreme novih energetske politika koje su usklađene s ciljevima razvoja nacionalnog energetske sektora, a i s očekivanim promjenama u regiji i širem okruženju. Strateško planiranje temelji se na sagledavanju kratkoročnih, srednjoročnih i dugoročnih potreba svih oblika energije i po svim sektorima potrošnje, a zatim na razradi scenarija moguće opskrbe energijom uzimajući u obzir raspoložive resurse i tehnologije. Strateško planiranje u području energetike je vrlo složeno i kompleksno, jer je energetika gospodarska grana koja utječe na razvoj ostalih ekonomskih aktivnosti, područja regionalne i lokalne samouprave ali i na same pojedince, stoga je u proces planiranja potrebno uključiti i uvažiti potrebe brojnih dionika.

6.8.3. Planovi razvoja

Zbog same činjenice da se radi o tranziciji, planiranje treba voditi kao kontinuiran proces, a strateški dokumenti moraju biti praćeni operativnim provedbenim dokumentima koji omogućavaju integrirano planiranje i praćenje energetske i klimatske ciljeva. U tom smislu, najznačajniji krovni provedbeni dokument za razdoblje od 2021. do 2030. godine bit će integrirani nacionalni energetsko-klimatski plan. Ciljevi moraju biti specifični, mjerljivi i ostvarivi te praćeni odgovarajućim provedbenim mjerama. Potrebno je osigurati mehanizme za jasan uvid u ostvarenje planova i, prema potrebi, revidiranje i ažuriranje mjera za ostvarivanje ciljeva. Međusektorske aspekte integriranog energetske i klimatske planiranja (utjecaji na gospodarski razvoj, zapošljavanje, obrazovni sustav, okoliš, zdravlje; itd) potrebno je kontinuirano istraživati dok je za sektorske ciljeve potrebno uspostaviti sustav trajnog praćenja i evaluacije ostvarenih rezultata, kao i redovitog izvještavanja.

6.9. Regionalna suradnja

Regionalna suradnja je nužna komponenta strateškog planiranja jer nijedna zemlja u energetske smislu ne može svoju energetske politiku promišljati kao otok. Obuhvat zemalja koje je potrebno analizirati s kojima je nužno surađivati u energetske pogledu nisu samo susjedi, političko-zemljopisni prostori kao Zapadni Balkan, već je potrebno uključiti sve zemlje koje utječu na tokove energije prema Republici Hrvatskoj, a time i na njezine energetske prilike. Za energetske planiranje volumen potreba je najznačajniji kriterij koji usmjerava tokove energije. Kada se radi o Republici Hrvatskoj obuhvat je regije od Italije na zapadu do Rumunjske i Bugarske na istoku, Turske i Grčke na jugu.

Regionalna suradnja važna je za razvoj tržišta energije jer se volumenom i likvidnošću energetskeg tržišta povećava konkurentnost i povoljnost cijena za krajnje kupce. Važna pretpostavka za realizaciju otvorenog tržišta je ujednačenost energetskeg zakonodavstva, nediskriminirajući pristup mrežama i potpuna suradnja burzi. Tržišta narušavaju tarifne politike koje podupiru određene skupine potrošača i druge odluke pojedinih zemalja koje reduciraju energetska tržišta.

Važna pretpostavka regionalne suradnje je povezanost nacionalnih mreža. Dok su elektroenergetske mreže trenutno dobro povezane i treba nastaviti s njihovim daljim povezivanjem, nacionalne plinske mreže imaju lošu povezanost, pri čemu među nekim zemljama ona i ne postoji. To je jedan od nužnih prioriteta za naredno razdoblje – s najmanje jednom plinskom vezom povezati sve zemlje u regiji i u susjedstvu, a po potrebi i s više.

Regionalna suradnja u punom smislu je nužna u okviru sigurnosne politike i za operativno uravnoteženje energetskeg sustava. U interesu je svih zemalja u regiji da se sigurnosna politika za sve energetske sustave planira uvažavajući mogućnosti i potencijale zemalja u regiji, njihove kapacitete i potrebe. Poželjno bi bilo da se na razini zemalja regije izrađuju strateški dokumenti osiguranja sigurnosti opskrbe energijom, najmanje jednom u pet godina.

Povećanje korištenja OIE te potrebni kapaciteti za uravnoteženje EES-a, afirmirali su regionalni koncept uravnoteženja koristeći sve rezervne kapacitete u regiji. Potrebna je znatno manja izgradnja rezervnih kapaciteta ako se na regionalnoj razini koriste rezervni kapaciteti. Istodobnost pojava opterećenja, klimatskih utjecajnih čimbenika te tehničkih kvarova je znatno manja ako se bilancira šire područje, a korist je velika za sve zemlje uključene u regiju.

Regionalna suradnja je nužna u uspostavljanju zajedničke politike iskorištavanja vodnog potencijala i zemljišta za energetske svrhe. Sa suradnjom se postižu veće koristi za sve zemlje. Također je nužna regionalna suradnja za korištenje prostora za sve druge energetske potrebe.

Regionalna suradnja je potrebna za stvaranje potrebnih pravnih uvjeta i poslovne klime za međusobna ulaganja u energetici.

Za edukaciju, upoznavanje s najboljom praksom, širenje znanja na lokalnu samoupravu i malo poduzetništvo, regionalna suradnja je nužna i nezamjenjivi je instrument unapređenja gospodarenja energijom i očuvanja klime.

7. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA



7. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Pretpostavke, analize i prikazani rezultati jasno ukazuju na promjene koje se događaju i koje će u potpunosti izmijeniti energetske sektor i korištenje energije u idućim desetljećima. Promjene se očekuju na razini daljnjeg razvoja pravnog okvira, organizacije sektora, poslovanja tvrtki, upravljanja sustavima, primjeni novih tehnologija, izgradnji nove infrastrukture i jačanju položaja kupaca/korisnika energije. Osnovni uzrok promjena je potreba smanjenja emisije stakleničkih plinova iz energetskog sektora, kao dijela napora u usporavanju globalnih klimatskih promjena.

Prikazane analize, u suradnji stručne i opće javnosti, nastoje definirati smjer energetskog razvoja Republike Hrvatske u razdoblju do 2030. godine, istovremeno gledajući prema daljoj budućnosti, odnosno do 2050. godine. Prikazane analize i rezultati ne ograničavaju niti jedan projekt, razvojnu ideju ili mjeru provedbe. Prikazani scenariji su moguće putanje razvoja sektora, koji će se odvijati u uvjetima mnogih nesigurnosti, nesagledivih u potpunosti u ovom trenutku.

U nastavku se navode najvažnije pretpostavke, analize i rezultati koji će se koristiti prilikom definiranja nacrtu prijedloga Strategije razvoja energetskog sektora, kao i drugih provedbenih dokumenata i planova koji nisu obuhvaćeni trenutnim procesom, ali koje je potrebno izraditi kako bi se tranzicijom upravljalo i kako bi se željeni ciljevi ostvarili.

