

**Analize i podloge za izradu Strategije
energetskog razvoja Republike Hrvatske**
ZELENA KNJIGA

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 energetskeg razvoja Republike Hrvatske

ZELENA 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-19-00014/1

Zagreb, veljača 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 radnike Pružatelja usluge i Naručilatelja

Povijest izrade

Inačica	Datum	Komentar	Pregledali	Odobrio
KONAČNA V.01	1. veljače 2019.	-	Mario Tot Anita Knezović Marko Matosović	Goran Granić
KONAČNA	18. prosinca 2018.	-	Mario Tot Anita Knezović	Goran Granić
NACRT V.03	30. listopada 2018.	-	Anita Filipović Marko Matosović Mario Tot	Goran Granić
NACRT V.02	26. listopada 2018.	-	Anita Filipović Marko Matosović Mario Tot	Goran Granić
NACRT	19. listopada 2018.	-	Anita Filipović Marko Matosović Mario Tot	Goran Granić

SADRŽAJ

1. ULOGA DRŽAVE U PLANIRANJU, PROVEDBI I NADZORU PROVEDBE STRATEGIJE ENERGETSKOG RAZVOJA.....	11
2. INSTITUCIONALNI, ZAKONODAVNI I REGULATORNI OKVIR ENERGETSKOG SEKTORA	13
2.1. Pravni okvir	13
2.1.1. Uvod.....	13
2.1.2. Europski pravni okvir	13
2.1.3. Nacionalni pravni okvir	17
2.2. Organizacijski i institucionalni okvir	22
2.2.1. Organizacija i regulacija tržišta u RH	22
2.2.2. Tržište električne energije.....	26
2.2.3. Tržište plina	28
2.2.4. Tržište nafte i naftnih derivata.....	31
2.2.5. Tržište toplinske energije.....	32
2.2.6. Obnovljivi izvori energije i visokoučinkovita kogeneracija toplinske i električne energije	36
2.2.7. Energetska učinkovitost.....	38
2.2.8. Energetsko siromaštvo	43
3. PREGLED STANJA ENERGETSKOG SEKTORA	45
3.1. Resursi i izvori.....	45
3.1.1. Nafta i prirodni plin	45
3.1.2. Obnovljivi izvori energije (OIE)	48
3.1.3. Električna energija.....	100
3.1.4. Nafta i naftni derivati.....	108
3.1.5. Prirodni plin	110
3.1.6. Toplinarstvo.....	113
3.2. Stanje proizvodnje, dobave i potrošnje energije	117
3.2.1. Osnovni pokazatelji potrošnje energije	117
3.2.2. Proizvodnja primarne energije	122
3.2.3. Uvoz i izvoz energije	122
3.2.4. Ukupna potrošnja energije.....	124
3.2.5. Neposredna potrošnja energije.....	125
3.3. Tržište energije i cijene energije	127
3.3.1. Tržište i cijene naftnih derivata	127
3.3.2. Tržište i cijene prirodnog plina	128
3.3.3. Tržište i cijene električne energije.....	134
3.3.4. Tržište i cijene toplinske energije.....	139

3.4.	Tržište i cijene emisijskih jedinica stakleničkih plinova	141
4.	ODNOS I POVEZANOST STRATEGIJE ENERGETSKOG RAZVOJA S RELEVANTNIM NACIONALNIM SEKTORSKIM STRATEGIJAMA	145
4.1.	Niskougljični razvoj.....	145
4.2.	Prilagodba klimatskim promjenama.....	146
4.3.	Sporazum gradonačelnika za klimu i energiju	148
4.4.	Gospodarenje otpadom.....	149
4.5.	Strategija prostornog razvoja	151
4.6.	Strategija i akcijski plan zaštite prirode.....	153
4.7.	Šumskogospodarska osnova područja Republike Hrvatske 2016.-2025.	154
4.8.	Plan upravljanja vodnim područjima 2016.-2021.	155
4.9.	Strategija upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem Republike Hrvatske (nacrt)	156
4.10.	Program ruralnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje 2014. –2020.....	157
4.11.	Strategija Pametne specijalizacije	158
4.12.	Strategija prometnog razvoja Republike Hrvatske (2017. - 2030.).....	158
5.	EUROPSKA UNIJA, ENERGETSKA UNIJA I KLIMATSKE PROMJENE	161
5.1.	Ciljevi, smjernice i očekivani razvoj energetskog sektora EU-a i poveznice s ciljevima ublažavanja i prilagodbe klimatskim promjenama, Pariški sporazum ..	161
5.2.	Zaštita okoliša i održivo korištenje prirodnih dobara	163
5.2.1.	Sedmi EU program djelovanja za okoliš	163
5.2.2.	Kružno gospodarstvo – upravljanje otpadom, korištenje otpada i recikliranje, koncept bioekonomije	165
5.3.	Energetska učinkovitost	168
5.4.	Obnovljivi izvori energije i bioekonomija	171
5.5.	Razvoj tržišta	174
5.5.1.	Razvoj tržišta električne energije	177
5.5.2.	Razvoj tržišta prirodnog plina	180
5.5.3.	Razvoj tržišta naftnih derivata.....	181
5.5.4.	Razvoj naftovodno-skladišne infrastrukture	182
5.5.5.	Razvoj tržišta toplinske energije	182
6.	METODOLOGIJA IZRADE ANALIZA.....	185
6.1.	Općeniti pristup	185
6.2.	Razdoblje planiranja.....	185
6.3.	Projekcija finalne potrošnje energije	186
6.4.	Proizvodnja i dobava energije	186

6.5.	Područja obuhvata analize	187
6.6.	Pokazatelji	187
6.7.	Podloge za analizu.....	187
7.	SCENARIJI RAZVOJA ENERGETSKOG SEKTORA DO 2030./2050.	189
7.1.	Scenarijski pristup	189
7.2.	Smjernice i ciljevi razvoja	189
7.3.	Smanjenje emisije stakleničkih plinova.....	189
7.3.1.	Ciljevi smanjenja emisije u EU i RH za 2020., 2030. i 2050. godinu	191
7.4.	Definicija i opis scenarija.....	192
7.5.	Demografski razvoj do 2030./2050. godine	195
7.5.1.	Projekcije stanovništva Republike Hrvatske	195
7.5.2.	Pretpostavke modela i varijante projekcija stanovništva	196
7.5.3.	Rezultati projekcija stanovništva.....	197
7.6.	Gospodarski razvoj do 2030./2050. godine	200
7.6.1.	Metodologija izrade projekcija gospodarskog razvoja Republike Hrvatske	200
7.6.2.	Pretpostavke i koraci projekcija	201
7.6.3.	Projekcije kretanja BDP-a temeljem srednjih demografskih projekcija	204
7.7.	Klimatske promjene i utjecaj na razvoj energetskog sektora	206
7.8.	Polazne pretpostavke za dugoročne procjene potrošnje energije.....	210
7.8.1.	Općenite pretpostavke.....	210
7.8.2.	Sektor prometa.....	212
7.9.	Polazne pretpostavke za procjene dugoročnog razvoja proizvodnje električne energije	216
8.	TEHNOLOŠKI RAZVOJ, RASPOLOŽIVOST ENERGETSKIH TEHNOLOGIJA I PRIMJENJIVOST DO 2030./2050.	221
8.1.	Hydroenergija.....	221
8.2.	Geotermalna energija.....	221
8.3.	Daljinsko grijanje.....	223
8.4.	Biomasa i otpad	224
8.5.	Vjetar	240
8.6.	Sunce.....	242
8.6.1.	Proizvodnja toplinske energije	242
8.6.2.	Fotonaponska tehnologija	243
8.6.3.	Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja	244
8.7.	Termoelektrane na plin	245
8.8.	Termoelektrane na ugljen.....	246
8.9.	Nuklearne elektrane	246

8.9.1. Nuklearni program u RH.....	247
8.10. Spremnici energije	248
8.10.1. Mrežna pohrana	250
8.10.2. Pohrana iza brojila.....	251
8.11. Alternativni izvori energije u prometu	252
8.11.1. Električna energija.....	252
8.11.2. Vodik	254
8.11.3. Biogoriva i sintetička goriva	255
8.11.4. Prirodni plin i biometan.....	257
8.11.5. UNP	258
8.12. Izdvajanje i geološko skladištenje ugljičnog dioksida.....	258
8.13. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije	261
8.13.1. Specifične investicije u nove elektrane	262
8.13.2. Usporedba niveliranih troškova	264
9. RASPOLOŽIVOST I CIJENE ENERGENATA I EMISIJSKIH DOZVOLA DO 2030./2050. GODINE	269
9.1. Cijene goriva	269
9.2. Cijene na tržištu električne energije.....	270
9.3. Cijene emisijskih jedinica	270
10. REZULTATI SCENARIJA RAZVOJA DO 2030./2050.	273
10.1. Scenarij S0 – razvoj uz postojeće mjere.....	273
10.1.1. Potrošnja energije	273
10.1.2. Proizvodnja električne energije.....	277
10.1.3. Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže	282
10.1.4. Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže	288
10.1.5. Proizvodnja naftnih derivata	289
10.1.6. Sektor prirodnog plina	291
10.1.7. Toplinarstvo.....	293
10.2. Scenarij S1 – ubrzana energetska tranzicija.....	295
10.2.1. Potrošnja energije	295
10.2.2. Proizvodnja električne energije.....	300
10.2.3. Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže	305
10.2.4. Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže	316
10.2.5. Proizvodnja naftnih derivata	323
10.2.6. Sektor prirodnog plina	325
10.2.7. Toplinarstvo.....	337
10.3. Scenarij S2 – umjerena energetska tranzicija.....	340
10.3.1. Potrošnja energije	340
10.3.2. Proizvodnja električne energije.....	344

10.3.3. Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže	349
10.3.4. Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže	350
10.3.5. Proizvodnja naftnih derivata	350
10.3.6. Sektor prirodnog plina	352
10.3.7. Toplinarstvo.....	353
10.4. Usporedba scenarija	356
10.4.1. Finalna potrošnja energije	356
10.4.2. Ukupna potrošnja energije i vlastita opskrbljenost	358
10.4.3. Udio OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije	360
10.4.4. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije	360
10.4.5. Udio OIE u proizvodnji električne energije	362
11. UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA OKOLIŠ.....	365
11.1. Emisija stakleničkih plinova.....	365
11.1.1. Scenarij S0 – razvoj uz postojeće mjere.....	365
11.1.2. Scenarij S1 – ubrzana energetska tranzicija.....	366
11.1.3. Scenarij S2 – umjerena energetska tranzicija.....	366
11.1.4. Analiza projekcija emisija stakleničkih plinova	367
11.2. Održivo korištenje prirodnih dobara.....	370
11.2.1. Načela zaštite okoliša i održivog korištenja prirodnih dobara	370
11.2.2. Zaštita prostora i prirodnih dobara	371
11.2.3. Instrumenti zaštite okoliša	379
11.2.4. Osjetljivost prostora na izgradnju objekata OIE	380
12. PROCJENA ULAGANJA PO SEKTORIMA.....	393
12.1. Procjena ulaganja u izgradnju novih elektrana (proizvodnja električne energije)	393
12.2. Procjena ulaganja u prijenosnu elektroenergetsku mrežu	395
12.3. Procjena ulaganja u distribucijsku elektroenergetsku mrežu	396
12.4. Procjena ulaganja u centralizirane toplinske sustave	397
12.5. Procjena ulaganja u razvoj sustava prirodnog plina.....	397
12.6. Procjena ulaganja u sektor nafte i naftnih derivata	397
12.7. Procjena ulaganja u obnovu fonda zgrada i ostale mjere energetske učinkovitosti	398
12.8. Procjena ulaganja u infrastrukturu za uvođenje alternativnih goriva u prometu .	400
12.9. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore	401
12.10. Procjena ukupnih ulaganja	402
12.11. Odnos ulaganja i bruto domaćeg proizvoda	405
13. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA	407
14. POPIS SLIKA.....	417

15. POPIS TABLICA.....	423
16. POPIS KRATICA	427
17. DODATAK	431
17.1. Demografske projekcije po županijama.....	431
17.1.1. Varijanta 1 (niska)	431
17.1.2. Varijanta 2 (srednja)	434
17.1.3. Varijanta 3 (visoka).....	437
17.2. Proizvodnja električne energije.....	441
17.2.1. Scenarij S0.....	441
17.2.2. Scenarij S1.....	443
17.2.3. Scenarij S2.....	445
17.3. Energetske bilance.....	447
17.3.1. Energetska bilanca za 2016. godinu.....	447
17.3.2. Energetska bilanca za 2030. godinu – Scenarij S0.....	451
17.3.3. Energetska bilanca za 2040. godinu – Scenarij S0.....	455
17.3.4. Energetska bilanca za 2050. godinu – Scenarij S0.....	459
17.3.5. Energetska bilanca za 2030. godinu – Scenarij S1	464
17.3.6. Energetska bilanca za 2040. godinu – Scenarij S1	468
17.3.7. Energetska bilanca za 2050. godinu – Scenarij S1	472
17.3.8. Energetska bilanca za 2030. godinu – Scenarij 2	476
17.3.9. Energetska bilanca za 2040. godinu – Scenarij 2	480
17.3.10. Energetska bilanca za 2050. godinu – Scenarij 2.....	484
17.4. Opis modela MAED.....	488
17.5. Opis modela MESSAGE	488
17.5.1. Općenito o MESSAGE modelu.....	488
17.5.2. Tokovi energije – tehnologije i mediji za prijenos energije	489
17.5.3. Modeliranje potrošnje	490
17.5.4. Tehnologije.....	490
17.5.5. Ograničenja	490
17.5.6. Plansko razdoblje	491
17.5.7. Kriterij optimizacije	491

PROJEKтни ZADATAK

Savjetodavne usluge za izradu nacrtа prijedlogа Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu

OPSEG POSLOVA

Ministarstvo zaštite okoliša i energetike osnovalo je 6. rujna 2017. godine Povjerenstvo za izradu nacrtа prijedlogа Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske (u daljnjem tekstu: Povjerenstvo¹). Povjerenstvo je unutar svog djelokruga rada izradilo smjernice i podloge za izradu nacrtа prijedlogа Strategije energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu (u daljnjem tekstu: Strategija) te je napravilo analizu trenutnog stanja u energetskeg sektoru u Republici Hrvatskoj i Europskoj uniji (u daljnjem tekstu: EU) s naglaskom na trenutno aktualne razvojne projekte i smjernice razvoja svih relevantnih dionika u Republici Hrvatskoj.

Savjetodavne usluge obuhvaćaju izradu analitičkih podloga sa scenarijima razvoja za izradu Strategije koje obuhvaćaju sigurnost opskrbe i energetskeg neovisnost, integraciju u jedinstveno tržište EU, geopolitičke aspekte razvoja Republike Hrvatske, usklađivanje s ciljevima iz EU direktiva po pitanjima smanjenja potrošnje, smanjenja emisija stakleničkih plinova, održivosti energetskeg razvoja uzevši u obzir otpornost na klimatske promjene, konkurentnosti energetskeg sustava, pozitivnog investicijskeg okruženja i sl. s konkretnim pokazateljima i scenarijima.

Nastavno na identificirane smjernice i podloge za izradu Strategije od strane Povjerenstva, projektni zadatak Savjetnika je u koordinaciji s Povjerenstvom izraditi sve potrebne analitičke podloge za izradu Strategije odnosno zelenu i bijelu knjigu s konkretnim pokazateljima, scenarijima i slično, a koje će rezultirati nacrtom prijedlogа Strategije. Šire smjernice, podloge i ciljeve svake institucije uključene u rad Povjerenstva, Savjetnik će dobiti nakon potpisa Ugovora.

Projektni zadatak realizirat će se u tri koraka:

1. Izrada analitičkih podloga (Zelena i Bijela knjiga)

Savjetnik će izraditi analitičke podloge s jasnim pokazateljima i scenarijima razvoja sukladno smjericama koje je izradilo Povjerenstvo. Savjetnik je dužan prilikom izrade analitičkih podloga u suradnji s Povjerenstvom u izradu istih uključiti sve dionike na tržištu.

Rezultat ove aktivnosti je izrada tzv. Zelene i Bijele knjige.

¹ Povjerenstvo je sastavljeno od predstavnika državnih energetskeg tvrtki i institucija: MZOE, AZU, HERA, FZOEU, HROTE, HEP d.d., HOPS d.o.o., Plinacro d.o.o., JANAF d.d., LNG Hrvatska d.o.o.

2. Izrada nacrtu prijedloga Strategije

Savjetnik će u suradnji s Povjerenstvom, a nastavno na konkretne pokazatelje iz analitičkih podloga izraditi nacrt prijedloga Strategije koji će zajedno s Ministarstvom predstaviti zainteresiranoj javnosti.

Rezultat ove aktivnosti je izrada nacrtu prijedloga Strategije.

3. Izrada konačnog nacrtu prijedloga Strategije

Savjetnik će pružati podršku prilikom javne rasprave na nacrt prijedloga Strategije te će u suradnji s Povjerenstvom prema potrebi osuvremeniti nacrt prijedloga Strategije zavisno o rezultatima strateške procjene utjecaja na okoliš i provedene javne rasprave.

Rezultat ove aktivnosti je izrada konačnog nacrtu prijedloga Strategije koji će se uputiti na usvajanje Vladi RH.

1. ULOGA DRŽAVE U PLANIRANJU, PROVEDBI I NADZORU PROVEDBE STRATEGIJE ENERGETSKOG RAZVOJA

Sigurna opskrba energijom koja ne ugrožava okoliš i cjenovno je dostupna preduvjet je za kvalitetan život građana, funkcioniranje gospodarstva i cjelokupnog društva. Izvori energije i prateća infrastruktura iz koje će se u razdoblju do 2050. godine opskrbljivati kućanstva, industrija i uslužni sektor osmišljavaju se, projektiraju i grade već danas. Odluke donesene danas imaju dalekosežni utjecaj na budući energetski sektor, ekonomsku održivost, prostor i okoliš i sve sastavnice društva i gospodarstva na koje sektor utječe i koje povratno utječu na mogućnosti razvoja i transformaciju sektora.

Energetski sektor predstavlja najveći izvor emisija stakleničkih plinova, a klimatske promjene su jedna od najvažnijih ugroza suvremenog čovječanstva. Zahvaljujući Pariškom sporazumu², globalna nastojanja usmjerena su k smanjenju emisije stakleničkih plinova koji za cilj imaju zadržavanje rasta prosječne temperature na Zemlji ispod 2°C, a po mogućnosti i ispod 1,5°C. EU ima i želi zadržati vodeću ulogu u globalnoj borbi protiv klimatskih promjena. Kako bi to bilo moguće nužne su temeljite promjene unutar energetskog sektora, koje moraju biti brze, dobro osmišljene i usmjerene čišćoj, održivoj budućnosti s manje ugljika.

Istovremeno, energetski sektor EU-a mora biti tržišno orijentiran i konkurentan te funkcionirati jedinstveno i neovisno o teritorijalnim granicama, bez tehničkih i regulatornih zapreka. Jedinstveno tržište u samom je srcu europskog projekta jer potiče konkurentnost i trgovinu, poboljšava učinkovitost i kvalitetu te doprinosi postizanju cjenovno učinkovitih rješenja.

Prepoznajući značaj energetike i izazove pred kojima se europska energetika nalazi – EU najveći je uvoznik energije u svijetu. Unutrašnje energetsko tržište EU-a još uvijek je nepotpuno, a obnovljivi izvori energije nisu dovoljno integrirani u elektroenergetski sustav³. Europska komisija usvojila je Strategiju Energetske unije i postavila ju kao jedan od prioriteta u razdoblju od 2015. do 2019. godine⁴. Strategija EU-a sastoji se od sljedećih dimenzija:

- energetske sigurnosti,
- unutrašnjeg energetskog tržišta,
- energetske učinkovitosti,
- dekarbonizacije gospodarstva i
- istraživanja, inovacija i konkurentnosti.

Republika Hrvatska kao članica EU-a sudjeluje u donošenju i provedbi zajedničkih politika EU-a, među kojima je i energetska politika. Europske energetske politike pred hrvatski energetski sektor postavljaju brojne izazove, nudeći istovremeno i mogućnost razvoja. Za uspješno suočavanje s očekivanim izazovima prije svega su nužna unapređenja proizvodnje, prijenosa

2 PARIS AGREEMENT, UNITED NATIONS, 12 December 2015

3 https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/energyunion-citizens-summary_en_0.pdf

4 https://ec.europa.eu/commission/priorities_en

i distribucije energije, načina na koji se energija isporučuje kupcima kao i usluga koje se kupcima nude. Te će inovacije kupce postaviti u središte energetske i osigurati konkurentnost hrvatske energetike i prateće industrije. Energetska tranzicija, koja je usko vezana s razvojem gospodarstva, u Republici Hrvatskoj predstavlja mogućnost za industrijski razvoj te za otvaranje novih radnih mjesta, čime može dati doprinos i jednom od najvažnijih pitanja hrvatske današnjice – demografiji, i to otvaranjem novih radnih mjesta i zadržavanjem radno sposobnog stanovništva unutar Hrvatske.

Kako bi se svim dionicima hrvatskog energetske sektora osigurao jasan uvid u očekivani i željeni razvojni smjer energetike, Ministarstvo zaštite okoliša i energetike pokrenulo je proces izrade Strategije energetske razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu, koji se sastoji iz nekoliko koraka. Prvi korak je izrada dokumenta koji upravo čitate – savjetodavnog dokumenta koji sadrži ideje i prijedloge, iznosi moguće razvojne pravce energetske sektora i služi za poticanje rasprave i prikupljanje doprinosa svih zainteresiranih dionika – tzv. Zelene knjige.

Nakon toga, slijedi izrada tzv. Bijele knjige koja je rezultat rasprava o Zelenoj knjizi i služi za postizanje konsenzusa. Na temelju tih koraka, izradit će se nacrt Strategije energetske razvoja RH. Strategija će definirati prioritete i dati dugoročne smjernice razvoja hrvatskog energetske sektora, na temelju konsenzusa ključnih dionika.

Dugoročno predviđanje parametara koji utječu na energetske sektor donosi veliki broj nepoznanica, a nesigurnosti su tim veće što je vremenski horizont udaljeniji. U tom smislu, osnovna svrha Strategije je postići suglasnost oko prioriteta razvojnih ciljeva i izraditi robusne scenarije koji u promjenjivim okolnostima koje su pred nama omogućavaju ostvarivanje tih ciljeva. Iako je izravni utjecaj države u svakodnevnom funkcioniranju energetske sektora sve manji, njezina uloga u ostvarivanju dugoročnih ciljeva koji od energetske sektora traže brzu i duboku promjenu danas je izuzetno značajna. Ključna uloga države ogleda se u definiranju provedbenih politika neophodnih za postizanje usuglašanih dugoročnih ciljeva i oblikovanje hrvatske i europske energetske budućnosti. Usvajanje Strategije svakako mora pratiti i usvajanje provedbenih planova, čime će se osigurati jasne provedbene smjernice i mehanizmi. Na taj način će se omogućiti da se industrija, donositelji odluka na svim razinama i sektorima, obrazovni sustav, investitori, nositelji energetske projekata, stručna i najšira hrvatska javnost prilagode okolnostima koje donosi budućnost i stvori okvir za uspješan razvoj.

2. INSTITUCIONALNI, ZAKONODAVNI I REGULATORNI OKVIR ENERGETSKOG SEKTORA

2.1. Pravni okvir

2.1.1. Uvod

Smjer razvoja zakonodavnog okvira energetskega sektora u Republici Hrvatskoj određuju obveze iz međunarodnih ugovora za područje energije i zaštite okoliša i klime, kontinuirana obveza usklađivanja hrvatskog energetskega zakonodavstva s europskom pravnom stečevinom za energiju u okviru članstva u EU te stvarna potreba uređenja odnosa između dionika na energetskega tržištu u skladu sa zahtjevima gospodarske, energetske, okolišne i socijalne politike na europskoj i nacionalnoj razini.

Doradom postojećih, odnosno donošenjem novih energetskega zakona i propisa potrebnih za njihovu provedbu, hrvatsko energetskega zakonodavstvo kontinuirano se usklađuje sa zahtjevima europske pravne stečevine.

2.1.2. Europski pravni okvir

Primarno zakonodavstvo

Međunarodni ugovori kojima su osnovane Europske zajednice i EU (Osnivački ugovori) pitanje energije ne tretiraju zasebno već kroz problematiku unutarnjeg tržišta, tržišno natjecanje i ograničenje 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 utvrđuju:

- funkcioniranje energetskega tržišta,
- sigurnost opskrbe energijom,
- energetska učinkovitost i ušteda energije,
- novi i obnovljivi oblici energije i
- međupovezanost energetskega mreža⁵.

Mjere potrebne za ostvarivanje navedenih ciljeva utvrđuju Europski parlament i Vijeće, pri čemu se ne utječe na pravo države članice da utvrđuje uvjete za korištenje vlastitih energetskega resursa, izbor između različitih oblika energije te opću strukturu opskrbe energijom. Razrada ovih ciljeva realizirana je u tri faze: donošenjem zajedničkih pravila za unutarnje tržište

⁵ Lisabonski ugovor kojim se mijenjaju i dopunjuju Ugovor o Europskoj uniji i Ugovor o osnivanju Europske zajednice potpisan u Lisabonu 13. prosinca 2007. godine

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

Sekundarno zakonodavstvo

„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 plina⁶. 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, 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 infrastrukturu, 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 plina⁷. 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.

⁶ Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity (OJ L 27, 30.1.1997, p. 20–29) and Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas (OJ L 204, 21. 7. 1998., p. 1-12).

⁷ Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC (OJ L 176, 15. 7. 2003., p. 37), Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC (OJ L 176, 15. 7. 2003., p. 57), Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 concerning measures to safeguard security of natural gas supply (OJ L 127, 29. 4. 2004., p. 92-96). 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., p. 22-27), Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (OJ, L 176, 15 July 2003). 9 Regulation (EC) No 1775/2005 of the European Parliament and of the Council of 28 September

Priopćenja Europske komisije iz siječnja 2007. godine o energetskej politici i istraživanjima europskih sektora elektroenergetike i plina⁸, koja su pokazala da postojeća pravila i mjere ne osiguravaju okvir dostatan za postizanje funkcionalnog unutarnjeg energetskeg tržišta, potaknula su donošenje „trećeg energetskeg paketa“ sastavljenog od dvije direktive i tri uredbe⁹ koje donose nova pravila o učinkovitom razdvajanju djelatnosti proizvodnje i opskrbe od mrežnih djelatnosti; većoj transparentnosti tržišta; jačim i širim ovlastima nacionalnih energetskeg regulatora; unaprijeđenoj suradnji u prekograničnoj razmjeni i ulaganjima u energetske infrastrukturu (suradnja na razvoju zajedničkih tržišnih i tehničkih pravila i sigurnosnih propisa) i zaštiti krajnjih kupaca. Ovim paketom uspostavlja se Agencija za suradnju energetskeg regulatora (engl. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*; u daljnjem tekstu: ACER)¹⁰, kao neovisna europska instituciju nadležna za učinkovitu suradnju nacionalnih regulatornih tijela i odlučivanje o pitanjima prekogranične razmjene energije. Direktiva 2009/73/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 energetske učinkovitost, obnovljive izvore energije i zaštitu klime) te uvodi u energetske 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 energetskeg siromaštva. U pogledu izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije kao pravilo određuje se postupak izdavanja odobrenja (engl. *Authorization*) na temelju odgovarajućih kriterija, s time da bi države članice trebale osigurati mogućnost doprinošenja sigurnosti 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 elektroenergetskeg sustava u cijelosti pravila o razdvajanju prijenosnog sustava od operatora prijenosnog sustava (engl. *Transmission System Operator*) koja prepoznaju tri različita modela

⁸ 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)“.

⁹ Direktiva 2009/72/EZ Europskeg 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., p. 55-93); Direktiva 2009/73/EZ Europskeg 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., p. 94-136); Uredba (EZ) br. 714/2009 Europskeg parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o uvjetima za pristup mreži za transport prirodnog plina i stavljanju izvan snage Uredbe (EZ) br. 1228/2003 (SL L 211, 14. 8. 2009., p. 15-35); Uredba (EZ) br. 715/2009 Europskeg 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., p. 36) i Uredba (EZ) br. 713/2009 Europskeg parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o osnivanju Agencije za suradnju energetskeg regulatora (SL L 211, 14. 8. 2009., p. 1-14).

¹⁰ Agencija za suradnju energetskeg regulatora (ACER) - agencija utemeljena sukladno Uredbi (EZ) br. 713/2009 Europskeg parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o uspostavljanju Agencije za suradnju energetskeg regulatora

(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 2009/72/EZ 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 energetske subjektima te zaštite potrošača. Poseban 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.

Novi zakonodavni prijedlozi

U studenom 2016. godine Europska komisija objavila je Komunikaciju – paket dokumenata Čista energija za svakog Europljanina (engl. *Clean Energy For All Europeans*) kojim predstavlja regulatorne prijedloge i mjere usmjerene na modernizaciju gospodarstva i poticanje ulaganja u sektore povezane s čistom energijom. Regulatorni prijedlozi i mjere predstavljeni u paketu usmjereni su na ubrzanje, transformaciju i konsolidaciju prijelaza gospodarstva Eurospke unije 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 energetske učinkovitosti, postizanje globalnog vodstva u području energije iz obnovljivih izvora te osiguravanje pravičnog rješenja za potrošače.

U okviru Paketa 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.¹¹

Predložene mjere imaju 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, obnovljive izvore energije i održivost korištenja bioenergije te upravljanje EU-om. Tržište prirodnog plina nije predmet paketa (osim u mjeri u kojoj na njega utječu obnovljivi izvori energije i energetska učinkovitost).

¹¹ [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)

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 energetsom sektoru Republike Hrvatske provoditi potrebne aktivnosti.

Početak prosinca 2018. godine formalno su usvojeni prijedlozi revidiranih direktiva o energetske učinkovitosti i obnovljivim izvorima energije i Uredba o upravljanju energetsom unijom čime je završen legislativni proces te se očekuje njihova skora objava u u službenom glasilu. Također, u idućem razdoblju očekuje se odobravanje i usvajanje izmijenjene Uredbe o osnivanju Agencije za suradnju energetskih regulatora (ACER) te Uredbe o pripremljenosti na rizik u elektroenergetskom sektoru.

2.1.3. Nacionalni pravni okvir

Pravni okvir energetske sektora RH čine međunarodni ugovori za područje energije koje je potpisala i ratificirala Republika Hrvatska te energetske zakoni i podzakonski propisi doneseni radi njihove provedbe.

Ugovor o energetske povelji

Ugovor o energetske povelji zajedno s protokolom o energetske 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. godine.¹² Ugovor o energetske 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 energetske povelji usmjerene su na četiri široka područja:

- zaštita stranih ulaganja temeljena na produljenju nacionalnog tretmana ili tretmanu najpovlaštenije države (što je povoljnije) i zaštitu od ključnih nekomercijalnih rizika,
- nediskriminirajući uvjeti za trgovinu energetskim 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 pokušaje 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 RH te su u procesu rješavanja.

¹² Zakon o potvrđivanju Ugovora o energetske povelji (Narodne novine - međunarodni ugovori, br. 15/97)

Ugovor o energetske zajednici

Energetska zajednica uspostavljena je Ugovorom o energetske zajednici (engl. *Energy Community Treaty*) koji je potpisan 25. listopada 2005. godine u Ateni. Ugovorne strane: EK trenutno devet Ugovornih strana: Republika Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Republika Kosovo, Republika Makedonija, Republika Srbija, Gruzija, Moldavija i Ukrajina. Osnovni cilj Energetske zajednice predstavlja kreiranje stabilnog i jedinstvenog regulatornog okvira i tržišnog prostora koji osigurava sigurnu opskrbu energijama i privlači ulaganja u energetske sektor. Kao ugovorna strana Ugovora o energetske zajednici koji je potvrđen od strane Hrvatskoga sabora 2006. godine¹³, Republika Hrvatska obvezala se na postupno preuzimanje dijelova pravne stečevine Zajednice u područjima električne energije, plina, zaštite okoliša, tržišnog natjecanja, obnovljivih izvora energije, energetske učinkovitosti, nafte i statistike. Aktivnosti ugovornih strana, uključujući i izradu energetske propisa u skladu s pravnom stečevinom EU, odvijaju se i nadziru kroz upravljačka i savjetodavna tijela Energetske zajednice (Ministarsko vijeće, Sekretarijat, Forume i sl.). U skladu s člankom 95. Ugovora o Energetske zajednici, države članice EU mogu dobiti status sudionika Ugovora, pa je trenutno 20 od 28 članica EU, uključujući i Hrvatsku u tom statusu.

Ugovor o pristupanju Republike Hrvatske Europske uniji

Ugovor o pristupanju Republike Hrvatske Europske uniji¹⁴ je međunarodni ugovor između država članica EU-a i Hrvatske čije je sklapanje i stupanje na snagu bila pravna pretpostavka za ostvarivanje članstva Hrvatske u Europske uniji i Europske zajednici za atomsku energiju. Ugovorom o pristupanju je utvrđeno da Hrvatska, po njegovu stupanju na snagu, postaje stranka temeljnih ugovora EU-a. U njemu su utvrđeni uvjeti za primanje Hrvatske u članstvo EU-a, kao i prilagodba primarnih i sekundarnih propisa EU-a koje su potrebne radi tog primanja u članstvo. Njime je Hrvatska preuzela obveze članstva u Europske uniji i pridržavanja standarda Europske unije. Jedan od uvjeta Republike Hrvatske za pristupanje Europske uniji bio je usklađivanje zakonodavstva iz područja energije sa zakonodavstvom Europske unije, što je i provedeno, te će se i u budućem razdoblju hrvatski zakonodavni okvir za energiju usklađivati s europskim.

Pariški sporazum – Okvirna konvencija Ujedinjenih naroda o klimatskim promjenama

Pariški sporazum o klimatskim promjenama prvi je opći, pravno obvezujući globalni klimatski sporazum. Potpisan je 22. travnja 2016. godine, EU potvrdila ga je 5. listopada 2016., a Hrvatski sabor 17. ožujka 2017. godine¹⁵. Pariški sporazum ima dugoročni cilj u pogledu smanjenja emisija stakleničkih plinova u skladu s nastojanjima da se rast globalne temperature ograniči na znatno manje od 2°C u odnosu na predindustrijsku razinu kao i nastavak napora za ograničenje rasta globalne temperature do 1,5 °C, povećanje sposobnosti prilagodbe na

¹³ Zakon o potvrđivanju Ugovora o energetske zajednici (Narodne novine - međunarodni ugovori, br. 6/06)

¹⁴ Zakon o potvrđivanju Ugovora između država članica Europske unije i Republike Hrvatske o pristupanju Republike Hrvatske Europske uniji (Narodne novine – Međunarodni ugovori, br. 2/12)

¹⁵ Zakon o potvrđivanju Pariškog sporazuma (Narodne novine - međunarodni ugovori, br. 3/17)

štetne utjecaje klimatskih promjena i osiguranje protoka financijskih sredstava ka niskim emisijama stakleničkih plinova i razvoja koji ne utječe na klimatske promjene.

Energetski zakoni

ZAKON O ENERGIJI¹⁶

Ovim se Zakonom, kao općim zakonom za područje energije, uređuju pitanja i odnosi koji su od zajedničkog interesa za sve energetske djelatnosti ili koji su vezani za više oblika energije. Pitanja vezana za područje plina, električne energije, nafte i naftnih derivata, toplinske energije, obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti uređuju se posebnim zakonima. Zakonom o energiji uređuju se mjere za sigurnu i pouzdanu opskrbu energijom i njezinu učinkovitu proizvodnju i korištenje, akti kojima se utvrđuje i na temelju kojih se provodi energetska politika i planiranje energetskeg razvitka, obavljanje energetskeg djelatnosti, na tržištu ili kao javnih usluga te osnovna pitanja obavljanja energetskeg djelatnosti.

ZAKON O REGULACIJI ENERGETSKIH DJELATNOSTI¹⁷

Zakon uređuje uspostavu i provođenje sustava regulacije energetskeg djelatnosti, postupak osnivanja tijela za regulaciju energetskeg djelatnosti odnosno osnivanje energetske regulatorne agencije (Hrvatske energetske regulatorne agencije; u daljnjem tekstu: HERA) kao neovisne pravne osobe s javnim ovlastima za regulaciju energetskeg djelatnosti te njena prava i obveze kao i druga pitanja od značenja za regulaciju energetskeg djelatnosti.

ZAKON O TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE¹⁸

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 elektroenergetskeg tržišta EU. Zakon sadrži pravila koja se odnose na zaštitu krajnjih kupaca, organiziranje i funkcioniranje elektroenergetskeg sektora, otvoren pristup tržištu, utvrđivanje obveza općih usluga i prava kupaca električne energije, a koja uključuju prava krajnjih kupaca, odvojeno vođenje poslovnih knjiga, financijskeg izvješća, pravila pristupa mreži, načela uzajamnosti i prekogranični prijenos električne energije.

ZAKON O TRŽIŠTU PLINA¹⁹

Zakon uređuje pravila i mjere za sigurnu i pouzdanu proizvodnju, transport, skladištenje, upravljanje terminalom za ukapljeni prirodni plin (u daljnjem tekstu: UPP), distribuciju i opskrbu plinom, upravljanje mjestom za opskrbu UPP-om i/ili stlačenim prirodnim plinom (u daljnjem tekstu: SPP), organiziranje tržišta plina kao dijela plinskog tržišta EU te se uređuje i postupanje u vezi s provedbom ovoga Zakona. Zakonom se utvrđuju pravila koja se odnose na zaštitu kupaca, organiziranje i funkcioniranje plinskog sektora, koncesija za distribuciju plina i

¹⁶ Zakon o energiji (Narodne novine, br. 120/12, 14/14, 102/15, 68/18 – Zakon izmjenama i dopunama Zakona o regulaciji energetskeg djelatnosti)

¹⁷ Zakon o regulaciji energetskeg djelatnosti (Narodne novine, br. 120/12, 68/18)

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

¹⁹ Zakon o tržištu plina (Narodne novine, br. 18/18)

koncesija za izgradnju distribucijskog sustava, pravo pristupa treće strane, model bilančnih skupina, otvoren pristup tržištu, utvrđivanje obveza općih usluga i prava kupaca plina, a 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 umješavati u tok prirodnog plina i tako distribuirati kroz plinski sustav.

ZAKON O TERMINALU ZA UKAPLJENI PRIRODNI PLIN²⁰

Ovim se Zakonom utvrđuje interes Republike Hrvatske, uređuje se supsidijarna primjena propisa, infrastruktura terminala za ukapljeni prirodni plin 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 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 DERIVATA²¹

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, 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.

ZAKON O TRŽIŠTU TOPLINSKE ENERGIJE²²

Zakon uređuje mjere za sigurnu i pouzdanu opskrbu toplinskom energijom, toplinske sustave za korištenje toplinske energije za grijanje i hlađenje, uvjete dobivanja koncesije za distribuciju toplinske energije, odnosno koncesije za izgradnju distributivne 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 uključujući ugradnju uređaja za individualno mjerenje.

ZAKON O BIOGORIVIMA ZA PRIJEVOZ²³

Ovim se Zakonom uređuje proizvodnja, trgovina i skladištenje biogoriva i drugih obnovljivih goriva, korištenje biogoriva u prijevozu, donošenje programa i planova za poticanje

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

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

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

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

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 GORIVA²⁴

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.

ZAKON O OBNOVLJIVIM IZVORIMA ENERGIJE I VISOKOUČINKOVITOJ KOGENERACIJI²⁵

Ovim se Zakonom uređuju planiranje i poticanje proizvodnje i potrošnje električne energije proizvedene u proizvodnim postrojenjima koja koriste obnovljive izvore energije i visokoučinkovitu kogeneraciju, utvrđuju mjere poticanja za proizvodnju električne energije korištenjem obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije, uređuje provedba sustava poticanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije, uređuju pitanja izgradnje postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije na državnom zemljištu, uređuje vođenje registra obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije za projekte, nositelje projekata i povlaštene proizvođače električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije, uređuje pitanje međunarodne suradnje u području obnovljivih izvora energije te se uređuju druga pitanja od važnosti za korištenje obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije.

ZAKON O ENERGETSKOJ UČINKOVITOSTI²⁶

Zakonom 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.