Osnovne pretpostavke

1. Potrebe za energijom u najvećoj mjeri ovise o strukturi i razvoju dviju sastavnica društva – demografiji i gospodarstvu.
2. Demografski trendovi i očekivanja u budućnosti ukazuju na postupno smanjenje broja stanovnika i povećanje broja kućanstava. Obje dimenzije i promjene u načinu stanovanja i života izravno utječu na buduće potrebe za energijom – u količini i vrsti.
3. Očekuje se razvoj gospodarstva i dugoročno približavanje BDP-a po stanovniku prosjeku zemalja članica EU-a. Očekivane stope porasta su ostvarive, ali zahtijevaju prilagodbu gospodarskih subjekata i razvoj novih znanja i vještina.

Scenariji razvoja

4. Energetska politika i strategija Republike Hrvatske određena je raspoloživošću resursa te ciljevima EU-a u pogledu smanjenja emisije stakleničkih plinova, energetske infrastrukture, ciljevima sigurnosti i kvalitete opskrbe i osiguranjem konkurentnosti gospodarstva. Navedene komponente objedinjene su u analiziranim scenarijima, kojima Republika Hrvatska povećava energetske učinkovitosti, intenzivno koristi OIE i smanjuje emisiju stakleničkih plinova. Sukladno Europskoj dugoročnoj strateškoj viziji – Čist planet za sve – za uspješno, suvremeno, konkurentno i klimatski neutralno gospodarstvo, za očekivati je da će se do 2050. godine na razini EU-a postaviti i ambiciozniji ciljevi.
5. Ostvarenje analiziranih scenarija ovisit će o provedbenim mjerama i dokumentima. Politike i mjere trebaju biti jasne, međusektorski usklađene i stabilne kako bi potaknule poslovne subjekte i omogućile nesmetanu provedbu, uz najmanju moguću

administraciju. U svim dijelovima sustava, gdje je to moguće, potrebno je osigurati učinkovito tržište, a izvan-tržišne mjere usmjeriti na djelatnosti gdje se tržišnim pristupom ne može osigurati ostvarenje postavljenih ciljeva. Buduće procese u povećanju energetske učinkovitosti i povećanju korištenja OIE treba provesti uzimajući u obzir tehnološke specifičnosti i tržišni potencijal pojedine opcije, koji se međusobno razlikuju (npr. za proizvodnju električne energije iz hidroenergije, vjetra i sunca, u odnosu na druge obnovljive izvore ili energetske obnovu zgrada kao jedne od glavnih mjera za smanjenje potrošnje i povećanje energetske učinkovitosti).

6. U kratkoročnom razdoblju planiranja do 2030. godine scenarij ubrzane energetske tranzicije (S1) i scenarij umjerene energetske tranzicije (S2) su vrlo slični po pitanju ključnih pokazatelja, dok u dugoročnom razdoblju planiranja do 2050. godine scenarij S1 doprinosi većem smanjenju emisija, većoj energetskej obnovi zgrada, većem udjelu električnih i hibridnih vozila u cestovnom prometu te većem udjelu OIE u proizvodnji i potrošnji energije.
7. Realizacija ciljeva iz scenarija S1 prvenstveno će ovisiti o mogućnostima tržišta u ostvarenju ciljeva energetske obnove zgrada i brzini promjena u sektoru prometa, a koji će značajno utjecati na projicirana kretanja potrošnje pojedinih energenata.

Energetska tranzicija

8. Energetska tranzicija je proces u kojem se mijenja struktura proizvodnje, prijenosa, distribucije i potrošnje energije. Energetska tranzicija je predmet svih scenarija koji se primarno razlikuju u brzini očekivanih promjena koji oslikavaju mogućnost sustava da promjene provede.
9. Smanjuje se ukupna potrošnja energije, povećava se korištenje OIE te se kontinuirano odvija proces prelaska s fosilnih goriva na druge oblike energije, uključivo prema električnoj energiji koja se proizvodi iz OIE i drugih niskougličnih opcija.
10. Povećanje energetske učinkovitosti je jedna od temeljnih sastavnica promjena.
11. Za ostvarenje ciljeva nužan je tehnološki razvoj, stalno povećanje mogućnosti upravljanja sustavom, distribuirana proizvodnja te digitalizacija kao iznimno važna komponenta tog procesa – kako energetske sustava (napredne mreže, mjerenja i upravljanje sustavom), tako i promjena na strani potrošnje energije.
12. Tranzicija energetskeg sektora prema niskougličnoj proizvodnji i potrošnji energije mijenja okolišne i energetske parametre i izravno utječe na strukturu ukupnih troškova proizvodnje i isporuke energije. Povećava se iznos investicija, a smanjuju se operativni troškovi. Promjena se odnosi na mjere energetske učinkovitosti (npr. obnova zgrada), program razvoja elektromobilnosti i proizvodnju energije iz obnovljivih izvora. U svim slučajevima povećavaju se ulaganja, a smanjuju troškovi korištenja. Neke od mjera, kao npr. energetska obnova zgrada, neće se moći ostvariti u potrebnoj dinamici bez određenog oblika financijske potpore.
13. Ključni ekonomski mehanizam za kontrolu brzine je promjena cijena emisijskih jedinica. Očekivani ubrzani rast cijene emisijskih jedinica, u početku će za posljedicu imati i rast cijena energije dobivenih iz fosilnih goriva. U prvom razdoblju to će utjecati i na rast troškova energije za krajnje kupce, očekivano u prvih 10 do 15 godina tranzicije. Nakon početnog razdoblja ulaganja utjecaj na smanjenje troškova imat će energetske obnovljene zgrade (niža potrošnja energije te niži tekući troškovi), veća proizvodnja iz obnovljivih izvora i niža potrošnja fosilnih goriva.
14. Povećanje energetske učinkovitosti i energetska obnova zgrada donose promjene u pogledu udjela troškova mrežnih djelatnosti u jediničnom trošku isporučene energije,

osobito u sektoru prirodnog plina i toplinarstvu. Ista mrežna infrastruktura koristit će se za transport i distribuciju manje količine energije (prirodnog plina i topline), što će utjecati na promjenu strukture naknade za korištenje mreže (povećanje jediničnog troška), moguće smanjenje opsega mreža te prelazak na nova tehnološka rješenja.

15. U sektoru električne energije očekuje se povećanje potreba/potrošnje, kao i porast udjela distribuirane proizvodnje. Promjena strukture proizvodnje (odnos centraliziranih i distribuiranih izvora, spremnici energije) utjecat će na količinu energije koja se prenosi mrežom. Navedene promjene zahtijevat će promjenu metodologija za izračun naknada za korištenje mreže.
16. Doprinos smanjenju emisije CO₂ iz stacionarnih izvora moguće je ostvariti izdvajanjem i skladištenjem CO₂ u geološkim strukturama ili korištenjem u različitim procesima. Usprkos trenutno relativno visokim troškovima ove tehnologije, očekivani rast cijene emisijskih jedinica pozitivno će utjecati na konkurentnost ove opcije.
17. Potrebno je pratiti tehnološke mogućnosti i konkurentnost opcija za izdvajanje CO₂ iz atmosfere kroz proizvodnju biomase za energetske potrebe i ostale potrebe biogospodarstva.
18. Pratiti razvoj novih tehnologija poput P2G i PtL, koje mogu biti značajne na putu realizacije konačnog cilja, energetike bez emisija.

Sigurnost i kvaliteta opskrbe

19. Pitanje sigurnosti opskrbe ostaje odgovornost pojedinih država, Europske i energetske unije. Potrebno je razviti mehanizme planiranja, mjerenja i praćenja sigurnosti i kvalitete opskrbe, kao i jasne nositelje odgovornosti u procesu ostvarenja zadane razine sigurnosti opskrbe.
20. Sustav sigurnosti opskrbe energijom treba odgovoriti na političke, ratne i terorističke prijetnje, pogonske probleme i incidente, procese digitalizacije i izloženost internetskim napadima, klimatske utjecaje, karakteristike proizvodnje i potrošnje, uzimajući u obzir međuovisnosti pojedinih dijelova energetske podsustava. Sigurnost opskrbe energijom u tranziciji suočavat će se i s dodatnim izazovima s obzirom na dinamiku i prirodu promjena u cijelom lancu proizvodnje, transporta/prijenosa, distribucije i potrošnje energije.
21. Za sigurnost opskrbe električnom energijom i uravnoteženje rada EES-a (povećanje fleksibilnosti), sagledane su neke od opcija na strani proizvodnje (postojeće i nove hidroelektrane, reverzibilne elektrane, plinske elektrane, spremnici energije/baterije) i optimirano punjenje rastućeg parka električnih vozila. Također, očekuje se povezivanje pojedinih sustava (elektroenergetskog, plinskog, toplinskog, prometnog) te veća uloga sektora potrošnje u upravljanju sustavima i pružanju pomoćnih usluga (upravljanje potrošnjom, odziv potrošnje, udruživanje kupaca, spremnici energije na strani potrošnje). U kojoj će mjeri biti zastupljena pojedina od navedenih ili još nepoznatih opcija odlučit će ekonomska isplativost, tehnološki razvoj te tehnološki neutralni organizacijski i regulatorni okvir. Do 2030. godine naglasak će biti na razvoju odgovarajućeg tržišnog okvira koji će omogućiti ispravne cjenovne signale i uvesti odgovornost svakog subjekta za uravnoteženje vlastitih pozicija proizvodnje i potrošnje.
22. Za održavanje i dostizanje potrebne razine sigurnosti opskrbe prirodnim plinom razmatraju se opcije povećanja domaće proizvodnje, izgradnja terminala za UPP, novi dobavni pravci i izgradnja podzemnih skladišta.
23. Naknada za korištenje infrastrukture s aspekta sigurnosti funkcioniranja sustava postat će dio cijene energije.

Energetsko tržište

24. Energetsko tržište je nosiva komponenta razvoja energetskog sustava. Potrebno je povećavati potencijale tržišta smanjenjem administrativnih prepreka i uklanjanjem povlaštenih pozicija, povezivanjem tržišta i razvojem novih oblika trgovanja.
25. Razvoj infrastrukture treba podržavati razvoj tržišta (povezivanje sustava, novi pravci dobave energije i povećanje fleksibilnosti sustava).

Energetska učinkovitost

26. Energetska učinkovitost je sastavnica svih scenarija razvoja i ogledava se u tehnološkom razvoju proizvodnje, transporta/prijenosa, distribucije i potrošnje energije, uključujući mjere države, organizaciju sustava i programe potpore.
27. Energetska obnova zgrada ima najveći potencijal za smanjenje potrošnje energije, ali je suočena s niskom razinom tržišnog potencijala te nužno traži financijsku potporu. Razina financijske potpore izravno utječe na brzinu i obuhvat obnove fonda zgrada. Godišnji cilj energetske obnove zgrada od 3 % fonda zgrada (S1) je financijski, organizacijski i izvedbeno zahtjevan poduhvat, a upravo njegovom realizacijom mijenjat će se potrošnja energije za toplinske potrebe. Subjekti koji posluju u energetskom sektoru mogu biti nositelji realizacije programa obnove fonda zgrada razvojem novih oblika poslovanja.
28. Energetskom učinkovitosti se može upravljati kroz tehnološki razvoj, potičući razvoj i korištenje novih proizvoda i uređaja te povlačenjem s tržišta onih koji ne zadovoljavaju minimalne zahtjeve učinkovitosti.

Električna energija

29. Tranzicija energetskog sektora prema niskougljičnom gospodarstvu oslanja se na ulogu električne energije kao oblika energije koji može zamijeniti fosilna goriva u mnogim primjenama. Unatoč ukupnom povećanju energetske učinkovitosti i smanjenju potrošnje energije, očekuje se povećanje potreba za električnom energijom, osobito u sektoru prometa.
30. Potrebe za električnom energijom zadovoljavaju se proizvodnjom s niskom emisijom ugljika. Republika Hrvatska raspolaže dovoljnim potencijalom OIE u obliku vodnih snaga, vjetra, sunca, geotermalne energije i biomase koji su konkurentni i mogu u potpunosti zadovoljiti potrebe za električnom energijom uz istovremeno održivo korištenje resursa i prostora te primjenu mjera zaštita okoliša i prirode.
31. Potrebno je u potpunosti iskoristiti raspoloživ potencijal vodotokova za proizvodnju energije, vodeći računa o više funkcionalnoj ulozi pojedinih projekata hidroelektrana i u tom smislu pristupiti financiranju pojedinih projekata. Na svim lokacijama postojećih hidroelektrana potrebno je analizirati mogućnosti povećanja snage i proizvodnje i povećanje fleksibilnog rada postrojenja kroz projekte revitalizacija.
32. Naglasak se stavlja na povećanje proizvodnje električne energije na mjestima potrošnje, osobito u dijelu iskorištenja energije sunca. Višestruko će se povećati broj aktivnih kupaca, broj kupaca s vlastitom proizvodnjom (engl. *prosumers*), kao i uloga kupaca na tržištu.
33. Povećano korištenje promjenjivih izvora energije (vjetar i sunce) zahtijevat će povećanje fleksibilnosti sustava i tržišne mehanizme koji će omogućiti naknadu troškova energije uravnoteženja sustava i zadovoljenja zahtjeva u dijelu sigurnosti opskrbe (kratkoročne i dugoročne). Svaki sudionik tržišta na strani proizvodnje i potrošnje bit će odgovoran za odstupanja i uravnoteženje. Konkurentnost pojedinih

opcija/tehnologija za postizanje potrebne fleksibilnosti sustava odredit će se putem tržišnih mehanizama. Nužno je osigurati jednak način i uvjete pristupa sustavu i tržištu svih opcija na strani proizvodnje i potrošnje.