ZAKON O ISTRAŽIVANJU I EKSPLOATACIJI UGLJIKOVODIKA²⁷

²⁴ Zakon o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva (Narodne novine, br. 120/16)

²⁵ Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (Narodne novine, br. 100/15, 131/17, 111/18)

²⁶ Zakon o energetske učinkovitosti (Narodne novine, br. 127/14)

²⁷ Zakon o istraživanju i eksploataciji ugljikovodika (Narodne novine, br. 52/18 – na snazi od 14.06.2018)

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 teritorijalnog mora Republike Hrvatske odnosno u 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.

2.2. Organizacijski i institucionalni okvir

2.2.1. Organizacija i regulacija tržišta u RH

Pravni okvir

Zakon o energiji osnovni je zakon kojim se uređuju odnosi, prava i obveze subjekata u energetsom sektoru RH. Nužan preduvjet razvoja energetskega sektora, a tako i njegova pravni okvir je postojanje strateških i razvojnih dokumenata te se Zakonom predviđa donošenje Strategije razvoja energetskega 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 se definiraju područja interesa za Republiku Hrvatsku kao što je korištenje obnovljivih izvora energije i energetska učinkovitost. Zakonom su propisane energetske djelatnosti kao i uvjeti njihova obavljanja. Energetske djelatnosti obavljaju se na temelju dozvole koju izdaje HERA. Od posebnog su značaja za uređenje složenih odnosa u energetsom sektoru odredbe Zakona koje s jedne strane reguliraju funkcioniranje energetskega tržišta te, s druge strane, vodeći računa o općem gospodarskom interesu, propisuju određenim energetskega subjektima obvezu javne usluge. Javna usluga je definirana u skladu s pravnom stečevinom Unije, 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 osigurava određenoj kategoriji kupaca 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. 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.

Institucionalni okvir

Energetskim zakonima u pravnom sustavu RH poseban položaj dan je ministarstvu nadležnom za energetiku, HERA-i, Agenciji za ugljikovodike te trgovačkim društvima kao reguliranim subjektima odnosno pružateljima javnih usluga koji zajedno grade jedinstveni institucionalni okvir energetskog sektora Republike Hrvatske.

MINISTARSTVO NADLEŽNO ZA ENERGETIKU

Aktivnosti definiranja i provođenja energetske politike, strateškog planiranja i razvoja energetskog sektora, skrbi o sigurnosti opskrbe energijom u Republici Hrvatskoj, izradu prijedloga zakona i propisa iz područja energetike, izdavanje energetskog odobrenja, vođenje registara, međunarodne aktivnosti suradnje i predstavljanja Republike Hrvatske u radnim, stručnim i savjetodavnim tijelima u EU te druge stručne i upravne poslove zakonodavac je Zakonom o energiji i posebnim sektorskim zakonima povjerio središnjem tijelu državne uprave nadležnom za energetiku (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike). Iste su detaljnije razrađene kroz Uredbu u unutarnjem ustrojstvu Ministarstva zaštite okoliša i energetike opisom poslova Uprave za energetiku²⁸.

HRVATSKA ENERGETSKA REGULATORNA AGENCIJA

Zakonom o regulaciji energetske djelatnosti ustrojena je Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA) kao samostalna, neovisna i neprofitna pravna osoba s javnim ovlastima za regulaciju energetske djelatnosti. HERA za svoj rad odgovara Hrvatskom saboru kojem jedanput godišnje podnosi izvješće o radu, a osobito o rezultatima praćenja izvršenja zakonskih obveza energetske djelatnosti, ostvarenju proračuna za prethodnu godinu, analizi energetskog sektora, zapažanjima koja su značajna za razvoj energetskog tržišta i javnih usluga u energetskom sektoru te provođenju pravno obvezujućih odluka ACER-a i Komisije. HERA ima vlastiti proračun čiji su prihodi naknade za obavljanje poslova regulacije energetske djelatnosti. Osnovni poslovi su izdavanje dozvola za obavljanje energetske djelatnosti, donošenje metodologija za utvrđivanje tarifnih stavaka i nadzor nad primjenom svih tarifnih sustava i propisanih naknada, izdavanje rješenja o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije, odobrenje planova razvoja i izgradnje mreža, donošenje propisa u energetskom sektoru, davanje mišljenja ili suglasnosti na pravila i propise u energetskom sektoru i nadzor nad radom i kvalitetom usluge energetske djelatnosti, nadzor poštivanja načela transparentnosti, objektivnosti i nepristranosti u radu operatora tržišta energije, nadzor kvalitete opskrbe energije u skladu s važećim propisima kojima se uređuju pojedina tržišta energije, nadzor nad transparentnosti funkcioniranja tržišta energije i nadzor stupnja otvorenosti, natjecanja i zlouporaba na tržištu energije i u opskrbi kupca.

AGENCIJA ZA UGLJIKOVODIKE

Djelatnost Agencije za ugljikovodike (u daljnjem tekstu: AZU) obuhvaća sustavnu operativnu podršku nadležnim tijelima u poslovima vezanim za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika,

²⁸ Uredba o unutarnjem ustrojstvu Ministarstva zaštite okoliša i energetike (Narodne novine, br. 9/18)

geotermalnih voda za energetske svrhe kao i trajno zbrinjavanje plinova u geološkim strukturama te u poslovima osiguranja obveznih zaliha nafte i naftnih derivata.

Izmjenama Zakona o tržištu nafte i naftnih derivata²⁹, Hrvatska agencija za obvezne zalihe nafte i naftnih derivata (HANDA) je pripojena Agenciji za ugljikovodike.

AZU kao središnje tijelo u RH za obvezne zalihe nafte i naftnih derivata jedino je obvezno i ovlašteno formirati, održavati i prodavati obvezne zalihe nafte i naftnih derivata. Formiranje i održavanje obveznih zaliha nafte i naftnih derivata obveza je sukladno Direktivi Vijeća 2009/119/EZ, a obvezne zalihe nafte i naftnih derivata formiraju se najmanje u količini od 90 dana prosječnog dnevnog neto uvoza, odnosno unosa ili 61 dan prosječne dnevne domaće potrošnje naftnih derivata u prethodnoj kalendarskoj godini, ovisno o tome koja je količina veća.

Obvezne zalihe nafte i naftnih derivata formiraju se za osiguranje opskrbe naftom i naftnim derivatima u slučaju prijetnje energetske sigurnosti države, zbog izvanrednih poremećaja opskrbe tržišta nafte i naftnih derivata. Obvezne zalihe nafte i naftnih derivata koriste se u slučaju poremećaja opskrbe na tržištu nafte i naftnih derivata u Republici Hrvatskoj te radi ispunjenja međunarodnih obveza Republike Hrvatske na temelju odluka Međunarodne agencije za energiju i Europske komisije o puštanju obveznih zaliha nafte i naftnih derivata na tržište.

HRVATSKI OPERATOR TRŽIŠTA ENERGIJE

Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. (u daljnjem tekstu: HROTE) obavlja djelatnost organiziranja tržišta električne energije i tržišta plina kao javnu uslugu, pod nadzorom HERA-e. Također, temeljne djelatnosti tvrtke su i implementacija sustava poticanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije te vođenje registra jamstava podrijetla za hrvatsku domenu.

HRVATSKI OPERATOR PRIJENOSNOG SUSTAVA

U okviru restrukturiranja hrvatskog elektroenergetskog sektora osnovano je trgovačko društvo HEP-Operator prijenosnog sustava d.o.o. (HEP-OPS d.o.o.) koje od 2013. godine posluje i sudjeluje u pravnom prometu pod novim imenom tvrtke koje glasi Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu: HOPS). HOPS je jedini operator elektroenergetskog prijenosnog sustava u RH i vlasnik cjelokupne hrvatske prijenosne mreže (naponskih razina 400kV, 220kV i 110kV), te posjeduje dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti prijenosa električne energije kao regulirane javne usluge. Poslovanje HOPS-a regulirano je Zakonom o energiji i Zakonom o tržištu električne energije. HOPS je ustrojen kao samostalna pravna osoba izvan strukture vertikalno integriranog subjekta, odnosno matičnog društva Hrvatska elektroprivreda d.d. (tzv. ITO model).

²⁹ Zakon o izmjenama zakona o tržištu nafte i naftnih derivata (Narodne novine, br. 73/17)

CROPEX

Hrvatska burza električne energije d.o.o. (u daljnjem tekstu: CROPEX) središnje je mjesto organizirane trgovine električnom energijom između tržišnih sudionika, članova burze. CROPEX je središnja ugovorna strana (engl. *Central Counter Party*) između prodavatelja i kupaca električne energije koja preuzima rizik kupnje i prodaje električne energije u okviru zaključenih burzovnih kupoprodajnih transakcija za dan unaprijed i unutar dnevno tržište. Skupštinu CROPEX-a čine u jednakim omjerima HOPS i HROTE.

HEP-OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA

HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu: HEP ODS) je tvrtka u sastavu HEP grupe. HEP ODS ima 21 distribucijsko područje (elektru) na teritoriju cijele Hrvatske. Za potrebe korisnika mreže, HEP ODS obavlja uslugu distribucije električne energije koja obuhvaća pristup mreži i korištenje mreže. HEP ODS je odgovoran za kvalitetu isporučene električne energije svim krajnjim kupcima i jamac je sigurne opskrbe električnom energijom. U nadležnosti HEP ODS-a su vođenje, održavanje, izgradnja i razvoj distribucijske mreže te osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji buduće zahtjeve za pristupom mreži.

HEP ELEKTRA

Sukladno odredbama izmjena i dopuna Zakona o tržištu električne energije, a s ciljem izdvajanja opskrbe električnom energijom koja se obavlja kao javna usluga, statusnom promjenom podjele društva odvajanjem, osnovano je novo društvo unutar HEP grupe – HEP ELEKTRA d.o.o., kao jedini energetski subjekt ovlašten za pružanje javne usluge opskrbe električnom energijom u Republici Hrvatskoj. HEP ELEKTRA d.o.o. pruža javnu uslugu opskrbe električnom energijom kao univerzalne usluge za kupce kategorije kućanstvo te javnu uslugu opskrbe električnom energijom koja se obavlja kao zajamčena opskrba za kupce kategorije poduzetništvo.

PLINACRO GRUPA

Plinacro Grupa je energetski subjekt reguliranog sektora koji čine: Plinacro d.o.o. kao matica, Podzemno skladište plina d.o.o. kao ovisno društvo u vlasništvu matice od 2009. godine te LNG Hrvatska d.o.o., kao zajednički kontrolirani subjekt s društvom Hrvatska elektroprivreda d.d. Zagreb s 50 % udjelom Plinacra d.o.o. od 2010. godine.

Plinacro kao operator plinskog transportnog sustava u Republici Hrvatskoj, prema odredbama Zakona o tržištu plina, odgovoran je i zadužen za upravljanje, održavanje i razvoj plinskog transportnog sustava što uključuje nadzor, upravljanje i održavanje transportnog sustava i tehnoloških objekata, odgovarajuću pripremu sustava za potrebne uvjete rada i analizu uvjeta u sustavu, a radi osiguranja pouzdane i sigurne isporuke plina.

Podzemno skladište plina d.o.o. (u daljnjem tekstu: PSP) uz obavljanje svoje osnovne djelatnosti skladištenja prirodnog plina, zadužen je za upravljanje, održavanje i razvijanje sigurnoga, pouzdanog i učinkovitog sustava skladišta plina, kao i za daljnji razvoj skladišnih kapaciteta te skladišnog poslovanja.

JANAF

Energetsku djelatnost transporta nafte naftovodom u Republici Hrvatskoj obavlja Jadranski naftovod d.d. (u daljnjem tekstu: JANAF) koji je sukladno Zakonu o tržištu nafte i naftnih derivata dužan na nepristran i razvidan način pravnim ili fizičkim osobama omogućiti pristup transportnom sustavu. Uz transport nafte, značajne djelatnosti JANAF-a su i skladištenje nafte i naftnih derivata te prekrcaj tekućih tereta. Sustav JANAF-a izgrađen je kao međunarodni sustav transporta nafte od Luke i Terminala Omišalj do domaćih i inozemnih rafinerija u istočnoj i središnjoj Europi.

LNG HRVATSKA

LNG Hrvatska d.o.o. je trgovačko društvo osnovano s namjerom izgradnje i upravljanja infrastrukturom potrebnom za prihvata, skladištenje i uplinjavanje UPP-a.

2.2.2. Tržište električne energije

Pravni okvir

Obavljanje energetske djelatnosti te pravni status i odgovornosti sudionika na tržištu električne energije određeni su Zakonom o tržištu električne energije i Zakonom o energiji te propisima donesenim radi njihove provedbe. Od 2016. godine područje obnovljivih izvora energije uređuje novi Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji kojim je izvan snage stavljen Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije i postojeći sustav poticanja (uz izuzetak već sklopljenih ugovora s HROTE-om). Zakonom je trebao biti uveden sustav poticanja tržišnom premijom te zajamčenom otkupnom cijenom.

Elektroenergetske djelatnosti

Elektroenergetske djelatnosti, prema Zakonu o tržištu električne energije, su proizvodnja električne energije, prijenos električne energije, 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. Proizvodna postrojenja mogu graditi pravne ili fizičke osobe postrojenja koja udovoljavaju kriterijima utvrđenim u postupku izdavanja energetske odobrenja. Kriteriji za postupak izdavanja energetske odobrenja za građenje proizvodnih postrojenja su javni, a temelje se na načelima objektivnosti, transparentnosti i nepristranosti.

Prijenos i distribucija električne energije su regulirane energetske djelatnosti, javne usluge. HOPS obavlja javnu uslugu prijenosa električne energije i odgovoran je za pogon, vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosne mreže i 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 te nakon pribavljenog mišljenja Europske komisije donijela 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 te je odgovoran za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijske mreže. Sukladno zakonskim obvezama, provedena je statusna promjena izdvajanja javne 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 električne energije te 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.

Zakon o tržištu električne energije propisuje da je operator prijenosnog sustava odnosno operator distribucijskog sustava obavezan pratiti sigurnost opskrbe električnom energijom te najkasnije do 30. travnja tekuće godine, uz prethodnu suglasnost HERA-e, objaviti godišnje izvješće o sigurnosti opskrbe u prijenosnom odnosno distribucijskom sustavu za prethodnu godinu. Na temelju tih izvješća ministarstvo nadležno za energetiku izrađuje vlastito godišnje izvješće o stanju sigurnosti opskrbe električnom energijom i očekivanim potrebama za električnom energijom u Republici Hrvatskoj.

Rad i razvoj tržišta električne energije

Zakonski okvir stvorio je pretpostavke za nastavak otvaranja i daljnji razvoj tržišta električne energije te uvođenje obnovljivih izvora energije na tržište električne energije. U početnoj fazi otvaranja tržišta odabran je model bilateralnog tržišta koji posluje prema obavezujućim Pravilima organiziranja tržišta električne energije³⁰, 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.

Uravnoteženje

Sukladno Zakonu o tržištu električne energije i provedbenim propisima, električnu energiju uravnoteženja osigurava HOPS radi pokrivanja razlike između stvarno isporučene ili preuzete

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

električne energije i ugovorenih količina električne energije te radi održavanja frekvencije u elektroenergetskom sustavu 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 Pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja, a izračun jediničnih cijena za obračun odstupanja radi se prema Metodologiji za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja³¹.

Opskrba električnom energijom

Opskrba električnom energijom je prodaja električne energije na maloprodajnom tržištu krajnjim kupcima iz kategorije kućanstvo i poduzetništvo. Opskrba električnom energijom kupaca iz kategorije kućanstvo obavlja se kao tržišna djelatnosti 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.

Zaštita krajnjih kupaca

Osim uspostave sustava opskrbe univerzalne usluge, zaštita krajnjih kupaca osigurana je kroz definiranje i razradu pravila za promjenu opskrbljivača³², pravila o kvaliteti opskrbe električnom energijom³³, uređenje i standardiziranje postupaka priključenja i korištenja mreže³⁴ 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 su povjerenstva za reklamacije potrošača HEP ODS-a kao prvostupanjska tijela te ujednačeni kriteriji postupanja. U drugom stupnju žalbe rješava HERA, koja je nadležna i za vođenje evidencije o prigovorima i ostvarenju zaštite krajnjih kupaca.

2.2.3. Tržište plina

Pravni okvir

Zakonski okvir za sektor plina sastoji se od Zakona o tržištu plina, Zakona o energiji, Zakona o regulaciji energetskih djelatnosti i Zakona o terminalu za UPP te propisa donesenih radi njihove provedbe.

31 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, 5/16, 3/17), Pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja (HEP ODS, 120/17)

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

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

34 Uredba o izdavanju energetskih 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)

Energetske djelatnosti

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 stlačenim prirodnim plinom (SPP), trgovina plinom, te opskrba plinom krajnjih kupaca na tržištu plina kao tržišna djelatnost.

Tržišne djelatnosti

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 plinom³⁵. Jedini subjekt u Republici Hrvatskoj koji proizvodi prirodni plin je INA-Industrija nafte d.d. 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 UPP-om i/ili SPP-om. Tržišna djelatnost 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 kupac ima pravo slobodno izabrati opskrbljivača plinom. Zakon o tržištu plina propisuje obveze i prava energetske subjekata tijekom postupka promjene opskrbljivača radi osiguranja poštenog i transparentnog ishoda postupka promjene opskrbljivača.

Regulirane djelatnosti

Transport plina je regulirana djelatnost koja se obavlja kao javna usluga. U Republici Hrvatskoj PLINACRO d.o.o. je subjekt odgovoran za plinski transportni sustav. PLINACRO 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 sustava³⁶ uređuju način upravljanja kapacitetima i zagušenjima od strane operatora transportnog sustava. Pravila o organizaciji tržišta plina³⁷ propisuju način organiziranja i djelovanja tržišta plina. Obzirom da je transport plina regulirana djelatnost, cijena transporta plina se formira sukladno Metodologiji utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina³⁸ temeljem načela najvećeg dozvoljenog prihoda.

Distribucija plina je regulirana djelatnost koja se obavlja kao javna usluga. Ukupno 35 energetske subjekata obavlja energetske djelatnosti distribucije plina. Regulirana cijena distribucije plina formira se sukladno Metodologiji utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za distribuciju plina³⁹. Distribucija plina i izgradnja distribucijskog sustava se mogu obavljati

35 Opći uvjeti opskrbe plinom (Narodne novine, br. 50/2018)

36 Mrežna pravila transportnog sustava (Narodne novine, br. 50/2018)

37 Pravila o organizaciji tržišta plina (Narodne novine, br. 50/2018)

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

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

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. Zagreb⁴⁰.

HROTE je sukladno Zakonu o tržištu plina odgovoran za energetska djelatnost organiziranja tržišta plina. Organiziranje tržišta plina predstavlja, između ostalog, i upravljanje trgovinskom platformom i registrom obračunskih mjernih mjesta.

LNG Hrvatska d.o.o. je tvrtka osnovana s namjerom izgradnje i upravljanja infrastrukture potrebne za prihvata, skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina. Razvoj, građenje i održavanje terminala za UPP, postupak i uvjeti korištenja terminala za UPP, ugovorni odnosi i dr. uređeni su Pravilima korištenja terminala za UPP⁴¹ koje uz suglasnost HERA-e donosi LNG Hrvatska d.o.o.

Zaštita kupaca

Opskrba u obvezi javne usluge označava opskrbu plinom kupaca iz kategorije kućanstvo po reguliranim uvjetima radi pružanja sigurnosti i redovitosti, te osiguranja kvalitete i cijene opskrbe kućanstava. 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.

Sigurnost opskrbe

Od 1. studenog 2017. godine primjenjuje se nova Uredba o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom, koja stavlja izvan snage Uredbu (EU) br. 994/2010⁴². Kao glavno poboljšanje 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 usuglašenih

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

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

42 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

zajedničkih preventivnih i kriznih mjera te veća transparentnost u radu. Do donošenja novih planova intervencije koje predviđa Uredba br. 2017/1938 primjenjuju se planovi doneseni na temelju Uredbe br. 994/2010.

U primjeni je i Uredba Vlade Republike Hrvatske o kriterijima za stjecanje statusa zaštićenog kupca u uvjetima kriznih stanja u opskrbi plinom⁴³.

2.2.4. Tržište nafte i naftnih derivata

Pravni okvir

Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata i Zakon o energiji te podzakonski akti koji su doneseni temeljem navedenih zakona uređuju obavljanje energetske djelatnosti u sektoru nafte i naftnih derivata.

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 uređuje određivanje i praćenje kvalitete tekućih naftnih goriva⁴⁴. 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 derivate⁴⁵.

Energetske djelatnosti

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 ukapljenog naftnog plina, trgovina na veliko ukapljenim naftnim plinom i trgovina na malo ukapljenim naftnim plinom.

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 ukapljenim naftnim plinom nije potrebno ishoditi dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti.

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

⁴³ Uredba o kriterijima za stjecanje statusa zaštićenog kupca u uvjetima kriznih stanja u opskrbi plinom (Narodne novine, br. 65/15)

⁴⁴ 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)

⁴⁵ Uredbom o uvjetima za obavljanje trgovine na veliko i trgovine s trećim zemljama za određenu robu (Narodne novine, br. 47/14 i 62/15).

Subjekti koji obavljaju energetske djelatnosti 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 sukladnosti prema posebnim propisom 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 energetske sektor Republike Hrvatske. Djelatnost proizvodnje sirove nafte na teritoriju RH također obavlja INA d.d.

Za energetske djelatnosti skladištenja nafte i naftnih derivata ili skladištenja ukapljenog naftnog plina (u daljnjem tekstu: UNP) potrebno je ishoditi dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti od strane HERA-e. Dozvola za obavljanje energetske djelatnosti se ne zahtjeva 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.

Sigurnost opskrbe tržišta nafte i naftnih derivata

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 (AZU).

2.2.5. Tržište toplinske energije

Pravni okvir

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 usko je vezana uz ciljeve europske energetske politike učinkovitijeg korištenja energije. Interes za Republiku Hrvatsku u smislu postizanja ciljeva energetske učinkovitosti predstavlja izgradnja i razvoj centralnih toplinskih sustava i proizvodnja toplinske energije u kogeneracijskim postrojenjima na visokoučinkovit način, kao i njihovo održavanje i korištenje. Sami toplinski sustavi smatraju se bitnim elementom energetske učinkovitosti, a korištenje obnovljivih izvora energije kao izvora toplinske energije od interesa je za Republiku Hrvatsku.

Toplinski sustavi

Zakon o tržištu toplinske energije poznaje tri toplinska sustava: samostalni toplinski sustav (u daljnjem tekstu: STS) kao toplinski sustav preko kojeg se jednoj zgradi/građevini koja se sastoji od više samostalnih uporabnih cjelina isporučuje toplinska energija radi obračuna toplinske energije, zatvoreni toplinski sustav (u daljnjem 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 centralni toplinski sustav (u daljnjem tekstu: 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 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.⁴⁶

Djelatnosti u sektoru toplinarstva

Energetske djelatnosti proizvodnje i opskrbe toplinskom energijom obavljaju se kao tržišne djelatnosti, dok se energetska djelatnost distribucije 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 energetskih djelatnosti koje se obavljaju kao 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.

Proizvodnja toplinske energije

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

⁴⁶ Mrežnim pravilima za distribuciju toplinske energije (Narodne novine, br 35/14)

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 obnovljive izvore energije 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 % potrebe za toplinskom energijom CTS-a, kada će se ova energetska djelatnost obavljati kao tržišna djelatnost. Dok god 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.

Kod planiranja izgradnje novih proizvodnih postrojenja potrebno je izraditi analizu troškova i koristi (engl. *cost benefit analysis*, *CBA*) sukladno Zakonu o energetskej učinkovitosti u slučajevima kada se planira novo proizvodno postrojenje za proizvodnju električne i toplinske energije s ukupnom toplinskom snagom većom od 20 MW, u značajnoj mjeri radi rekonstrukcija postojećeg proizvodnog postrojenja za proizvodnju električne i toplinske energije s ukupnom toplinskom snagom većom od 20 MW, planira ili u značajnoj mjeri rekonstruira industrijsko postrojenje s ukupnom toplinskom snagom većom od 20 MW u kojem se proizvodi otpadna toplina na korisnoj temperaturnoj razini te planiraju novi zatvoreni i centralni toplinski sustavi ili ako se u postojećim zatvorenim i centralnim toplinskim sustavima planira novo proizvodno postrojenje za proizvodnju energije s ukupnom toplinskom snagom većom od 20 MW ili ako se u značajnoj mjeri rekonstruira takvo postojeće postrojenje kako bi se procijenili troškovi i koristi iskorištavanja otpadne topline iz susjednih industrijskih postrojenja.

Proizvodna postrojenja mogu graditi pravne ili fizičke osobe ako proizvodna postrojenja koja namjeravaju graditi udovoljavaju kriterijima utvrđenim u postupku izdavanja energetskeg odobrenja sukladno Zakonu o tržištu električne energije.

Distribucija toplinske energije

Jedinica lokalne samouprave koja na svom području ima distribucijsku mrežu, dužna je osigurati trajno obavljanje energetske djelatnosti distribucije toplinske energije. Jedinica lokalne samouprave 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.

Osim kriterija određenih Zakonom o koncesijama⁴⁷, kriteriji na kojima davatelj koncesije za distribuciju toplinske energije i davatelj koncesije za izgradnju distribucijske mreže temelji odabir ekonomski najpovoljnije ponude određeni su Zakonom o tržištu toplinske energije. Koncesionar je dužan plaćati novčanu naknadu za koncesiju u iznosu i na način kako je to uređeno ugovorom o koncesiji sukladno Uredbi o visini i načinu plaćanja naknade za koncesiju za distribuciju toplinske energije i koncesiju za izgradnju energetskih objekata za distribuciju toplinske energije⁴⁸. Naknada za koncesiju prihod je proračuna jedinice lokalne samouprave. Koncesija za distribuciju toplinske energije i koncesija za izgradnju energetskih objekata za distribuciju toplinske energije daje se za razdoblje od najmanje 20 godina, 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 za distribuciju toplinske energije 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 obavljanja te energetske djelatnosti na određenom distribucijskom području.

Distributer toplinske energije dužan je izraditi plan razvoja distribucijske mreže u skladu sa Strategijom energetskog razvoja⁴⁹ i Programom provedbe Strategije energetskog razvoja te planovima i programima jedinica lokalne samouprave na čijem području obavlja energetsku djelatnost distribucije toplinske energije.

Opskrba toplinskom energijom

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 toplinske energije.

Kupac toplinske energije

Kupac toplinske energije je pravna ili fizička osoba koja u ime i za račun vlasnika i/ili suvlasnika zgrade/građevine obavlja djelatnost kupca u samostalnom, zatvorenom i centralnom toplinskom sustavu.

⁴⁷ Zakon o koncesijama (Narodne novine, br. 69/17)

⁴⁸ Uredba o visini i načinu plaćanja naknade za koncesiju za distribuciju toplinske energije i koncesiju za izgradnju energetskih objekata za distribuciju toplinske energije (Narodne novine, br.1/14)

⁴⁹ Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske (Narodne novine, br. 130/09)

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 energije⁵⁰ 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.

2.2.6. Obnovljivi izvori energije i visokoučinkovita kogeneracija toplinske i električne energije

Pravni okvir

Temeljni zakonski okvir za područje obnovljivih izvora energije i kogeneraciju električne i toplinske energije u Republici Hrvatskoj sadržan je u Zakonu o energiji, Zakonu o tržištu električne energije, Zakonu o Fondu za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost⁵¹, Zakonu o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji, Zakonu o zaštiti zraka⁵², Zakonu o zaštiti okoliša⁵³ i podzakonskim aktima za provedbu tih zakona. Tijekom prosinca 2018. godine usvojen je i objavljen Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji koji je stupio na snagu 20. prosinca 2018. god. (osim čl. 40. koji je stupio na snagu 1. siječnja 2019. god. i čl. 47. st. 2. koji stupa na snagu 1. travnja 2019. god.)⁵⁴. Puna primjena bit će moguća donošenjem svih predviđenih provedbenih propisa, od kojih su donesene i na snazi 1. siječnja 2019. godine Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracija⁵⁵ te Uredba o udjelu u neto isporučenoj električnoj energiji povlaštenih proizvođača kojeg su opskrbljivači električne energije dužni preuzeti od operatora tržišta električne energije⁵⁶.

Svrha Zakona je promicati proizvodnju električne i toplinske energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije te povećati udjele u ukupnoj neposrednoj potrošnji

⁵⁰ Opći uvjeti za isporuku toplinske energije (Narodne novine, br. 35/14, 129/15)

⁵¹ Zakon o Fondu za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost (Narodne novine, br. 107/03, 144/12)

⁵² Zakon o zaštiti zraka (Narodne novine, br. 130/11, 47/14, 61/17, 118/18)

⁵³ Zakon o zaštiti okoliša (Narodne novine, br. 80/13, 153/13, 78/15, 12/18, 118/18)

⁵⁴ Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (Narodne novine, br. 100/15, 123/16, 131/17 i 111/18)

⁵⁵ Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracija ((Narodne novine, br. 116/18)

⁵⁶ Uredba o udjelu u neto isporučenoj električnoj energiji povlaštenih proizvođača kojeg su opskrbljivači električne energije dužni preuzeti od operatora tržišta električne energije (narodne NN 116/2018)

energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije korištenjem poticajnih mehanizama i regulatornog okvira za korištenje obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije.

Korištenjem obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije ostvaruju se interesi Hrvatske u području energetike, utvrđeni Strategijom energetskog razvoja Republike Hrvatske, zakonima i drugim propisima kojima se uređuje obavljanje energetskih djelatnosti, osobito u smislu ostvarivanja Nacionalnog cilja korištenja energije iz obnovljivih izvora energije u vezi s udjelom korištenja energije iz obnovljivih izvora energije u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije u Republici Hrvatskoj u 2020. godini.

Zakonom je određen nacionalni cilj korištenja energije iz obnovljivih izvora energije kao obvezatni cilj korištenja energije iz obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj u 2020. godini, a određuje se kao minimalni udjel energije iz obnovljivih izvora energije u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije, koji izražen u postotku iznosi 20 %.

Zakonom je propisano i područje vezano uz zajedničke projekte država članica EU i trećih država, na način da Republika Hrvatska može sama, s drugom državom članicom EU ili s više država članica, surađivati s jednom trećom državom ili s više trećih država u svim vrstama zajedničkih projekata koji se odnose na proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora. Takva suradnja može uključivati sve proizvođače električne i toplinske energije iz obnovljivih izvora energije.

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

Zakonom su uspostavljeni općenormativni okviri za novi sustav prodaje električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracija na tržištu električne energije, na način da je Zakonom propisano da EKO bilančna grupa započinje s radom od 1. siječnja 2019. godine.

Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracija kojom se propisuju uvjeti natječaja, rokovi, način provedbe natječaja i sadržaj javnog poziva za javno prikupljanje ponuda te klasifikacija proizvodnih postrojenja za koja će se provoditi javni natječaji, način i uvjeti stjecanja, realizacije i prestanka prava na poticaje tržišnom premijom i poticaje zajamčenom otkupnom cijenom, detaljno uređuju prava i obveze nositelja projekta, povlaštenog proizvođača, operatora tržišta električne energije, operatora prienosnog sustava i operatora distribucijskog sustava povezanih s pravima na poticaje, detaljno utvrđuju obvezni sadržaj ugovora o tržišnoj premiji i ugovora o otkupu električne energije zajamčenom otkupnom cijenom, rokovi izgradnje i jamstva za izgradnju proizvodnog postrojenja ili proizvodne jedinice i jamstva za isplatu poticaja, detaljno razrađuju uvjeti povrata sredstava isplaćenih na ime poticaja u slučaju prestanka prava na poticanje, utvrđuje se metodologija za izračun maksimalnih referentnih vrijednosti električne energije, metodologija za izračun maksimalnih zajamčenih otkupnih cijena električne energije, ovisno o vrstama, snagama i tehnologijama proizvodnih postrojenja, metodologija za izračun

referentnih tržišnih cijena električne energije, klasifikacija proizvodnih postrojenja ovisno o vrsti izvora, tehnologiji i instaliranoj snazi proizvodnog postrojenja, kao i način za ostvarivanje prava na poticanje u slučaju kada se otpad koristi kao sirovina u proizvodnom postrojenju povlaštenog proizvođača električne energije sukladno redu prvenstva gospodarenja otpadom u skladu sa zakonom kojim je uređeno održivo gospodarenje otpadom, te visina naknade koju plaćaju članovi EKO bilančne grupe, utvrđivanje rokova, načina plaćanja i sredstava osiguranja plaćanja naknade. Uredbom o udjelu u neto isporučenoj električnoj energiji povlaštenih proizvođača kojeg su opskrbljivači električne energije dužni preuzeti od operatora tržišta električne energije određuje se udio izražen u postotku u neto isporučenoj električnoj energiji povlaštenih proizvođača električne energije kojeg su opskrbljivači električne energije dužni preuzeti od operatora tržišta električne energije po reguliranoj otkupnoj cijeni, u skladu sa Zakonom.

2.2.7. Energetska učinkovitost

Pravni okvir

Temeljni zakonodavni okvir za energetska učinkovitost sadržan je u Zakonu o energiji, Zakonu o energetska učinkovitosti, Zakonu o Fondu za zaštitu okoliša i energetska učinkovitost, Zakonu o gradnji⁵⁷, Zakonu o zaštiti od svjetlosnog onečišćenja⁵⁸, Zakonu o zaštiti zraka, Zakonu o zaštiti okoliša i podzakonskim aktima za provedbu tih zakona. U ovom trenutku je u saborskoj proceduri prijedlog Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetska učinkovitosti.

Zakonom o energetska učinkovitosti i Zakonom o gradnji zadovoljavaju se zahtjevi sljedećih EU direktiva:

- Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 25. listopada 2012. o energetska učinkovitosti kojom se dopunjuju direktive 2009/125/EZ i 2010/30/EU i ukidaju direktive 2004/8/EZ i 2006/32/EZ;
- Direktiva 2010/31/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 19. svibnja 2010. o energetska učinkovitosti zgrada;
- Direktivi 2010/30/EU o iskazivanju potrošnje energije i ostalih resursa proizvoda, povezanih s energijom, pomoću oznaka i standardiziranih informacija o proizvodu, odnosno Uredba 2017/1369 o utvrđivanju okvira za označivanje energetska učinkovitosti i o stavljanju izvan snage Direktive 2010/30/EU;
- Direktiva 2009/125/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 21. listopada 2009. o uspostavi okvira za utvrđivanje zahtjeva za ekološki dizajn proizvoda povezanih s energijom.

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

Tablica 2.1. Pregled zakonskih odredbi vezanih uz energetska učinkovitost u Republici Hrvatskoj

⁵⁷ Zakon o gradnji (Narodne novine, br. 153/13, 20/17)

⁵⁸ Zakon o zaštiti od svjetlosnog onečišćenja (Narodne novine, br. 114/11)

Zakon o energetskej učinkovitosti
Obveza Vlade RH da usvoji Nacionalni akcijski plan energetske 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 energetske 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 energetske učinkovitosti za distributere energije (provedbeni podzakonski akt kojim bi se uspostavila funkcionalna shema obveza do ovog trenutka nije usvojen te su se provodile samo alternativne mjere definirane u 3. NAPEnU)
Obveze opskrbljivača o mjerenju i obračunavanju potrošnje te informiranju kupaca o mogućnostima poboljšanja energetske učinkovitosti
Obveze distributera energije da osiguraju pojedinačna brojila krajnjim kupcima
Obveze regulatornog tijela za energetiku da osigura poticanje energetske 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 distribuciju električne energije proizvedene iz visokoučinkovite kogeneracije
Obveze velikih poduzeća o provedbi energetske preglede svake 4 godine ili uvođenju sustava gospodarenja energijom (Pravilnik o energetskej 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 na način 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 (provedbeni podzakonski akt kojim bi se uspostavila funkcionalna shema obveza do ovog trenutka nije usvojen)
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, 06/16))
Obveza prijavljivanja svih aktivnosti energetske učinkovitosti i ostvarenih ušteda u nacionalni sustav za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda (SMiV) za javni sektor, pružatelje energetske usluge 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 energetskej učinkovitosti (Nacionalni portal energetske učinkovitosti: https://www.enu.hr/)
Obveza označavanja uređaja koji su povezani s energijom (relevantne uredbe EU za pojedine grupe uređaja)
Reguliranje energetske usluge (ugovora o energetskej 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 energetskej 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

Zakon o gradnji

Gospodarenje energijom i očuvanje topline kao jedan od temeljnih zahtjeva za građevine (Tehničkim propisom o racionalnoj uporabi energije i toplinskoj zaštiti u zgradama (Narodne novine, br. 128/15, 70/18, 73/18)) propisuje se minimalna energetska svojstva za nove zgrade i zgrade koje prolaze veliku rekonstrukciju, način određivanja energetskog svojstva zgrade, izrada elaboratima korištenja alternativnih sustava energije te zahtjeva za zgrade gotovo nulte energije)

Obveza redovnih inspekcija sustava grijanja i sustava hlađenja ili klimatizacije u zgradama te energetskog certificiranja zgrada

(Pravilnik o energetskom pregledu zgrade i energetskom certificiranju (Narodne novine, br. 88/17); Pravilnik o kontroli energetskog certifikata zgrade i izvješća o redovitom pregledu sustava grijanja i sustava hlađenja ili klimatizacije u zgradi (Narodne novine, br. 73/15); Pravilnik o osobama ovlaštenim za energetsko certificiranje, energetski pregled zgrade i redoviti pregled sustava grijanja i sustava hlađenja ili klimatizacije u zgradi (Narodne novine, br. 73/15, 133/15))

Zakon o energetskej učinkovitosti

(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 rasvjetljenošću, uvjeta i najviše dopuštene razine intenziteta svjetla, rasvjetljenosti, 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 rasvjetljenosti ne prelaze granične vrijednosti (na temelju ovog Zakona nije usvojen niti jedan predviđeni provedbeni podzakonski akt kojima bi se uspostavili integralni uvjeti za energetske učinkovite i okolišno prihvatljivu javnu rasvjetu)

Obveze koje se vežu uz energetske subjekte – distributere i opskrbljivače energijom – navedene su u nastavku, kao i prava krajnjih kupaca energije.

Distributeri energije su dužni ostvariti uštede energije ulaganjem u poboljšanje energetske učinkovitosti u neposrednoj potrošnji. Distributeri energije su dužni do 1. veljače tekuće godine za prethodnu godinu dostaviti Ministarstvu zaštite okoliša i energetike jednom godišnje: zbirne statističke informacije o krajnjim kupcima i trenutačne informacije o potrošnji krajnjih kupaca, uključujući profile opterećenja, segmentaciju kupaca i zemljopisni položaj kupaca, uz očuvanje cjelovitosti i povjerljivosti privatnih ili poslovno osjetljivih informacija. Distributeri energije osiguravaju da, u mjeri u kojoj je to tehnički moguće, financijski opravdano i razmjerno s obzirom na potencijalne uštede energije, krajnjim kupcima energije i tople vode u kućanstvima budu pribavljena pojedinačna brojala po konkurentnim cijenama koja točno odražavaju stvarnu potrošnju energije krajnjih kupaca.

Opskrbljivači toplinske energije su dužni, bez naknade, na zahtjev krajnjeg kupca, a najmanje jednom godišnje dostaviti informacije o obračunu toplinske energije, te prethodnoj potrošnji krajnjeg kupca, koje obuhvaćaju: cijenu i stvarnu potrošnju toplinske energije, usporedni grafički prikaz sadašnje potrošnje toplinske energije krajnjeg kupca i potrošnje u istom razdoblju prethodne godine, kontakte pojedinih organizacija krajnjih kupaca, adrese mrežnih stranica gdje se mogu pronaći informacije o raspoloživim mjerama i korisnim savjetima za

poboljšanje energetske učinkovitosti, usporedivim profilima krajnjih korisnika i objektivnim tehničkim specifikacijama opreme koja koristi energiju, te usporedbu s prosječnim uobičajenim ili referentnim krajnjim kupcem iz iste kategorije krajnjih kupaca.

Kako bi se krajnjim kupcima omogućila regulacija vlastite potrošnje energije, obračun se treba provoditi na temelju stvarne potrošnje najmanje jednom godišnje. Informacije o obračunu moraju se dostaviti krajnjem kupcu dva puta godišnje, odnosno na zahtjev krajnjeg kupca moraju se dostaviti ili slati u elektroničkom obliku najmanje svaka tri mjeseca.