34. Konkurentnost fosilnih goriva u proizvodnji električne energije u najvećoj mjeri ovisi o cijenama goriva i emisijskih jedinica.
35. Očekuje se da će se konkurentnost termoelektrana na ugljen smanjivati i da će zadržavanje postojećih objekata ovisiti o tehnološkim mogućnostima smanjenja emisije CO₂ (npr. suspaljivanje) ili njegova zbrinjavanja i konkurentnosti na tržištu. Termoelektrane na prirodni plin i biometan u proizvodnji električne energije najvažniju ulogu imaju u visokoučinkovitim kogeneracijama (gdje takva potreba i mogućnost postoje) i kao tehnološka opcija za održavanje operativne i dugoročne rezerve sustava.
36. Nuklearna energija je jedna od niskougljičnih tehnologija i Republika Hrvatska ostaje uključena u daljnje istraživanje mogućnosti korištenja ove tehnologije i produljenje dozvole rada s obzirom na vlasnički udio u NE Krško. Potrebno je pratiti razvoj novih tehnologija manjih i fleksibilnih reaktora, kao i mogući razvoj novih projekata u susjednim zemljama.
37. Prijenosna elektroenergetska mreža treba biti dimenzionirana radi održavanja tržišnih transakcija uz eliminaciju eventualne tržišne moći pojedinih subjekata radi ograničenja u prijenosu električne energije, ekonomičnog prihvata proizvodnje svih elektrana te postizanja zadovoljavajuće sigurnosti opskrbe kupaca električnom energijom.
38. Dugoročno se očekuje razvoj tehnika i procedura vođenja EES-a, uz primjenu niza modernih alata koji će omogućiti visoku razinu automatizacije sustava vođenja te unapređenje komunikacije s drugim sudionicima na tržištu električne energije i koordinaciju s ostalim operatorima prijenosnih sustava u regiji i šire, pri čemu će od posebne važnosti biti održavanje visoke sigurnosti cjelokupnog sustava vođenja kako bi se onemogućili eventualni kibernetički napadi.
39. Radi pružanja sigurnosti opskrbe i nepristranog oslonca tržištu električne energije, ODS se treba iz tradicionalne uloge operatora „pasivne“ mreže razvijati u operatora koji aktivno koristi usluge fleksibilnosti proizvodnje, potrošnje i spremnika električne energije te nabave pomoćnih usluga od strane korisnika mreže priključenih na distribucijski sustav.
40. U distribucijskom sustavu nužno je uvođenje sustava naprednog mjerenja, modernizacija i automatizacija mreže te unapređenje informacijsko-komunikacijskih sustava, ukratko razvoj komponenata napredne mreže, kako bi korisnici distribucijske mreže mogli sudjelovati na tržištu električne energije (izravno ili posredstvom agregatora). Pritom je nužna prilagodba mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije, kupaca s vlastitom proizvodnjom i električnih vozila.

Prirodni plin

41. Prirodni plin će imati značajnu ulogu u prelasku na niskougljično gospodarstvo kao fosilno gorivo s najmanjom emisijom CO₂ te kroz korištenje plinskog sustava za transport dekarboniziranih plinova (ugljično-neutralan metan bilo kao sintetički metan (PtCH₄) ili biometan iz anaerobne digestije).
42. Dugoročno se očekuje smanjenje korištenja prirodnog plina u svim sektorima potrošnje, osim u sektoru prometa, a što će ovisiti o konkurentnosti drugih tehnologija. Ovisno o razvoju opcija za povećanje fleksibilnosti EES-a i osiguranja dugoročne rezerve iz plinskih elektrana, potrebna snaga plinskog sustava (angažirani

kapacitet) može se povećavati u kratkom roku, a dugoročno se očekuje smanjenje na postojeću razinu.

43. Osiguranje zadovoljavajuće razine sigurnosti opskrbe plinom moguće je razvojem domaće proizvodnje i/ili izgradnjom novih dobavnih kapacitete te razvojem podzemnih skladišta plina.
44. Razvoj terminala za UPP osigurat će zadovoljavajuću razinu sigurnosti opskrbe plinom u kratkom roku. UPP može imati značajnu primjenu u pomorskom i teretnom kopnenom, a prirodni plin značajniju ulogu u putničkom prometu.
45. Povećanje diversifikacije opskrbe i povećanje učinkovitosti plinskog sustava moguće je razvojem projekata transporta plina iz Kaspijske regije, istočnog Mediterana i ostalih projekata za tranzit prirodnog plina prema susjednim zemljama.
46. Razvoj distribucijske mreže prirodnog plina ovisit će o konkurentnosti prirodnog plina i poslovnom interesu energetske subjekata.
47. Potrebno je osigurati nesmetanu opskrbu postojećih kupaca prirodnog plina, troškovno učinkovitu obnovu distribucijske mreže i unapređenje sustava mjerenja.
48. Potrebno je osigurati dovoljne proizvodne i/ili dobavne kapacitete sustava prirodnog plina kako se ne bi ugrozila stabilnost opskrbe.

Nafta i naftni derivati

49. Trend opadanja domaće proizvodnje nafte i prirodnog plina moguće je zaustaviti ulaganjima u postojeće proizvodne kapacitete i u nove istražne aktivnosti.
50. Potrebno je nastaviti unapređenje sustava obveznih zaliha nafte i naftnih derivata s ciljem podizanja razine sigurnosti opskrbe u slučaju kriznih stanja.
51. Ubrzani dovršetak modernizacije rafinerijskog sektora povećat će konkurentnost na domaćem i stranim tržištima.
52. Potrebno je osigurati bolje iskorištavanje geostrateškog, tranzitnog i posebno pomorskog položaja Republike Hrvatske, uz dogradnju naftovodno-skladišne infrastrukture.

Toplinarstvo

53. Potrebno je provesti rekonstrukciju CTS-ova, osobito na strani distribucije, u smislu obnove postojećih mreža. U dijelu proizvodnje potrebno je stvoriti uvjete za veću integraciju OIE-a i visokoučinkovite kogeneracije.
54. Usporedo s obnovom fonda zgrada potrebno je prijeći s visokotemperaturnih sustava na niskotemperaturne.
55. U razdoblju do 2030. godine treba raditi na uvjetima u sustavu koji će omogućiti široku integraciju toplinskih pumpi velikih snaga i toplinskih spremnika.
56. Treba potaknuti nacionalna istraživanja potencijala geotermalne energije, osobito temperaturnih izvora nižih razina pogodnih za korištenje u toplinarstvu.
57. Potrebno je provesti institucionalne mjere nužne za povećanje učinkovitosti sustava, povećanje poticajnog poslovnog okruženja i daljnje otvaranje tržišta.
58. Potrebno je stvoriti uvjete za prelazak sadašnjih sustava, tzv. druge generacije, na sustave treće i četvrte generacije.

Obnovljivi izvori

59. Većina tehnologija za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora su u proteklih desetak godina ostvarile veliki tehnološki napredak i smanjenje troškova te su preuzeli vodeću ulogu u razvoju energetskog, a osobito EES-a.

60. Opcije proizvodnje električne energije iskorištavanjem energije vode, vjetrova i sunca u potpunosti su konkurentne na tržištu te je potrebno njihov budući razvoj prepustiti isključivo tržišnim načelima. Ključni poticaj povećanoj izgradnji novih OIE treba biti smanjenje administrativnih prepreka kako bi se olakšala izgradnja postrojenja, uključujući izradu resursnih, prostornih, okolišnih i infrastrukturnih podloga i strateških dokumenata za kvalitetno planiranje razvoja OIE na razini države i/ili županija.
61. U realizaciji projekata hidroelektrana potrebno je prepoznati i valorizirati njihovu višestruku namjenu i korist.
62. Geotermalna energija kao stalni i sigurni izvor obnovljive električne i toplinske energije može pružiti konkretan doprinos u postizanju niskougljičnih ciljeva. Potrebno je omogućiti i podupirati nova istraživanja geotermalnih resursa i tehnologija prilagođenih novim primjenama.
63. Potrebno je razviti sustav gdje se proizvodnja energije iz biomase stavlja u kontekst biogospodarstva u kojem je proizvodnja energije jedna od dodanih vrijednosti u ukupnom ciklusu biogospodarstva ili drvna biomasa dolazi iz kaskadnog korištenja za potrebe energetike.
64. Potrebno je sudjelovati u razvoju i istraživanju proizvodnih lanaca biomase koji omogućavaju ponore ugljika u proizvodnji energije i usklađivati se sa sektorom poljoprivrede i europskom strategijom za biogospodarstvo.
65. Moguće je postupno povećanje udjela biometana čime bi se dodatno smanjila emisija stakleničkih plinova i povećala vlastita opskrbljenost. Potrebno je analizirati mogućnost utiskivanja biometana u mrežu prirodnog plina.
66. Potrebno je analizirati potencijalne lokacije za biorafinerije koje bi generirale najveći poželjan učinak multiplikatora. Do sada razmatrana lokacija za proizvodnju bioetanola je na mjestu rafinerije Sisak.

Zaštita okoliša

67. Energetska tranzicija je vođena značajnim smanjenjem emisija stakleničkih plinova, u skladu s preuzetim obvezama za 2020. i 2030. godinu i očekivanim obvezama za 2050. godinu te na taj način doprinosi ublažavanju klimatskih promjena.
68. Energetsko iskorištavanje prirodnih resursa je sastavni dio integriranog planiranja i korištenja prostora, voda, šuma i ostalih resursa, uz zadovoljenje kriterija održivosti i integraciju mjera zaštite prirode i okoliša kroz cijeli lanac proizvodnje, transporta/prijenosa, distribucije i potrošnje energije.

Socijalna komponenta scenarija razvoja

69. Tranzicija energetskog sektora obuhvaća cjelokupno društvo, zahtijeva promjene načina proizvodnje i korištenja energije, razvoj infrastrukture, nova znanja i vještine, međusektorsku suradnju te značajna ulaganja. Ukupne očekivane koristi za društvo (uzimajući u obzir eksterne troškove) su pozitivne i rezultiraju ukupno manjim društvenim troškom. Osnovni izazov provedbe i dinamike promjena je potreba visokih ulaganja koja mogu predstavljati značajan izazov za pojedine segmente gospodarstva i/ili kupaca. Ograničavajući čimbenik ubrzane tranzicije može biti sposobnost gospodarstva, društva i pojedinaca da pravovremeno sudjeluju u procesima zbog velikih početnih ulaganja, bez obzira što procesi tranzicije donose dugoročnu korist društvu i okolišu.
70. Programe provedbe i primjenu novih tehničkih i tehnoloških rješenja potrebno je povezati s mjerama smanjenja energetskog siromaštva i primjenom novih poslovnih modela.

71. Potrebno je uvesti jedinstven sustav rješavanja problematike energetske siromaštva bez obzira na oblik energije.
72. Politiku smanjivanja i ublažavanja energetske siromaštva treba transformirati u aktivnu politiku energetske obnove zgrada i mijenjanja uvjeta gospodarenja energijom u populaciji koja je obuhvaćena energetskim siromaštvom, kako bi se smanjio dio stanovništva obuhvaćen mjerama politike, a također smanjili i financijski izdatci za podupiranje tih mjera.

Tehnološki razvoj

73. Tehnološki razvoj je jedna od sastavnica i pretpostavki ubrzane tranzicije. Očekuje se povećanje učinkovitosti svih uređaja, učinkovita i jeftinija proizvodnja iz obnovljivih izvora, jeftinije opcije i mogućnosti skladištenja energije na razini sustava i na strani potrošnje gdje za to postoje potrebe i tehnološke mogućnosti (npr. namjenski spremnici, električna vozila i dr.).
74. Očekivana razina i dinamika promjena u idućim desetljećima ukazuje na potrebu razrade odgovarajuće politike gospodarskog i industrijskog razvoja. Primjena novih tehnologija i njihov razvoj je izazov i prilika za znanstvenoistraživačke institucije i gospodarstvo. Potrebno je povezati i poticati procese unutar zemlje, prema međunarodnim institucijama i programima istraživanja te vodećim tvrtkama u razvoju i primjeni tehnologija.
75. Energetski sektor je s jedne strane ulazna veličina za gospodarstvo i građane (količina, kvaliteta i troškovno dostupna energija), a s druge strane predstavlja mogućnost razvoja gospodarstva kroz stvaranje proizvoda i usluga za energetski sektor, obrazovanje i razvoj potrebnih kadrova.

Promet

76. Smanjenje emisije iz sektora prometa predstavlja veliki izazov. Unatoč povećanju energetske učinkovitosti konvencionalnih tehnologija fosilnih goriva, nužno je uvođenje novih tehnoloških rješenja i oblika energije. Brzina promjena ovisit će o dostupnosti pojedinih tehnologija za građane (razina prihvatljivog troška), razvoju infrastrukture i dinamici daljnjeg tehnološkog razvoja, osobito u domeni spremnika energije (baterije).
77. U razdoblju do 2030. godine potrebno je izgraditi novu infrastrukturu za korištenje alternativnih oblika energije u prometu (UPP i SPP/biometan, električna energija i vodik). Pravovremenom izgradnjom infrastrukture osigurala bi se tehnološka neutralnost, kao jedan od preduvjeta ravnopravnog razvoja tržišta alternativnih oblika energije u sektoru prometa.
78. Razvojem pametnih mreža potrebno je omogućiti sudjelovanje sektora prometa u troškovno učinkovitim pružanju usluga fleksibilnosti i uravnoteženja EES-a.
79. Ciljevi udjela OIE u prometu su ambiciozni te je potrebno iskoristiti sve raspoložive i troškovno učinkovite opcije kako bi se dostigli ukupno zadani ciljevi, kao i dostizanje ovih ciljeva u dijelu naprednih biogoriva.

Provedba strategije

80. Ostvarenje strateških ciljeva razvoja energetske sektora ovisi o provedbenim mjerama na svim razinama: zakonodavnim na razini EU-a i Republike Hrvatske te institucionalnim i financijskim. Potrebno je voditi računa o usklađenosti energetske

sektora s ostalim područjima, zakonima i institucijama od značaja za procese izgradnje i korištenja energetske objekata, uređaja i trošila.