Distributeri, odnosno opskrbljivači energije dužni su prema potrebi u ili s računima, ugovorima, transakcijama i potvrdama izdanima krajnjim kupcima na jasan i razumljiv način na raspolaganje staviti sljedeće informacije:

- trenutne cijene i stvarnu potrošnju energije;
- usporedbu sadašnje potrošnje energije krajnjeg kupca i potrošnje u istom razdoblju prošle godine, po mogućnosti u grafičkom obliku;
- kontakt podatke organizacija krajnjih kupaca, energetske agencije ili sličnih tijela, uključujući adrese mrežnih stranica, gdje se mogu pronaći informacije o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, usporedivim profilima krajnjih korisnika i objektivnim tehničkim specifikacijama opreme koja koristi energiju.

Opskrbljivači i distributeri energije su dužni u ugovorima, prilikom izmjene ugovora, u računima koje kupci primaju ili na mrežnim stranicama namijenjenima pojedinačnim kupcima obavještavati svoje kupce na jasan i razumljiv način o kontaktnim informacijama neovisnih centara za savjetovanje potrošača, energetske agencije ili sličnih institucija, uključujući njihove internetske adrese, gdje se mogu dobiti savjeti o raspoloživim mjerama za poboljšanje energetske učinkovitosti, referentnim profilima za potrošnju energije i tehničkim specifikacijama za uređaje koji koriste energiju, pri čemu ti savjeti mogu dovesti do smanjenja potrošnje energije navedenih uređaja.

Ako krajnji kupci nemaju napredne mjerne uređaje, distributeri i opskrbljivači energije osiguravaju da su informacije o obračunu točne i temeljene na stvarnoj potrošnji, ako je to tehnički izvedivo i gospodarski opravdano.

Institucionalni okvir

Područje energetske učinkovitosti vrlo je specifično, jer nadilazi okvire samog energetskeg sektora te uključuje i institucije koje nisu tipično uključene u energetske sektor. Definiranje politike energetske učinkovitosti u nadležnosti je dvaju ministarstava: Ministarstva zaštite okoliša i energetike (u daljnjem tekstu: MZOE) te Ministarstva graditeljstva i prostornoga uređenja (u daljnjem tekstu: MGIPU). MZOE je zaduženo je za cjelovitu i integriranu energetske-klimatsku politiku, dok je MGIPU zaduženo za energetske učinkovitost u zgradarstvu.

Zakonom o energetskeg učinkovitosti u 2015. godini uspostavljeno je Nacionalno koordinacijskeg tijelo (u daljnjem tekstu: NKT) za energetskeg učinkovitost unutar Centra za praćenje poslovanja energetskeg sektora i investicija, koje posljednjim izmjenama i dopunama Zakona postaje posebna ustrojstvena jedinica unutar MZOE. Zadaća ovog tijela jest

koordinacija velikog broja dionika uključenih u definiranje, a posebice u provedbu politike energetske učinkovitosti u Hrvatskoj, sustavno praćenje provedbe kroz sustav za praćenje, mjerenje i verifikaciju ušteda energije (SMiV), izvještavanje te informiranje široke javnosti o planovima, realiziranim mjerama i njihovim učincima.

Na provedbenoj razini ključnu ulogu imaju dvije državne institucije – Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitosti (u daljnjem tekstu: FZOEU) i Agencija za pravni promet i posredovanje nekretninama (u daljnjem tekstu: APN). Uloga FZOEU-a je sufinanciranje mjera energetske učinkovitosti definiranih u nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti te djelovanje kao posredničko tijelo razine 2 za korištenje sredstava Europskih investicijskih i sutrukturnih fondova (u daljnjem tekstu: ESI fondovi) za poticanje energetske učinkovitosti prema Operativnom programu Konkurentnost i kohezija 2014. – 2020. (u daljnjem tekstu: OPKK). Važno je istaknuti da FZOEU raspolaže financijskim sredstvima dobivenim od emisijskih jedinica putem dražbi na EU tržištu te ih usmjerava, između ostaloga, i na poticanje energetske učinkovitosti u skladu s Planom korištenja financijskih sredstava dobivenih od prodaje emisijskih jedinica putem dražbi u RH za razdoblje od 2017. do 2020. godine⁵⁹. APN je zadužen za provedbu programa energetske obnove zgrada javnog sektora po modelu energetske usluge i za sustavno gospodarenje energijom u javnom sektoru, sve u skladu s ovlastima definiranimi Zakonom o energetske učinkovitosti.

Također treba istaknuti opskrbljivače energijom kao dionike koji će u budućem razdoblju imati ključnu ulogu u ostvarenju ciljeva politike energetske učinkovitosti.



Slika 2.1. Institucionalni okvir za energetske učinkovitost u RH

⁵⁹ Plan korištenja financijskih sredstava dobivenih od prodaje emisijskih jedinica putem dražbi u RH za razdoblje od 2017. do 2020. godine (Narodne novine, br. 19/18)

2.2.8. Energetsko siromaštvo

Energetsko siromaštvo jedan je od oblika siromaštva, a očituje se ili kao nemogućnost pristupa modernim oblicima energije ili kao nemogućnost podmirenja troškova energije. U Hrvatskoj se energetsko siromaštvo primarno javlja kao nemogućnost podmirenja troškova.

Kako je identifikacija energetski siromašnih kućanstava vrlo složena, mjere ublažavanja najčešće se osmišljavaju i provode za skupine ugrožene od energetskog siromaštva, odnosno za skupine za koje je vjerojatnost pojave energetskog siromaštva veća od prosjeka (socijalno ugrožena kućanstva, kućanstva sa samohranim roditeljima, umirovljenička kućanstva itd.).

U Hrvatskoj je skupina ugrožena od energetskog siromaštva definirana Zakonom o energiji kao „potrošač iz kategorije kućanstvo koji, zbog svoje socijalne ugroženosti i/ili zbog zdravstvenog stanja ima pravo na opskrbu energijom po posebnim uvjetima“. Isti zakon propisuje kako „Vlada Republike Hrvatske utvrđuje uredbom kriterije za stjecanje statusa zaštićenog kupca“ te kako „status ugroženog kupca može imati krajnji kupac iz kategorije kućanstva [...], ako u kućanstvu takvog kupca žive osobe:

- kojima su tijela nadležna za socijalna pitanja utvrdila stanje ugroženog socijalnog statusa i potrebu za tim oblikom socijalne pomoći;
- kojima je utvrđen određeni stupanj invaliditeta, osobe s posebnim potrebama ili osobe lošeg zdravstvenog stanja kod kojih može nastupiti ugroženost života ili zdravlja zbog ograničenja ili obustave opskrbe energijom.

Krajnji kupci iz kategorije kućanstva koji ispunjavaju uvjete siromaštva propisane posebnim propisima imaju pravo na socijalni minimum potrošnje energije određene uvjetima opskrbe u stanu/kući u kojoj žive, brojnosti obitelji, zdravstvenim stanjem članova obitelji i ekonomskom statusu obitelji.“

Sukladno Zakonu o energiji, Vlada RH donijela je Uredbu o kriterijima za stjecanje statusa ugroženih kupaca energije iz umreženih sustava⁶⁰ prema kojoj status ugroženog kupca može imati krajnji kupac na umreženom sustavu iz kategorije kućanstva pod uvjetom da:

- je korisnik zajamčene minimalne naknade;
- je član kućanstva koje je korisnik zajamčene minimalne naknade;
- je korisnik osobne invalidnine;
- živi u kućanstvu s korisnikom osobne invalidnine.

Na temelju rješenja o priznanju prava na naknadu za ugroženog kupca energenata koje donosi nadležni centar za socijalnu skrb, korisniku prava na naknadu za ugroženog kupca pripada pravo na sufinanciranje troškova električne energije, do najviše 200,00 kuna mjesečno. Sredstva potrebna za pokrivanje tzv. socijalnog minimuma potrošnje energije ugroženih kupaca prikupljaju se iz tzv. solidarne naknade. Solidarna naknada predstavlja dodatak na cijenu električne energije za krajnjeg kupca iz kategorije kućanstva.

60 Uredba o kriterijima za stjecanje statusa ugroženih kupaca energije iz umreženih sustava (Narodne novine, br. 95/2015)

Prema Uredbi, kupci električne energije iz kategorije kućanstva dužni su uplaćivati solidarnu naknadu koja iznosi 0,03 kuna za svaki kWh potrošene električne energije, a solidarnu naknadu od svojih kupaca naplaćuju opskrbljivači. Prikupljena sredstva jednom mjesečno uplaćuju se na račun državnog proračuna i evidentiraju kao namjenska sredstva ministarstva nadležnog za pitanja socijalne skrbi.

Energetsko siromaštvo u Hrvatskoj relativno je slabo istraženo. Do danas je provedeno samo nekoliko terenskih istraživanja, a proveli su ih Program za razvoj Ujedinjenih naroda (UNDP Hrvatska), Društvo za oblikovanje održivog razvoja (DOOR) i Zelena energetska zadruga (ZEZ). Istraživanja su provedena u okviru projekta Reduce Energy Use and Change Habits (na području Sisačko-moslavačke županije posjećeno je 314 kućanstava), u okviru projekta Energetski savjetnici za energetska siromašna kućanstva (na području Grada Križevaca posjećeno je 500 kućanstava, od toga 220 korisnika sustava socijalne skrbi) u okviru projekta Znanjem do toplog doma (na području Grada Petrinje posjećeno je 80 kućanstava), u okviru projekta Zajedno do ugodnijeg stanovanja (na području Grada Zagreba posjećeno je 48 kućanstava), u okviru projekta Analiza energetske stanja (na području Općine Dvor posjećeno je 50 kućanstava).

Na temelju provedenih istraživanja, može se pretpostaviti kako trenutno važeća Uredba o stjecanju statusa ugroženog potrošača obuhvaća samo dio hrvatskih građana koji su energetska siromašni i još manji dio građana koji su ugroženi od energetske siromaštva. Međutim, istraživanja su rezultirala sljedećim preporukama:

- provesti detaljnu analizu pokazatelja povezanih s energetske siromaštvom na državnoj razini (prihodi, rashodi, potrošnja energije, dostupnost energetske usluge, stanje objekta, zdravstveni i socijalni kriteriji);
- uspostaviti sustav praćenja socio-demografskih i energetske pokazatelja relevantnih za energetske siromaštvo na nacionalnoj razini;
- uspostaviti međusektorsku energetske-socijalnu radnu skupinu koja će pratiti proces usklađivanja nacionalnog zakonodavstva, nadzirati napredak rada na terenu te procjenjivati učinak politika;
- provoditi mjere energetske učinkovitosti u kućanstvima koja su definirana kao ugrožena Uredbom o kriterijima za stjecanje statusa ugroženih kupaca energije iz umreženih sustava.

Moguć izvor financiranja provedbe mjera energetske učinkovitosti u kućanstvima ugroženim od energetske siromaštva su sredstva stečena od prodaje emisijske jedinice putem dražbe u okviru sustava trgovanja emisijske jedinice EU-a koja se uplaćuju na poseban račun FZOEU temeljem Zakona o zaštiti zraka. Također, odgovarajućim definiranjem kriterija za obračun ušteda koje su u kućanstvima obvezni ostvariti opskrbljivači energije prema Zakonu o energetske učinkovitosti uštede ostvarene u kućanstvima ugroženim od energetske siromaštva moguće je dodatno vrednovati i time potaknuti njihovu provedbu.

3. PREGLED STANJA ENERGETSKOG SEKTORA

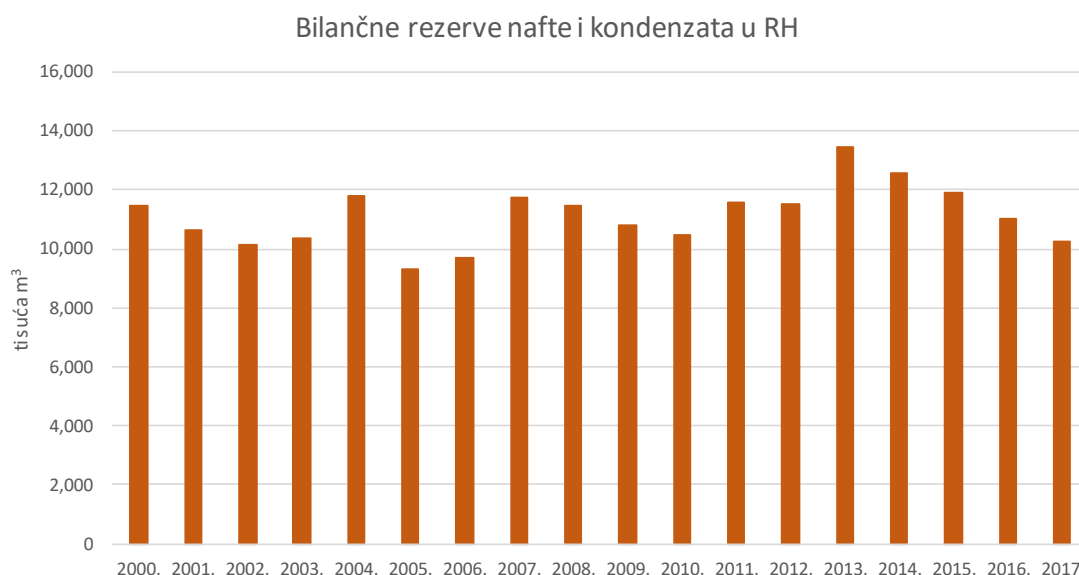
3.1. Resursi i izvori

3.1.1. Nafta i prirodni plin

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 u pedesetim godinama prošlog stoljeća. Područje Dinarida je relativno slabo istraženo te na tom području nije otkriveno niti jedno polje ugljikovodika. Istraživanje Jadranskog podmorja započelo je u šezdesetim godinama prošlog stoljeća i rezultiralo je otkrićima ležišta biogenog plina na sjevernom Jadranu gdje je i započela proizvodnja 1999. godine. 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.

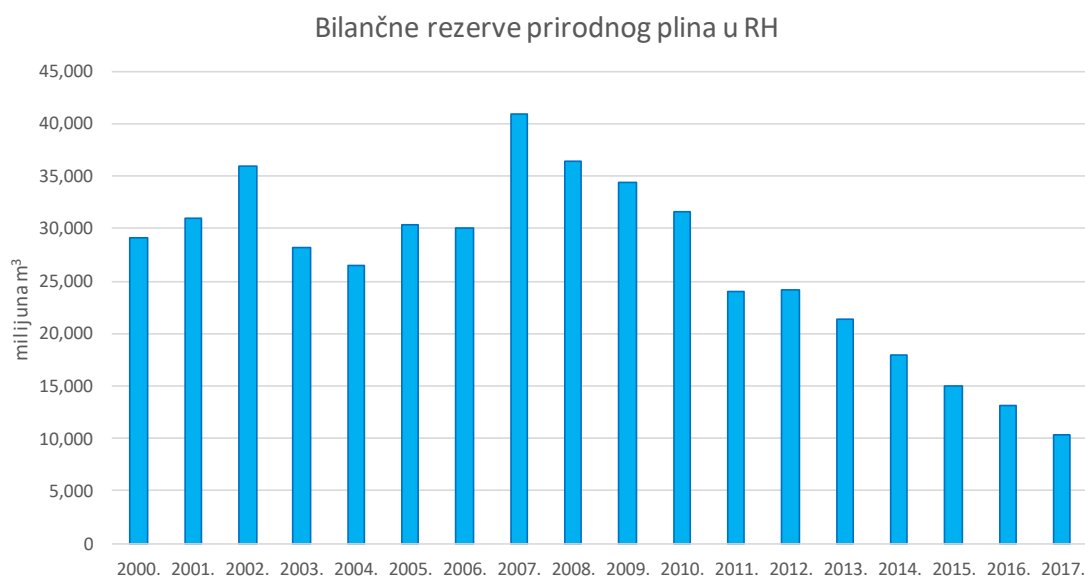
Rezerve ugljikovodika mogu se podijeliti na bilančne i izvanbilančne. Bilančne rezerve su one čija je proizvodnja ekonomski isplativa uz primjenu današnjih tehnologija dok su izvanbilančne one čija proizvodnja nije ekonomski isplativa. Rast bilančnih rezervi moguće je ostvariti samo ulaganjem u istraživanja neistraženih područja te ulaganjem u nove tehnologije pridobivanja.



Slika 3.1. Bilančne rezerve nafte i kondenzata u RH od 2000. do 2017. godine

Promatrano od 2000. godine, bilančne rezerve nafte i kondenzata kreću se između 9 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 3.2. 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 2016. godine ukupan iscrpак nafte iznosio je 32,6 %, kondenzata 54,6 % te plina 55,7 %. 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 koncesija za istraživanje i proizvodnju ugljikovodika i otkrivanjem novih potencijala.

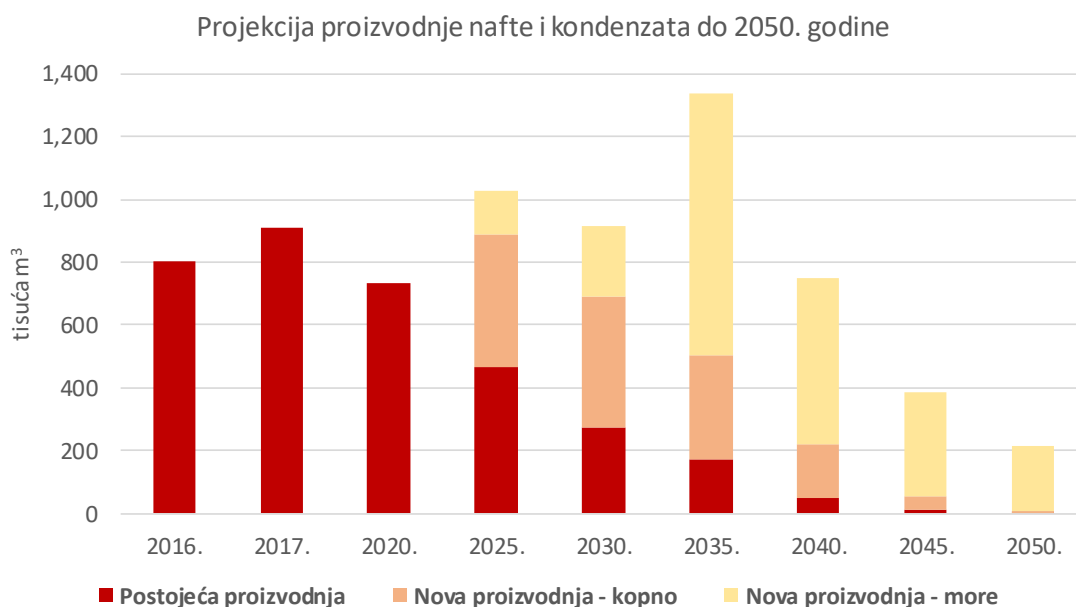
Tablica 3.1. Stanje rezervi ugljikovodika u Republici Hrvatskoj na dan 31.12.2016. godine

Vrsta	Mjerna jedinica	Ukupno utvrđene rezerve	Ukupno pridobivene količine do 31.12.2016. godine	Preostale rezerve		Iscrpак	
				Bilančne	Izvanbilančne	Ostvaren	Predviđen
Nafta	tisuća m ³	340 353	111 090	9 954	219 309	32,64 %	35,56 %
Kondenzat	tisuća m ³	18 667	10 184	1 073	7 410	54,55 %	60,30 %
Plin	milijuna m ³	155 730	86 726	13 168	55 835	55,69 %	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.

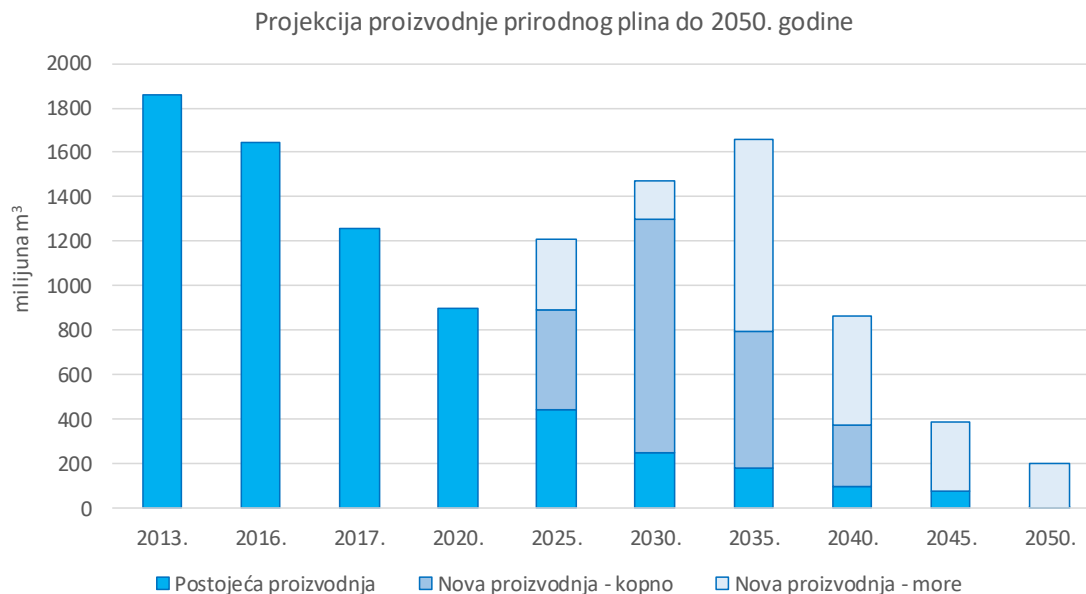
Za potrebe izrade podloga za izradu strategije energetskog razvoja napravljena je projekcija proizvodnje nafte i plina do 2050. godine uz uvjet daljnjih ulaganja u obnavljanje rezervi ⁶¹. U skladu s time, pretpostavljeno je da će doći do komercijalnih otkrića koja će ući u fazu eksploatacije nakon 2022. godine, a puni proizvodni potencijal naftnih polja će doseći u periodu između 2030. i 2035. godine. Nakon 2035. godine pretpostavljen je kontinuirani pad proizvodnje nafte koja bi u 2050. iznosila oko 220 000 m³.



Slika 3.3. Projekcija proizvodnje nafte i kondenzata do 2050. godine

Analogno proizvodnji nafte, očekuje se smanjenje proizvodnje prirodnog plina do 2020. godine, nakon čega je pretpostavljeno povećanje proizvodnje kao rezultat eksploatacije novih plinskih polja. Rast proizvodnje plina očekuje se do 2035. godine nakon čega bi uslijedilo smanjenje proizvodnje.

⁶¹ Projekcije proizvodnje nafte i kondenzata i prirodnog plina temelje se na dokumentu Smjernice i podloge Povjerenstva MZOE odnosno Agencije za ugljikovodike. Pokazatelji ovise o vremenu potrebnom za dodjelu dozvola za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika



Slika 3.4. Projekcija proizvodnje prirodnog plina do 2050. godine

3.1.2. Obnovljivi izvori energije (OIE)

Hidroelektrane

Pregled trenutnog stanja

Ukupna snaga velikih hidroelektrana u Hrvatskoj, koje su ujedno sve u sastavu HEP Grupe, iznosi približno 2 200 MW. Ovdje treba napomenuti da je jedan agregat u HE Dubrovnik (126 MW) izravno priključen na prienosnu mrežu elektroenergetskog sustava BiH, dok je RHE (CS) Buško Blato smještena na teritoriju BiH, ali je važan dio hidroenergetskog sustava HE Orlovac.

Sljedećom tablicom dan je popis postojećih velikih hidroelektrana u Hrvatskoj.

Tablica 3.2. Popis postojećih velikih hidroelektrana u Hrvatskoj

Akumulacijske HE	Instalirana snaga [MW]
HE Zakučac	538
HE Orlovac	237
HE Senj	216
HE Dubrovnik*	252
HE Vinodol	94,5
HE Kraljevac	46,4
HE Peruća	61,4
HE Đale	40,8
HE Sklope	22,5
RHE Velebit	276/(-240)
RHE (CS) Buško Blato**	10,5/(-10,2)
Ukupno akumulacijske HE	1 795,1
Protočne HE	
HE Varaždin***	94,0
HE Čakovec***	76,0
HE Dubrava***	76,0
HE Gojak	55,5
HE Rijeka	36,8
HE Miljacka	24,0
HE Lešće	41,2
Ukupno protočne HE	403,5
Ukupno velike HE	2 198,6

* Jedan agregat (tj. polovica ukupne snage) izravno je priključen na EES BiH.

** Smještena na teritoriju BiH (dio hidroenergetskog sustava HE Orlovac).

*** Nisu uračunate snage u pripadajućim malim hidroelektranama na branama.

Izvor: HEP (obrada EIHP)

U Hrvatskoj trenutno postoji 36 izgrađenih malih hidroelektrana od kojih se 15 nalazi u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede, 21 u privatnom vlasništvu, dok je jedna u vlasništvu lokalne samouprave. Ukupna snaga ovih malih hidroelektrana iznosi oko 45,14 MW (9,1 MW u privatnom vlasništvu; 36,04 MW u vlasništvu HEP Grupe). Male hidroelektrane su:

- MHE Curak 1 - 300 kW,
- MHE Klipić - 150 kW,
- MHE Badljevinina - 112 kW,
- MHE Ilovac - 1,4 MW,
- MHE Zvečevo - 30 kW,
- MHE Križančića mlin - 105 kW,
- MHE Pleternica - 220 kW,
- MHE Glina - 113 kW,
- MHE Letaj - 245 kW,
- MHE Dabrova dolina 1 - 225 kW,

- MHE Orłjava 7 - 65 kW (nije spojena na elektroenergetsku mrežu),
- MHE Orłjava 8 - 110 kW,
- MHE Mataković 1 - 15 kW,
- MHE Mataković 2 - 15 kW,
- MHE Mlin Bujan - 45 kW,
- MHE Čabranka - 8 kW,
- MHE Roški Slap - 1,764 MW,
- MHE Čabranka 1 - 1,26 MW,
- MHE Čabranka 2 - 30 kW,
- MHE Pamučna industrija Duga Resa - 1,1 MW,
- MHE tvornica cementa Majdan (Vrilo/Jadro) - 1,2 MW (nije u funkciji)⁶²,
- MHE ABM HE Lešće* - 1,09 MW,
- MHE ABM HE Varaždin* - 0,635 MW,
- PHEBM Čakovec* - 1,1 MW,
- MHE Čakovec* - 0,34 MW,
- PHEBM Dubrava* - 1,18 MW,
- MHE Dubrava* - 0,68 MW,
- MHE Prančevići* - 1,3 MW,
- HE Zeleni vir* - 1,7 MW,
- HE Jaruga* - 7,2 MW,
- HE Golubić* - 7,5 MW,
- HE Ozalj 1 i 2* - 5,5 MW,
- MHE Zavrelje* - 2,0 MW,
- MHE Krčić* - 0,375 MW,
- CHE Fužine* - 4,6 MW,
- RHE Lepenice* - 0,8 MW.

* U vlasništvu HEP Grupe.

Nadalje, tri projekta malih hidroelektrana imaju potpisane ugovore s HROTE-om što bi značilo da su projekti u visokoj fazi razvoja⁶³. To su sljedeći projekti:

- MHE Korana 1 - 354 kW,
- MHE Fajerov mlin - 450 kW,
- MHE Crljenac - 130 kW.

⁶² Prema dostupnim informacijama ova mala hidroelektrana je devastirana i ne radi već dulji niz godina.

⁶³ Stanje na dan 31.07.2018. godine (www.hrote.hr)

Projekti malih hidroelektrana koji su se već razvili, ali i koji se još razvijaju u Republici Hrvatskoj nalaze se u Registru obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača (u daljnjem tekstu: Registar OIEKPP)⁶⁴. U ovom registru nalazi se, između ostalog, dodatnih 14 projekata planiranih malih hidroelektrana ukupne snage 11,32 MW.

Nadalje, nekoliko je dodatnih projekata malih hidroelektrana za koje su pri Ministarstvu zaštite okoliša i energetike pokrenuti postupci ocjene o potrebi procjene utjecaja zahvata na okoliš (u daljnjem tekstu: OPUO). Takvih je 20 projekata ukupne snage 32,04 MW⁶⁵.

Dosadašnja istraživanja hidropotencijala

Većina do sada provedenih istraživanja i analiza hidropotencijala u Republici Hrvatskoj vezana je za određivanje potencijala srednjih i većih vodotoka. Te analize pokazuju da je na njima moguća izgradnja dodatnih velikih hidroelektrana, ali isto tako i malih. Glavnina vodnih snaga Hrvatske nalazi se na 13 većih vodotoka. Od toga Drava, Sava, Kupa i Una su vodotoci koji samo jednim svojim dijelom teku kroz Hrvatsku. Rijeka Trebišnjica nalazi se u Bosni i Hercegovini, no njeno energetske korištenje najpovoljnije je na padu prema obali Jadranskog mora koje pripada Hrvatskoj. Obzirom da je korištenje Trebišnjice na taj način i ostvareno, dio potencijala koji pripada Hrvatskoj prikazan je kao dio hrvatskog vodnog potencijala.

Tablica 3.3. Hidroenergetski potencijal vodotoka u Hrvatskoj

Vodotok	Prirodni (bruto) potencijal [TWh]	Tehnički (neto) potencijal [TWh]	Iskorišteni potencijal [%]
Drava (hrvatski dio)	4,00	2,60	47,3
Sava (hrvatski dio)	3,80	1,00	0,0
Kupa (s pritokama)	3,03	2,00	17,5
Una (hrvatski dio)	0,20	0,10	0,0
Rječina	0,56	0,18	66,7
Mirna	0,08	0,04	0,0
Raša	0,04	0,02	0,0
Lika i Gacka	2,00	1,40	71,4
Ličanka-Lokvarka	0,20	0,15	86,7
Krka	1,02	0,66	24,2
Zrmanja	0,20	0,10	0,0
Cetina	5,70	3,70	74,3
Trebišnjica*	0,50	0,50	77,8
Ukupno	21,33	12,45	49,3

* Vode rijeke Trebišnjice korištene u HE Dubrovnik u hrvatskom elektroenergetskom sustavu.

** Potencijal Omble nije iskazan u tablici jer koristi prirodnu podzemnu retenciju.

Izvor: EIHP

⁶⁴ Registar OIEKPP je jedinstvena evidencija o projektima obnovljivih izvora energije i kogeneracije u Republici Hrvatskoj, postrojenjima koja koriste obnovljive izvore energije, odnosno kogeneracijskim postrojenjima te povlaštenim proizvođačima na području Republike Hrvatske.

⁶⁵ Ovdje se nalazi i projekt MHE Petruševac 1 i 2 (ukupne snage 14,4 MW) koji je dio koncepcije Programa VHS Sava odnosno Zagreb na Savi.

Iz prethodne tablice vidi se da ukupni prirodni (tj. teoretski, bruto) hidropotencijal u RH iznosi oko 21,3 TWh, a ukupni tehnički iskoristivi hidropotencijal iznosi 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.).

Što se tiče malih vodotoka, dosadašnjim sustavnim analizama obrađeno je 130 vodotoka te su definirane dvije velike skupine promatranih vodotoka: u prvoj skupini su, s energetskeg stajališta, interesantniji vodotoci (sa specifičnom snagom većom od 50 kW/km), a u drugoj skupini su vodotoci sa skromnijim mogućnostima energetskeg korištenja. Za vodotoke iz navedene energetskeg izdašnije grupe (njih 63) izvršene su detaljnije analize što je rezultiralo procjenom neto energetskeg potencijala, dok su za skupinu energetskeg manje izdašnih vodotoka analize završene nakon procjene bruto energetskeg potencijala. Za 63 vodotoka na kojima su određeni potezi korištenja određeno je 699 potencijalnih lokacija za izgradnju malih hidroelektrana snage do 5 MW⁶⁶ ukupne instalirane snage 177,1 MW te pripadajućeg tehnički iskoristivog energetskeg potencijala od 567,7 GWh.

Korištenje hidropotencijala

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 GWh⁶⁷.

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 se također 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.

⁶⁶ Tadašnja sustavna istraživanja potencijala izgradnje malih hidroelektrana su vršena za snage elektrana do 5 MW.

⁶⁷ Bruto proizvodnja električne energije (od ove proizvodnje nije odbijena potrošnja električne energije potreba za pumpanje).

Tablica 3.4. 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

Tablica 3.5. 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 3.6. 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
Orjava	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 jako bogata hidropotencijalom te kako postoji velik hidropotencijal diljem zemlje za izgradnju kako velikih hidroenergetskih sustava tako i projekata malih hidroelektrana.

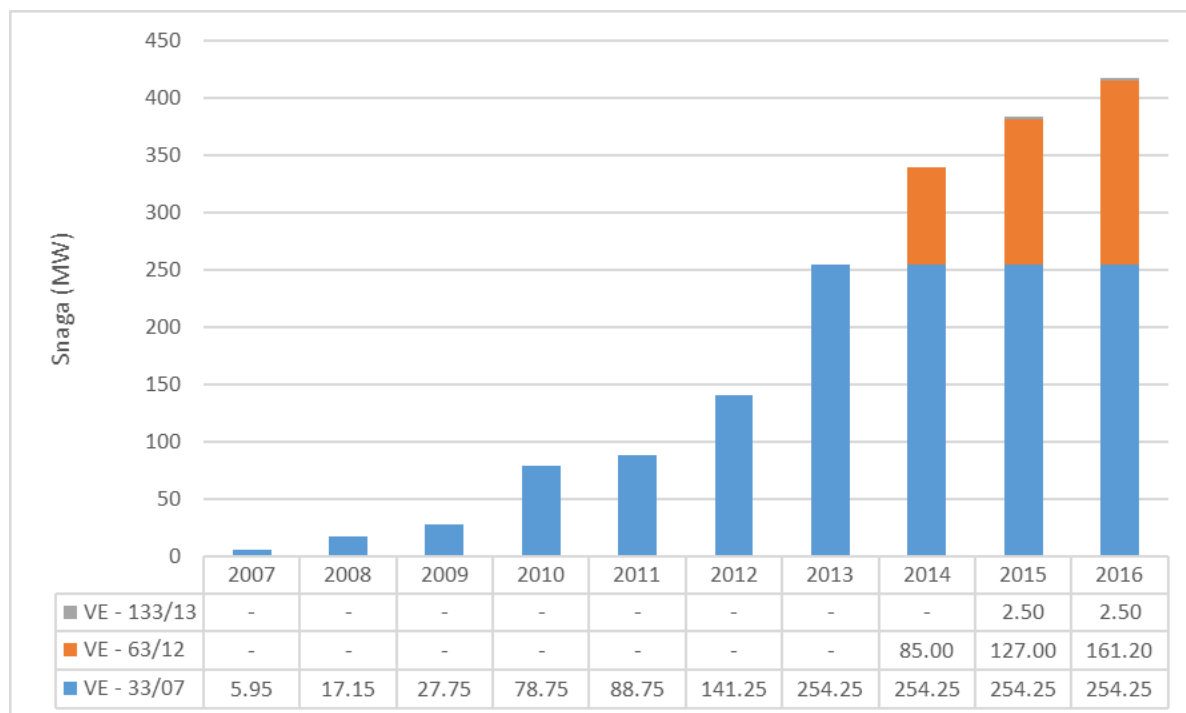
U budućnosti se može pojaviti i određeni broj novih projekata uglavnom manjih snaga (najčešće se tu radi o malim hidroelektranama koje često nastanu rekonstrukcijom starih mlinova i vodenica).

Potencijal vjetra (vjetroelektrane)

Korištenje energije vjetra za proizvodnju električne energije u Republici Hrvatskoj započelo je 2004. godine izgradnjom prve komercijalne vjetroelektrane. Kompletiranjem zakonodavnog okruženja 2007. godine i uvođenjem sustava poticanja, poduzetnički interes i aktivacija privatnog kapitala u području korištenja energije vjetra su se značajno intenzivirali. U uvjetima tržišta određenog kvotama (400 MW, 1200 MW, 400 MW, 744 MW), prema podacima iz

Registra OIEKPP, vrhunac broja i snage prijavljenih i evidentiranih projekata dosegnut je 2011. godine. Tada je registriran interes za oko 150 projekata ukupne snage oko 7 434 MW, tj. mnogostruko većom od kvote.

U takvim uvjetima, ukupno je 27 projekata s ukupno instaliranom snagom od 735 MW sklopilo Ugovor o otkupu s HROTE-om te ušlo u visoku fazu razvoja, odnosno izgradnje. Sredinom 2018. godine u trajnom pogonu u statusu povlaštenog proizvođača bile su 22 vjetroelektrane ukupne snage 573 MW, dok je u razvoju i/ili izgradnji još pet projekata ukupne snage 162 MW. Očekuje se da će do kraja 2020. godine biti izgrađeno svih 735 MW.

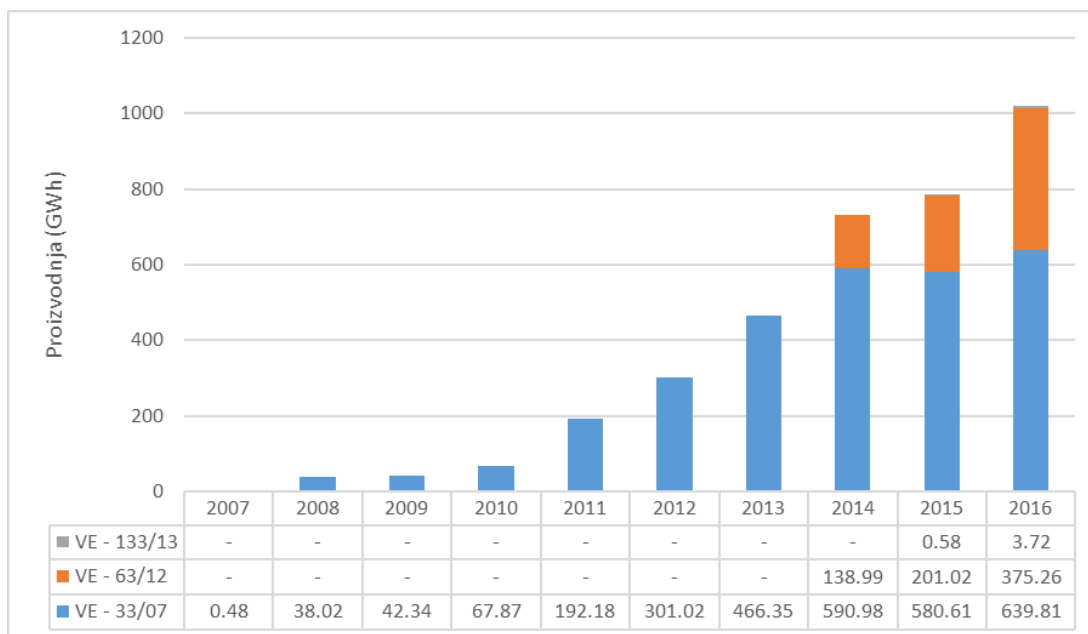


Slika 3.5. Rast snage vjetroelektrana u RH u razdoblju 2007.-2016. godine⁶⁸

Izvor: HROTE

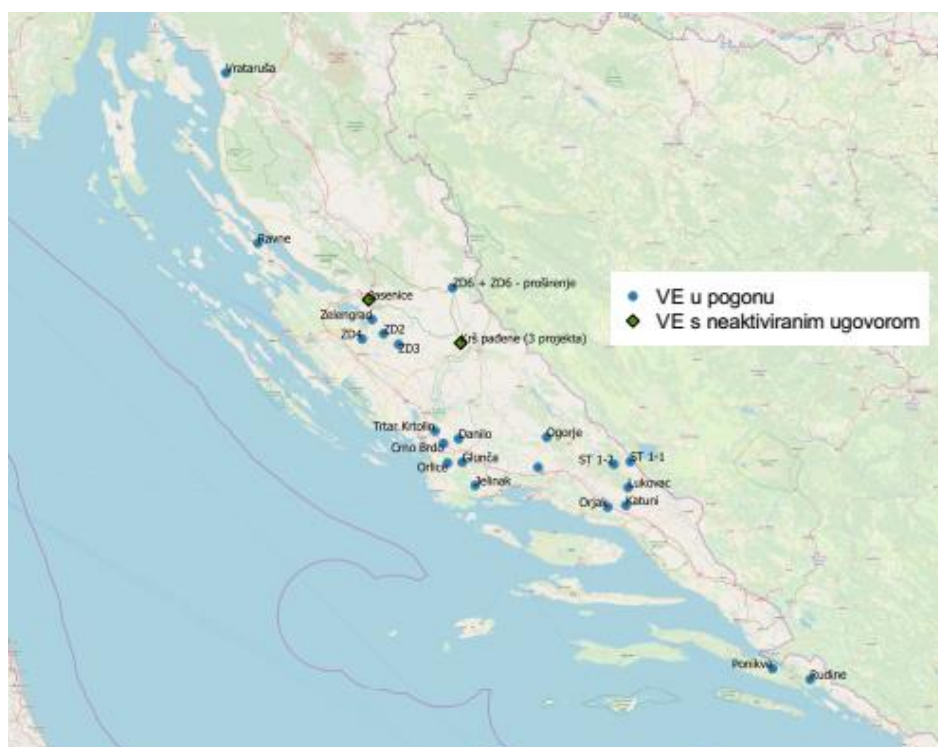
Napomena: VE – 33/07 odnosi se na ukupnu snagu vjetroelektrana s ugovorom o poticanju prema prvom tarifnom sustavu; VE – 63/12 prema drugom tarifnom sustavu, a VE 133/13 prema trećem tarifnom sustavu

⁶⁸ Snaga VE odnosi se na postrojenja koja su ušla u sustav poticanja, odnosno stekla status povlaštenog proizvođača (ukupno je krajem 2016.g. bilo izgrađeno 483 MW ali nisu sva postrojenja stekla status povlaštenosti).