81. Temeljni provedbeni dokument za razdoblje od 2021. do 2030. godine bit će integrirani nacionalni energetske i klimatske plan (NEKP), u kojem će se definirati provedbene mjere za postizanje ciljeva. Pojedine kompleksne mjere potrebno je dodatno provedbeno razrađivati u posebnim programima.
82. Potrebno je osigurati dinamiku promjena u energetske sektoru i izvan njega, kako bi postupci definiranja korištenja prostora, zaštite okoliša, pristupa sustavu i tržištu omogućili nesmetanu realizaciju projekata. Postupke treba pojednostavniti i jasno definirati odgovornosti.
83. Potrebno je voditi aktivnu politiku planiranja razvoja i mjera, praćenja i mjerenja postignutih ciljeva i evaluaciju mjera, kako bi se moglo brzo i pravovremeno reagirati radi promjene onih dijelova koji usporavaju ili blokiraju provedbu.
84. Tranzicija energetske sektora mijenja odnose u cijelom lancu proizvodnje, transporta/prijenosa, distribucije i potrošnje i nijedan poslovni subjekt, kućanstvo ili građanin neće ostati izvan obuhvata tranzicije. To ukazuje na potrebu stalnog obrazovanja i informiranja o svim elementima tranzicije.

Pravni okvir

85. Imajući u vidu ambicioznost ciljeva tranzicije, opseg i složenost zakonodavnih prijedloga i dokumenata te prioritete i dugoročne smjernice razvoja energetske sektora u idućem će se razdoblju kroz provedbene dokumente definirati pravne i regulatorne mjere potrebne da se prioritete i ciljevi ostvare, prepoznaju i zaduže nositelji tih mjera kao i način praćenja provedbe i rokovi izvršenja.

Prijedlog sadržaja Strategije energetske razvoja Republike Hrvatske

U nastavku je dan prijedlog sadržaja završnog dokumenta Strategije energetske razvoja RH.

Predgovor

1 Na putu prema energiji bez emisija

Razmatrani scenariji

Glavne odrednice budućeg razvoja energetske sektora do 2030. godine

Pogled na buduću razvoj energetske sektora do 2050. godine

Demografski razvoj

Gospodarski razvoj

2 Mogućnosti energetske razvoja

Stanje energetske sektora

Rezerve energije i potencijali

Procjene buduću potrošnje i opskrbe energijom

3 Strateški ciljevi razvoja energetske sektora Republike Hrvatske

Održiva i fleksibilna proizvodnja energije

- Razvoj energetske infrastrukture
- Energetska učinkovitost
- 4 Ključni pokazatelji i ciljane vrijednosti
 - Emisija stakleničkih plinova
 - Energetska učinkovitost
 - Obnovljivi izvori energije
 - Vlastita opskrbljenost
- 5 Buduće aktivnosti u uređenju energetskega sektora
 - Potrebe i izazovi razvoja
 - Razvoj tržišta energije
 - Energetska sigurnost
- 6 Financijski pokazatelji energetske tranzicije
 - Procjena ulaganja
 - Izvori financiranja u RH
 - Procjena utjecaja OIE na gospodarstvo
 - Financiranje OIE i izazovi tržišta
 - Financijska potpora EU-a
- 7 Gospodarsko-društveni aspekti energetske strategije
 - Utjecaj na gospodarstvo
 - Energetsko siromaštvo
 - Istraživanje, razvoj i konkurentnost
 - Uloga područne i lokalne samouprave u energetskej tranziciji
 - Energetska strategija i potrebni prostor
 - Biogospodarstvo
 - Proizvodnja energije u održivom gospodarenju otpadom
- 8 Strateško planiranje i praćenje tranzicije energetskega sektora
 - Institucionalni okvir energetskega planiranja
 - Razvoj energetskega planiranja
 - Razvoj energetske statistike, metodologija i modela za energetske planiranje
 - Praćenje ostvarenih ciljeva energetske strategije i provedbenih planova i politika
- 9 Zaključna razmatranja

8.

POPIS SLIKA



8. POPIS SLIKA

Slika 1.1. Bilančne rezerve nafte i kondenzata u RH od 2000. do 2017. godine	4
Slika 1.2. Bilančne rezerve prirodnog plina u RH od 2000. do 2017. godine.....	5
Slika 1.3. Projekcija proizvodnje nafte i kondenzata do 2050. godine	6
Slika 1.4. Projekcija proizvodnje prirodnog plina do 2050. godine	6
Slika 1.5. Ukupna potrošnja energije	14
Slika 1.6. Neposredna potrošnja oblika energije	15
Slika 1.7. Proizvodnja, potrošnja i neto uvoz naftnih derivata u RH	16
Slika 1.8. Struktura potrošnje naftnih derivata u RH	17
Slika 1.9. Struktura potrošnje električne energije u RH.....	18
Slika 1.10. Raspoloživa električna energija u RH.....	18
Slika 1.11. Proizvodnja toplinske energije u RH od 1990. do 2017. godine.....	19
Slika 1.12. Plinski transportni sustav u RH	20
Slika 1.13. Povezanost JANAF-a s europskim rafinerijama i opskrbnim pravcima uvoza nafte.....	22
Slika 1.14. Ilustrativni prikaz veličine postojećih sustava daljinskog grijanja u RH	26
Slika 1.15. Trend emisija stakleničkih plinova (kt CO ₂ e) iz energetske izvora u Hrvatskoj	28
Slika 1.16. Projekcije proizvodnje, potrošnje i neto izvoza naftnih derivata u zemljama šire regije.....	46
Slika 1.17. Model bilančnih grupa na tržištu električne energije u RH.....	48
Slika 1.18. Odnosi između sudionika tržišta, HROTE-a i HOPS-a	48
Slika 1.19. Cijene električne energije za kupce u RH u kategoriji kućanstvo (s porezima i naknadama).....	49
Slika 1.20. Cijene električne energije za kupce u RH u kategoriji poduzetništvo (bez poreza i naknada).....	49
Slika 2.1. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine	55
Slika 2.2. Projekcija dobne strukture stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante.....	56
Slika 2.3. Projekcija BDP-a i BDP-a po stanovniku za srednju varijantu demografije.....	58
Slika 2.4. Shematski prikaz <i>power to gas</i> i <i>power to liquid</i> tehnologija.....	70
Slika 2.5. Cijene fosilnih goriva do 2050. godine	73
Slika 2.6. Očekivana cijena emisijskih jedinica do 2050. godine	75
Slika 3.1. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije (S0)	93
Slika 3.2. Neposredna potrošnja energije po kategorijama potrošnje (S0).....	94
Slika 3.3. Proizvodnja električne energije (S0).....	95
Slika 3.4. Ukupna potrošnja energije (S0)	96
Slika 3.5. Obnovljivi izvori energije (S0).....	97

Slika 3.6. Proizvodnja i uvoz energije (S0).....	98
Slika 3.7. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije (S1)	99
Slika 3.8. Neposredna potrošnja energije po kategorijama potrošnje (S1).....	100
Slika 3.9. Proizvodnja električne energije (S1).....	101
Slika 3.10. Ukupna potrošnja energije (S1).....	102
Slika 3.11. Obnovljivi izvori energije (S1).....	103
Slika 3.12. Proizvodnja i uvoz energije (S1).....	104
Slika 3.13. Neposredna potrošnja energije po oblicima energije (S2)	105
Slika 3.14. Neposredna potrošnja energije po kategorijama potrošnje (S2).....	106
Slika 3.15. Proizvodnja električne energije (S2).....	107
Slika 3.16. Ukupna potrošnja energije (S2).....	108
Slika 3.17. Obnovljivi izvori energije (S2).....	109
Slika 3.18. Proizvodnja i uvoz energije (S2).....	110
Slika 3.19. Snaga elektrana do 2050. godine (S0).....	110
Slika 3.20. Snaga elektrana do 2050. godine (S1).....	111
Slika 3.21. Snaga elektrana do 2050. godine (S2).....	111
Slika 3.22. Ulaganja u elektrane 2020. – 2050. za odabrane scenarije razvoja	114
Slika 3.23. Projekcije proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata prema scenarijima razvoja.....	121
Slika 3.24. Projekcije transporta nafte JANAF-om prema scenarijima razvoja	122
Slika 3.25. Projekti u funkciji diversifikacije opskrbe i povećanja učinkovitosti transportnog sustava.....	125
Slika 3.26. Razvoj plinskog transportnog sustava.....	127
Slika 3.27. Proizvodnja toplinske energije prema S0, S1 i S2 (ktoe)	130
Slika 3.28. Potrošnja energenata za S0, S1 i S2 (ktoe)	130
Slika 3.29. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod prosječne zime.....	134
Slika 3.30. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod iznimno hladne zime	135
Slika 3.31. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina (S0, S1 i S2)	136
Slika 3.32. Vlastita opskrbljenost energijom (S0)	139
Slika 3.33. Vlastita opskrbljenost energijom (S1)	140
Slika 3.34. Vlastita opskrbljenost energijom (S2)	140
Slika 3.35. Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije (S0, S1 i S2).....	141
Slika 3.36. Udio OIE u zadovoljenju potreba za električnom energijom (S0).....	142
Slika 3.37. Udio OIE u zadovoljenju potreba za električnom energijom (S1).....	142
Slika 3.38. Udio OIE u zadovoljenju potreba za električnom energijom (S2).....	143
Slika 3.39. Kretanje potrošnje energije u razdoblju od 2020. do 2050. godine	144

Slika 4.1. Projekcija emisija stakleničkih plinova za analizirane scenarije (S0, S1 i S2); projekcija emisija po sektorima za Scenarij 1 (lijevo) i Scenarij 2 (desno).....	146
Slika 4.2. Projekcija ukupnih emisija stakleničkih plinova za S1 i S2	147
Slika 4.3. Projekcija energetske emisije stakleničkih plinova za ETS sektor i ne-ETS sektore	148
Slika 5.1. Procjena ulaganja po sektorima u razdoblju 2021. – 2050. godine.....	163
Slika 5.2 Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2021. – 2050. godine.....	164
Slika 5.3. Kretanje base load cijena na DAM EEX i HUPX	167
Slika 5.4. Dugoročni razvoj tržišnih cijena električne energije na zapadnoeuropskom tržištu i tržištu jugoistočne Europe	169
Slika 5.5. Minimalno potrebna prodajna cijena električne energije uz koju su projekti vjetroelektrana i sunčanih elektrana 2020. i 2030. bankabilni uz DSCR = 1,2.....	171
Slika 5.6. Trend razvoja minimalno potrebne prodajne cijene električne energije i očekivanog razvoja cijena na tržištu električne energije.....	172
Slika 5.7. Procjena prosječnih ulaganja kao postotak BDP-a za cijelo razdoblje.....	184
Slika 6.1. Piramida proizvoda iz biomase prema dodanoj vrijednosti i volumenu	192



POPIS TABLICA

9. POPIS TABLICA

Tablica 1.1. Stanje rezervi ugljikovodika u RH na dan 31.12.2017. godine	5
Tablica 1.2. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata velikih hidroelektrana	7
Tablica 1.3. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata crpnih hidroelektrana.....	8
Tablica 1.4. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata malih hidroelektrana	8
Tablica 1.5. Površine dobivene preklapanjem različitih tematskih sadržaja u prostoru	10
Tablica 1.6. Procijenjeni tehnički potencijal FN sustava.....	11
Tablica 1.7. Ukupna potrošnja energije	13
Tablica 1.8. Neposredna potrošnja energije	14
Tablica 1.9. Snaga elektrana za proizvodnju električne energije za RH krajem 2017.	23
Tablica 1.10. Podaci o energetske subjektima u sektoru toplinarstva u RH u 2017. godini	27
Tablica 1.11. Pregled zakonskih odredbi vezanih uz energetske učinkovitost u RH	41
Tablica 1.12. Tarifne stavke CTS-ova pojedinih toplinarskih tvrtki (bez PDV-a), važeće na kraju 2017. godine.....	47
Tablica 2.1. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante	55
Tablica 2.2. Projekcije ekonomskih parametara temeljem srednjih demografskih projekcija.....	57
Tablica 2.3. Cijene fosilnih goriva do 2040. godine.....	72
Tablica 2.4. Cijene na tržištu električne energije do 2050. godine	74
Tablica 2.5. Cijene emisijskih jedinica	74
Tablica 2.6. Ciljevi smanjenja emisija stakleničkih plinova za RH do 2020. i 2030. godine	76
Tablica 3.1. Okvirni nacionalni ciljevi energetske učinkovitosti izraženi u apsolutnom iznosu primarne i neposredne potrošnje energije	143
Tablica 4.1. Smanjenje emisija po sektorima u odnosu na 1990. godinu za S1 i S2.....	147
Tablica 4.2. Smanjenje energetske emisija za ETS sektor i sektore izvan ETS-a u odnosu na 2005. godinu.....	148
Tablica 4.3. Kumulativno smanjenje emisija od 2020. do 2050., u odnosu na 2005. godinu	148
Tablica 4.4. Relevantne značajke POP područja.....	151
Tablica 5.1. Procjena ukupnih ulaganja u razdoblju 2021. – 2050. godine.....	162
Tablica 5.2. Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2021. – 2050. godine	164
Tablica 5.3. Cijene na Europskom tržištu električne energije do 2050. godine.....	168
Tablica 5.4. Ulazni parametri korišteni u proračunu minimalno potrebne prodajne cijene električne energije.....	171

10.