Slika 3.6. Godišnja proizvodnja iz vjetroelektrana u razdoblju 2007.-2016. godine. Odnosi se na postrojenja koja su stekla status povlaštenosti do kraja 2016.g.

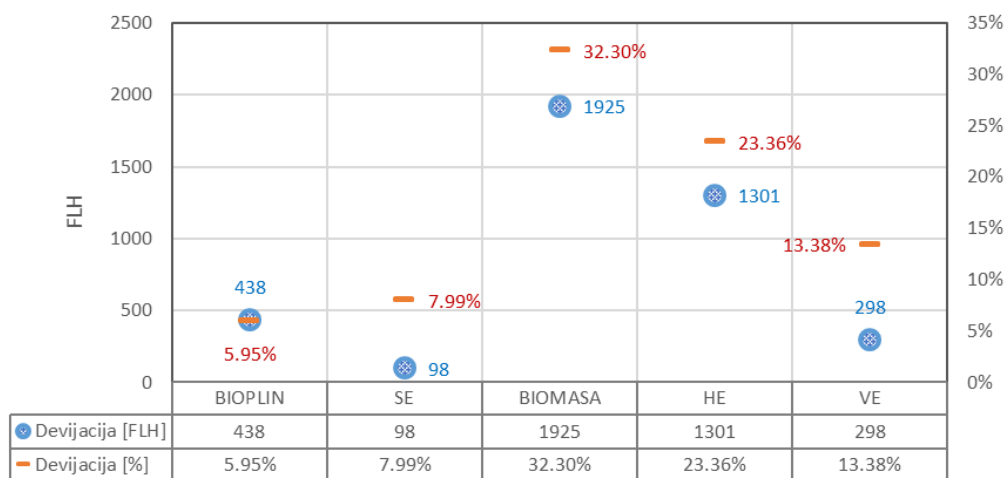
Izvor: HROTE



Slika 3.7. Vjetroelektrane s Ugovorom o otkupu u Republici Hrvatskoj

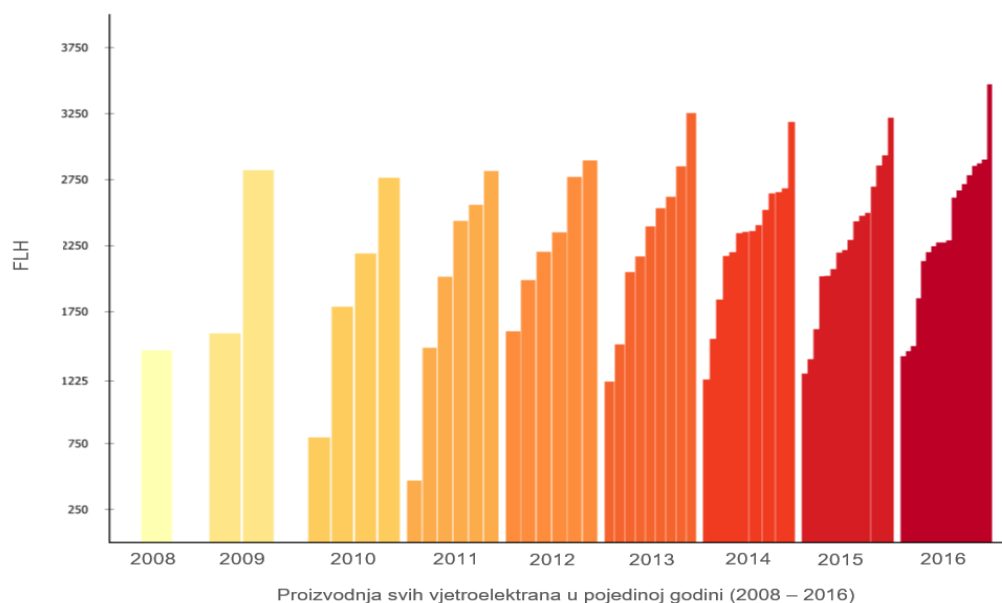
Vjetroelektrane su promjenjiv izvor energije čija proizvodnja ovisi o značajkama i režimu vjetra. Ipak, specifična varijabilnost ukupne proizvodnje (po jedinici snage) većeg broja prostorno dislociranih vjetroelektrana je uobičajeno manja nego pojedinačne elektrane. Na godišnjoj razini, vjetroelektrane su stabilan izvor energije, dok na dnevnoj i satnoj razini njihova

proizvodnja može značajno varirati što predstavlja određeni izazov sa stanovišta uravnoteženja i vođenja sustava u cjelini.



Slika 3.8. Standardna devijacija normalizirane godišnje proizvodnje⁶⁹ po OIE tehnologijama u Republici Hrvatskoj⁷⁰

Napomena: Postotak je određen kao omjer standardne devijacije FLH s višegodišnjim prosjekom normalizirane proizvodnje FLH



Slika 3.9. Prosječni godišnji FLH za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj

⁶⁹ FLH - Full Load Hours – godišnja proizvodnja normirana ukupnom snagom postrojenja odnosi se na broj radnih sati u kojim bi se pri nazivnoj snazi postigla godišnja proizvodnja

⁷⁰ Integralna analiza dosadašnjih učinaka razvoja i izgradnje obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj u razdoblju od 2007. do 2016. godine, EIHP za potrebe MZOE, 2018.

Tablica 3.7. Prosječni godišnji FLH za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj

Godina	2008.	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.
Broj postrojenja	1	2	4	6	6	9	14	16	18
Min FLH	1454	1582	794	470	1599	1219	1235	1280	1410
Prosjek FLH	1454	2201	1884	1961	2300	2287	2295	2262	2360
Max FLH	1454	2820	2764	2813	2894	3252	3186	3218	3470

Proizvodnost vjetroelektrana izrazito ovisi o vjetrovitosti lokacije, ali i tehnologiji te raspoloživosti vjetroelektrane. Vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj ostvarile su u razdoblju 2012.-2016. godišnju proizvodnost u rasponu 1348-3204 FLH. Prosječna proizvodnost u tom razdoblju iznosila je 2300 FLH, ali treba istaknuti da ona kontinuirano raste za nove vjetroelektrane kao rezultat tehnološkog razvoja.

Za analizu ukupnog tehničkog potencijala, veličina vjetroagregata ima određeno značenje budući da veći vjetroagregati zahtijevaju veće međusobne razdaljine, ali raste i njihova snaga pa je specifično korištenje prostora po MW instalirane snage manje. Za potrebe analize u ovom dokumentu konzervativno se polazi od prostornih potreba današnje generacije vjetroagregata tipične veličine 4 MW po jedinici. U budućnosti treba očekivati da bi po ovoj osnovi tehnički potencijal mogao rasti.

Kao mjerilo izdašnosti resursa vjetra na nekom području uobičajeno se uzima srednja godišnja brzina odnosno specifična snaga vjetra iako je ovakav pristup tek aproksimativan. Povijesno, kao granično iskoristive lokacije uzimalo se lokacije sa srednjom godišnjom brzinom vjetra iznad 6 m/s na visini osi rotora. Porastom visine i površine rotora vjetroagregata, postepeno u prihvatljive lokacije za vjetroelektrane ulaze i lokacije s brzinom vjetra i nižom od 6 m/s.

Za potrebe ovog dokumenta izrađena je prostorna analiza preklapanja različitih tematskih sadržaja i značajki kako bi se odredila raspoloživost prostora s minimalno prihvatljivim vjetropotencijalom, na kojima je opravdano razmatrati mogućnost razvoja vjetroelektrana. Rezultat analize prikazan je u tablici 3.8.

Tablica 3.8. Površine dobivene preklapanjem različitih tematskih sadržaja u prostoru

	Tehnički potencijal⁷¹	Tehnički potencijal s poznatim okolišnim ograničenjima⁷²	Tehnički potencijal s poznatim okolišnim ograničenjima i dodatnim kriterijima⁷³
Županija	km²	km²	km²
Bjelovarsko-bilogorska	124	74	11
Brodsko-posavska	8	8	0
Dubrovačko-neretvanska	284	134	112
Grad Zagreb	7	0	0
Istarska	869	243	123
Karlovačka	488	347	255
Koprivničko-križevačka	508	212	63
Krapinsko-zagorska	27	10	0
Ličko-senjska	2 108	1 085	292
Međimurska	487	123	108
Osječko-baranjska	649	366	309
Požeško-slavonska	97	46	0
Primorsko-goranska	1 537	353	25
Sisačko-moslavačka	0	0	0
Splitsko-dalmatinska	1 260	727	467
Šibensko-kninska	1 880	846	696
Varaždinska	80	21	0
Virovitičko-podravska	203	58	30

⁷¹ Prostor koji prelazi prag minimalnih tehničkih kriterija u pogledu srednje godišnje brzine i nagiba terena. Kao referentna, uzeta je karta vjetra na visini 80 m iznad tla koju je izradio Državni hidrometeorološki zavod (DHMZ), http://meteo.hr/klima.php?section=klima_hrvatska¶m=k1_8, prostorne 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) srednja godišnja brzina vjetra na ovim prostorima na visini 80 m iznad tla iznosi 5,5-6,0 m/s.

⁷² Prostori koji udovoljavaju tehničkim uvjetima, a iz kojih su izuzeti prostori s poznatim ograničenjima za smještaj vjetroelektrana:

- Nacionalni parkovi
- Parkovi prirode
- Regionalni parkovi
- 3 SPA područja (koja pokrivaju dijelove u 4 županije) važna za ptice
- 600m oko izgrađenih zona (kuća, naselja, industrijskih zona itd.)
- 200m oko stalnih vodotoka
- 1000m od obalne crte

⁷³ 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.

	Tehnički potencijal⁷¹	Tehnički potencijal s poznatim okolišnim ograničenjima⁷²	Tehnički potencijal s poznatim okolišnim ograničenjima i dodatnim kriterijima⁷³
Županija	km²	km²	km²
Vukovarsko-srijemska	700	420	358
Zadarska	2 611	999	667
Zagrebačka	14	6	0
Ukupno	13 942	6 078	3 520

Iz ove analize može se zaključiti da je prostor koji udovoljava minimalnim tehničkim uvjetima (izdašnosti vjetra i prihvatljive morfologije terena) vrlo velik, na razini oko 14 000 km². Dakako, veliki dio ovih prostora, unatoč raspoloživom vjetro potencijalu, neće biti moguće razmatrati kao potencijalne prostore vjetroelektrana. Stoga su za opću ocjenu raspoloživosti prostora od ukupnih prostora određenih na temelju tehničkih kriterija oduzeti prostori s poznatim ograničenjima za izgradnju vjetroelektrana (naseljena područja, vodne površine, nacionalni parkovi, parkovi prirode i ostala zaštićena područja, 3 SPA područja važna za ptice itd.). Ovako određena površina od 6 078 km² još uvijek je vrlo velika i prikazuje veličinu potencijala energije vjetra u Republici Hrvatskoj.

No, svakako treba računati da na projektnoj razini veliki dio ovog područja neće biti moguće koristiti u realnosti zbog okolišno-prostornih, socijalnih, infrastrukturnih ili razloga povezanih s realnom slikom resursa. Preliminarnim smještajem vjetroelektrana u prostoru i planimetriranjem površina procjenjuje se da u konačnici tek možda jedna trećina navedenih površina može biti predmetom ozbiljnijeg razmatranja i ocjene mogućnosti formiranja projekta što uz prosječno korištenje prostora od 15 ha/MW predstavlja prostor s potencijalom od oko 7 000 do 9 000 MW na cijelom kopnenom teritoriju Republike Hrvatske, pri čemu raspon reflektira nesigurnosti u raspoloživim kartama vjetra i drugim podlogama. Ovaj rezultat u skladu je i s drugim, recentno izrađenim studijama i analizama .

Treba istaknuti da su resursi, prostorno gledajući, raspoređeni u velikoj mjeri u području sedam priobalnih županija, a da kontinentalni dio Republike Hrvatske, osim istočne Slavonije (Osječko-baranjska i Vukovarsko-srijemska županija), Karlovačke županije i sjevera Hrvatske (Međimurska i Koprivničko-križevačka županija) raspolaže slabijim resursima koji razvojem tehnologije za lokacije s niskim brzinama vjetra ipak mogu doći u obzir za razmatranje korištenja energije vjetra u budućnosti.

Osim potencijala na kopnu Republika Hrvatska raspolaže i potencijalom energije vjetra iznad morske pučine. Iako iskorištavanje energije vjetra iznad dubokog mora još nije zrelo kao druge primjene (prvenstveno zbog tehnike pontonskog temeljenja), prvi veliki projekti u svijetu su realizirani te je važno istaći postojanje i ovog resursa koji dugoročno može postati interesantan za energetska iskorištavanje.

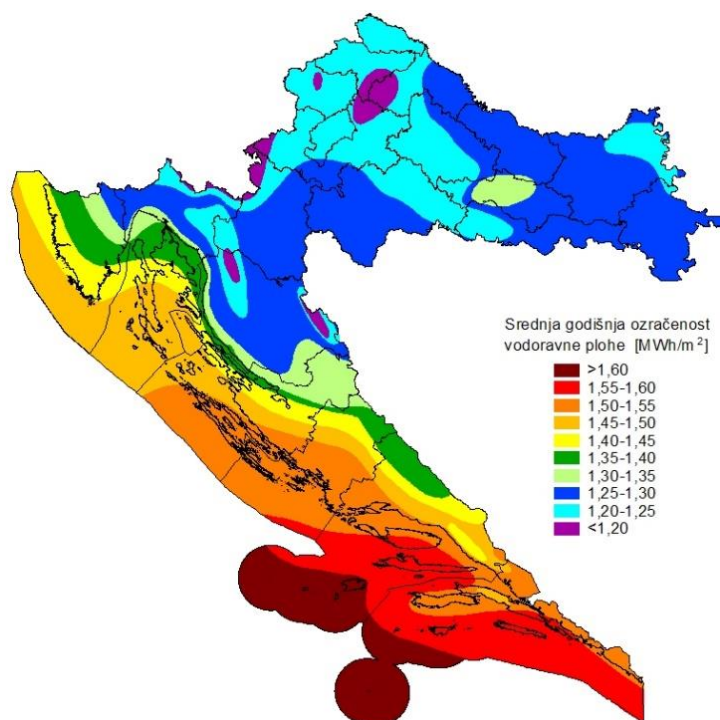
Republika Hrvatska unutar svojih teritorijalnih voda raspolaže velikim prostorom koji potencijalno dolazi u obzir za razvoj pučinskih vjetroelektrana. Ukupan prostor sagledan s resursne strane u okviru provedenih analiza udaljen je 10 km od linije vanjskih otoka pa sve do granice teritorijalnih voda te iznosi oko 10 000 km² pučine. Istraživanja energetskeg potencijala vjetra na Jadranu su rijetka i bazirana na rezultatima primjene numeričkih modela (bez pučinskih mjernih stanica) pa su rezultati u zoni visoke nesigurnosti. Ipak, rezultati modela ukazuju na veliku vjerojatnost postojanja prostora sa srednjom godišnjom brzinom vjetra većom od 7 m/s na visini od 80 m iznad mora.

Nije neuobičajeno da se morske vjetroelektrane grade i izvan teritorijalnih voda pa samim time prostor potencijalnog smještaja pučinskih vjetroelektrana za Republiku Hrvatsku postaje znatno veći. Najbolji resursi vjetra u Jadranskom moru mogu se očekivati u južnome dijelu Jadrana (prema Otrantskim vratima) gdje se mogu očekivati srednje godišnje brzine vjetra u rasponu 7-8 m/s.

Potencijal Sunčeve energije

Proizvodnja električne energije

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. Na području primorske Hrvatske izraženiji je potencijal u odnosu na kontinentalni dio, s uočljivim utjecajem obale linije na prostorni gradijent ozračenosti. Slika 3.10. prikazuje prostornu razdiobu srednje godišnje ozračenosti za područje Republike Hrvatske.

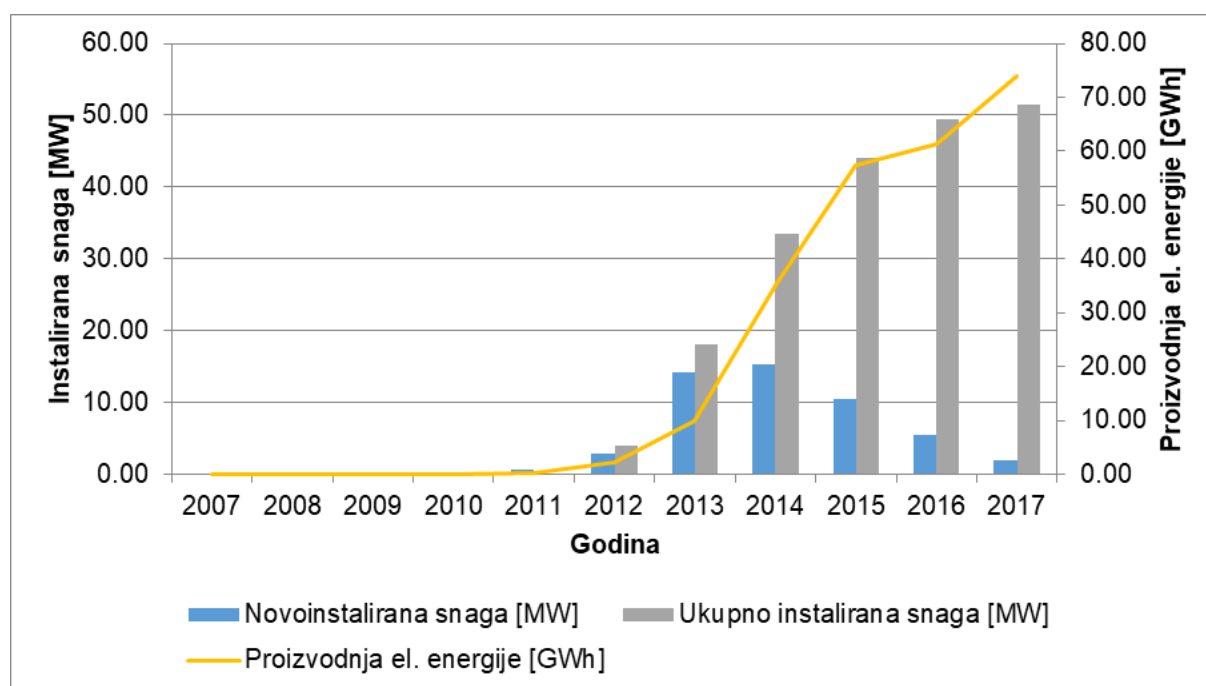


Slika 3.10. Prostorna razdioba srednje ozračenosti vodoravne plohe za područje Hrvatske

Izvor: Priručnik za energetske korištenje Sunčevog zračenja

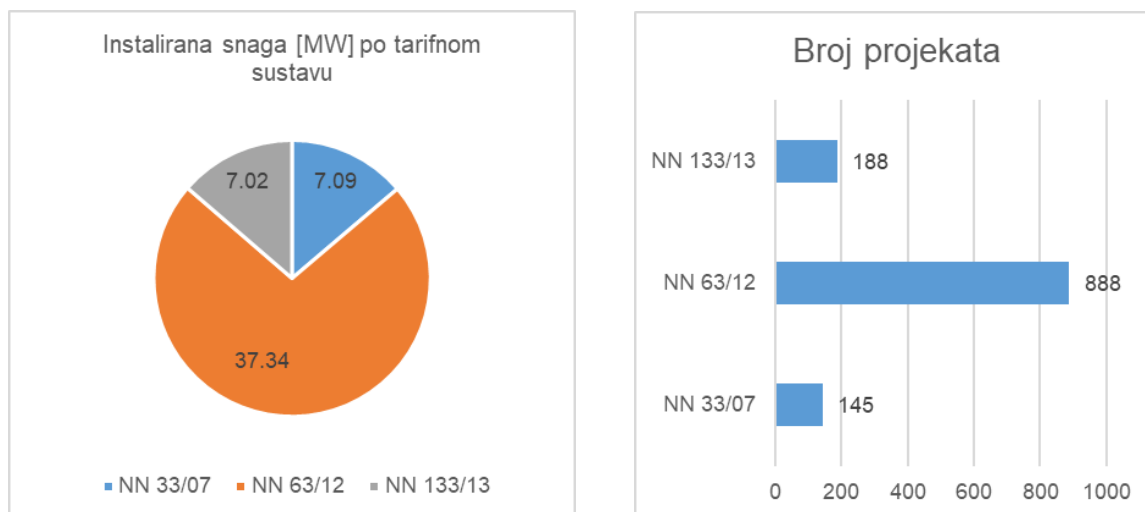
Ozračenost nagnute plohe je viša u odnosu na vodoravnu (uz pretpostavku orijentacije prema jugu), a za optimalno nagnutu plohu godišnja ozračenost na području Republike Hrvatske iznosi između 1,30 MWh/m² do 1,80 MWh/m². Produktivnost fotonaponskog sustava u najvećoj mjeri ovisi upravo o dozračenju energiji, te za područje Republike Hrvatske očekivana produktivnost iznosi između 1 000 kWh/kW_p do 1 400 kWh/kW_p. Ovisno o tipu sustava, konkretnoj tehnologiji i konfiguraciji sustava moguća su odstupanja od navedenih brojki.

Zaključno s 31. prosincem 2017. godine, u pogonu i u sustavu poticanja bilo je ukupno 1 223 postrojenja, s ukupno 51,49 MW instalirane snage, dok još osam projekata s ukupnom snagom od 1,972 MW u fazi realizacije. Tržište fotonaponskih sustava potaknuto je zakonskim okvirom otkupa električne energije po poticajnoj cijeni, a konačna veličina tržišta primarno je definirana ograničenjima ukupne instalirane snage koja se potiče. Slika 3.11. prikazuje rast instaliranih kapaciteta fotonaponskih sustava od početka uvođenja sustava poticanja do kraja 2017. godine.



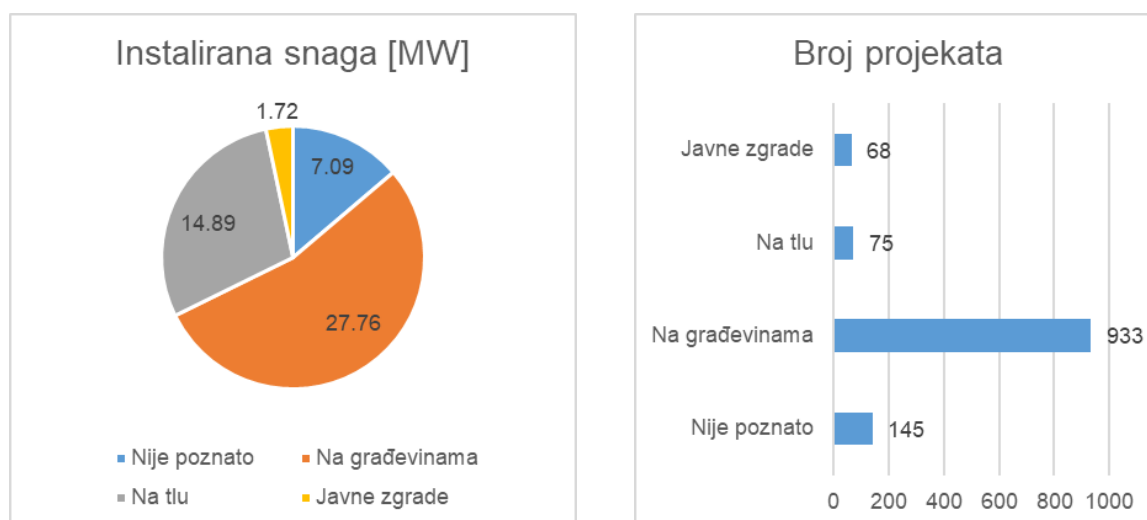
Slika 3.11. Rast instalirane snage fotonaponskih sustava

Ukupno gledajući, na snazi su bila tri tarifna sustava koja su definirala poticajne cijene za proizvodnju električne energije iz sunčanih elektrana, uz određena ograničenja kapaciteta ovisno o tarifnom sustavu. Slika 3.12. prikazuje udio postrojenja po snazi i broju ovisno o pojedinom tarifnom sustavu.



Slika 3.12. Udio u instaliranoj snazi i broju postrojenja prema tarifnim sustavima

Prvi tarifni sustav raščlanjivao je postrojenja samo po snazi, dok su naredna dva uvela i kategoriju smještanja na građevinama, posebno na zgrade javne namjene te na tlo. Slika 3.13. prikazuje udio postrojenja po snazi i broju prema mjestu ugradnje.



Slika 3.13. Udio u instaliranoj snazi i broju postrojenja prema mjestu ugradnje

Iz gornjih prikaza rasta instaliranih kapaciteta te raščlambe postrojenja po tarifnim sustavima i mjestu ugradnje, može se zaključiti da je rast tržišta zapravo kasnio otprilike pet godina u odnosu na donošenje podzakonskih akata, te da su instalirane snage prvenstveno rezultat ograničenja sustava poticanja. Uspoređujući navedene brojke s razvijenim tržištima, bez pretjerivanja se može zaključiti kako potencijal korištenja fotonaponskih sustava nije niti približno iskorišten.

Kod procjene tehničkog potencijala korištenja fotonaponskih sustava potrebno je raščlaniti primjenu prema tipu sustava, odnosno, promatrati odvojeno centralizirana postrojenja i sustave na građevinama. Uzimajući u obzir široku primjenu fotonaponskih sustava i iskustva država s razvijenim fotonaponskim tržištem, sam prirodni potencijal ne treba gledati kao ograničavajući kriterij tehničkog potencijala, već primarno treba razmotriti druge faktore.

Centralizirane fotonaponske elektrane zauzimaju relativno veliku površinu, do 3 ha/MW, 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. Detaljnije informacije o definiranju pogodnih područja dostupne su u potpoglavlju „11.2.4. Osjetljivost prostora na izgradnju objekata OIE“. Nadalje, izuzeta su područja nepovoljnog nagiba, odnosno područja nagiba većeg od 5°, neovisno o orijentaciji terena. U konačnici, tehnički potencijal procjenjuje se na 1 % pogodne površine. Tablica 3.9. prikazuje procjenu tehničkog potencijala prema dostupnim površinama, po županijama.

Ukupni procijenjeni tehnički potencijal centraliziranih fotonaponskih elektrana⁷⁴ iznosi 5 303 MW. Uz pretpostavljenu srednju proizvodnost od 1 200 kWh/kW_p, na godišnjoj razini bilo bi moguće proizvesti 6 364 GWh električne energije.

Tablica 3.9. Procjena tehničkog potencijala centraliziranih fotonaponskih elektrana po županijama

Županija	Površina [ha]	Nepogodna područja [ha]	Izgrađena područja [ha]	Infrastrukturni koridori [ha]	Pogodna površina [ha]	Tehnički iskoristiva površina [ha]	Snaga [MW]
Bjelovarsko-bilogorska	264.000	150.297	17.661	7.920	88.122	881	294
Brodsko-posavska	203.000	116.042	17.716	6.090	63.152	632	211
Dubrovačko-neretvanska	178.100	126.249	10.092	5.343	36.416	364	121
Grad Zagreb	64.100	32.552	22.317	1.923	7.308	73	24
Istarska	281.300	131.812	28.351	8.439	112.698	1.127	376
Karlovačka	362.600	281.410	21.287	10.878	49.025	490	163
Koprivničko-križevačka	174.800	101.338	18.316	5.244	49.902	499	166
Krapinsko-zagorska	122.900	81.450	20.440	3.687	17.323	173	58
Ličko-senjska	535.300	345.664	13.541	16.059	160.036	1.600	533
Međimurska	72.900	38.884	11.778	2.187	20.051	201	67
Osječko-baranjska	415.500	274.820	32.826	12.465	95.389	954	318
Požeško-slavonska	182.300	112.622	10.357	5.469	53.852	539	180
Primorsko-goranska	358.800	174.706	27.579	10.764	145.751	1.458	486
Sisačko-moslavačka	446.800	213.680	32.364	13.404	187.352	1.874	625
Splitsko-dalmatinska	454.000	291.713	38.272	13.620	110.395	1.104	368
Šibensko-kninska	298.400	191.849	17.515	8.952	80.084	801	267
Varaždinska	126.200	78.290	24.144	3.786	19.980	200	67
Virovitičko-podravska	202.400	127.633	14.768	6.072	53.927	539	180

⁷⁴ Ovdje se ne radi o CSP projektima, već velikim FN elektranama priključenim na sustav.

Županija	Površina [ha]	Nepogodna područja [ha]	Izgrađena područja [ha]	Infrastrukturni koridori [ha]	Pogodna površina [ha]	Tehnički iskoristiva površina [ha]	Snaga [MW]
Vukovarsko-srijemska	245.400	153.555	22.777	7.362	61.706	617	206
Zadarska	364.600	217.963	32.778	10.938	102.921	1.029	343
Zagrebačka	306.000	178.017	43.192	9.180	75.611	756	252
Ukupno	5.659.400	3.420.546	478.071	169.782	1.591.001	15.910	5.303

Fotonaponski (FN) sustavi na građevinama primarna su niša tržišta fotonaponskih sustava. Prednosti ovih sustava su proizvodnja električne energije na mjestu potrošnje, zauzeće postojeće površine (krova) te korištenje postojeće infrastrukture. Ograničenja kod ovih sustava su dostupne površine, smanjenje proizvodnje zbog odstupanja orijentacije, nagiba i zasjenjenja od idealnih i nesukladnost vremenskog profila potrošnje i proizvodnje. 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 ispunje krova. Osim trenutnog tehničkog potencijala, procijenjen je i rast potencijala vezan za izgradnju novih objekata, pri čemu je pretpostavljen veći udio povoljnih objekata za ugradnju FN sustava.

Tablica 3.10. Potencijal korištenja FN sustava na građevinama

Ukupna površina stambenog sektora [m²]	150.000.000
Udio obiteljskih kuća	60 %
Udio povoljnih objekata u sektoru obiteljskih kuća	25 %
Faktor ispunje krova	50 %
Prosječna katnost obiteljske kuće	1,2
Potencijal obiteljskih kuća [MW]	1125,00
Udio povoljnih višestambenih objekata	10 %
Faktor ispunje krova	25 %
Prosječna katnost	3,0
Potencijal višestambenih objekata [MW]	60,00
Ukupni potencijal stambenog sektora [MW]	1185,00
Ukupna površina nestambenog sektora [m ²]	40.000.000
Prosječna katnost	2
Udio povoljnih objekata	50 %
Faktor ispunje krova	25 %
Potencijal nestambenog sektora [MW]	300,00
Ukupni potencijal FN sustava na građevinama [MW]	1485,00
Ukupni potencijal FN sustava na građevinama 2050. [MW]	2718,13

Ukupni potencijal FN sustava na građevinama, prema površini sa stanjem 2017. godine, procijenjen je na nešto manje od 1 500 MW. Uzimajući u obzir novu gradnju do 2050. uz pretpostavku većeg korištenja sustava u novoizgrađenim građevinama, tehnički potencijal FN sustava na građevinama u 2050. godini procjenjuje se na oko 2 700 MW.

Osim fotonaponskih sustava, za proizvodnju električne energije iz Sunčevog zračenja koriste se i sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja (engl. *Concentrating Solar Power, CSP*). Princip rada ovih sustava sličan je klasičnim termoelektranama, osim što se za zagrijavanje medija koristi Sunčevo zračenje umjesto klasičnih goriva, čime je omogućena i hibridizacija postrojenja s klasičnim gorivom, npr. plinom, uz mogućnost pohrane (toplinske) energije. Ovi sustavi prvenstveno su pogodni za područja s visokim udjelom izravne komponente Sunčevog zračenja, poput pustinja i polupustinja, a realizirani projekti tipično su veći nekoliko desetaka megavata i zauzimaju relativno veliku površinu. Uzimajući u obzir potrebne karakteristike Sunčevog zračenja, tehnički potencijal ograničen je na područje južne Hrvatske. Uz ograničenja potrebne površine i konfiguracije terena, ukupni tehnički potencijal može se procijeniti na instaliranu snagu od oko 500 MW.

Proizvodnja toplinske energije

Toplinsku energiju dobivenu iz Sunca, promatramo isključivo za dobivanje potrošne tople vode, jer su ostali načini primjene iznimke, koje ne utječu na ukupnu bilancu. Trenutno se procjenjuje da je do 2016. godine instalirano oko 205 000 m² sunčanih kolektora. Prema prethodnoj opisanoj godišnjoj ozračenosti za proračun ukupne dobivene energije uzimaju se samo dvije vrijednosti i to ona za Zagreb od 1,3 MWh/m² za kontinentalni dio Hrvatske, a za primorski se uzima Split s 1,7 MWh/m². Od ukupnog broja, pretpostavlja se da je 70 % kolektora instalirano u primorskom dijelu. Na taj način dobije se instalirana snaga od 143 MW i proizvedena energija od 135 000 MWh.

Kod procjene tehničkog potencijala razlikuju se primjene i vrste sustava po sektorima potrošnje. U kućanstvima se koriste najmanji sustavi od 4 do 8 m², zatim u uslužnom sektoru 50 do 150 m² te u sektoru industrije preko 150 m².

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

Biomasa⁷⁵ i otpad

Proizvodnja modernih oblika biomase je započela 2004. godine proizvodnjom električne energije iz odlagališnog plina na zagrebačkom odlagalištu otpada Jakuševcu. Moderni oblici korištenja biomase za energetske potrebe – proizvodnja krutih, tekućih i plinovitih goriva te energije iz biomase (bioenergije) započinju značajnije sudjelovati u energetskim bilancama Republike Hrvatske tek unazad desetak godina. Uz njih se razvijaju i nove gospodarske aktivnosti:

- Proizvodnja peleta u ~20 postrojenja, kapaciteta 280 000 t peleta godišnje – s najavom povećanja proizvodnog kapaciteta na 400 000 t/god.

⁷⁵ Pregled tržišta, potencijala i korištenja energije iz biomase do 2050. godine je napravljen kao izdvojeni dokument sa svim izvorima podataka. Ovdje se navode osnovni rezultati i zaključci.

- 17 proizvođača drvne sječke, uz Hrvatske šume d.o.o.
- ~40 pilana, maksimalnog kapaciteta prerade trupaca od 1,1 milijuna m³/god. ima tržište za pilanski ostatak ili mogućnost proizvodnje krutih biogoriva unutar vlastitih kapaciteta (Rajić i sur., 2012.)
- Drvno-prerađivačka industrija ima priliku proizvoditi električnu energiju u toplinskim kogeneracijama čime se povećava konkurentnost.
- Otvaraju se dodatni kapaciteti sušara, staklenika i sličnih proizvodnih pogona temeljenih na toplinskog energiji iz kogeneracija na biomasu.
- ~220 izvođača radova, pružatelja usluge sječe, prijevoza i izvoza drva s ukupnom maksimalnom dozvoljenom količinom pridobivanja drva iz šume temeljem licence od 1,376 milijuna m³/god. Za 20 % izvođača radova nije zabilježena licenca.
- Proizvodnja tekućih biogoriva (biodizela) iz ulja uljane repice i otpadnog jestivog ulja u kapacitetima od 64 000 t/god.
- Proizvodnja kotlova na biomasu, peći za centralno ili individualno grijanje na pelete te pripadajuće usluge održavanja i servisa.
- Proizvodnja električne (i toplinske) energije iz ~60 postrojenja na krutu i plinovitu biomasu.
- Uzgoj kukuruzne silaže za potrebe proizvodnje bioplina te pripadajuće usluge žetve, prijevoza i skladištenja: 700 000⁷⁶ t/god. na 20 500 ha.
- Obrada i prerada digestata kao visokovrijednog organskog gnojiva ili osnove za biokemikalije i biopolimere tek se treba razviti kao i proizvodnja proizvoda s dodanom vrijednosti iz pepela nastalog sagorijevanjem biomase.

Biomasa je obnovljivo gorivo koje je 2016. godine sudjelovalo sa 66,10 PJ proizvedene biomase, što čini najveći udio energije iz obnovljivih izvora u Republici Hrvatskoj (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike Republike Hrvatske, 2017.).

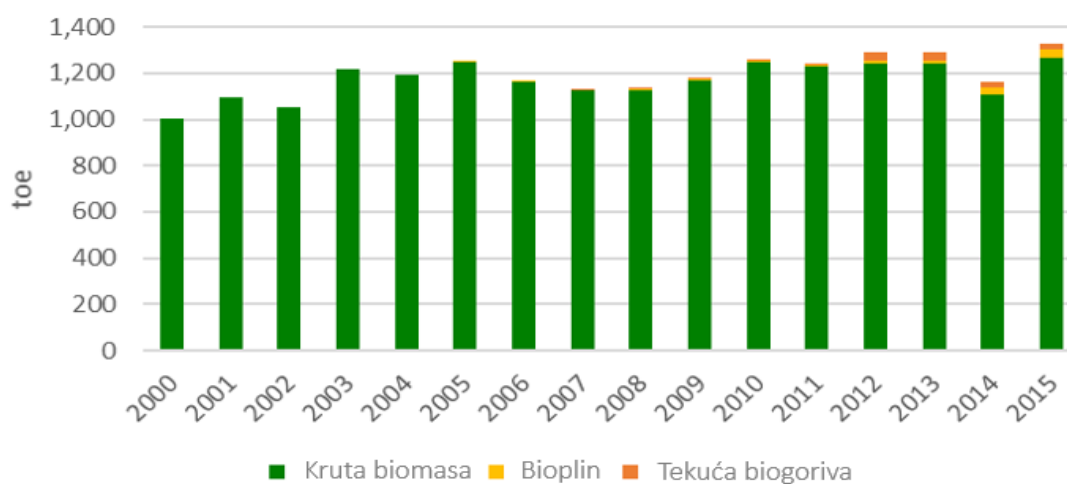
Ukupna potrošnja energije iz biomase od 54,42 PJ je prožeta kroz sve kategorije energetske bilance, a najviše se koristila u Općoj potrošnji – kućanstva: 47,22 PJ ili 87 %. Slijedi energija za transformacije od 6,24 PJ ili 11 % te je ostala energija biomase raspodijeljena na proizvodnju drvenog ugljena unutar Proizvodnje transformirane energije, biogoriva u prometu i neposrednu energetska potrošnju u industriji.

Dominantan oblik biomase korišten u Republici Hrvatskoj je ogrjevno drvo (i ostalo drvo pogodno za loženje: granjevina, drvni ostaci iz drvno-prerađivačke industrije, nekomercijalna sječa, otpadno drvo s gradilišta, šumski ostatak...) kojim se griju kućanstva, sa svega 1 % udjela goriva iz moderne biomase (peleti, briketi) (DZS, 2015). Potrošnja krute biomase za potrebe industrijskih kotlovnica (većinom drvni ostatak iz prerade drva) čini oko 3 PJ.

Biomasa je međunarodno utrživa roba te je u 2016. godini izvezeno 0,19 PJ biomase, a uvezeno 1,21 PJ, dok je saldo skladišta iznosio 13,08 PJ (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike Republike Hrvatske, 2017.). Hrvatska s proizvodnjom peleta sudjeluje s 1 % na svjetskom tržištu peleta (CROBIOM, 2018.).

⁷⁶ Procjena 19 000 t/silaže po 1 MW, prinos silaže prosjek 2011.-2016.- od 34,62 t/ha (DZS; 2017.)

Pregled proizvodnje goriva iz biomase (2000.-2015.) ukazuje da su se moderna goriva iz biomase počela značajnije proizvoditi i koristiti tek unazad desetljeća te da kruta biomasa (velikom većinom ogrjevno drvo) i dalje ostaje dominantni oblik biomase u hrvatskom energetskom sektoru.



Slika 3.14. Proizvodnja goriva iz biomase

Izvor: EIHP

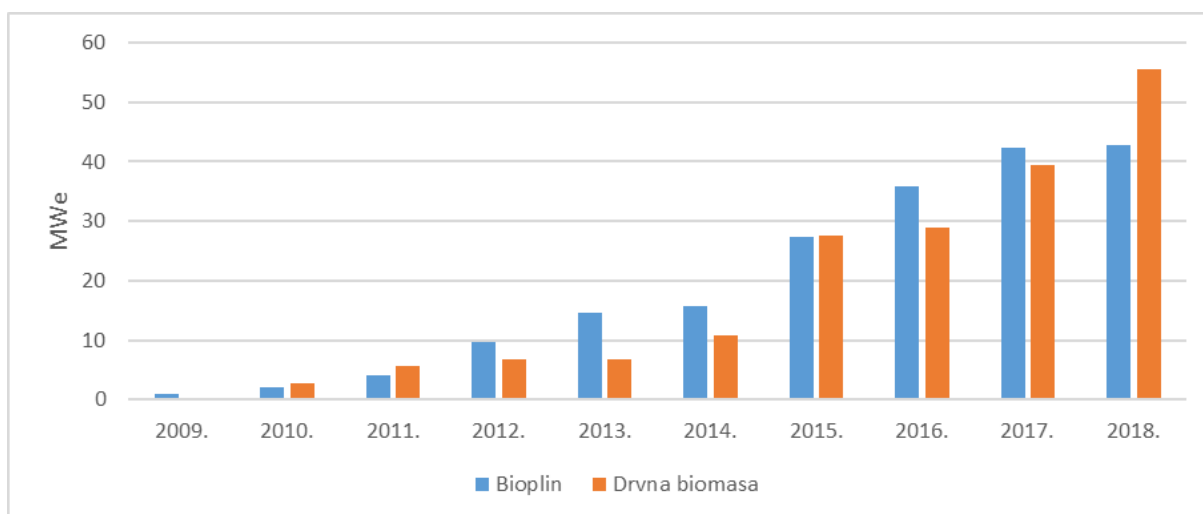
Proizvodnja toplinske energije iz krute i plinovite biomase, uključujući proizvodnju iz industrijskih kotlovnica te proizvodnju toplinske energije iz ogrjevnog drva za grijanje i pripremu tople vode u kućanstvima, iznosila je 50,966 PJ.

Proizvodnja električne energije iz biomase u 2018. godini se odvijala u elektranama (većinom kogeneracijama) na bioplin (37,334 MW), krutu biomasu (51,299 MW_e i 125,898 MW_t), deponijski plin (4,2 MW) i bioplin iz mulja s pročištača otpadnih voda (2,5 MW). U 2017. godini je predano u mrežu 186,01 GWh iz elektrana na biomasu te 287,74 GWh iz elektrana na bioplin (uključujući sve vrste bioplina) (HROTE, 2018a.). Električna energija predana u mrežu iz elektrana na biomasu i bioplin čini 20,8 % ukupne predane električne energije iz obnovljivih izvora na temelju ugovora o otkupu po poticajnim cijenama u 2017. godini.

Najčešća veličina elektrane na bioplin iz poljoprivredne sirovine je 1 MW_e (67 %) što je posljedica sustava poticaja, nedostatka ograničenja za korištenje energetskih usjeva te značajnih administrativnih barijera u korištenju nus-proizvoda i bio-otpada u anaerobnoj digestiji, posebice kod upravljanja digestatom. Toplinska energija (prijavljeno pri HERA-i 29,18 MW) iz kogeneracija na bioplin se redovito koristi za grijanje procesa proizvodnje bioplina te u manjoj mjeri za dodatne potrebe. Za ostvarenje pune tarifne stavke iz Ugovora na temelju Pravilnika o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije iz 2012. (Narodne novine, br. 88/2012) i 2013. (Narodne novine, br. 133/13) godine, neophodno je bilo ostvariti ukupnu učinkovitost postrojenja od >50 %, osim za kogeneracije od <300 kW.

Elektrane na drvenu biomasu su veličinama grupirane u dvije kategorije: 39 % 1-2 MW te 30 % u 3-5 MW. Do 2012. godine, korištenje toplinske energije nije bilo uvjetovano te su se kogeneracije na biomasu promatrale kao elektrane. To je rezultiralo neodrživo niskim stupnjem

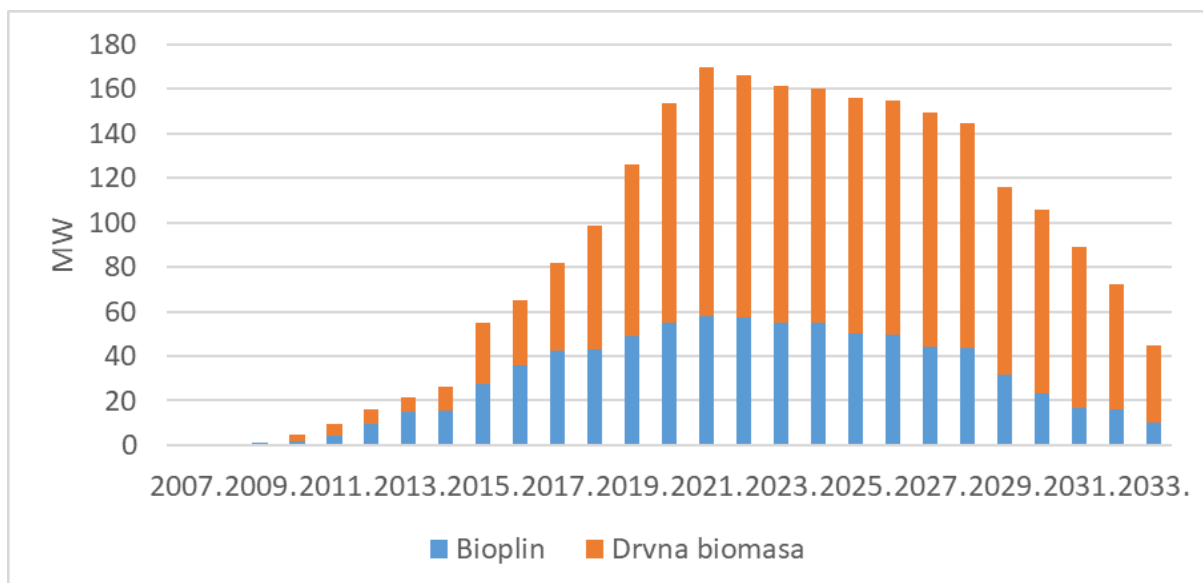
iskorištenja energije drva. Tek je 2012. godine postavljen uvjet za punu tarifnu stavku od >50 % ukupne učinkovitosti. Kogeneracije koje su pripojene prerađivačkoj industriji (primjerice drvno-prerađivačka, prehrambena industrija) lakše ostvaruju veće stupnjeve učinkovitosti zbog toplinskih potreba u proizvodnom procesu.



Slika 3.15. Razvoj kapaciteta proizvodnje električne energije iz drvene biomase i bioplina u Hrvatskoj

Izvor: HROTE, 2018.

Tržište električne energije iz biomase i bioplina je određeno kvotama (70 MW za bioplin i 120 MW za drvenu biomasu) do 2020. godine, prema trajanju sklopljenih ugovora o otkupu električne energije po povlaštenim cijenama (12 ili 14 godina) te prema trajanju Rješenja o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (12, 14 ili 25 godina) koje je izdala HERA za pojedinačno postrojenje.



Slika 3.16. Procjena kapaciteta proizvodnje električne energije iz drvne biomase i bioplina u Hrvatskoj⁷⁷

Izvor: HROTE, 2018., EIHP

Na temelju razgovora s dionicima tržišta napravljena je projekcija ispunjenja kvote do 2020. godine za elektrane na biomasu i bioplin.

Tablica 3.11. Izvršenje kvote za elektrane na krutu biomasu i bioplin do 2020. godine (MW)

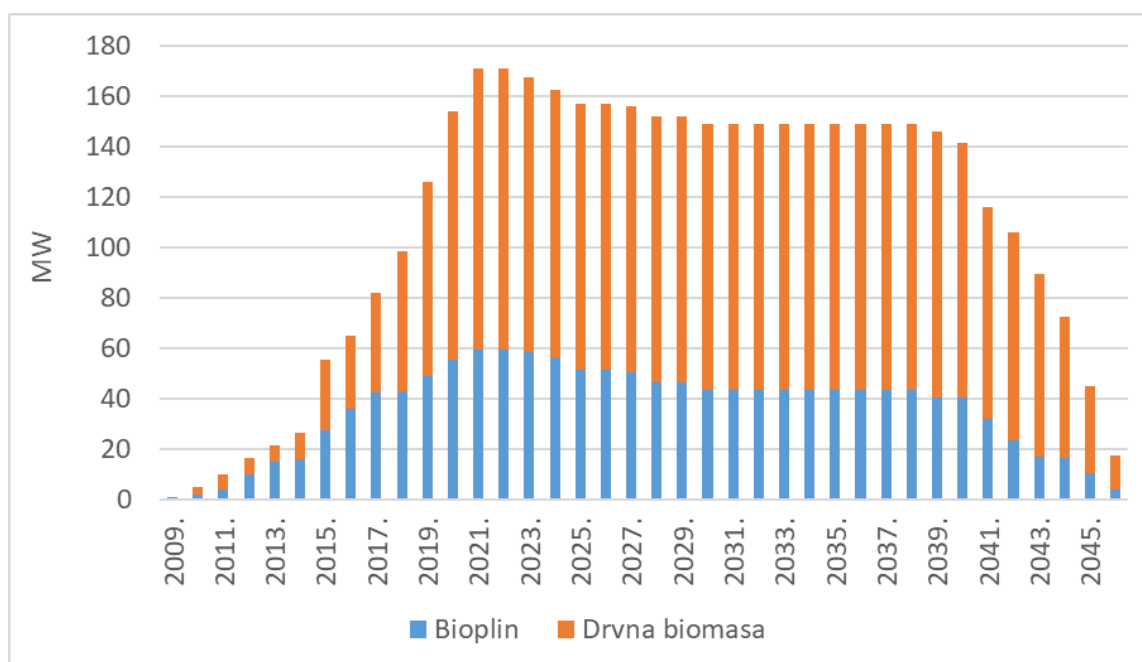
Gorivo elektrane:	Kvota do 2020. godine	U proizvodnji	Ugovoreno	Ukupno
Bioplin	70	42,83*	18,19	61,02
Kruta biomasa	120	51,30	63,05	114,35
Ukupno	190	94,13	81,23	175,37

*1,2 MW je van sustava poticanja

Izvor: HROTE, 2018. i EIHP

Na temelju trajanja Rješenja o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije, postojećim postrojenjima za proizvodnju električne energije iz biomase i bioplina, realizaciji ugovorenih pogona koja nisu još puštena u pogon te tehničkom vijeku trajanja postrojenja, moguće je procijeniti buduće kapacitete proizvodnje električne energije iz biomase i bioplina.

⁷⁷ Prema ugovorima o otkupu električne energije, a čija su postrojenja u sustavu poticanja.



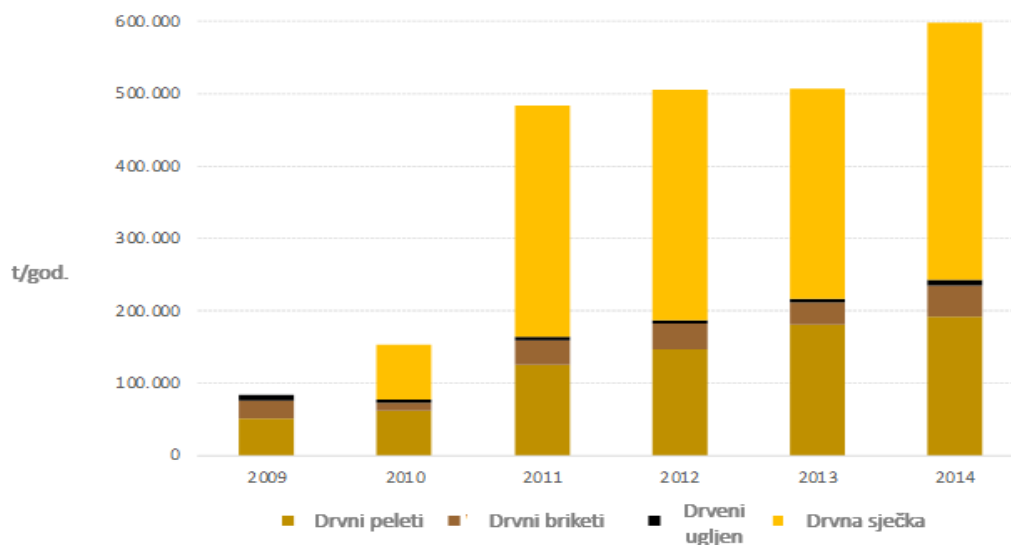
Slika 3.17. Procjena proizvodnih kapaciteta električne energije iz drvne biomase i bioplina⁷⁸

Izvor: HERA, 2018.; EIHP

U 2021. godini se očekuje najveći kapacitet proizvodnje energije iz biomase i bioplina od 171 MW_e iz postojećih i očekivanih postrojenja na bioplin i biomasu, od čega 35 % iz bioplina te 65 % iz drvne biomase.

Proizvodnja krutih goriva iz biomase: Razvojem tržišta biomase u zemlji, ali i u okruženju, u Hrvatskoj se otvaraju i proizvodni kapaciteti krutih biogoriva.

⁷⁸ Prema trajanju Rješenja o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača i vremenu sklapanja ugovora



Slika 3.18. Proizvodnja goriva iz biomase

Izvor: EIHP

Tijekom 2018. godine u Hrvatskoj su se peleti proizvodili u 20-ak pogona. Ukupni kapacitet proizvodnje peleta je iznosio 376 600 t/god., od čega je iskorišteno oko 56 %. Od ukupne proizvedene količine peleta u 2016. godini na strana tržišta plasirano je oko 76 %, dok je manji dio iskorišten na domaćem tržištu. Najavljeno je proširenje kapaciteta proizvodnje peleta na 400 000 t/god. (CROBIOM, 2017.). Od 2017. godine u Slavonskom Brodu počinje proizvodnja agro-peleta iz mješavine slame i drvene biomase u pogonu kapaciteta 2 500 tona. U početnoj godini je proizvedeno 50 t agro-peleta (H2020 up_running, 2018.). Kapacitet proizvodnje briketa je bio oko 76 392 t/god., ali se njihova proizvodnja uglavnom obavlja periodično prema dostupnoj sirovini – otpadu iz drvo-prerađivačke industrije. Od ukupno proizvedene količine briketa u 2016. godini oko 62 % je plasirano na strana tržišta. U jedinom industrijskom pogonu za proizvodnju drvenog ugljena proizvodi se 98 % drvenog ugljena u Hrvatskoj, a 2 % proizvede jedan manji proizvođač.

Tablica 3.12. Proizvodnja krutih biogoriva u 2016. godini

Vrsta krutog biogoriva	Proizvodnja
Drveni peleti	241 135 t
Drveni briketi*	42 260 t
Drveni ugljen*	8 943 t
Drvena sječka	366 885 t
Ogrjevno drvo	5 856 000 m ³

*procjena

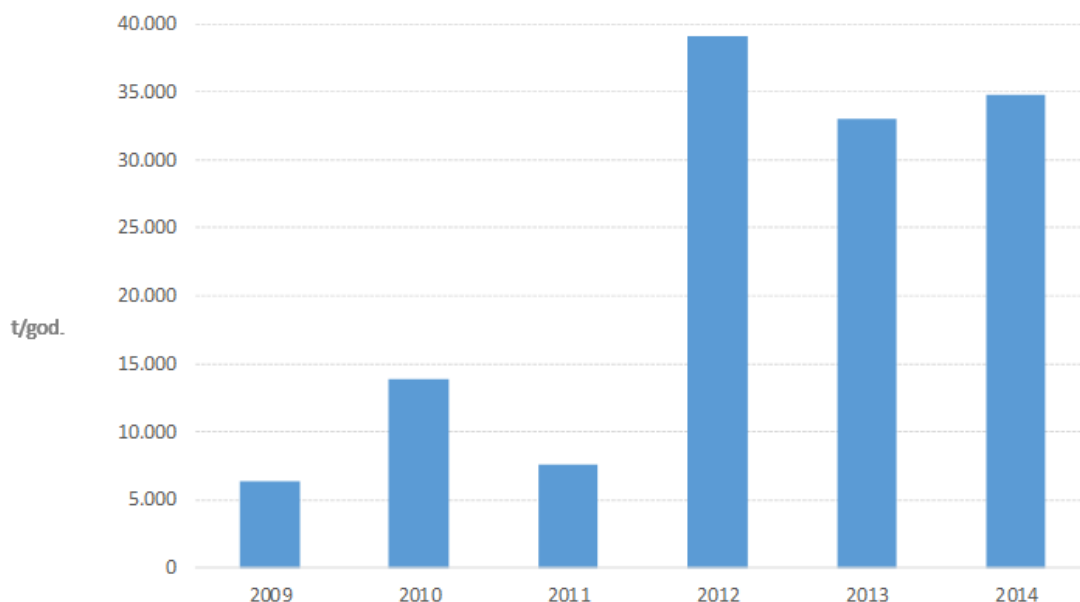
Izvor: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2017.

Hrvatske šume d.o.o. su glavni proizvođač drvene sječke na domaćem tržištu. Do sada su ugovorile stavljanje na tržište 640 000 t drvene sječke, iz Javnog poziva za prodaju drvene sječke ili ogrjevnog drva za proizvodnju električne i/ili toplinske energije iz rujna 2015., te dodatnih

120 000 t kroz Javni poziv za prodaju drvne sječke ili ogrjevnog drva za proizvodnju električne i/ili toplinske energije iz ožujka 2016. godine. Uz Hrvatske šume u 2012. godini je na tržištu djelovalo 17 proizvođača drvne sječke te oko 220 izvođača radova, pružatelja usluge sječe, prijevoza i izvoza drva s ukupnom maksimalnom dozvoljenom količinom pridobivanja drva iz šume temeljem licence od 1,376 milijuna m³/god. Za 20 % izvođača radova nije zabilježena licenca (Rajić i sur, 2012.).

U 2017. godini u testni pogon ulazi proizvodnja energenta iz komine masline u poslovnoj zoni Galižana, kapaciteta 6 000 t/god.

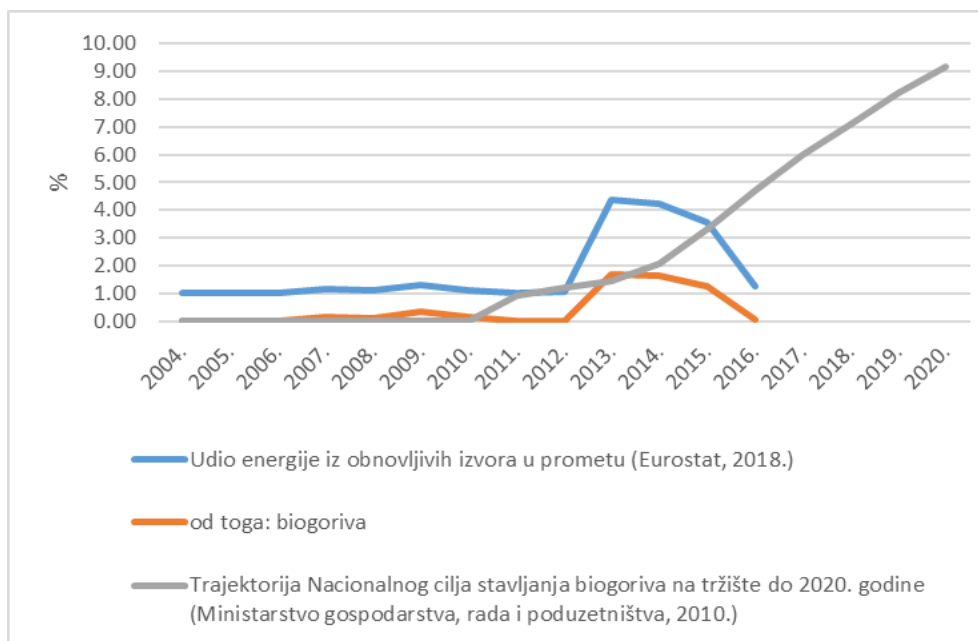
Proizvodnja tekućih goriva iz biomase (biogoriva): 2009. godine ostvareno je 64 000 t/god. kapaciteta proizvodnje biodizela iz ulja uljane repice i otpadnog jestivog ulja da bi se taj kapacitet smanjio na 41 000 tona u 2016. godini. U toj je godini u Republici Hrvatskoj proizvedeno 1 118 t biodizela ili 0,041 – 0,05 PJ od čega je oko 85 % plasirano na domaće tržište.



Slika 3.19. Proizvodnja tekućih biogoriva u Hrvatskoj (2009. – 2014.)

Izvor: EIHP

Prema Nacionalnom akcijskom planu poticanja proizvodnje i korištenja biogoriva u prijevozu za razdoblje 2011. – 2020. Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva Republike Hrvatske (2010.) očekivano je 9,22 PJ iz biogoriva u 2020. godini s 7,75 PJ biodizela, 1,03 PJ bioetanola i 0,62 PJ bioplina. Domaća proizvodnja biogoriva za prijevoz je nestala smanjenjem, pa zatim i ukidanjem sustava poticaja 2014. godine.



Slika 3.20. Proizvodnja biogoriva u prometu prema trajektoriji iz Nacionalnog cilja stavljanja biogoriva na tržište do 2020. godine i izvršenju tog plana

Izvor: *Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, 2010. i Eurostat, 2018.*

Proizvodnja plinovitih goriva iz biomase: Biometan za potrebe prometa se nije proizvodio dok se u provedbenim dokumentima navodio bez pratećih mjera.

Potencijali biomase:⁷⁹ Biomasa je jedini obnovljivi energent čije korištenje nije vezano za lokaciju i vrijeme što omogućava upravljanje tim resursom prema potrebama sustava i potražnje.

Biomasa razmatrana za potrebe proizvodnje obnovljivih goriva i energije u nastavku, izuzima proizvodnju hrane i krmiva, ali se na nju nastavlja u obliku agro-ostataka i nus proizvoda ili se uzgaja na površinama koje nisu angažirane za proizvodnju hrane i krmiva. Iako se potencijal navedene biomase promatra u svjetlu potencijalnog korištenja za energetiku, tek će provedbena politika i mjere odrediti krajnjeg korisnika razmatrane biomase, zajedno sa stupnjem iskorištenosti, unutar domaćeg ili inozemnog gospodarstva koje se preklapa s piramidom proizvoda iz biomase.

Kao što je već bilo istaknuto, biomasa je međunarodno utrživa roba kojoj se kroz standardizaciju kvalitete kao biogoriva omogućava mobilnost te je praksa pokazala da je raspoloživost biomase poželjan, ali ne i neophodan preduvjet za razvoj sektora biomase. Promatrajući svjetska iskustva u razvoju tržišta biomase za energiju, čini se da je važnija strana potražnja za energijom iz biomase koja će biti podržana stabilnim investicijskim i regulatornim okruženjem te organizacijom tržišta dobave, nego njezina prirodna osnovica i potencijal.

⁷⁹ Pregled tržišta, potencijala i korištenja energije iz biomase do 2050. godine je napravljen u Dodatku gdje se nalaze i izvori podataka, a u ovom dijelu se iznose sumarni rezultati i zaključci

Biomasa iz šuma, nasada i drugog netaknutog drva te nusproizvodi i ostaci od industrije obrade drva; prethodno korišteno drvo; umjetne i prirodne mješavine

Dosadašnje procjene potencijala šumske biomase su također bile temeljene na Šumskogospodarskim osnovama područja Republike Hrvatske 2016.-2025. te raznim procjenama raspoloživosti drvnog ostatka i ostale biomase koja se ne bilježi kroz Osnove (3.13). U nastavku se ističu neke od procjena potencijala koje su koristile različitu metodologiju procjene drvnog ostatka u industriji i šumskog otpada no vidljivo je da ukupni potencijal biomase iz Šuma čini 3,75 - 6,44 milijuna m³/godišnje, unutar raspona 35,5 – 68,42 PJ/godišnje te čak preko 100 PJ (IEE Biomass Policies, 2015.), ukoliko se primjene mobilizacijske mjere.

Tablica 3.13. Pregled procjena potencijala biomase

Vrsta biomase	Količina ['000.000]	Jedinica/godišnje	Energetski potencijal [PJ]	Izvor
Šumska biomasa (ukupno)	4,13		35,5	BIOEN (1998.)
	4,58		57,69	Salopek (2008.)
			Za 2010.: 55 (konzervativno) 138 (mobilizacija) Za 2020.: 64 (konzervativno) 148 (mobilizacija) Za 2030.: 61 (konzervativno) 143 (mobilizacija)	IEE Biomass Policies (2015.)
	3,75			Šumarski fakultet Sveučilišta u Zagrebu (2017.)
	6,44		68,42	EIHP procjena
	Drvni ostatak u industriji	1,84	m ³	12,115
1,01		t	17,71	Salopek (2008.)
0,80		t	-	Butković (2013.)
0,50		t	6,1	Sučić (2016.) i Kojaković i sur. (2017.)
1,00		m ³		Šumarski fakultet Sveučilišta u Zagrebu (2017.)
1,41		m ³		EIHP procjena
Šumski otpad/ostatak/ nusproizvod	0,46	m ³	2,0	BIOEN (1998.)
	5,00 (tehnički 0,7)	m ³		Ćosić i sur. (2008.)
	0,69	m ³	5,9	Ćosić i sur.(2011.)
	0,90	m ³	10,66	Salopek (2008.)
	0,75	m ³		Šumarski fakultet Sveučilišta u Zagrebu (2017.)
	1,31	m ³		EIHP procjena

Napomena: Tablica daje pregled potencijala biomase iz kategorije šuma, nasada i drugog netaknutog drva te nusproizvodi i ostaci do industrije obrade drva; prethodno korišteno drvo; umjetne i prirodne mješavine pogodna za energetske potrebe

U kontekst razmatranja potencijala biomase za energiju, treba staviti i 300 000 t drvnog otpada (Hrvatske šume d.o.o., 2018.) koje Hrvatske šume d.o.o. planiraju sakupiti u suradnji s komunalnim poduzećima kroz sabirno-logističke centre pri šumarijama.

Biomasa nastala pri predviđenim radovima biološke obnove šuma na 230 674 ha, protupožarnim mjerama te održavanju infrastrukture poput dalekovoda, prometnica (ceste i pruge) te vodotokova se ne bilježi u Šumskogospodarskim osnovama, jednako kao i u degradiranim šumama te zakorovljenim poljoprivrednim površinama te je njezinu raspoloživost, količinu, kvalitetu i namjenu te ekološku prihvatljivost i ekonomičnost iskorištenja potrebno detaljnije ispitati. Dosadašnja istraživanja na tom području navode 0,2 milijuna m³ drva za energiju iz njege čišćenjem te 0,7 milijuna m³ drva za energiju iz šikara i makija (Matić, 2006.). Zelena knjiga iz 2009. godine navodi 0,4 milijuna m³ biomase nastale održavanjem infrastrukture (Salopek, 2008.), a BIOEN (1998.) 0,48 milijuna m³ iz ulaganja u degradirane šumske površine te 0,8 milijuna m³ biomase iz nekomercijalne (neregistrirane) sječe. U ovu skupinu spada i drvna biomasa – otpad iz građevinskog sektora pri upotrebi drva kao građevinskog materijala ili pomoćnih građevina (skela, privremeni putevi, oplate za betoniranje...) čiji potencijal do sada nije bio sustavnije razmatran.

Razmatrana biomasa je raspoloživa za energetske potrebe, ali ne prejudicira njezino korištenje za potrebe energetike u svjetlu kaskadnog korištenja drva te služi kao osnova za donošenje provedbenih mjera i politika.

Travnata biomasa iz poljoprivredne hortikulture te nusproizvodi i ostaci od industrije prerade travnate biomase; umjetne i prirodne mješavine;

Razmatraju se zrnati usjevi i usjevi – dijelovi sijena (žitarice), stabljika i listovi (kukuruz) te trave – cijela biljka (energetski usjevi, zajedno i trave i drvenaste kulture) te zrnati usjevi – cijela biljka (kukuruzna silaža).

Potencijal poslije žetvenih ostataka je izravno povezan s kretanjima u poljoprivredi, posebice ratarstvu (proizvodnja slame i sijena) i stočarstvu (potražnja za krmivom i steljom), te će se mijenjati kroz godine. Uz noveliranu raspoloživost slame iz pšenice i ječma te kukuruzovine na temelju zadnjih statističkih podataka, važno je sagledati taj potencijal kroz pregled prethodnih procjena.

Tablica 3.14. Procjena energetskog potencijala posliježetvenih ostataka

Posliježetveni ostatak	Količina [t/god.]	Energetska vrijednost [PJ/god.]	Izvor
Pir (stabljika, pljeva)	19 138	Ukupno: 0,30 Raspoloživo: 0,09	Jovičić i sur. (2016.)
Žetveni ostaci soje	63 170*	2,65**	Sučić i sur. (2013.) EIHP
Pšenica (slama)	600 000	8,50	Ćosić i sur. (2011.)
	Teoretski: 1 200 000	20,86****	Ćosić i sur. (2008.)
	Tehnički: 740 000	12,39****	EIHP****
	Teoretski: 1 000 000	17,87***	Ćosić i sur. (2008.)
	Tehnički: 660 000	11,02****	EIHP***

Posliježetveni ostatak	Količina [t/god.]	Energetska vrijednost [PJ/god.]	Izvor
Kukuruz (stabljika)	490 000	7,20	Ćosić i sur. (2011.) Ćosić i sur.(2008.) EIHP**** Ćosić i sur. (2008.), EIHP***
	Teoretski: 1 600 000	29,60****	
	Tehnički: 400 000	7,40****	
	Teoretski: 1 450 000	13,44****	
	Tehnički: 350 000	6,45****	
Ostaci pšenice i kukuruza		7,35	Kulišić(2013.)
Kukuruz - oklasci		4,73*****	EIHP
Poljoprivredni ostaci		1,00	Elbersen i sur. (2016.)
Agroostaci	4 570 000	22,93	Salopek (2008.)

*prosječna požnjevena površina soje 2011.2016., DZS 2017.

**EIHP: na temelju 42,02 GJ/ha iz rada, umnoženo s prosječnom požnjevenom površinom

***Primjenom iste metodologije iz Ćosić i sur. 2008. na novelirane podatke o zasijanim površinama pšenice i kukuruza

****na temelju 16,74 MJ/kg za slamu i 18,5 MJ/kg za kukuruzovinu (Ćosić, 2008.)

*****na temelju prosječnih površina pod kukuruzom (2011.-2016.: 270 000 ha) (DZS, 2017.) i 17,54 GJ/t (Sulzbacher i Rathbauer, 2014.)

Procijenjeni potencijal posliježetvenih ostataka je, zbirno, u rasponu od 18,44 do 53,20 PJ/god.

Potencijal posliježetvenih ostataka, ali i ukupne biomase za krmivo se može povećati kroz sijanje međusjeva i odabirom sorti koje imaju veći udio stabljike u nadzemnom dijelu žitarice (Gylling i sur., 2016.).

Energetski nasadi su ograničeni prinosom biomase po hektaru ili volumenu (alge), ali i raspoloživim površinama za podizanje nasada. Energetski nasadi se dijele na usjeve priklane za hranu i krmivo te usjeve s liste A, Priloga IX Nacrta Direktive o obnovljivima – RED II. Uzgoj energetskih nasada i raspoloživost zemljišta je sagledan sa strane potražnje – prvenstveno za proizvodnju biogoriva u prometu i ispunjenja zadanih srednjoročnih udjela do 2030. i dugoročnih 2050. godine.

Tablica u nastavku daje obrise mogućnosti budućeg tržišta biogoriva iz zrelih tehnologija, raspoloživih domaćih kapaciteta i znanja.

Tablica 3.15. Mogućnosti razvoja tržišta biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo u 2030. godini, u odnosu na raspoloživost zemljišta

Polazište	PJ/god.	Potrebne površine ('000 ha)
Najveći udio biogoriva u bruto finalnoj potrošnji: 2013.	1,33	-
Udio biogoriva od 2 % u 2030. godini, po usjevu:	1,71-1,74	
- Iz uljane repice		43-44
- Iz šećerne repe		32
- Iz kukuruza		19-20
Udio biogoriva od 7 % u 2030. godini	5,99-6,08	104 - 105

Izvor: EIHP

Uzgoj lignocelulozne biomase za potrebe proizvodnje naprednih biogoriva, električne i toplinske energije: Procjena potencijala energetskih usjeva za dugoročno razdoblje od idućih 30 godina se temelji na prosječnim prinosima energetskih usjeva navedenih za različita klimatska područja, kvalitetu tla i veličini nasada prema Searle i Malins (2014a.) te se

pretpostavlja da uzgoj energetskih nasada neće biti na površinama namijenjenim za proizvodnju hrane i krmiva te da se neće širiti na račun postojećeg šumskog fonda (Searle i Malins (2014b.)).

Tablica 3.16. Procjena gornje granice potencijala uzgoja biomase za potrebe energije, uz poznate kulture i načine uzgoja

Pretpostavka korištenog zemljišta za uzgoj biomase	Površine [milijun ha]	Potencijal [PJ/god.]
Zemljišta neprikladna za poljoprivrednu proizvodnju	0,81	109,43
Poljoprivredno zemljište van funkcije	0,75	102,18
Samodostatnost u hrani (2011.)	0,08	11,90
Samodostatnost u hrani (2050.)	1,55-1,7	81,28-101,64
Tehnički potencijal (Kajba i sur., 2011.)	0,28	60

Nerealno je za očekivati da će se na svom raspoloživom tlu za ne-prehrambene površine ili tlu neprikladnom za poljoprivrednu proizvodnju uzgajati energetski usjevi te se razmatrani potencijal (3.16) treba tumačiti u duhu određivanja granica nacionalnog kapaciteta osnivanja energetskih plantaža za uzgoj biomase za bioekonomiju, uz danas poznate kulture i uzgojne načine.

Voće iz voćnjaka, iz hortikulture te nusproizvodi i ostaci od industrije prerade voća; umjetne i prirodne mješavine

U dosadašnjim razmatranjima potencijala biomase za potrebe energije iz voćarstva, prvenstveno se razmatrala granjevina te ponekad ostaci prerade plodova i koštice voća koja nastaju u sklopu prerade za prehrambene proizvode, alkoholna i bezalkoholna pića.

Tablica 3.17. Procijenjeni potencijal biomase iz voća iz voćnjaka, iz hortikulture te nusproizvodi i ostaci od industrije prerade voća; umjetne i prirodne mješavine za energetske potrebe

Biomasa	Potencijal [PJ]	Izvor
Granjevina	0,7-4,21	Elbersen i sur.(2016.); Kulišić, B. (2018.), Bilandžija i sur. (2012.)
Koštice	0,02	BIOEN (1998.)
Komina masline	0,02-0,12	Brlek i sur. (2012.), EIHP

Proizvodnja bioplina⁸⁰ Potencijal bioplina se razmatrao od 1998. (BIOEN) kada je procijenjen na 2 PJ/god., temeljem monodigestije stajskog gnoja. Strategija energetskog razvitka (2009.) navodi cilj od 2,6 PJ/god. bioplina, temeljem korištenja gnoja 20 % uvjetnih grla stoke. Pristup procjeni potencijala bioplina kroz monodigestiju ili samo na temelju gnoja prema raspoloživom broju uvjetnih grla dovodi do podcjenjivanja potencijala bioplina zbog činjenice da se anaerobna digestija gnoja u monodigestiji odvija vrlo rijetko. Primjerice postojeća proizvodnja bioplina u 2017. godini iznosi 1 PJ samo iz ugovorenih projekata. U 2010. godini je procijenjeni potencijal bioplina iz monodigestije gnoja goveda, svinja i peradi iznosio 2,09 PJ dok je isti u

⁸⁰Podloge ovog poglavlja su izrađene kroz projekt Obzor 2020: Biogas Action (2016.-2018.), broj ugovora 691755

kodigestiji gnoja i energetskih usjeva iznosio 11,27 - 27,52 PJ (Kulišić, 2013.). Raspon potencijala bioplina kod istog broja uvjetnih grla će ovisiti o ko-sirovinama poput 5,33 PJ (80:20 gnojovka:silaža⁸¹) i 51,46 PJ (30:70 gnojovka:silaža) (Kulišić i sur. 2013.). Silažu kao kosupstrat.

U nastavku je dan tablični pregled procjene potencijala bioplina s pojašnjenjima metodologije s naglaskom da je potrebno istražiti potencijal prerađivačke industrije: proizvodnja prehrambenih proizvoda te proizvodnja pića, koji je do sada bio djelomično obuhvaćen. Za usporedbu, cijeli sektor proizvodnje bioplina i biometana u Danskoj i Švedskoj se temelji na simbiozi poljoprivrednog supstrata s prerađivačkom industrijom i/ili biorazgradivom komponentom komunalnog otpada.

Tablica 3.18. Pregled procjena potencijala bioplina i biometana u Republici Hrvatskoj, bez potencijala prerađivačke industrije

Sirovina	Potencijal [PJ/god.]	Metodologija	Izvor
Gnoj, gnojovka	2 2,6 3,74* 2,09		BIOEN (1998.) Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske (2009.) Pukšec i sur. (2010.) Kulišić (2013.)
Gnojovka i silaža	16,36*** 11,27 - 27,52 11 5,43 5,33 – 51,46 (17,18 -26,71) 7,85** 5,51	Fokus na 1 MWe 80:20 i 30:70 omjer gnojovke i silaže 60:40 omjer gnojovke i silaže, mikro-postrojenja 10-30 kW, teoretski	Rutz i sur. (2008.) Kulišić (2013.) EIHP (2014.) PlanEnergi (2014.) Kulišić i sur. (2015.) Scarlat i sur. (2018.) H2020 BiogasAction (2016-2018.)
Klaonički otpad, proizvodi životinjskog porijekla neprikladni ljudskoj prehrani	0,19		H2020 BiogasAction (2016-2018.)

⁸¹ Umjesto silaže se može staviti bilo koji drugi supstrat. Silaža je u razmatranju uzeta kao najskuplja sirovina, ali najčešće korištena u početku razvoja proizvodnje bioplina kontroliranom anaerobnom digestijom.

Sirovina	Potencijal [PJ/god.]	Metodologija	Izvor
Komunalni otpad (biorazgradivi dio)	0,41 1,5 4,23 1,09 1,39-1,67	Proširenjem djelatnosti komunalnih poduzeća na energetska-komunalna poduzeća	Schneider i sur. (2012.) EIHP (2014.) IEE UrbanBlogas (2015.) H2020 BiogasAction (2016-2018.)
Pročistači otpadnih voda	0,23		H2020 BiogasAction (2016-2018.)
Deponijski plin	0,07 1,7**** 0,43		Schneider i sur. (2012.) Medarac i sur. (2015.) H2020 BiogasAction (2016-2018.)

*preračunato iz 343 GWh električne energije 33 % učinkovitosti

**preračunato iz 0,72 TWh električne energije 33 % učinkovitosti

*** preračunato iz 1,5 TWh električne energije 33 % učinkovitosti

****preračunato iz 19,50 MWe, 8000 radnih sati, 33 % učinkovitosti

Biometan je prepoznat kao biogorivo u Nacionalnom akcijskom planu poticanja proizvodnje i korištenja biogoriva u prijevozu za razdoblje 2011. – 2020. (Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, 2010.) te u pratećim dokumentima implementacije biogoriva u prijevoz, ali bez poticajne cijene.