POPIS KRATICA



10. POPIS KRATICA

Kratika	Značenje/opis
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> Agencija za suradnju energetske regulatora
AD	anaerobna digestija
APN	Agencija za pravni promet i posredovanje nekretninama
AZU	Agencija za ugljikovodike
BDP	bruto domaći proizvod (engl. gross domestic product, GDP)
BDV	bruto dodana vrijednost (engl. gross value added, GVA)
BECCS	<i>Bioenergy carbon capture and storage</i> sustav hvatanja i skladištenja ugljika kroz energiju iz biomase
BIC	<i>Bio-based Industries Consortium</i> Konzorcij industrije biomase
CAPEX	<i>Capital Expenses</i> ulaganja u osnovna sredstva
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i> kombinirani proces plinske i parne turbine
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> hvatanje i spremanje ugljika
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i> hvatanje, korištenje i spremanje ugljika
CGO	Centar za gospodarenje otpadom
CHE	crpna hidroelektrana
COP21	<i>Conference of the Parties 21</i> 21. zasjedanje Konferencije stranaka
CROPEX	Hrvatska burza električne energije
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> elektrana koja koristi koncentrirano sunčevo zračenje
CTS	centralni toplinski sustav
DHMZ	Državni hidrometeorološki zavod
DMS	<i>Distribution Management System</i> sustav upravljanja distribucijom
DV	dalekovod
DZS	Državni zavod za statistiku
EASTMED	<i>Eastern Mediterranean</i> projekt plinovoda na istočnom Sredozemlju
EED	<i>Energy Efficiency Directive</i> Direktiva 2010/27/EU o energetskej učinkovitosti
EES	1) elektroenergetska suglasnost 2) elektroenergetski sustav
EEX	<i>European Energy Exchange</i> Europska burza električne energije
EIHP	Energetski institut Hrvoje Požar
EK	<i>European Commission</i> Europska komisija
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> Udruženje europskih operatora prijenosnih sustava
ESCO	<i>Energy Service Company</i> tvrtka za pružanje energetske usluga

Kratice Značenje/opis

EU	<i>European Union</i> Europska unija
ETS	<i>Emissions Trading System</i> sustav trgovanja emisijskim jedinicama
FLH	<i>Full Load Hours</i> ekvivalentni broj sati rada pod punim opterećenjem
FN	fotonaponski sustav
FZOEU	Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost
GHG	<i>Greenhouse Gas</i> staklenički plin
HAOP	Hrvatska agencija za okoliš i prirodu
HE	hidroelektrana
HEP ODS	HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o.
HERA	Hrvatska energetska regulatorna agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.
HROTE	Hrvatski operator tržišta energije d.o.o.
HTLS	<i>High Temperature Low Sag</i> visokotemperaturni vodiči malog provjesa
HVDC	<i>High-voltage direct current</i> istosmjerni visokonaponski prijenos
IAP	<i>Ionan Adriatic Pipeline</i> Jonsko-jadranski plinovod
IEA	<i>International Energy Agency</i> Međunarodna energetska agencija
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> kombinirani ciklus integriranog uplinjavanja
IKT	informatičke i komunikacijske tehnologije
ILUC	<i>Indirect Land Use Change</i> posredne promjene uporabe tala
INDC	<i>Intended Nationally Determined Contribution</i> Planirani nacionalno utvrđeni doprinos
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> Međuvladin panel o klimatskim promjenama
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> Međunarodna agencija za obnovljivu energiju
IRI	istraživanje, razvoj i inovacije
ISGE	informatički sustav za gospodarenje energijom
ISPU	informatički sustav prostornog uređenja
KB	kabel
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> ukapljeni prirodni plin
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> nivelirani troškovi proizvodnje električne energije
MAED	<i>Model for Analysis of Energy Demand</i> model za analizu neposredne potrošnje energije
MBO	mehaničko-biološka obrada
MGIPU	Ministarstvo graditeljstva i prostornog uređenja
MHE	mala hidroelektrana
MRC	<i>Multi-Regional Coupling</i> projekt multi-regionalnog povezivanja tržišta dan unaprijed
MZOE	Ministarstvo zaštite okoliša i energetike
NAP	Nacionalni akcijski plan

Kratica Značenje/opis

NAPeU	Nacionalni akcijski plan energetske učinkovitosti
NDC	Nacionalni dispečerski centar
NE	nuklearna elektrana
NKT	Nacionalno koordinacijsko tijelo
NN	niski napon
NUR	referentni scenarij
NU1	scenarij postupne tranzicije
NU2	scenarij snažne tranzicije
NUTS	<i>Nomenclature of Territorial Units for Statistics</i> nomenklatura prostornih jedinica za statistiku
nZEB	<i>nearly Zero Energy Building</i> zgrade gotovo nulte energije
OCGT	<i>Open Cycle Gas Turbine</i> plinska turbina s otvorenim ciklusom
ODS	operator distribucijskog sustava
OIE	obnovljivi izvori energije
OIEiVK	obnovljivi izvori energije i visokoučinkovita kogeneracija
OMM	obračunsko mjerno mjesto
OPEM	ocjena prihvatljivosti za ekološku mrežu
OPEX	<i>Operating Expenses</i> operativni troškovi
OPKK	Operativni program Konkurentnost i kohezija 2014. – 2020.
OPUO	ocjena o potrebi procjene utjecaja zahvata na okoliš
PCI	<i>Project of Common Interest</i> projekt od zajedničkog interesa
PDV	porez na dodanu vrijednost
PEES	prethodna elektroenergetska suglasnost
PHEBM	pribranska hidroelektrana biološkog minimuma
PLEXOS	model za simulaciju i optimizaciju elektroenergetskog sustava
POP	područja očuvanja značajna za ptice
POVS	područja očuvanja značajna za vrste i stanišne tipove
PSP	podzemno skladište plina
P2G	power to gas
PtL	power to liquids
PTPP	podtematsko prioritarno područje
PUO	procjena utjecaja zahvata na okoliš
PV	photovoltaics fotonaponska elektrana
RED II	Revised Renewable Energy Directive revidirana Direktiva o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora
Registar	Registar obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih
OIEKPP	proizvođača
RHE	reverzibilna hidroelektrana
RP	rasklopno postrojenje
SAIDI	System Average Interruption Duration Indeks prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže
SBM	stlačeni biometan
SBU	<i>Standard Bundled Unit</i> standardni paket skladišnog kapaciteta
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> sustav nadzora, upravljanja i mjerenja

Kratice Značenje/opis

SCPC	<i>Super Critical Pulverized Coal</i> tehnologija termoelektrana na ugljen sa superkritičnim parametrima pare
SDV	sustav daljinskog vođenja
SE	sunčane elektrane
SKS	samonosivi kabelski snop
SMiV	sustav za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda energije
SN	srednji napon
SPP	stlačeni prirodni plin
SPUO	strateška procjena utjecaja na okoliš
STS	samostalni toplinski sustav
TANAP	<i>Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline</i> Trans-anatolijski plinovod
TAP	<i>Trans Adriatic Pipeline</i> Trans-jadranski plinovod
TE	termoelektrana
TE-TO	termoelektrana-toplana
TFP	<i>Total Factor Productivity</i> ukupna faktorska produktivnost
TPP	tematsko prioritetno područje
TS	transformatorska stanica
UN	<i>United Nations</i> <i>Ujedinjeni narodi</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o promjeni klime
UNP	ukapljeni naftni plin
UPP	ukapljeni prirodni plin
VE	vjetroelektrana
VN	visoki napon
ZERP	Zaštićeni ekološko-ribolovni pojas Republike Hrvatske
ZTS	zatvoreni toplinski sustav
WEO	<i>World Energy Outlook</i> publikacija Međunarodne energetske agencije (IEA)