Tablica 3.19. Procjene potencijala proizvodnje biometana u Republici Hrvatskoj

PJ/god.	Milijuna Nm ³ /god	Pojašnjenje	Izvor
0,62	8,47	Na temelju obrade komunalnih voda u 5 najveća grada RH	Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, 2010.
5,83	165,31	Za 2030. godinu	IEE GreenGasGrids (2013.)
0,25	6,95 (18,23)	za Grad Zagreb, 70 % sakupljenog biootpada (uz deponijski plin i plin iz mulja iz pročistača otpadnih voda)	Kulišić i sur. (2014.) (H2020 BiogasAction (2016-2018.)
0,04-0,08	13,6-30,8	338 933 t biootpada, monodigestija	EIHP (2014.)
1,39-1,67	~39,37	za urbane cjeline iz urbanog otpada	H2020 BiogasAction (2016-2018.)
0,20	5,58	klaonički otpad, proizvodi životinjskog porijekla neprikladni ljudskoj prehrani	

Potencijal za proizvodnju bioplina i biometana se procjenjuje na 5,83 – 11,5 PJ u 2030. godini, uz mogućnost povećanja potencijala pribrajanjem otpada, nusproizvoda i ostataka iz prerađivačke industrije prikladnih za AD, ali tehnički, ekološki i ekonomski potencijal tek treba odrediti.

Korištenje bioplina za korištenje u kogeneracijskim jedinicama i za proizvodnju (stlačenog) biometana za potrebe prijevoza se treba uskladiti, a navedeni potencijal bioplina i biometana u gornje dvije tablice se ne može zbrajati jer se preklapa u angažmanu supstrata za AD.

Biorazgradivi komunalni i proizvodni otpad. Prema prijavljenim podacima osoba koje obavljaju oporabu odnosno zbrinjavanje otpada, u Republici Hrvatskoj je u 2014. godini obrađeno ukupno oko 3,4 milijuna tona otpada (proizvodnog i komunalnog), od čega se 315 000 tona odnosi na uvezeni otpad⁸².

Prema podacima Hrvatske agencije za okoliš i prirodu (dalje u tekstu: HAOP)⁸³, količina miješanog komunalnog otpada iznosila je 1 251 299 tona u 2016. godini. Teoretski energetske potencijal miješanog komunalnog otpada procjenjuje se na 12,14 PJ (uz pretpostavljenu prosječnu ogrjevnu vrijednost od 9,7 MJ/kg⁸⁴). Ukoliko se koristi kogeneracijska jedinica za proizvodnju energije (uz pretpostavku ukupne energetske učinkovitosti od 90 %⁸⁵), može se pretpostaviti tehnički energetske potencijal komunalnog otpada od 10,92 PJ.

Međutim, kako su strateški i zakonodavni okviri okrenuti prema recikliranju i ponovnoj uporabi, jedine komponente otpada koje je moguće energetske oporabiti u tom pogledu su gorivo iz otpada (u daljnjem tekstu: GIO) koje nastaje u postrojenjima za mehaničko-biološku obradu te odvojeni biorazgradivi dio komunalnog otpada.

Teoretski energetske potencijal biorazgradivog dijela komunalnog otpada iznosi 3,432 PJ (dobiven procesom anaerobne digestije) koji se koristi za energetske oporabu (uz prosječnu energetske vrijednost od 3,2 MJ/kg⁸⁶ otpada). Količine biorazgradivog dijela komunalnog otpada u 2016. godini iznosile su 1 072 439 tona⁸⁷. Ukoliko se tome pridruži i količina biorazgradivog proizvodnog otpada (432 069,61 tona u 2015. godini^{88,89}), dobiva se dodatni teoretski energetske potencijal od 1,383 PJ. Ako se uzme u obzir činjenica da će potencijalna postrojenja na navedenu sirovinu proizvoditi energiju u kogeneracijskoj jedinici, tehnički energetske potencijal bi iznosio 3,089 PJ za biorazgradivi komunalni otpad te 1,244 PJ za biorazgradivi proizvodni otpad.

U pogledu goriva iz otpada, prema europskim analizama⁹⁰, nakon 2018. godine, u centrima za gospodarenje otpadom nastajat će oko 1 milijun tona GIO na godišnjoj razini. Proizvedeno gorivo se planira spaljivati u postojećim cementarama (Holcim, Našicecement i Cemex), no obzirom na postojeće kapacitete cementara, za dio nastalog GIO će biti potrebna izgradnja 2-4 energane na otpad kapaciteta obrade 150 000-400 000 tona otpada godišnje. Teoretski energetske potencijal GIO koji bi se spaljivao u ovim energanama varira od 2,4-6,4 PJ (uzevši u obzir pretpostavljenu ogrjevnu vrijednost goriva iz otpada od 16 MJ/kg (*podaci iz Centra za gospodarenje otpadom Marišćina*)), odnosno tehnički energetske potencijal od 2,16-5,76 PJ uz proizvodnju energije kogeneracijom.

82 Plan gospodarenja otpadom Republike Hrvatske za razdoblje 2017.-2022. godine, HAOP

83 HAOP, 2017, Izvješće o komunalnom otpadu za 2016. godinu

84 I.-S. Antonopoulos, A. Karagiannidis, E. Kalogirou: „Estimation of municipal solid waste heating value in Greece in the frame of formulating appropriate scenarios on waste treatment“, International Waste Working Group, Venice 2010 Proceedings

85 <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/cogeneration-heat-and-power>

86 M. Crowe et al.: „Biodegradable municipal waste management in Europe – Part 3: Technology and market issues“, European Environment Agency, 2002

87 HAOP, 2017, Izvješće o komunalnom otpadu za 2016. godinu

88 Izvješće o podacima iz Registra onečišćavanja okoliša za 2015. godinu, Zagreb, 2016.

89 Upute za određivanje količina odloženog ostalog biorazgradivog otpada na odlagališta, HAOP,

90 Analysis of Croatian Potentials of Municipal Solid Waste for Bioenergy; H. Medarac et al., 2015

U pogledu ostalih vrsta otpada, proizvodnja energije je moguća i energetsom oporabom otpadnog mulja iz uređaja za pročišćavanje otpadnih voda (u daljnjem tekstu: UPOV). Količine otpadnog mulja iz UPOV-a koje godišnje nastaju u Hrvatskoj imaju teoretski energetski potencijal od 0,511 PJ (uzevši u obzir vrijednost od 25 MJ/kg neobrađenog otpadnog mulja⁹¹ te trenutne količine proizvedenog otpadnog mulja od 20 452 tona⁹²).

Iako je ovaj potencijal relativno malen, količine otpadnog mulja će se povećavati izgradnjom UPOV-a s višim stupnjem pročišćavanja otpadnih voda, kako je predviđeno *Planom provedbe (revidirani) vodno-komunalnih direktiva (2010)*, čime će doći do povećanja energetskog potencijala otpadnog mulja u RH. Prema navedenom *Planu*, do 2023. godine u Republici Hrvatskoj se predviđa izgradnja UPOV-a kapaciteta 7,68 milijuna ekvivalent stanovnika (u daljnjem tekstu: ES).

Ukoliko bi svi UPOV-i radili pod punim opterećenjem tijekom godine, proizvelo bi se između 95 000 i 101 000 tona suhe tvari (u daljnjem tekstu: ST) otpadnog mulja na godišnjoj razini (uzevši u obzir proizvodnju od 30 kg ST/ES godišnje^{93,94}), koji daju teoretski energetski potencijal u rasponu 2,39-2,52 PJ, što je značajno povećanje u usporedbi sa sadašnjim stanjem.

Prema demografskim projekcijama pripremljenim u okviru izrade Zelene knjige⁹⁵, očekuje se da će Hrvatska 2051. godine imati između 3,1 i 3,4 milijuna stanovnika (tri scenarija). Time je realno za očekivati da će kapaciteti UPOV-a biti manji ili da neće raditi punim kapacitetom, pa će stoga i energetski potencijal otpadnog mulja bit manji, odnosno na razini 50-60 % od ranije navedenih procjena.

S obzirom da je Hrvatska zemlja sa značajnim brojem turističkih noćenja, potrebno je uzeti i ovu proizvodnju otpadnih voda u obzir. Broj noćenja raste iz godine u godinu⁹⁶ te se prema procjenama u 2020. godini očekuje 93 milijuna noćenja⁹⁷. *Izvešće o stanju okoliša u Republici Hrvatskoj, 2014.*⁹⁸ predviđa povećanje količina otpadnih voda zbog turističke sezone od 4-5 % od ukupne količine nastalih otpadnih voda u Hrvatskoj. Turistička sezona time doprinosi količini nastalog otpadnog mulja na godišnjoj razini od 4 777-5 043 tona otpadnog mulja, kojeg je potrebno zbrinuti, čime se može ostvariti teoretski energetski potencijal od 0,119-0,126 PJ. Ukoliko se razmotri i opcija da je iz otpadnog mulja moguće ekstrahirati hranjive tvari (N, P, K), moguće je razmotriti ovaj otpad kao perspektivni izvor energije i vrijednih materijala.

U sljedećoj tablici su prikazani potencijali otpada mogući za energetske oporabu u Republici Hrvatskoj, na temelju količina otpada prikazanih iz 2016. godine.

91 Metcalf and Eddy Inc: Wastewater Engineering Treatment and Reuse, Mc Graw Hill, New York, (2003), 1819

92 Plan gospodarenja otpadom RH za razdoblje 2017.-2022. godine

93 A. Karagiannidis et al.: Evaluation of sewage sludge production and utilization in Greece in the frame of integrated energy recovery, Desalination and water treatment, vol. 33, issue 1-3 (2011): pp. 185-193

94 Podaci iz CUPOVZ

95 A. Akrap i K. Ivanda: Projekcije stanovništva Republike Hrvatske, 2018

96 <https://www.dzs.hr/>, pristupljeno u kolovozu 2018.

97 Institut za turizam: Glavni plan i strategija razvoja turizma Republike Hrvatske, Izvještaj 10. Projekcija gospodarskih učinaka, 2012

98 Agencija za zaštitu okoliša: Izvešće o stanju okoliša u Republici Hrvatskoj, 2014. (razdoblje od 2009. do 2012.), 2014

Tablica 3.20. Količine i potencijali otpada kojeg je moguće energetske oporabiti

Vrsta otpada	Količina [t]	Teoretski potencijal [PJ]	Tehnički potencijal [PJ]
Ukupni miješani komunalni otpad	1 251 299,00	12,14	10,92
Ukupni biorazgradivi komunalni otpad	1 072 439,00	3,43	3,09
Ukupni biorazgradivi proizvodni otpad	432 069,61	1,38	1,24
Ukupni biorazgradivi komunalni otpad za AD	49 697,68	0,16	0,14
Ukupni biorazgradivi proizvodni otpad za AD	11 604,12	0,04	0,03
Ukupni biorazgradivi komunalni otpad za elektrane na biomasu	4 061,07	0,01	0,01
Otpadni mulj s uređaja za pročišćavanje otpadnih voda	20 000,00 - 25 000,00	0,51-0,62	0,46-0,59
Gorivo iz otpada proizvedeno u Centrima za gospodarenje otpadom	1 000 000,00	2,4-6,4	2,16-5,76

Proizvodni otpad nastaje u djelatnostima koje se prema Pravilniku o djelatnostima koje se smatraju industrijom (Narodne novine, br. 32/15), a one uključuju Rudarstvo (Područje B), Prerađivačka industrija (Područje C), Opskrba električnom energijom, plinom, parom i klimatizacija (Područje D), Opskrba vodom: uklanjanje otpadnih voda, gospodarenje otpadom te djelatnosti sanacije okoliša (Područje E), i Građevinarstvo (Područje F). Kako je već navedeno, Strategijom⁹⁹ i Planom¹⁰⁰ planirano gospodarenje komunalnim otpadom se temelji na materijalnoj oporabi. Prema tome, za proizvodnju energije je moguće razmotriti proizvodni otpad. Proizvodnim otpadom smatra se otpad koji nastaje u proizvodnom procesu u industriji, obrtu i drugim procesima, osim ostataka iz proizvodnih procesa koji se koriste u proizvodnom procesu¹⁰¹.

Nastale otpade potrebno je zbrinuti na primjeren način u skladu s načelima Kružnog gospodarstva. To znači da je proizvedeni otpad potrebno ponovno oporabiti ili reciklirati. U industrijskom smislu, to otvara mogućnosti iskorištavanja otpada kao sirovine za drugi dio proizvodnog procesa ili u obližnjoj industriji gdje se navedeni otpad smatra kao sirovina za proces, uz prethodni postupak ukidanja statusa otpada (u skladu s procedurom u Pravilniku o nusproizvodima i ukidanju statusa otpada, Narodne novine, broj 117/2014) te uz zadovoljavanje uvjeta ekonomske isplativosti i tehničke izvedivosti.

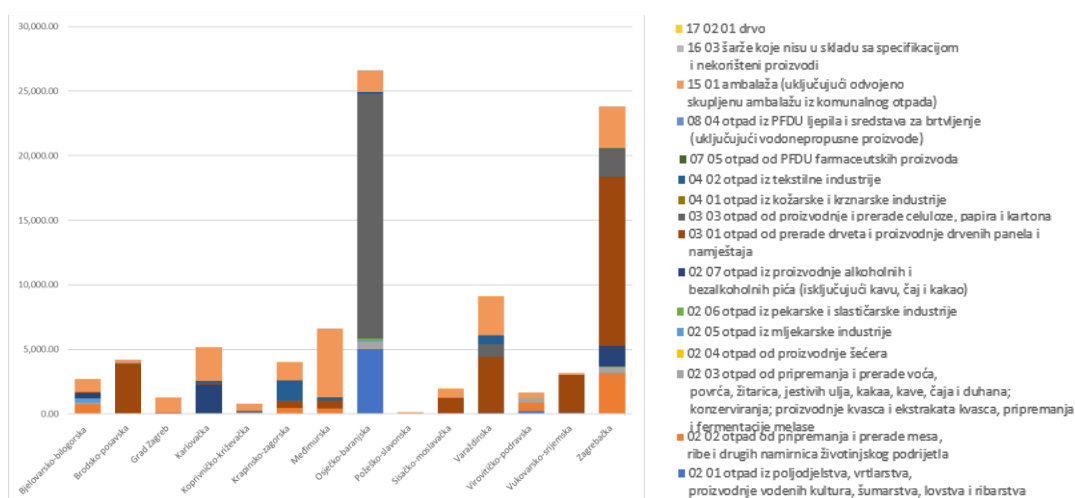
Prema *Izvešću o podacima iz Registra onečišćivanja okoliša za 2015. godinu*, količina biorazgradive komponente iznosila je 277 281,47 tona, odnosno 14 % od ukupne količine proizvodnog neopasnog otpada u Hrvatskoj (1 939 376 t) u 2015. godini. Energetska uporaba ove vrste otpada pogodna je za industrijsku proizvodnju jer može pridonijeti zadovoljenu energetske potreba proizvodnog pogona uz istovremeno zbrinjavanje otpada na primjeren način. Ovakav koncept je u skladu s načelima Kružnog gospodarstva.

⁹⁹ Strategija gospodarenja otpadom Republike Hrvatske (Narodne novine, br. 130/2005)

¹⁰⁰ Plan gospodarenja otpadom Republike Hrvatske za razdoblje 2017.-2022. godine (Narodne novine, br. 3/17)

¹⁰¹ Plan gospodarenja otpadom Republike Hrvatske za razdoblje 2017.-2022. godine (Narodne novine, br. 3/17)

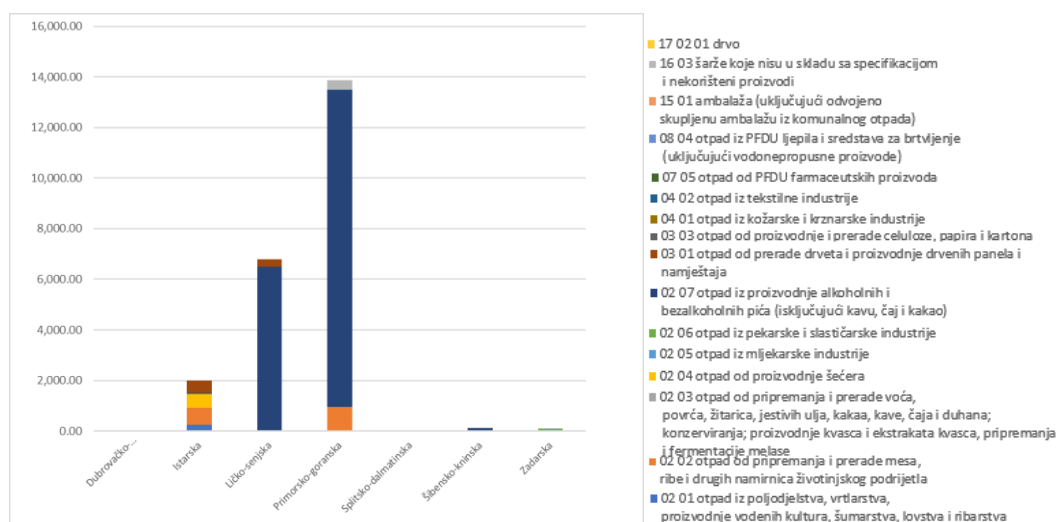
Izvešće o podacima iz Registra onečišćavanja okoliša za 2016. godinu¹⁰² sadrži podatke o količinama proizvodnog otpada po županijama. Te količine otpada su prijavljene od strane proizvođača u *Registar onečišćivača okoliša*. Za daljnje razmatranje količina proizvodnog otpada koje je moguće energetski oporabiti, u obzir je uzet otpad prijavljen u Registar od strane Prerađivačke i građevinske industrije i to isključivo otpad iz proizvodnog procesa (bez 19. i 20. skupine¹⁰³). U nastavku su grafički prikazane količine nastalih biorazgradivih komponenti proizvodnog otpada po hrvatskim županijama (Slika 3.21 i Slika 3.22). U obzir je uzet otpad prijavljen u Registar od strane prerađivačke i građevinske industrije i to isključivo otpad iz proizvodnog procesa (bez 19. i 20. skupine otpada), a koji je moguće oporabiti u skladu s Pravilnikom o nusproizvodima i ukidanju statusa otpada (Narodne novine, broj 73/2017 te Nacrtom prijedloga Pravilnika o nusproizvodima i ukidanju statusa otpada).



Slika 3.21. Količine nastalih biorazgradivih komponenti proizvodnog otpada po županijama Kontinentalne Hrvatske

¹⁰² HAOP (2017) Izvešće o podacima iz Registra onečišćavanja okoliša za 2016. godinu

¹⁰³ Pravilnik o Katalogu otpada (Narodne novine, br. 90/15)



Slika 3.22. Količine nastalih biorazgradivih komponenti proizvodnog otpada po županijama Jadranske Hrvatske

U nastavku je dan prijedlog tehnologija za zbrinjavanje biorazgradivog, opasnog i inertnog otpada u svrhu energetske uporabe za svaku županiju u Hrvatskoj, na temelju količina koje nastaju te prikladnosti tehnologije za određenu regiju.

S obzirom na Strategiju gospodarenja otpadom Republike Hrvatske i predviđene CGO-e, proizvodni otpad koji je moguće energetske iskoristiti u sljedećim postrojenjima prikazanim u tablici Tablica 3.21. Prijedlozi postrojenja za energetske uporabu proizvodnog otpada po županijama.

Prijedlozi postrojenja temeljeni su na količinama proizvedenog proizvodnog otpada navedenog u Registru onečišćivača okoliša, udaljenosti među županijama te postojećim kapacitetima i građevinama za gospodarenje otpadom. U obzir je uzeta i činjenica da je digestat proizveden u postrojenjima za anaerobnu digestiju moguće koristiti kao sirovinu za proizvodnju biogoriva. Pirolizom dobiveno pirolitičko ulje se potencijalno može koristiti za dobivanje tekućih biogoriva (ovisno o kvaliteti i količini). Također dolazi do nastajanja bio-ugljena (engl. *biochar*), kojeg je moguće koristiti za proizvodnju energije. Međutim, količine i kvaliteta nastalog bio-ugljena značajno ovise o parametrima procesa pa nije moguće pretpostaviti o kojim se količinama radi.

U pogledu inertnog proizvodnog otpada, predlaže se proširenje kapaciteta Centara za gospodarenje otpadom. Proizvedene količine goriva iz otpada energetske bi se oporabile u postrojenjima za pirolizu.

Opasni proizvodni otpad je potrebno zbrinuti određenim postupkom, a proces spaljivanja bi u tu svrhu mogao poslužiti kao najbolje rješenje. Količine opasnog proizvodnog otpada u Republici Hrvatskoj su 2016. godine iznosile 43 383,43 t. Potrebno je nadodati i količine opasnog komunalnog otpada kojeg je također potrebno zbrinuti. Zadnji dostupni podaci o

količini opasnog komunalnog otpada odnose se na 2014. godinu, kada je nastalo 130 316 t takvog otpada¹⁰⁴.

U sljedećoj tablici su prikazane procijenjene količine proizvodnog otpada kojeg je moguće energetske oporabiti temeljem podataka iz 2016. godine¹⁰⁵ te prikladne tehnologije za oporabu.

Tablica 3.21. Prijedlozi postrojenja za energetske oporabu proizvodnog otpada po županijama

Županija	Vrsta otpada		Napomena
	biorazgradivi	inertni	
I. Zagrebačka	Piroliza – 14 500 t/god AD - 7 000 t/god		Obrada biorazgradive komponente otpada i spaljivanje opasnog otpada iz Grada Zagreba, Zagrebačke, Karlovačke i Sisačko-moslavačke županije
V. Varaždinska	Piroliza – 6 500 t/god		Obrada biorazgradive komponente otpada iz Bjelovarsko-bilogorske, Koprivničko-križevačke, Krapinsko-zagorske, Međimurska i Varaždinske županije
VII. Bjelovarsko-bilogorska	AD – 3 000 t/god		Obrada biorazgradive komponente otpada iz Bjelovarsko-bilogorske, Koprivničko-križevačke, Krapinsko-zagorske, Međimurska i Varaždinske županije
VIII. Primorsko-goranska		Piroliza goriva iz otpada proizvedenog u CGO	Piroliza – gorivo iz otpada iz Istarske, Ličko-senjske i Primorsko-goranske županije Spalionica – otpad iz Istarske i Ličko-senjske županije
IX. Ličko-senjska	Piroliza (kapaciteta 33 000 t/god)		Piroliza – otpad iz Splitsko-dalmatinske, Šibensko-kninske, Istarske, Ličko-senjske i Primorsko-goranske županije
XII. Brodsko-posavska	Piroliza – 7 000 t/god		Piroliza – otpad iz Brodsko-posavske, Vukovarsko-srijemske, Osječko-baranjske županije
XIII. Zadarska	Anaerobna digestija (kapacitet 100 t/god)		Anaerobna digestija biorazgradivog otpada iz Zadarske, Šibensko-kninske i Splitsko-dalmatinske županije
XIV. Osječko-baranjska	Anaerobna digestija – 1 000 t/god	Piroliza goriva iz otpada proizvedenog u CGO	Obrada biorazgradivih komponenti otpada iz Osječko-baranjske, Vukovarsko-srijemske, Požeško-slavonske, Brodsko-posavske i Virovitičko-podravске

¹⁰⁴ Plan gospodarenja otpadom Republike Hrvatske za razdoblje 2017.-2022. godine (Narodne novine, br. 3/17)

¹⁰⁵ <http://pproo.azo.hr/hr/node/554> (na dan 1.8.2018.)

Županija	Vrsta otpada		Napomena
	biorazgradivi	inertni	
XV. Šibensko-kninska			Spalionica – opasni otpad iz Splitsko-dalmatinske, Šibensko-kninske, Dubrovačko-neretvanske i Zadarske županije)
XVII. Splitsko-dalmatinska		Piroliza goriva iz otpada proizvedenog u CGO	Piroliza – gorivo iz otpada iz Zadarske, Šibensko-kninske i Dubrovačko-neretvanske županije
XVIII. Istarska	Anaerobna digestija (kapacitet 1 000 t/god)		Anaerobna digestija biorazgradivog otpada iz Istarske i Primorsko-goranske županije
XX. Međimurska		Piroliza goriva iz otpada proizvedenog u CGO	
XXI. Grad Zagreb		Piroliza goriva iz otpada proizvedenog u CGO	

Komunalni otpad¹⁰⁶: Prema prijavljenim podacima u 2016. godini proizvedeno je 1 072 439 t biorazgradivog komunalnog otpada, od čega je 214 302 t odnosno 20 % proslijeđeno na uporabu. U 109 hrvatskih jedinica lokalne samouprave se odvojeno sakuplja biorazgradivi komunalni otpad. U 2016. ukupna količina odvojeno sakupljenog komunalnog biootpada je iznosila 61 093 tona.

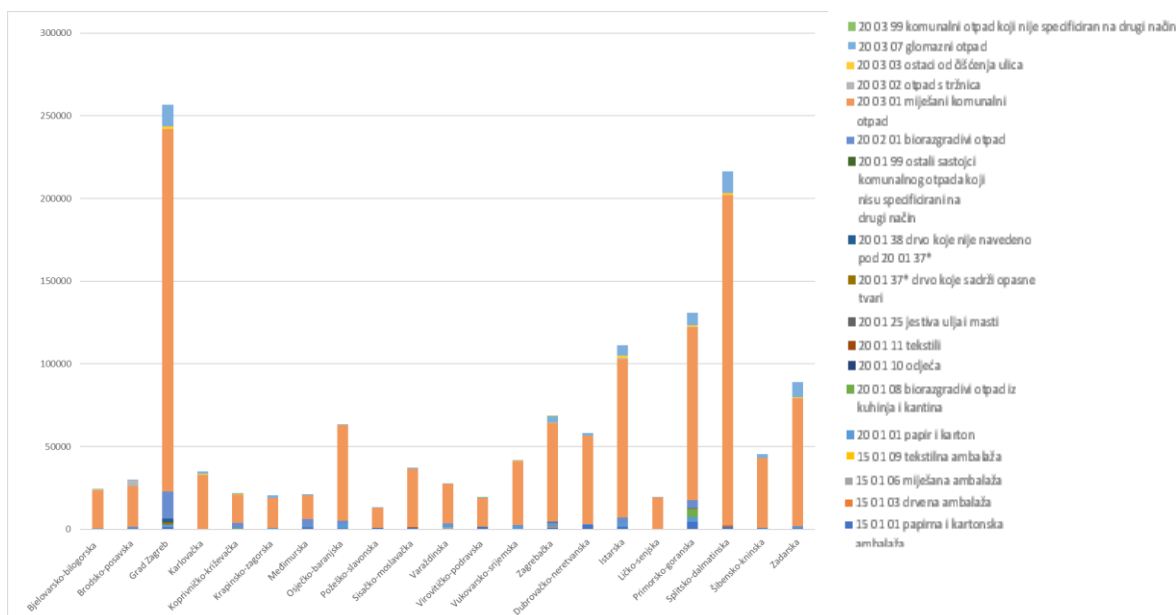
Tijekom 2016. godine u Hrvatskoj je bilo aktivno devet kompostana, koje su zaprimile 37 488 t bio-otpada, od čega 29 989 t bio-otpada iz komunalnog otpada. Anaerobnom digestijom u dva bioplinska postrojenja obrađeno je 964 t komunalnog bio-otpada. Ukupno odložena količina komunalnog biorazgradivog otpada na odlagališta 2016. godine iznosi 831 977 t¹⁰⁷.

Prema Planu gospodarenja otpadom u RH za razdoblje 2017.-2022. godine, predviđena je izgradnja 13 CGO-a u kojima će se zbrinjavati miješani komunalni otpad. Predviđa se i razvrstavanje otpada u kućanstvima, koje će biti moguće reciklirati i materijalno oporabiti. Preostali otpad (biorazgradiva i opasna komponenta) je moguće energetski oporabiti.

Količine biorazgradivih komponenti komunalnog otpada prijavljenog u 2016. godini po županijama u Republici Hrvatskoj dane su na slici u nastavku. Na količine komunalnog otpada značajno utječe turizam.

¹⁰⁶ HAOP, 2017, Izvješće o komunalnom otpadu za 2016. godinu

¹⁰⁷ HAOP, Podaci o odlaganju i odlagalištima otpada za 2016. godinu, 2017., Zagreb



Slika 3.23. Biorazgradiva komponenta komunalnog otpada prema prijavljenim podacima za 2016. godinu po županijama u Republici Hrvatskoj¹⁰⁸

U sljedećoj tablici su prikazane procijenjene količine biorazgradivog komunalnog otpada koje je moguće energetske oporabiti u postrojenjima za anaerobnu digestiju ili elektranama na biomasu u hrvatskim županijama, na temelju količina proizvedenog komunalnog otpada na godišnjoj razini (podaci za 2016. godinu). Navedeni biorazgradivi komunalni otpad za proces anaerobne digestije u tablici uključuje otpad pod ključnim brojevima: 20 01 08 (biorazgradivi otpad iz kuhinja i kantina), 20 01 25 (jestiva ulja i masti), 20 02 01 (biorazgradivi otpad) te 20 03 03 (ostaci od čišćenja ulica), dok je otpad za energetske oporabu u elektranama na biomasu uključuje ključne brojeve: 15 01 03 (drvena ambalaža), 20 01 37* (drvo koje sadrži opasne tvari) te 20 01 38 (drvo koje nije navedeno pod 20 01 37*).

No, potrebno je napomenuti da je preduvjet za energetske iskorištavanje biorazgradive komponente komunalnog otpada njegovo odvojeno prikupljanje odnosno odvajanje od ostalog komunalnog otpada.

Tablica 3.22. Količine biorazgradivog komunalnog otpada koji je moguće energetske oporabiti u hrvatskim županijama¹⁰⁹

Županija	Količine otpada (t)	
	za anaerobnu digestiju	za elektranu na biomasu
I. Zagrebačka	1 066,36	119,04
II. Krapinsko-zagorska	6,00	0
III: Sisačko-moslavačka	38,00	0

¹⁰⁸ HAOP, PL-SKO obrazac

¹⁰⁹ HAOP, PL-SKO obrazac

Županija	Količine otpada (t)	
	za anaerobnu digestiju	za elektranu na biomasu
IV. Karlovačka	604,86	0
V. Varaždinska	325,89	0
VI. Koprivničko-križevačka	3 268,91	0
VII. Bjelovarsko-bilogorska	431,20	0
VIII. Primorsko-goranska	10 238,21	239,21
X. Virovitičko-podravska	7,10	0
XI. Požeško-slavonska	218,18	0
XII. Brodsko-posavska	213,88	0
XIII. Zadarska	1 252,33	0
XIV. Osječko-baranjska	1 804,26	0
XV. Šibensko-kninska	35,54	0
XVI. Vukovarsko-srijemska	466,75	0
XVII. Splitsko-dalmatinska	1 477,67	211,05
XVIII. Istarska	4 967,26	115,1
XIX. Dubrovačko-neretvanska	600,40	0
XX. Međimurska	4 610,98	73,15
XXI. Grad Zagreb	18 063,90	3 303,52

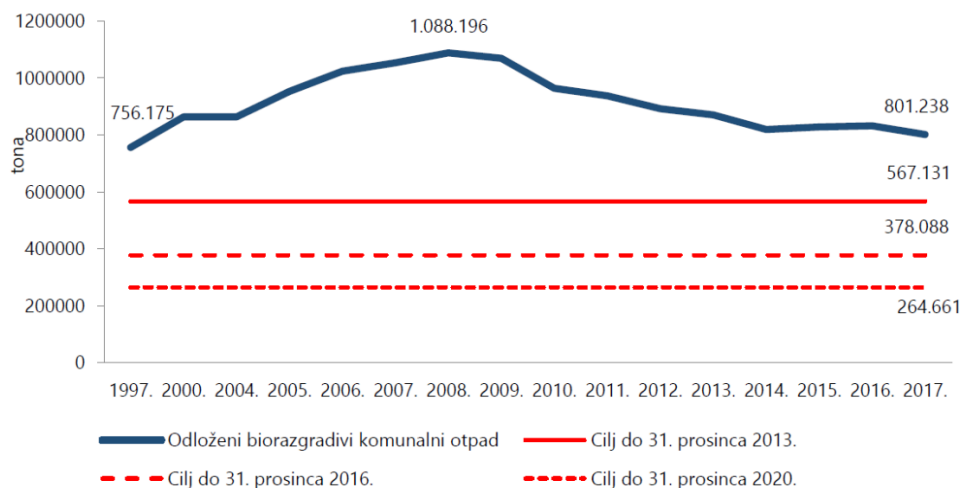
Prema podacima HAOP-a za 2017. godinu, u Republici Hrvatskoj je ukupno bilo 130 aktivnih odlagališta komunalnog otpada te 11 aktivnih odlagališta isključivo proizvodnog otpada¹¹⁰. Ukupno odložena količina svih vrsta otpada na odlagališta u 2016. godini iznosila je 1 814,539 tona. Od navedenog broja odlagališta, samo je jedno imalo sustav za iskorištavanje odlagališnog plina u energetske svrhe, osam je imalo sustav spaljivanja na baklji, a 46 je ispuštalo odlagališni plin u atmosferu. U tablici u nastavku su prikazani statusi sanacija aktivnih odlagališta tijekom 2017. godine.

Tablica 3.23. Status sanacije odlagališta koja su bila aktivna tijekom 2017. godine

Postupak	Prijavilo odlagališta	Udio u ukupnom broju prijava
Sanacija u pripremi	49	38 %
Postupci sanacije u tijeku	45	35 %
Sanirano - otpad se odlaže na sanitaran način	34	26 %
Sanirano – otpad se više ne odlaže	1	1 %
Sanirano – otpad uklonjen s lokacije	1	1 %

Sukladno ciljevima Strategije i Plana održivog upravljanja otpadom, količine biorazgradivog otpada koji se odlaže na odlagališta je potrebno značajno smanjiti, što je prikazano na sljedećoj slici.

¹¹⁰ HAOP, Podaci o odlaganju i odlagalištima otpada za 2017. godinu, 2018., Zagreb



Slika 3.24. Odlaganje biorazgradivog komunalnog otpada kroz godine u odnosu na propisane ciljeve u Republici Hrvatskoj¹¹¹

Pregled procjena potencijala biomase i otpada ukazuje na velike raspone raspoloživosti biomase, unutar pojedinih kategorija (primjerice drveni ostatak u industriji, šumski otpad/ostatak/ nusproizvod, granjevina), ali i ukupno. Neophodno je napraviti inventuru potencijala domaćih kapaciteta biomase zbog boljeg upravljanja vlastitim resursima radi razvoja lokalnih zajednica i domaćeg gospodarstva.

Raspoloživost biomase za potrebe bioekonomije i bioenergije je usko vezana s kretanjima u sektorima na koje se naslanja: šumarstvo, poljoprivreda, akvakultura, gospodarenje otpadom i prerađivačka industrija te je i u tom pogledu neophodna inventura radi usklađivanja provedbenih politika i mjera te maksimizaciji sinergijskog učinka.

Zbirno po glavnim kategorijama, potencijal biomase u Republici Hrvatskoj se procjenjuje, ali ne i ograničava na 78,56 – 148,81 PJ/godišnje.

- Drvna biomasa: 3,75 - 6,44 milijuna m³/godišnje ili 35,5 – 68 PJ/god. te preko 100 PJ, ukoliko se primjene mobilizacijske mjere.
- Granjevina iz održavanja trajnih nasada: 0,7 - 4,21 PJ/god.
- Posliježetveni ostaci: 18,44 - 57,93 PJ/god.
- Bioplin i biometan: 5,83 - 11,5 PJ/god.
- Otpad: 18,09 - 20,11 PJ/god.

Uz procijenjeni potencijal nije uključena nekomercijalna sječa i tijekovi drvene biomase, biomasa nastala negom šuma, biomasa s degradiranih površina, stajaće i ležeće mrtvo drvo, otpadno drvo s gradilišta, održavanja infrastruktura i vodotokova te je otpad, ostatak i nusproizvod iz prerađivačke industrije pogodan za AD temeljen na službenim dokumentima.

Uz postojeću biomasu, moguće je uzgajati biomasu potrebnu za proizvodnju biogoriva za prijevoz i to:

¹¹¹ HAOP, Podaci o odlaganju i odlagalištima otpada za 2017. godinu, 2018., Zagreb

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

Ista biomasa se može koristiti za više namjena unutar gospodarstvenih grana, kao i za različite energetske pretvorbe unutar energetike, što dovodi do rizika dvostrukog računanja korisne energije iz biomase.

Mogućnosti uključanja energije iz biomase u dekarbonizaciju energetike i gospodarstva

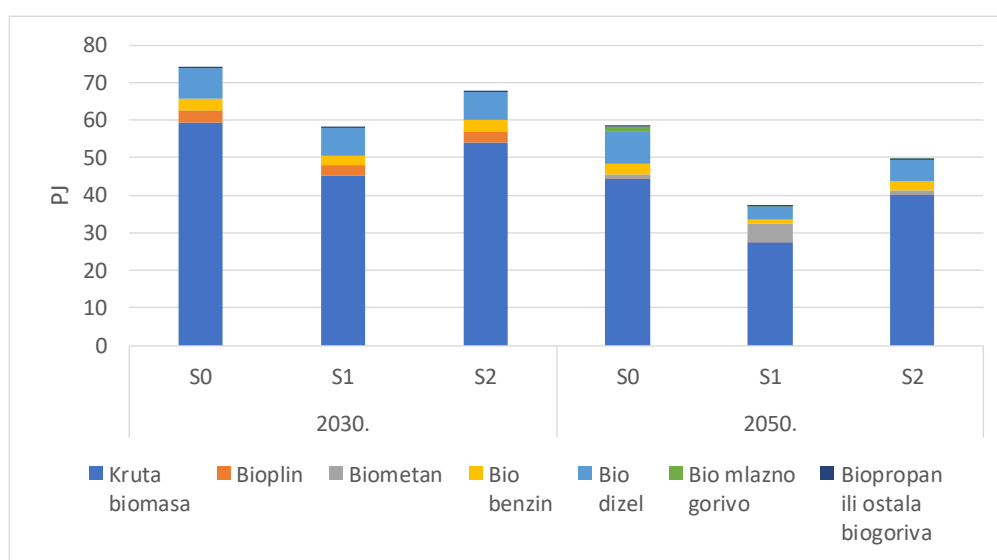
Zadovoljenje potražnje energetskog sektora za gorivom iz biomase

Procijenjeni potencijal omogućava ispunjenje svih scenarija, ali se u Scenariju S0 treba voditi računa o optimizaciji pojedinih tijekova biomase, mogućoj potrebi za mobilizacijom dodatnih izvora koji su sada blokirani ne-tehničkim preprekama (proizvodnja bioplina iz otpada, nedostatak logističko-trgovinskih centara za biomasu...) i usmjeravanju u planiranu potrošnju (električna, toplinska energija te biogoriva).

Tablica 3.24. Pregled ukupne potrošnje biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama (PJ)

	2030.			2050.		
	S0	S1	S2	S0	S1	S2
Ukupna potrošnja biomase	73,85	57,89	67,43	58,47	37,23	49,64

Prema pregledu strukture potrošnje biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama, vidljiv je dominantan udio krute biomase u svim scenarijima.



Slika 3.25. Struktura potrošnje biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama

U Scenariju S0 se povećava tradicionalno korištenje ogrjevnog drva i moderne biomase za potrebe sektora opće potrošnje (dominantno kućanstva), na razini većoj od današnje. Sa stanovišta potencijala, većina te biomase se nalazi van komercijalnih tijekova i službene statistike.

Tablica 3.25. Potražnja drvene biomase u sektoru Opće potrošnje te udio u ukupnoj potrošnji biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama

	2030.			2050.		
	S0	S1	S2	S0	S1	S2
Opća potrošnja (PJ)	46,94	35,37	44,69	24,07	7,36	22,14
Udio (%)	79%	78%	83%	54%	27%	55%

Sljedeća, po veličini, stavka energetske potrošnje iz biomase su biogoriva koja predstavljaju 15-17% ukupne energije iz biomase do 2030. godine te 13-22% do 2050. godine.

Tablica 3.26. Tekuća biogoriva za potrebe prometa te udio u ukupnoj potrošnji biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama

	2030.			2050.		
	S0	S1	S2	S0	S1	S2
Ukupno biogoriva (PJ)	11,25	9,72	10,42	12,98	4,66	8,18
Udio (%)	15%	17%	15%	22%	13%	16%

Udio tekućih biogoriva je razmjern potrošnji energije u sektoru prometa te je višestruka razlika između potražnje za tekućim biogorivima u 2050. godini između S0 i S1. U pogledu potencijala biomase za proizvodnju naprednih biogoriva, u S0 će se trebati saditi više energetskih usjeva nego u ostalim scenarijima. U pogledu raspoloživih površina za sadnju energetskih usjeva, nema prepreka za bilo koji od scenarija no veću proizvodnju biomase će biti izazovnije realizirati zbog rascjepkanosti površina te malih parcela.

Treća najveća kategorija potražnje za biomasom u energetske svrhe je proizvodnja bioplina i biometana koja je, za sve scenarije i godine, ostvariva u pogledu raspoložive sirovine. U S1 za 2050. godinu se razmatra značajna promjena potrošnje u odnosu na biometan dok se proizvodnja bioplina za potrebe proizvodnje električne energije u svim scenarijima smanjuje.

Tablica 3.27. Proizvodnja bioplina i biometana te udio u ukupnoj potrošnji biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama

	2030.			2050.		
	S0	S1	S2	S0	S1	S2
Bioplin	3,22	2,80	2,87	0,05	0,05	0,05
Biometan	0,02	0,02	0,02	0,81	5,07	1,33
Ukupno (PJ)	3,24	2,82	2,89	0,85	5,11	1,38
Udio (%)	4%	5%	4%	1%	14%	3%

Ispunjenje udjela biogoriva s Liste B, prema prijedlogu Direktive

Mogućnosti ispunjenja udjela biogoriva proizvedenih iz sirovina s liste B od 1,7 % te 2-7%, ovisno o udjelu u 2020. godini su prikazani u nastavku kako bi se odredili okviri potrebnih resursa za tu vrstu biogoriva.

U 2016. godini Hrvatska bilježi pad s 3,58% na 1,3% udjela obnovljive energije u bruto finalnoj potrošnji što je posljedica zatvaranja proizvodnih kapaciteta biodizela uslijed nepovoljnog poslovnog okruženja. U 2013. godini je ostvaren najviši udio obnovljive energije iz biogoriva od 4,36% s proizvodnjom od 1,33 PJ biogoriva. U 2016. godini je taj udio iznosio 0,05 PJ.

Budući da Hrvatska ima proizvodne (zatvoreni pogoni kapaciteta prerade 64 000 t/god.) i zemljišne kapacitete za proizvodnju biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo, a bez prejudiciranja udjela u 2020. godini, napraviti će se dva granična scenarija u pogledu potrebnih površina za ostvarivanje određenog udjela biogoriva te vrste u 2030. godini:

- Udio biogoriva u 2020. godini je jednak onome u 2016.: udio biogoriva u 2030. je jednak 2% ili 1,71 PJ (Scenarij 1) i 1,74 PJ (Scenarij 2).
- Udio biogoriva u 2020. godini je jednak onome u 2013.: udio biogoriva u 2030. može biti do 7% ili 5,99 PJ (Scenarij 1) i 6,08 PJ (Scenarij 2).

Tablica 3.28. Procjena potrebnih površina i kapaciteta za ispunjenje udjela biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo od 2% u 2030. godini (pojedinačno po usjevu)

Usjev	Biogoriva		Biogoriva		Sirovina		Površine	
	(S1)	(S2)	(S1)	(S2)	(S1)	(S2)	(S1)	(S2)
	PJ		'000 t		'000 t		'000 ha	
Uljana repica			46	47	122	124	43	44
Kukuruz			64	65	212	215	32	32
Šećerna repa	1,71 - 1,74		64	65	948	962	19	20

Izvor: EIHP

Iz tablice je vidljivo da je ostvarenje od 2% udjela biogoriva moguće iz svakog od pojedinačnog usjeva koji su razmatrani. U implementaciji se očekuje da će najviše biti biodizela zbog postojećih kapaciteta i iskustva.

Tablica 3.29. Procjena potrebnih površina i kapaciteta za ispunjenje udjela biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo od 7% u 2030. godini

Usjev	Biogoriva		Biogoriva		Sirovina		Površine	
	(S1)	(S2)	(S1)	(S2)	(S1)	(S2)	(S1)	(S2)
	PJ		'000 t		'000 t		'000 ha	
Uljana repica	1,99	1,99	54	54	142	142	50	50
Kukuruz	1,29	1,38	48	52	160	171	24	26
Šećerna repa	2,71	2,71	101	101	1 498	1 498	30	30
Ukupno	5,99	6,08	202	205			104	105

Izvor: EIHP

Zbirni rezultati u prethodnoj tablici ukazuju na mogućnost ostvarenja udjela od 7% u 2030. godini iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo, no uz veći doprinos proizvodnje bioetanola iz

kukuruzu. Ograničavajući uzgoj uljane repice i šećerne repe za proizvodnju biogoriva u odnosu na dosadašnji angažman poljoprivrednih površina na 50 000 i 30 000 ha, bilo bi potrebno još staviti u funkciju oko 32 000 ha pod kukuruzom za potrebe proizvodnje bioetanola.

Tablica u nastavku daje obrise mogućnosti budućeg tržišta biogoriva iz zrelih tehnologija, raspoloživih domaćih kapaciteta i znanja.

Tablica 3.30. Mogućnosti razvoja tržišta biogoriva iz usjeva priklanih za hranu i krmivo u 2030. godini, u odnosu na raspoloživost zemljišta

Polazište	PJ/god.	Potrebne površine ('000 ha)
Najveći udio biogoriva u bruto finalnoj potrošnji: 2013.	1,33	-
Udio biogoriva od 2% u 2030. godini:	1,71-1,74	43-44
- Iz uljane repice		32
- Iz šećerne repe		19-20
- Iz kukuruza		
Udio biogoriva od 7% u 2030. godini	5,99-6,08	104 - 105

Izvor: EIHP

Ispunjenje udjela biogoriva s Liste A, prema prijedlogu Direktive

Udjeli biogoriva proizvedenih iz sirovina s liste B od 1,7 % te udjeli iz naprednih biogoriva i biometana iz sirovine s liste A od 0,2 % za 2022., 1 % za 2025. te 2,5 % za 2030. godinu je moguće dijelom ostvariti preusmjeravanjem postojećih kogeneracija na bioplin kojima ističe ugovor o povlaštenom otkupu u sektoru prometa, razvojem novih proizvodnih kapaciteta kojeg prati i potrošnja (povećanje udjela SPP/SBM u prometu) te proizvodnjom naprednih biogoriva iz biorafinerija.

Napredna biogoriva u prometu

Uz davanje prioriteta agro-ostacima i već postojećom biomasom ispred uzgoja biomase za energetske potrebe, pretpostavljaju se sljedeće potrebe za poljoprivrednim površinama za uzgoj biomase:

- Korištenje 350 000 t kukuruzovine i 340 000 t slame žitarica za proizvodnju biogoriva, pretvorbeni faktor 280 t/l biogoriva
- Prosječan prinos energetskih usjeva 7,45 t/ha suhe tvari, pretvorbeni faktor 275 t/l biogoriva.

Tablica 3.31. Procjena mješavine biomase za napredna biogoriva, uz davanje prioriteta agro-ostacima lignocelulozne biomase – Scenarij 1

Izvor biomase za napredna biogoriva	2030.	2040.	2050.
	[TJ]		
Posliježetveni ostatak	4 037	4 037	4 037
Energetski nasadi	5 684	7 267	555
Potrebno '000 tona biomase iz			
Energetskih nasada	626	800	61

Potrebno '000 ha za sadnju			
Energetskih nasada	84	108	9

Tablica 3.32 Procjena mješavine biomase za napredna biogoriva, uz davanje prioriteta agro-ostacima lignocelulozne biomase – Scenarij 2

Izvor biomase za napredna biogoriva	2030.	2040.	2050.
	[TJ]		
Posliježetveni ostatak	4 037	4 037	4 037
Energetski nasadi	7 039	7 593	4 077
Potrebno '000 tona biomase iz			
Energetskih nasada	776	837	450
Potrebno '000 ha za sadnju			
Energetskih nasada	105	113	61

Sa stanovišta raspoloživosti biomase i poljoprivrednih površina, moguća je proizvodnja naprednih biogoriva iz vlastitih sirovina.

Stlačeni biometan u prometu

Preusmjeravanjem energije iz bioplina iz otplaćenih postrojenja za proizvodnju bioplina otvara se mogućnost proizvodnje metana s nižim troškovima. Dodatna investicija se procijenjuje oko 1,1 M€/MW što je troškovno vrlo blizu zamijeni kogeneracijske jedinice.

Kroz postojeće kapacitete bi se mogle ispuniti obveze za biogoriva s Liste A, posebice ako se razvija SBM u pomorskom prometu (doprinos ciljevima se obračunava dvostruko) te u javnom prijevozu.

Mogućnost proizvodnje biometana, prema razvoju tržišta (planiranim investicijama u komunalnu infrastrukturu i novim bioplinskim postrojenjima) te preusmjeravanjem 80 % postojeće proizvodnje iz kogeneracijskih jedinica u odnosu na scenarije i obveze iz prijedloga Direktive prikazana je u sljedećoj tablici.

Tablica 3.33. Mogućnost ispunjenja udjela biogoriva u prometu s liste A kroz stlačeni biometan

Izvor biometana	2022.	2025.	2030.	2050.
Proizvodnja bioplina iz mulja s pročištača otpadnih voda	3	3	7	9
Deponijski plin		3	9	32
Bioplinska postrojenja na poljoprivrednu sirovinu, isteklog ugovora		6	18	39
Bioplina iz klaoničkog otpada, nusproizvodi životinjskog porijekla		1	1	3
Ukupno MW	3	13	36	84
biometan (milijuna Nm³)	4,5	22,69	64,69	150,89

Izvor biometana	2022.	2025.	2030.	2050.
TJ	159	801	2 282	5 323
Udio u prometu (S1)	0,17%	0,87%	2,5%	9,0%
Udio u prometu (S2)	0,17%	0,86%	2,5%	7,8%

Dekarbonizacija sektora prirodnog plina

Na razini Europske unije razmatraju se mogući scenariji dekarbonizacije plinskog sektora¹¹², tj. povećanje udjela CO₂-neutralnog metana do 2050. godine. Scenariji razvijeni u navedenom dokumentu za 2030. godinu predlažu 90% udjela prirodnog plina i 10% obnovljivog plina te u potpunosti zamjenu prirodnog plina do 2050. godine, s različitim udjelima alternativnih plinova. Za područje RH nije napravljena slična analiza, te je moguće buduće aktivnosti i istraživanja usmjeriti ka procjeni i primijenjivosti navedenih i drugih scenarija na domaće prilike. Za potrebe dekarbonizacije tržišta prirodnog plina, potrebno je oko 9 PJ u 2030. godini 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.

Mogućnosti sudjelovanja energije iz biomase u dekarbonizaciji energetike i društva

- Postojeće i ugovorene elektrane na biomasu mogu pružati pomoćne usluge i usluge uravnoteženja mreže samostalno ili posredno preko tržišnih sudionika - agregatora. Elektrane na drvenu biomasu imaju administrativno ograničenje proizvodnje zbog *Feed-in* sustava dok realno mogu proizvoditi više energije prema kapacitetu kogeneracijske jedinice. Elektrane na bioplin mogu skladištiti bioplin na dnevnoj ili tjednoj bazi te upravljati proizvodnjom električne energije prema potrebama tržišta.
- Uključivanje biometana u termoelekttranama na prirodni plin u proizvodnji električne energije može osigurati vlastitu proizvodnju sirovine kod visokoučinkovitih kogeneracija (gdje takva potreba i mogućnost postoje) i kao tehnološka opcija za održavanje operativne i dugoročne rezerve sustava.
- Većina postojećih kapaciteta proizvodnje bioplina za proizvodnju električne energije bi se trebala preusmjeriti po isteku ugovora u povlaštenom otkupu u sektor prometa i mrežu prirodnog plina. Uključivanjem biometana u mrežu prirodnog plina, moguće je ostvariti širi domet uključivanja stlačenog biometana u promet ili u proizvodnju električne energije u visokoučinkovitim kogeneracijama na prirodni plin.
- Proizvodnju električne energije i/ili topline iz biomase staviti u kontekst bioekonomije u kojoj je proizvodnja energije jedna od dodanih vrijednosti u ukupnom ciklusu bioekonomije ili drvena biomasa dolazi iz kaskadnog korištenja za potrebe energetike.
- Analizirati i, po potrebi, poticati proizvodne lance biomase koji omogućavaju sekvencijalnu uklanjanje ugljika, odnosno spremanje i hvatanje ugljika (BECCS - bioenergy carbon capture and storage) u proizvodnji energije i ostalih proizvoda iz biomase putem uklanjanja administrativnih barijera i kombinacijom mjera iz Zajedničke poljoprivredne politike te hrvatske strategije za bioekonomiju (u izradi).
- Korištenjem biorazgradivog otpada, odnosno sirovina s Liste A, Dodatka IX u procesima anaerobne digestije i proizvodnje naprednih biogoriva, ostvaruje se i ponor ugljika.
- Usmjeravanjem tehnološkog razvoja ka povećanju konkurentnosti proizvodnje energije iz biomase kroz pronalaženje inovativnih lanaca vrijednosti nus-proizvoda (pepela, digestata,

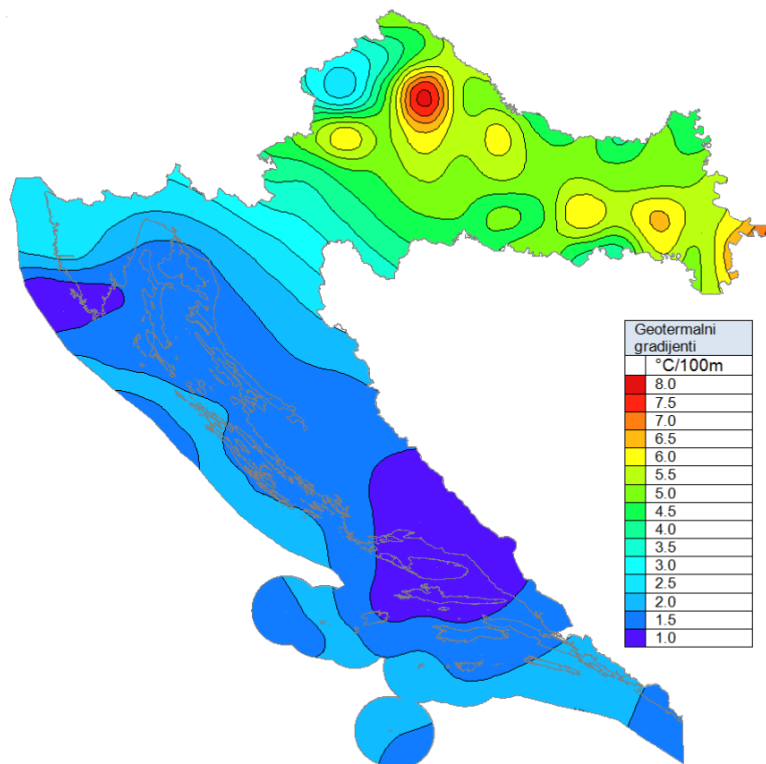
¹¹² European Commission, DG ENER: The role of Trans-European gas infrastructure in the light of the 2050 decarbonisation targets, 2018.

sumpora, ugljičnog dioksida, drvenog ugljena i sl.) sa što većom dodanom vrijednosti, a u skladu s potrebama gospodarstva, postiže se višestruki učinak: konkurentna energija iz biomase i novi proizvodi za potrebe plasiranja hrane na niskougljično tržište tj. sa smanjenim ugljičnim otiskom prehrambenog proizvoda.

- Pronalaženjem tehnoloških rješenja koja omogućavaju prelazak postojećih gospodarskih subjekata na niskougljičnu ekonomiju ili bioekonomiju, uz proizvodnju energije iz biomase i ostalih proizvoda iz biomase za potrebe predmetne industrije te korištenje hibridnih sustava OIE, povećava se konkurentnost gospodarstva uz smanjenje emisija stakleničkih plinova i korištenja neobnovljivih resursa.
- Razvojem mreže mikro – bioplinskih postrojenja s anaerobnom digestijom ekvivalenta od 10 do 50 kW te dovođenjem tog bioplina na zajedničku kogeneracijsku jedinicu ili uređaj za pročišćavanje bioplina, omogućuje se dekarbonizacija sektora mljekarstva i stočarstva te smanjenje korištenja gnojiva fosilnog porijekla decentraliziranim korištenjem digestata čime se ostvaruje smanjenje emisija stakleničkih plinova iz poljoprivrede.
- Proširenjem komunalnih poduzeća na komunalno – energetska poduzeća s kogeneracijama ili spaljivanjem u kotlovima krute biomase te anaerobnom digestijom pogodnog biorazgradivog dijela otpada moguće je ublažiti povećanu energetska potrošnju komunalnog sektora uslijed prelaska na kružno gospodarstvo (kompostiranje, odvajanje, sortiranje...).
- Razradom sustava za upijanje atmosferskog ugljika iz biomase – BECCS (npr. održiva intenzifikacija proizvodnje), poput talijanskog primjera BiogasDoneRight, moguće je ostvariti ponor ugljika i smanjenu proizvodnu cijenu biometana te spojiti dekarbonizaciju energetskog sektora s poljoprivrednim.

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 područje Dinarida karakterizirano 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.



Slika 3.26. Karta geotermalnih gradijenata Republike Hrvatske¹¹³

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. Od njih se sada trenutno 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 koja bi se mogla rentabilno koristiti nakon prestanka proizvodnje ugljikovodika s temperaturama vode u okruženju ležišta od gotovo 120°C. Potencijalni slični lokaliteti za koje su nužni dodatni istražni radovi nalaze se u području Murske depresije, Podravske Slatine u Dravskoj depresiji i u Slavonsko-srijemskoj depresiji. Najveći geotermalni potencijal s obzirom na litološki karakter ležišta geotermalne vode, imaju razdrobljeni karbonati jer se obično javljaju kao tijela velikih dimenzija, tvoreći ležišta masivnog tipa velike izdašnosti dok su pješčenjaci manjeg, iako značajnog, geotermalnog potencijala.

¹¹³ Modificirano prema Jelić et al. (1995): Temperatura i toplinski tok u tlu Hrvatske. 1. hrvatski geološki kongres, Zbornik radova 1, Vlahović, Igor, Velić, Ivo, Šparica, Marko (ur.). Zagreb: Institut za geološka istraživanja, 1995, 245-249.

Potencijal geotermalne energije do 2050. godine je procijenjen na temelju dostupnih i publiciranih podataka, uz procjenu dugotrajnosti postupaka ishođenja potrebnih dozvola. Za određivanje moguće neto snage postrojenja za proizvodnju energije uzeti su u obzir podaci o temperaturi pronađene geotermalne vode i izmjereni ili procijenjeni protok (l/s), procijenjena izlazna temperatura (80°C), procjena broja bušotina, konzervativno procijenjena termička iskoristivost proizvodnje električne energije (7,8% - 10,3%; prema ^{114,115}) te procijenjeni broj sati rada godišnje (7 900 za električnu energiju; 4 000 za toplinsku energiju). U izračun potencijala uzeto je u obzir 17 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 56,5-67,6MW_e i 456 MW_t moguće neto instalirane snage.

Tablica 3.34. Procjene potencijala geotermalne energije u Republici Hrvatskoj

Županija	Minimalna moguća neto snaga proizvodnje električne energije (MWe)	Procijenjena minimalna moguća proizvodnja električne energije (GWh/god)	Minimalna moguća neto snaga proizvodnje toplinske energije (MWe)	Procijenjena minimalna moguća proizvodnja toplinske energije (TJ/god)
Bjelovarsko-bilogorska	10,0	86,0	35,4	509,2
Grad Zagreb	-	-	13,1	188,5
Karlovačka	0,8	6,5	8,5	122,4
Koprivničko-križevačka	12,8	110,1	115,9	1669,5
Međimurska	19,5	167,8	155,6	2240,6
Osječko-baranjska	1,2	10,2	17,0	244,8
Sisačko-moslavačka	1,2	10,2	17,0	244,8
Varaždinska	4,8	41,6	27,2	391,7
Virovitičko-podravska	2,7	23,2	17,0	244,8
Vukovarsko-srijemska	2,4	20,2	32,3	465,1
Zagrebačka	1,2	10,2	17,0	244,8
UKUPNO	56,5	486,0	456,0	6 566,3

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. Istraživanje i razvoj geotermalnih resursa će ovisiti o tržišnim uvjetima, odnosno o interesu investitora, ali i lokalnih zajednica te potencijalnih korisnika geotermalne energije.

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 u Hrvatskoj na lokaciji Draškovec gdje se plin izdvojen iz proizvedene geotermalne vode planira koristiti za proizvodnju električne energije. Prirodni plin otopljen u geotermalnoj vodi u Hrvatskoj se može naći, po procjenama,

114 Kurevija, T., Kljaić, Ž., Vulin, D. (2010): Analiza iskorištavanja geotermalne energije na geotermalnom polju Karlovac, Nafta 61/4, 198-202, Zagreb.

115 diPippo, R., 2016. Geothermal Power Plants, Butterworth-Heinemann, pp. 800.

na oko 400 postojećih istražnih bušotina te predstavlja realni nekonvencionalni resurs s potencijalom od preko 160 milijuna m³¹¹⁶.

Istraživanje i eksploatacija geotermalne vode u energetske svrhe na prostoru Republike Hrvatske trenutno se odvija na osam istražnih i tri eksploatacijske koncesije.

3.1.3. Električna energija

Proizvodnja električne energije

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

Krajem 2016. godine¹¹⁷ 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 koji koriste druge OIE (vjetar i sunce). Termoelektrane koriste ugljen, plin i lako loživo ulje. Većina elektrana na plin 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 od 2006. godine, tj. nakon uvođenja sustava poticanja proizvodnje električne energije.

Na kraju 2016. godine ukupna raspoloživa snaga elektrana na teritoriju Republike Hrvatske iznosila je 4 712 MW. Od toga je 1 968 MW bilo u termoelektranama, 2 206 MW u hidroelektranama, 483 MW u vjetroelektranama i 55 MW u sunčanim elektranama. Za potrebe EES-a RH koristi se 348 MW iz NE Krško (tj. 50 % ukupno raspoložive snage elektrane u skladu s vlasničkih udjelima).

U navedenu snagu elektrana nisu uračunati proizvodni kapaciteti na teritoriju drugih zemalja iz kojih elektroenergetski sustav 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 uložениh sredstava i način utvrđivanja cijene isporuke električne energije.

116 Kolbah, S., Škrlec, M. (2015.): Kvantifikacija indiciranog energetskog geotermalnog potencijala Hrvatske, Nafta i plin, 149/2017, 66-74.

117 Energija u RH 2016., MZOE, prosinac 2017. godine

Tablica 3.35. Snaga elektrana za proizvodnju električne energije u RH krajem 2016.

Kapaciteti za proizvodnju električne energije	Raspoloživa snaga [MW]
Hidroelektrane (HE)	2 206
Reverzibilne	276
Akumulacijske	1 489
Protočne	403,2
Male	37,8
Termoelektrane (TE)	1 968
Ugljen	297
Prirodni plin / Loživo ulje	1 306
Loživo ulje	303
Biomasa	26
Bioplin	36
Vjetroelektrane	483
Sunčane elektrane	55
Ukupno u Republici Hrvatskoj	4 712
Nuklearna elektrana Krško – 50 %	348
Ukupno za EES RH	5 060

Izvor: Energija u RH 2016.

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.

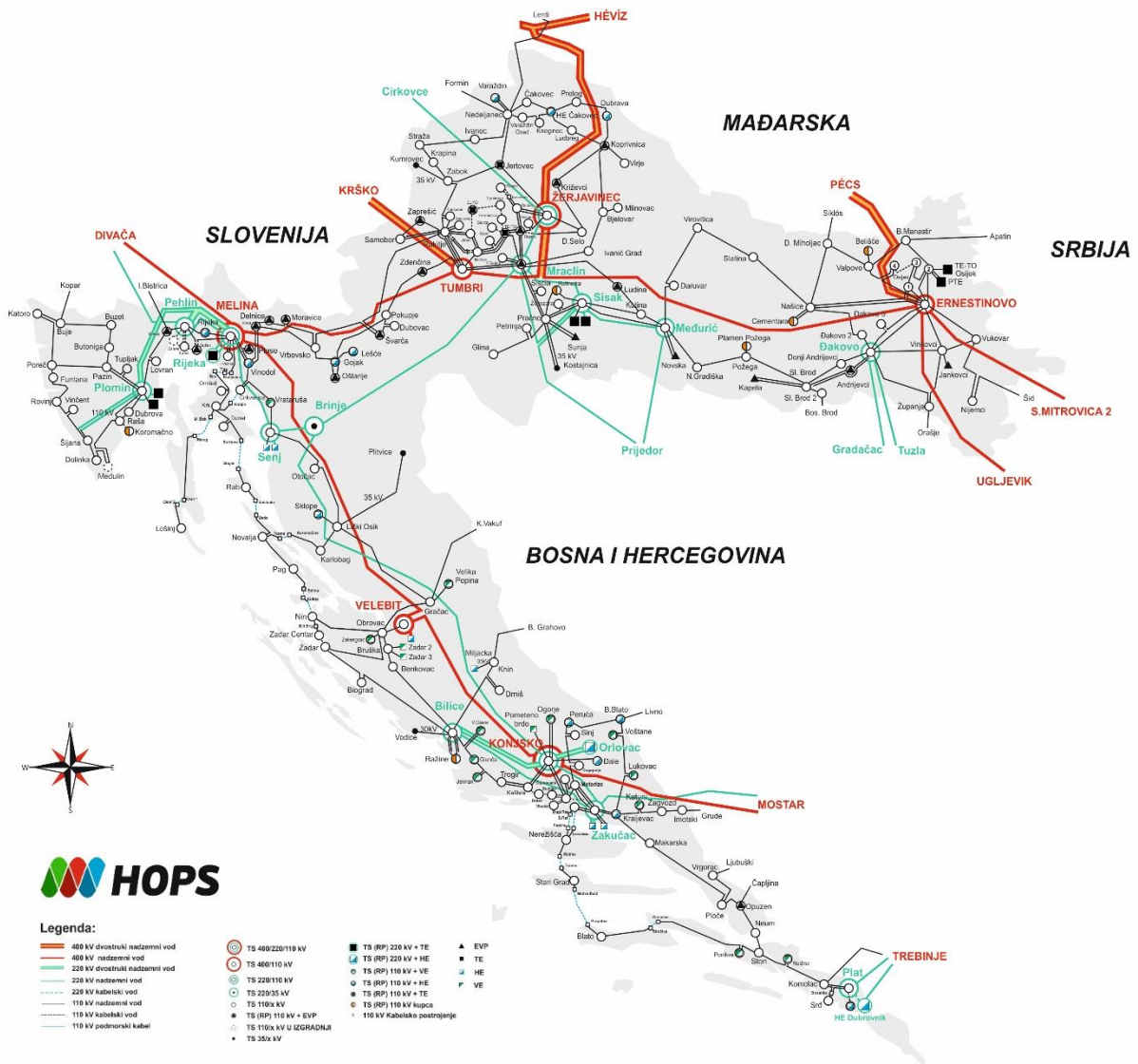
Prijenos električne energije

Prijenosna elektroenergetska mreža na području Republike Hrvatske sastoji se od nadzemnih vodova i kabela, transformatorskih stanica i ostale visokonaponske opreme/postrojenja koji su u pogonu pod naponskim razinama 400 kV, 220 kV i 110 kV. Prijenosna mreža povezuje elektrane i veća potrošačka središta, odnosno distribucijsku mrežu, preko više mogućih pravaca u cilju postizanja zadovoljavajuće sigurnosti opskrbe kupaca električnom energijom propisane kvalitete. 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 RH vanjskim kupcima. Radi snažne umreženosti sa susjednim sustavima hrvatska prijenosna mreža sudjeluje i u tranzitima električne energije za potrebe trećih strana, odnosno omogućava tržišne transakcije čiji su izvori (elektrane) i ponori (potrošnja) izvan granica zemlje.

Ukupna duljina visokonaponskih nadzemnih vodova i kabela prethodno navedenih naponskih razina trenutno iznosi oko 7 600 km, a u mreži se nalazi oko 200 transformatorskih stanica 400/220/110 kV, 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV. Okosnica prijenosne mreže je 400 kV

mreža koja povezuje šire osječko, zagrebačko, riječko i splitsko područje, na 220 kV mrežu koja povezuje pojedine regije unutar zemlje priključen je značajan broj većih proizvodnih postrojenja, dok 110 kV mreža povezuje lokalna područja i služi za napajanje distribucijske mreže ili velikih kupaca izravno priključenih na ovu naponsku razinu, pri čemu je dio elektrana/generatora priključen i na mrežu 110 kV. Međudržavna (interkonekcijska) povezanost ostvarena je na naponskoj razini 400 kV sa sve četiri prethodno spomenute susjedne države, a 220 kV interkonekcijske veze postoje prema Sloveniji i Bosni i Hercegovini. Radi vrlo snažne umreženosti sa susjednim sustavima domaći kupci električne energije mogu se napajati i pri vrlo niskom angažmanu domaćih elektrana ukoliko se osiguraju dovoljne količine električne energije iz uvoza uz dostatnu raspoloživost prekograničnih kapaciteta.

Prijenosnom mrežom upravlja tvrtka HOPS d.o.o., a ujedno je ista odgovorna i za razvoj prijenosne mreže kao i za upravljanje i vođenje čitavog elektroenergetskog sustava, koje provodi iz Nacionalnog dispečerskog centra (NDC), te četiri regionalna centra upravljanja. Pod ingerencijom HOPS-a je i uravnoteženje sustava, te nabava pomoćnih usluga sustavu koje omogućavaju postizanje jednakosti proizvodnje i potrošnje električne energije u određenom razdoblju, odnosno održavanje frekvencije na propisanoj razini kao i prekograničnih razmjena snage/energije prema pravilima rada organizacije europskih operatora prijenosnih sustava (ENTSO-E), održavanje propisanih naponskih prilika u svim dijelovima mreže odnosno kompenzaciju jalove energije unutar sustava, ponovnu uspostavu napajanja nakon velikih poremećaja ili raspada sustava, odnosno otočni rad elektrana unutar električki izoliranih područja nakon većih poremećaja. HOPS koristi telekomunikacijsku mrežu (optika OPGW i transportni sustavi SDH, DWDM) koja omogućava zadavanje daljinskih naloga prema proizvodnim, prijenosnim i ostalim postrojenjima kao i nadzor električkih veličina u mreži i statusa pojedinih jedinica, čime se stvaraju osnovni preduvjeti da se funkcije vođenja izvršavaju na učinkovit način.



Slika 3.27. Hrvatska prijenosna elektroenergetska mreža (stanje prosinac 2018.)

Izvor: HOPS (web stranica HOPS-a na dan 10. 01. 2019.)

Topologija (oblik) prijenosne mreže trenutno je određen u skladu s aktualnom prostornom raspodjelom potrošnje električne energije, lokacijama postojećih elektrana, tržišnim prilikama u Hrvatskoj i njenom okruženju, te propisanim kriterijima planiranja mreže i operativnog vođenja pogona. Prijenosna je mreža dimenzionirana na način da u slučaju nastanka pojedinačnog ispada voda, transformatora ili generatora prienos električne energije propisane kvalitete ne bude onemogućen na bilo kojem dijelu zemlje. 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 TWh¹¹⁸, 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 možemo smatrati zadovoljavajućom što se očituje u vrlo rijetkim

¹¹⁸ Količina uvoza električne energije ovisi o hidrološkim okolnostima u pojedinoj godini

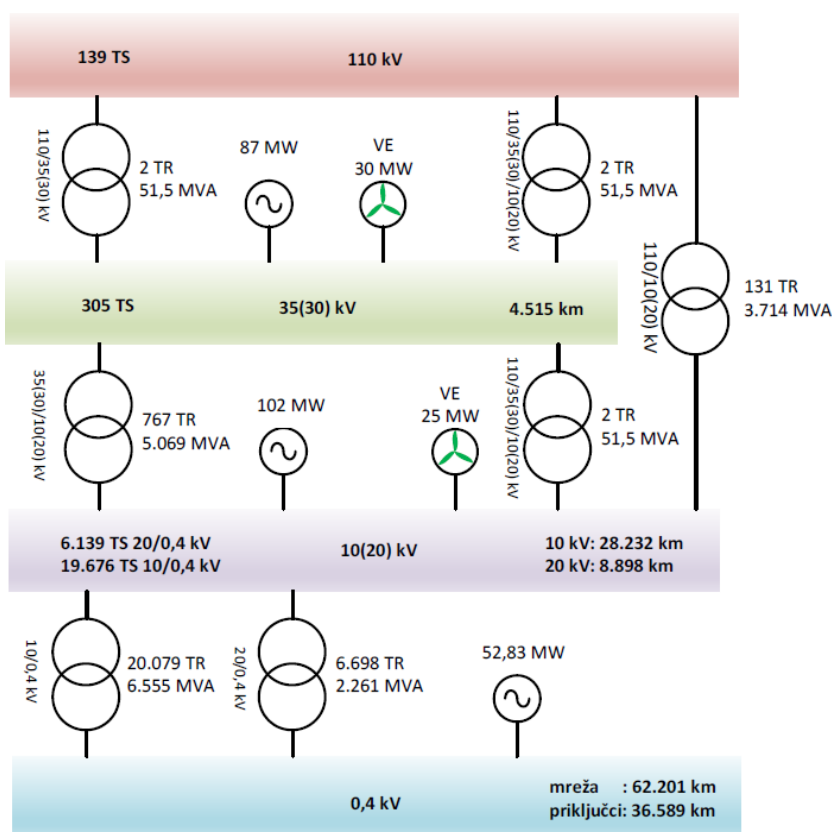
raspadima sustava (u prošlosti su se rijetko događali samo lokalni raspad pojedinih dijelova sustava) te niskim godišnjim iznosima neisporučene električne energije iz prijenosne mreže (reda veličine do 1 GWh). Kvaliteta električne energije iz prijenosne mreže trenutno je djelomično narušena radi dugotrajnih 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 se kreću 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 (ispod 500 GWh) imajući u vidu visoke prekogranične tranzite kojima je mreža izložena.

Posljednjih godina HOPS je registrirao nepovoljan trend u procjenama sigurnosti opskrbe kupaca električnom energijom radi nedostatnih proizvodnih postrojenja na području RH, uzrokovanih tržišnim razlozima (nekonkurentnost domaćih elektrana poput TE Rijeka, TE-TO Sisak A i B), odnosno velikim kvarovima i/ili ekološkim razlozima (poput TE Plomin 1 i TE-TO Zagreb blok C). Zbog toga dostatnost/sigurnost opskrbe kupaca sve više ovisi o uvozu električne energije čije su mogućnosti uvjetovane raspoloživošću prekograničnih prijenosnih kapaciteta i iznosima tih kapaciteta koji se daju na korištenje tržišnim sudionicima, a na čije vrijednosti HOPS ne može samostalno utjecati.

Distribucija električne energije

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, koji zajedno s prijenosnim sustavom čini elektroenergetski sustav. Osnovni podaci o distribucijskom sustavu prikazani su na slici 3.28.



Slika 3.28. Osnovni podaci o distribucijskom sustavu na dan 31. prosinca 2017. godine

Izvor: Godišnje izvješće o radu Hrvatske energetske regulatorne agencije za 2017. godinu i HEP ODS

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. Distribucijsku mrežu u Republici Hrvatskoj čine: transformatorske stanice VN/SN, transformatorske stanice SN/SN, rasklopna postrojenja SN, nadzemni i kabelski vodovi SN, transformatorske stanice SN/NN, NN mreža, priključci te obračunska mjerna mjesta.

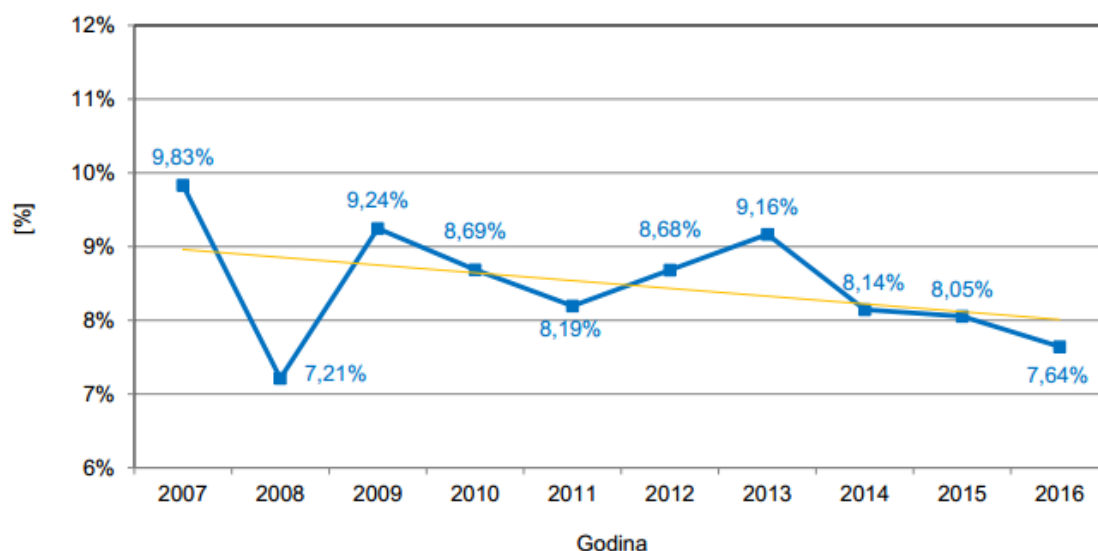
U Republici Hrvatskoj HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. (HEP ODS) obavlja javnu uslugu distribucije električne energije i odgovoran je za pogon i vođenje, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijske mreže te za osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji razumne zahtjeve za distribucijom električne energije.

Energetska djelatnost distribucije električne energije obavlja se pod uvjetima (koji su određeni dozvolom za obavljanje djelatnosti) prema načelima objektivnosti, razvidnosti i nepristranosti na cijelom području Republike Hrvatske, kao javna usluga koja mora biti dostupna u svako vrijeme svim korisnicima mreže po reguliranoj cijeni i prema reguliranim, propisanim i javno objavljenim uvjetima pristupa i korištenja usluge, uvažavajući sigurnost, redovitost i kvalitetu usluge, zaštitu okoliša, učinkovitost korištenja energije i zaštite klime, a koja se obavlja prema načelima javnosti rada i nadzora tijela određenih zakonom. Radi omogućavanja tržišnog natjecanja i ravnopravnog položaja svih sudionika na tržištu električne energije, pristup distribucijskoj mreži i korištenje distribucijske mreže operator distribucijskog sustava mora osigurati prema reguliranim, razvidnim i nepristranim načelima.

Operator distribucijskog sustava sustavnim planiranjem razvoja mreže osigurava pravodobnu i učinkovitu revitalizaciju, pojačanje, dogradnju, upravljanje i modernizaciju mreže. Sukladno Zakonu o tržištu električne energije HEP ODS dužan je svake godine donijeti i na primjeren način javno objaviti, uz prethodnu suglasnost Hrvatske energetske regulatorne agencije (HERA), desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže s detaljno iskazanim investicijama u sljedećem trogodišnjem i jednogodišnjem razdoblju.

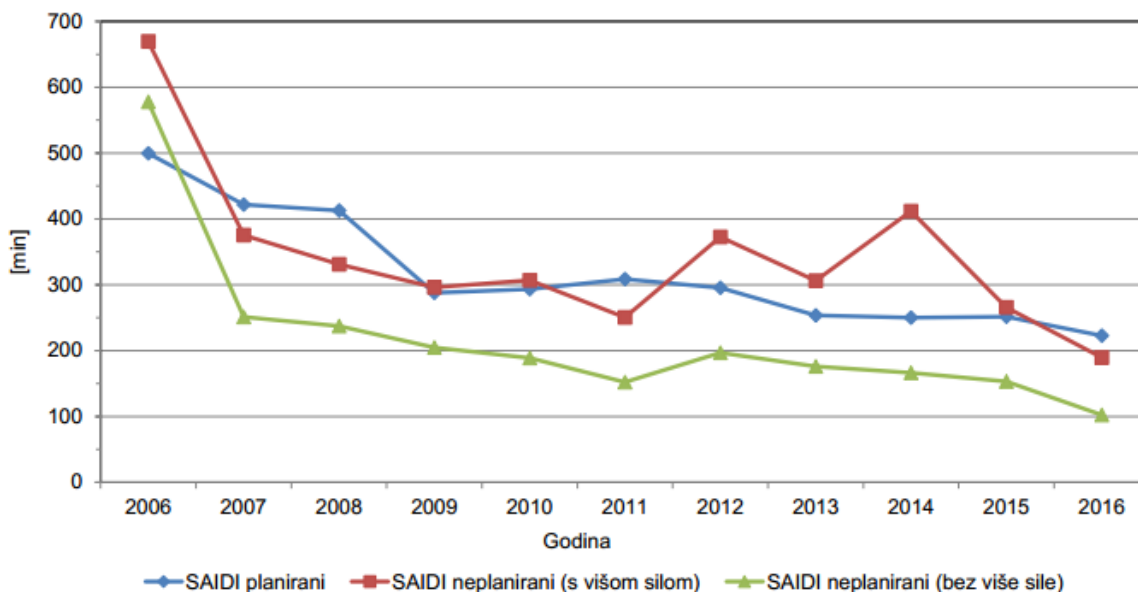
Glavni pokazatelji stanja distribucijske mreže su gubici električne energije i kvaliteta opskrbe električnom energijom. Pregled gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži u razdoblju od 2007. do 2019. godine (Slika 3.29) ukazuje na postupni trend smanjenja ukupnih gubitaka. S obzirom da su tehnički gubici procijenjeni na oko 4,3%, može se očekivati nastavak trenda smanjenja ukupnih gubitaka.

Promatra li se prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (SAIDI) kao indikator pouzdanosti opskrbe, u razdoblju od 2007 do 2016. godine zabilježen je značajni napredak (Slika 3.30).



Slika 3.29. Gubici električne energije u distribucijskoj mreži u razdoblju 2007. - 2016.

Izvor: Desetogodišnji (2018. - 2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS



Slika 3.30. Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (SAIDI) u razdoblju 2007. - 2016.

Izvor: Desetogodišnji (2018. - 2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS

U posljednjih nekoliko godina učestala su priključenja elektrana na distribucijsku mrežu. Tablica 3.36 prikazuje broj i snagu elektrana priključenih na mrežu HEP ODS-a (do 31.12.2016.) te prosječnu snagu po vrstama elektrana (prikaz uključuje i elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. koje su priključene na distribucijsku mrežu). Ukupna snaga priključenih 1.599 distribuirana izvora iznosi 270 MW. Sunčane elektrane priključene na niskonaponsku mrežu brojem (99%) su najzastupljeniji tip izvora na mreži HEP ODS-a, dok priključnom snagom sudjeluju sa samo 17%.

Tablica 3.36. Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (stanje na 31.12.2016.)

Vrsta elektrane	NN		SN		Ukupno		Prosječna priključna snaga elektrane (kW)
	Broj (kom)	Priključna snaga (kW)	Broj (kom)	Priključna snaga (kW)	Broj (kom)	Priključna snaga (kW)	
Sunčane	1.505	46.055	11	9.770	1.516	55.826	37
Vjetroelektrane	0	0	6	54.950	6	54.950	9.158
Biomasa	2	360	10	26.900	12	27.260	2.272
Hidroelektrane	12	1.876	18	69.442	30	71.318	2.377
Ostalo	5	1.384	30	59.009	35	60.393	1.726
Ukupno	1.524	49.675	75	220.071	1.599	269.747	169

Izvor: Desetogodišnji (2018. - 2027.) plan razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, HEP ODS

S obzirom na popunjene kvote za poticanje proizvodnje električne energije iz sunčanih elektrana, u 2016. godini smanjen je broj priključenih sunčanih elektrana u odnosu na prethodne godine. Ukupno predana električna energija u distribucijsku mrežu iz elektrana (uključujući elektrane u vlasništvu HEP-Proizvodnje d.o.o. priključene na distribucijsku mrežu)

u 2016. godine iznosi 899,68 GWh, što je oko 6% ukupne potrošnje električne energije kupaca na distribucijskoj mreži u 2016. godini.

Najveći udio proizvodnje na distribucijskoj mreži čini proizvodnja hidroelektrana (36%) i ostalih tipova elektrana (24%), uglavnom bioplinskih postrojenja, te elektrana na biomasu (20%) i vjetroelektrana (13%). U meži HEP ODS-a, brojem najzastupljenije sunčane elektrane u godišnjoj proizvodnji distribuiranih izvora sudjeluju sa 7%.

Na dan 31.12.2017., u distribucijskoj mreži HEP ODS-a su bila 23.239 obračunska mjerna mjesta na SN i NN priključne snage veće ili jednake 30 kW za koje postoji obaveza ugradnje mjerila s pohranjivanjem krivulje opterećenja i prikupljanja podataka putem sustava za prikupljanje mjernih podataka. Krivulja opterećenja očitava se i s 1.725 obračunskih mjernih mjesta proizvođača i kupaca s vlastitom proizvodnjom te 1.117 trenutnog istraživačkog uzorka za potrebe izrade nadomjesnih krivulja opterećenja. Potrošnja navedenih obračunskih mjernih mjesta čini oko 45% ukupne godišnje prodaje na mreži HEP ODS-a. 122.781 obračunsko mjerno mjesto je bilo opremljeno brojilima i ostalom mjernom opremom koja omogućava daljinsko očitavanje.

Trenutno važećim propisima pred HEP ODS je stavljena konkretna vremenski definirana obaveza uvođenja daljinskog očitavanja te je za sada neizvjesna obaveza uvođenja naprednog mjerenja. Prilikom planiranja ovih aktivnosti treba uzeti u obzir:

- tijekom 15 godina treba opremiti vrlo velik broj OMM brojilima s daljinskim očitanjem, što je veliki financijski i organizacijski izazov za HEP ODS.
- potrebe za redovnom zamjenom brojila nisu ravnomjerne pa je radi učinkovitosti (izbjegavanja dvostruke zamjene brojila na određenim OMM u kratkom vremenskom razdoblju) potrebno koordinirati aktivnosti redovne zamjene s uvođenjem daljinskog očitavanja.
- minimalni skup funkcionalnosti naprednog mjernog sustava prema Preporuci Europske komisije 2012/148/EU ne odstupa značajno od uobičajenih funkcionalnosti brojila s daljinskim očitanjem te radi toga treba koordinirati opremanje OMM brojilima s daljinskim očitanjem (definirana obaveza) s uvođenjem naprednog mjerenja (za sada nedefinirano).

3.1.4. Nafta i naftni derivati

Prerada i transport i distribucija nafte

Nafta se u Hrvatskoj prerađuje u dvije rafinerije nafte u Rijeci (Urinj) i Sisku te u Rafineriji maziva u Zagrebu. Instalirani kapacitet rafinerija nafte iznosi ukupno 9 mil. t godišnje i to 5 mil. t u Rijeci i 4 mil. t u Sisku. Rafinerija maziva u Zagrebu ima kapacitet od 60 000 t godišnje. Sve rafinerije su u vlasništvu INE d.d.

Transport nafte se obavlja 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 cjevovoda iznosi 631 km, a sastoji se od dionica Omišalj – Sisak; Sisak – Virje (s dionicom do Lendave) – Gola (hrvatsko-mađarska granica); Sisak – Slavonski Brod (s dionicom do Bosanskog Broda) – Sotin (hrvatsko-srpska granica). Rafinerija Rijeka spojena

je s terminalom Omišalj cjevovodom duljine 7 km, od čega oko 6 km čini podmorski dio. Projektirani kapacitet cjevovoda je 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 1,7 milijuna m³. Kapaciteti za skladištenje naftnih derivata u Omišlju i Zagrebu iznosi 222 000 m³.

Naftovodno-skladišna infrastruktura JANAF-a je od strateško energetskog 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.



Slika 3.31. 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.

3.1.5. Prirodni plin

Proizvodnja prirodnog plina

Prirodni plin se proizvodi iz 18 eksploatacijskih polja Panona i tri eksploatacijska područja 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 Hrvatskoj, domaćim prirodnim plinom je podmireno 39,6 % ukupnih potreba. Proizvodnja plina iz Panona nešto je veća od proizvodnje ostvarene iz Jadranskog podmorja. Najveći dio plina iz Panona dolazi iz polja Duboke Podravine i Međimurja (ležišta Molve, Kalinovac, Gola, Stari Gradac, Vučkovec i Zebanec). Prihvat i priprema plina za transport s ovih polja obavlja se na postrojenju Centralne plinske stanice Molve III. Instalirani proizvodni kapacitet CPS Molve III iznosi 5 mil. m³ plina dnevno.

Tablica 3.37. Proizvodni kapaciteti centralnih plinskih stanica (10⁶m³/dan)

Centralna plinska stanica	Instalirani kapacitet (10 ⁶ m ³ /dan)
Molve I	1
Molve III	5
Ukupno	6

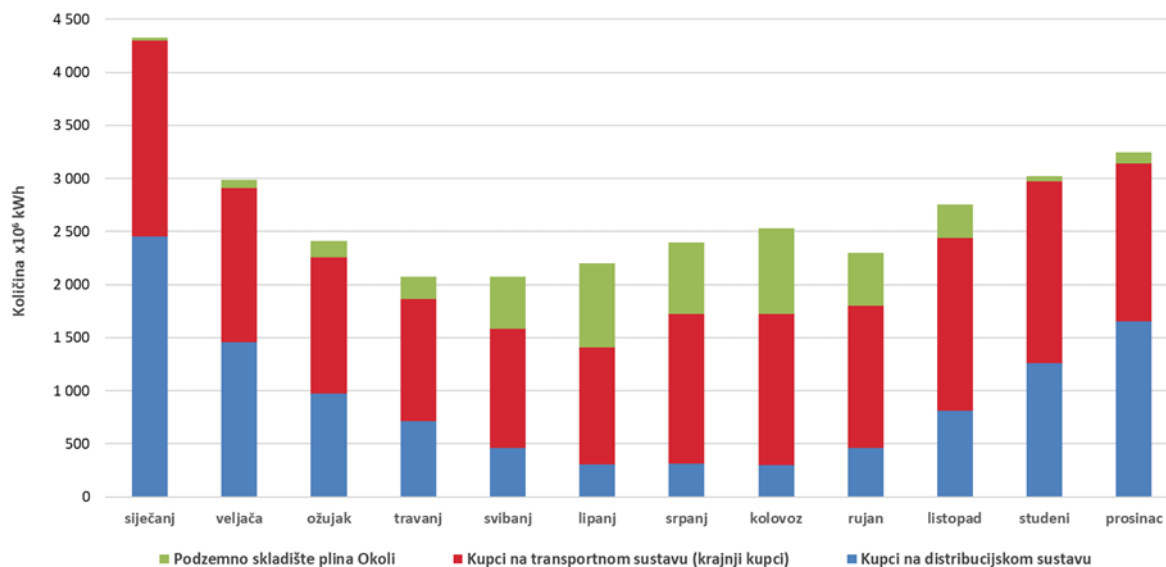
Izvor: INA

Transport i distribucija prirodnog plina

Transport prirodnog plina je regulirana energetska djelatnost koja se obavlja kao javna usluga i predstavlja osnovnu djelatnost tvrtke PLINACRO d.o.o. koja je vlasnik i operator plinskog transportnog sustava. Opis, razvoj, građenje i održavanje transportnog sustava, upravljanje i nadzor nad njime te ostali aspekti poslovanja u okviru transportnog sustava uređeni su Mrežnim pravilima transportnog sustava (Narodne novine, br. 50/18).

U 2017. godini sustavom je transportirano 32,348 TWh prirodnog plina od čega 29,149 TWh od ulaza u transportni sustav do izlaznih mjerno-redukcijskih stanica te ostatak od 3,199 TWh do podzemnog skladišta plina Okoli. Tijekom 2017. godine na razini sustava ostvaren je najveći transport u iznosu od 158 GWh/dan.

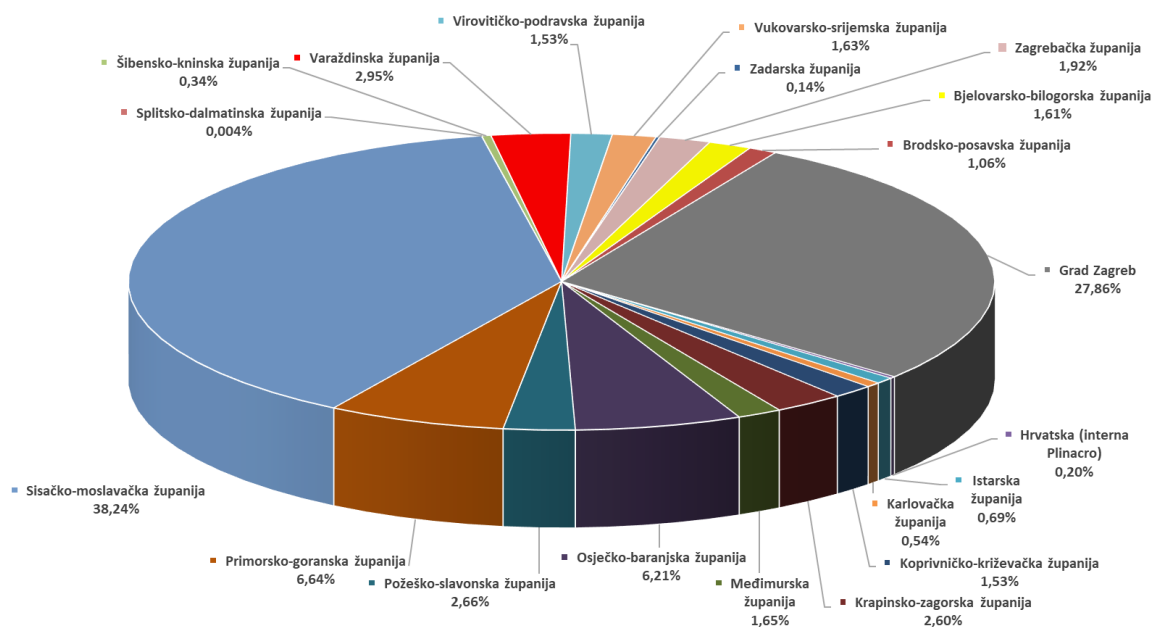
PLINACRO raspolaže s ukupno 2693 km plinovoda. Plin se u transportni plinski sustav preuzima preko devet priključaka na ulaznim mjernim stanicama, od kojih je šest u funkciji prihvata iz proizvodnih polja na teritoriju Republike Hrvatske, dva su priključka međunarodna i u funkciji su prihvata plina iz uvoznih dobavnih pravaca (Slovenija i Mađarska), dok je jedan priključak u funkciji povlačenja plina iz podzemnog skladišta Okoli.



Slika 3.32. Struktura transportiranih količina prirodnog plina prema izlaznim mjerno-redukcijskim stanicama (IMRS) tijekom 2017. godine

Izvor: PLINACRO

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



Slika 3.33. Struktura transportiranih količina prirodnog plina po županijama tijekom 2017. godine

Izvor: PLINACRO

Tablica 3.38. Promjeri i duljine transportnih plinovoda u RH

DN (mm)	800	700	600	500	450	400	350	300	250	200	150	<150	Ukupno
Duljina (km)	81	53	175	862	95	126	62	525	76	197	337	105	2 693

Izvor: PLINACRO

Tablica 3.39. Kategorizacija transportnih plinovoda u RH

Transportni plinovodi	Međunarodni	Magistralni	Spojni	Ukupno
Duljina (km)	42	2 285	366	2 693

Izvor: PLINACRO



Slika 3.34. Plinski transportni sustav u Republici Hrvatskoj

Izvor: PLINACRO

Distribuciju prirodnog plina u Hrvatskoj je u 2017. godini obavljalo 35 energetskih subjekata. Duljina distribucijske plinske mreže bez kućnih priključaka iznosi 17 945 km.

Tablica 3.40. Duljina distributivne plinske mreže bez kućnih priključaka u RH

Godina	2000.	2005.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.
Duljina distribucijskih plinovoda (km)	13 526	15 045	16 594	16 813	17 043	17 242	17 616	17 627	17 756	17 945

Izvor: EIHP

Razvoj, građenje i održavanje distribucijskog sustava, upravljanje i nadzor nad njime, povezivanje s ostalim dijelovima plinskog sustava, priključenje na distribucijski sustav, prava i dužnosti operatora distribucijskog sustava, kao i ostali aspekti poslovanja na distribucijskom sustavu uređeni su Mrežnim pravilima plinskog distribucijskog sustava (Narodne novine, br. 50/18).

Visina novčane naknade za distribuciju plina i koncesiju za izgradnju distribucijskog sustava određuje se prema Uredbi o visini i načinu plaćanja naknade za koncesiju za distribuciju plina i koncesiju za izgradnju distribucijskog sustava (Narodne novine, br. 31/14) u iznosu od 0,5 do 1,5 % od ostvarenog prihoda koncesionara, koji je on ostvario obavljanjem energetske djelatnosti distribucije plina u prethodnoj godini na području za koje se daje koncesija. Iznimno, koncesionaru koji nije obavljao energetske djelatnosti distribucije plina u prethodnoj kalendarskoj godini na području za koje se daje koncesija, novčana naknada za koncesiju određuje se u iznosu od 0,3% od planiranog prihoda, prema ponudi koja je sastavni dio ugovora o koncesiji, za godinu u kojoj počinje obavljati energetske djelatnosti distribucije plina.

Odlukom o naknadi za priključenje na plinski distribucijski ili transportni sustav i za povećanje priključnog kapaciteta za regulacijsko razdoblje 2017.-2021. godine (Narodne novine, br. 122/16) regulirana je naknada za priključenje na plinski distribucijski ili transportni sustav i za povećanje priključnog kapaciteta u dijelu troška pripremno-završnih radova.

Skladištenje prirodnog plina

Skladištem plina Okoli upravlja društvo Podzemno skladište plina d.o.o. (PSP). Podzemno skladište plina Okoli smješteno je na lokaciji 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 iznosi 160 000 m³/h. U svrhu poboljšanja kapaciteta povlačenja (produljenje vremena rada s maksimalnim kapacitetom) izgrađene su i opremljene dvije nove bušotine koje su izgradnjom spojnog plinovoda uključene u sustav skladištenja plina. Modernizacijom kompresorske stanice povećat će se kapaciteti utiskivanja, dobiti rezervni kapaciteti, diversificirati pogonski energent te značajno poboljšati ekološki utjecaji na okoliš.

3.1.6. Toplinarstvo

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 više od 95 % ukupnog broja krajnjih kupaca pripada kategoriji kućanstva.



Slika 3.35. Ilustrativni prikaz veličina postojećih sustava daljinskog grijanja u Hrvatskoj

Izvor: EIHP

U Republici Hrvatskoj je u 2016. godini bilo instalirano 1 800 MW toplinske snage za potrebe sektora toplinarstva te je isporučeno ukupno 2,1 TJ toplinske energije krajnjim kupcima. Spomenuta energija transportirana je distribucijskim cjevovodnim sustavima (vrelovodi, toplovodi, parovodi) ukupne duljine 415 km. Ukupno je instalirano 94 sustava područnog grijanja¹¹⁹ na teritoriju Republike Hrvatske za potrebe grijanja prostora, pripreme potrošne tople vode i isporuku tehnološke pare. U donjoj tablici dan je pregled osnovnih pokazatelja sektora toplinarstva za posljednjih nekoliko godina.

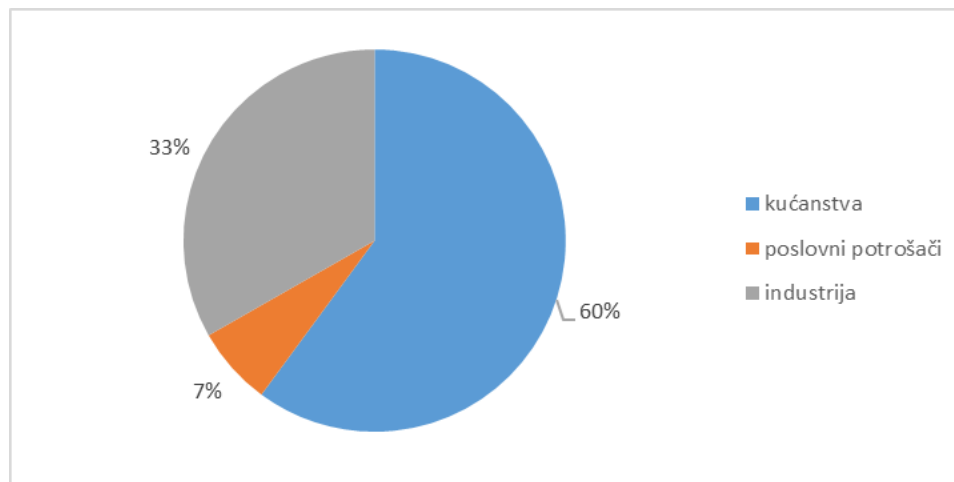
Tablica 3.41. Osnovni pokazatelji sektora toplinarstva u Republici Hrvatskoj

Pokazatelj	Jedinica	2012.	2014.	2016.
Broj potrošača	kom	143.858	154.343	158.647
Ukupna duljina distribucijske mreže	km	420	411	415
Broj sustava područnog grijanja	kom	111	104	94
Ukupno isporučena toplinska energija	GWh	2.531	2.027	2.126

Izvor: EIHP

¹¹⁹ Sustav područnog grijanja je distribucijska mreža s vlastitim toplinskim izvorom, tehnički neovisna o drugim mrežama

Toplinska energija proizvedena u sustavima područnog grijanja većinom se isporučuje kućanstvima (oko 60 %) a manjim dijelom za industriju (33 %) i poslovne potrošače (7 %), kako je prikazano na slici 3.36. Od ukupnog broja kućanstva u Republici Hrvatskoj na sustave područnog grijanja priključeno je njih 10 %, čime čine udio od 15 % u ukupnoj potrošnji toplinske energije za potrebe grijanja i pripreme potrošne tople vode.



Slika 3.36. Struktura isporučene toplinske energije u RH u 2016. godini

Izvor: EIHP

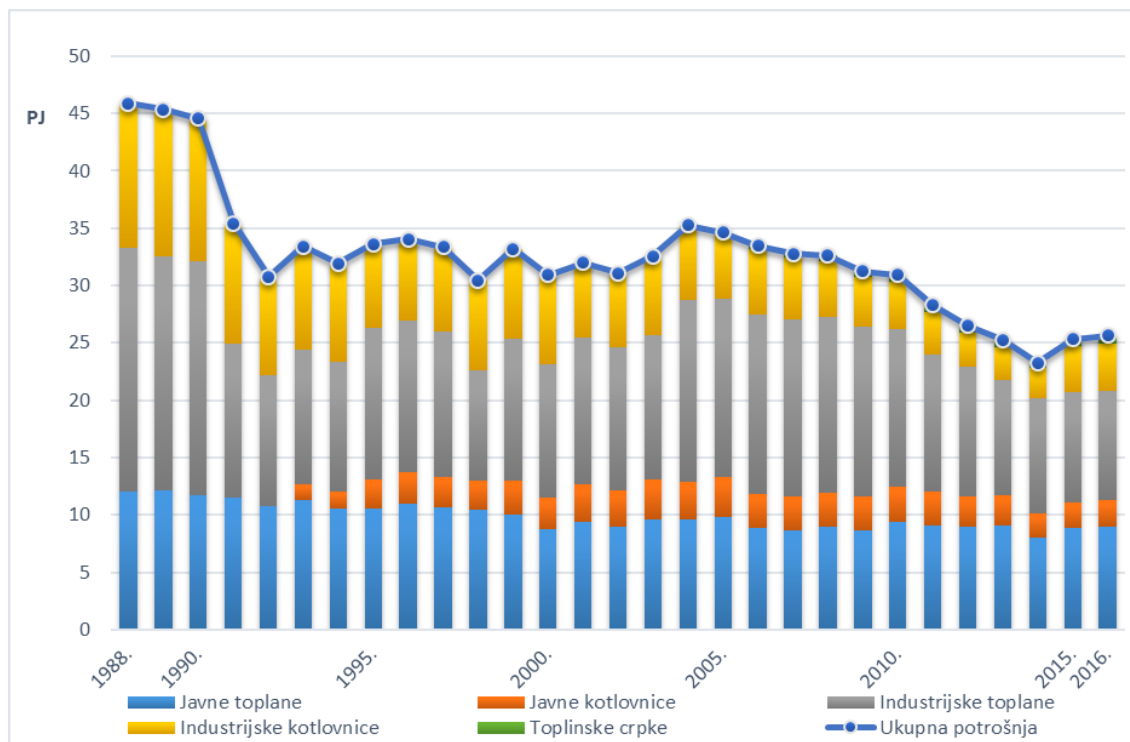
U 2016. godini 17 gradova u Republici Hrvatskoj opskrbljivalo se toplinskom energijom iz sustava područnog grijanja. Toplinska energija proizvedena je u kogeneracijskim postrojenjima (Zagreb, Osijek i Sisak), toplanama, mini-toplanama i blokovskim ili kućnim kotlovnica. Za potrebe industrije u Zagrebu, Osijeku i Sisku vrši se proizvodnja i isporuka tehnološke pare. U tablici 3.42. prikazani su energetske subjekti u sektoru toplinarstva u Republici Hrvatskoj.

Tablica 3.42. Podaci o energetske subjektima u sektoru toplinarstva u Republici Hrvatskoj u 2016. godini

Tvrtka	Grad	Broj potrošača	Grijana površina kućanstava	Grijana površina ostalih potrošača	Isporučena toplinska energija	Duljina distribucijske mreže	Gorivo**
		-	m ²	m ²	MWh	km	-
HEP Toplinarstvo d.o.o.*	Sisak	4.140	229.159	3.800	76.828	10,00	PP
	Osijek	14.705	607.572	n/p	227.388	56,39	PP, LU,LUEL
	Zagreb***	110.343	5.703.793	n/p	1.632.076	290,46	PP, LU,LUEL
Brod plin d.o.o.	Slavonski Brod	3.762	175.300	22.368	34.428	7,05	PP
Plin VTC d.o.o.	Virovitica	442	21.843	6.465	1.444	0,84	PP
Energo d.o.o.	Rijeka	9.858	528.500	34.852	56.858	16,04	PP, LU,LUEL
Vartop d.o.o.	Varaždin	1.273	66.385	2.416	6.669	1,57	PP

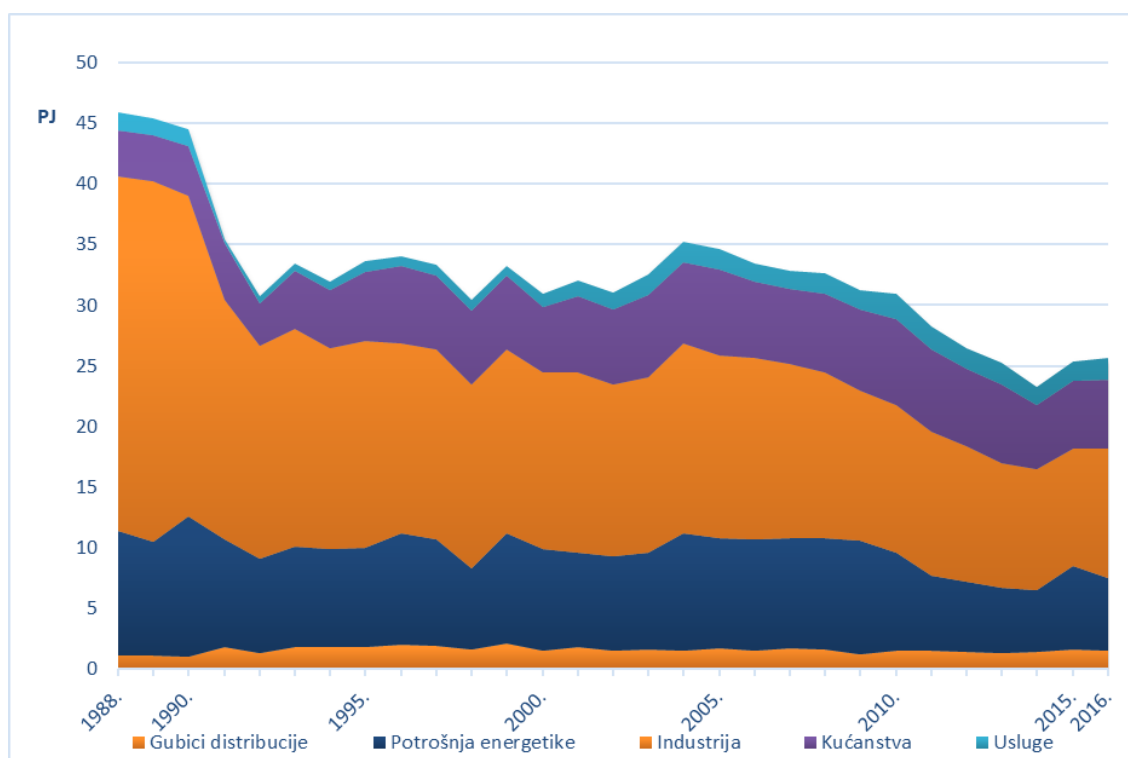
Tvrtka	Grad	Broj potrošača	Grijana površina kućanstava	Grijana površina ostalih potrošača	Isporučena toplinska energija	Duljina distribucijske mreže	Gorivo**
		-	m ²	m ²	MWh	km	-
Komunalac d.o.o.	Požega	417	19.839	-	2.153	0,80	PP
GTG Vinkovci d.o.o.	Vinkovci	1.697	86.678	2.757	8.708	1,60	PP, LU
Tehnostan d.o.o.	Vukovar	3.748	191.143	17.950	17.013	7,25	PP, LUEL, PEL
Gradska toplana d.o.o.	Karlovac	7.988	406.796	98.466	56.971	21,00	PP
Termalna voda d.o.o.	Topusko	182	8.356	23.018	4.486	1,70	GEO
SKG d.o.o.	Ogulin	92	3.448	2.672	1.120	0,40	LUEL
UKUPNO		158.647	8.048.813	214.764	2.126.142	415	
* Uključuje i isporuku tehnološke pare							
** PP-prirodni plin, LU-loživo ulje, LUEL-ekstra lako loživo ulje, GEO-geotermalna							
*** HEP Toplinarstvo Zagreb uključuje Veliku Goricu, Zaprešić i Samobor							

U nastavku je prikazan povijesni razvoj proizvodnje toplinske energije u Hrvatskoj te povijesna struktura potrošnje toplinske energije u Hrvatskoj.



Slika 3.37. Proizvodnja toplinske energije u Hrvatskoj od 1988. do 2016. godine

Izvor: Energija u RH, 2016



Slika 3.38. Potrošnja toplinske energije u Hrvatskoj

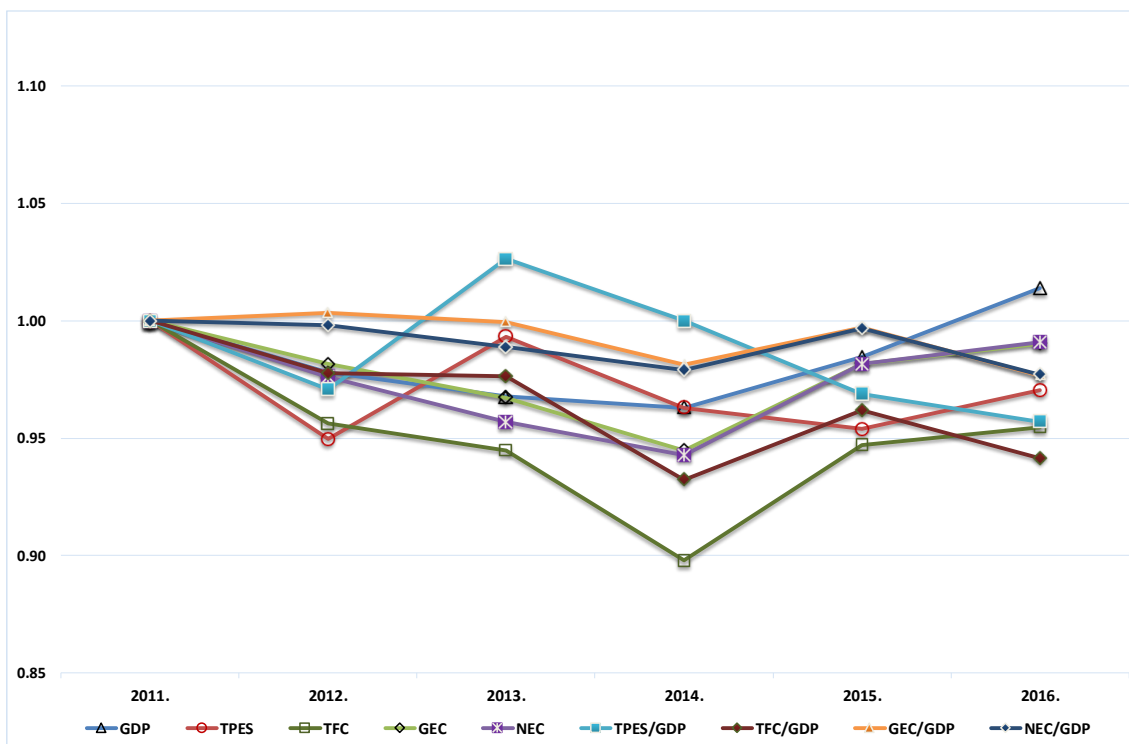
Izvor: *Energija u RH, 2016*

3.2. Stanje proizvodnje, dobave i potrošnje energije

3.2.1. Osnovni pokazatelji potrošnje energije

Osnovni pokazatelji razvoja potrošnje energije i ekonomski pokazatelji za RH u razdoblju od 2011. do 2016. godine prikazani su slikom 3.39. U 2016. godini bruto domaći proizvod (u daljnjem tekstu: BDP) povećan je za 3 % u odnosu na prethodnu godinu, a ukupna potrošnja energije za 1,7 %. BDP određen je primjenom pariteta kupovne moći te je u 2016. godini u Hrvatskoj iznosio približno 19 428 USD₂₀₁₀ po stanovniku. U odnosu na prosječan BDP u Europskoj uniji (EU 28), BDP po stanovniku u Hrvatskoj bio je manji za 41,8 %.

Tijekom razdoblja od 2011. do 2016. godine BDP ostvario je porast s prosječnom godišnjom stopom od 0,3 %, dok se ukupna potrošnja energije smanjivala s prosječnom godišnjom stopom od 0,6 %, odnosno neposredna potrošnja energije s prosječnom godišnjom stopom od 0,9 %.



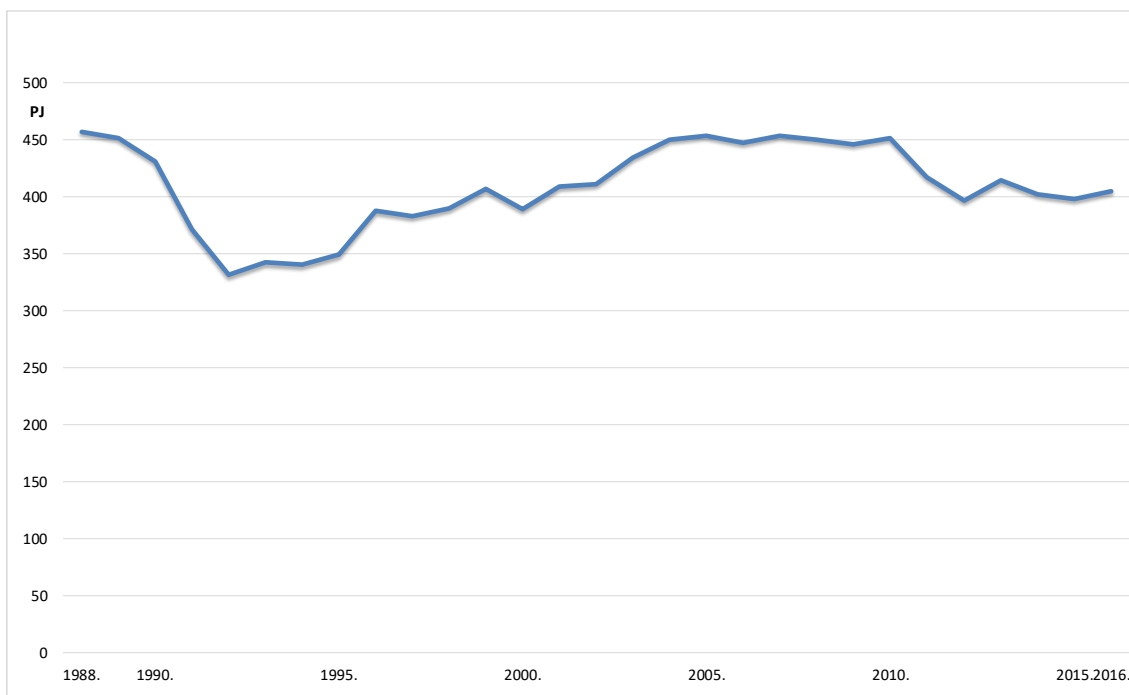
Slika 3.39. Osnovni pokazatelji razvoja potrošnje energije i ekonomski pokazatelji u RH u razdoblju 2011.-2016. godine

Izvor: Energija u RH 2016.

U potrošnji električne energije također su ostvarene negativne stope pa su tako ukupna potrošnja električne energije i neto potrošnja električne energije ostvarile smanjenje s prosječnom godišnjom stopom od 0,2 %. Gubici prijenosa i razdiobe električne energije također su smanjeni s prosječnom godišnjom stopom od 1,3 %.

Navedeni trendovi razvoja BDP-a, ukupne i neposredne potrošnje energije i potrošnje električne energije rezultirali su smanjenjem odgovarajućih energetske intenzivnosti u 2016. u odnosu na 2015. godinu. Energetska intenzivnost ukupne potrošnje energije smanjena je za 1,2 %, a energetska intenzivnost neposredne potrošnje energije za 2,1 %. Energetske intenzivnosti ukupne i neto potrošnje električne energije smanjene su za 2 %. I tijekom razdoblja od 2011. do 2016. godine energetske intenzivnosti ostvarile su trend smanjenja.

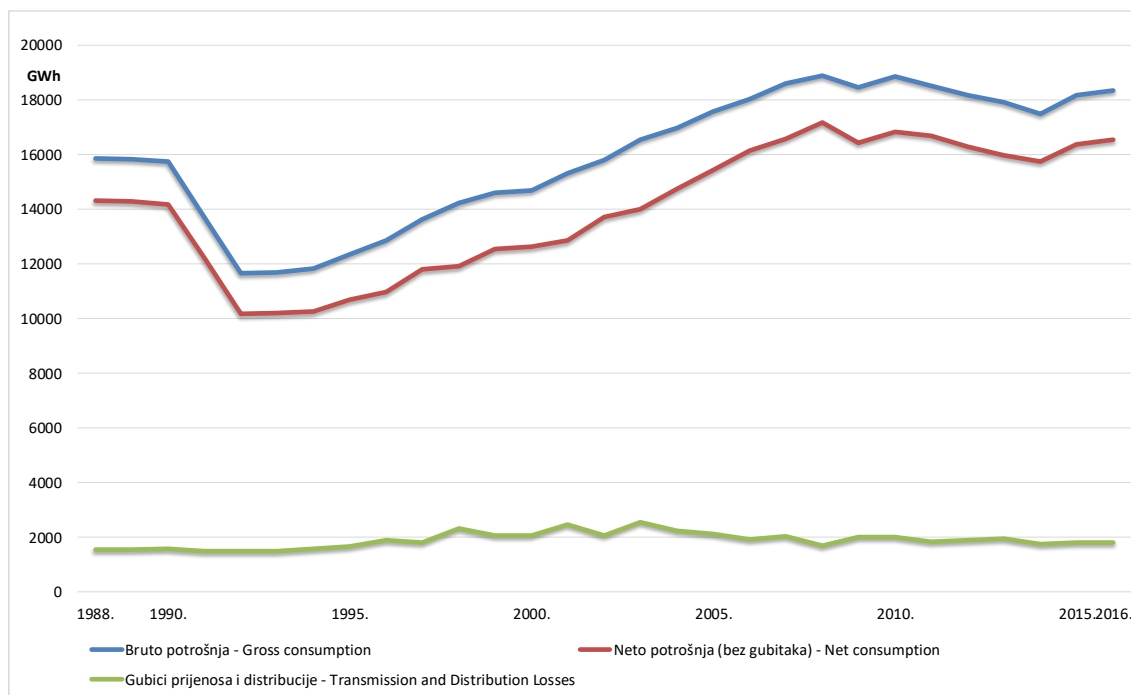
U odnosu na prethodnu godinu ukupna potrošnja energije u 2016. godini povećana je za 1,7 %. U razdoblju od 2011. do 2016. godine ostvaren je trend smanjenja ukupne potrošnje energije s prosječnom godišnjom stopom od 0,6 %. Od 1992. godine, kada je u Hrvatskoj ostvarena minimalna ukupna potrošnja, ukupna potrošnja energije do 2016. godine rasla je s prosječnom godišnjom stopom od 0,8 %.



Slika 3.40. Ukupna potrošnja energije u RH u razdoblju 1988.-2016. godine

Izvor: Energija u RH 2016.

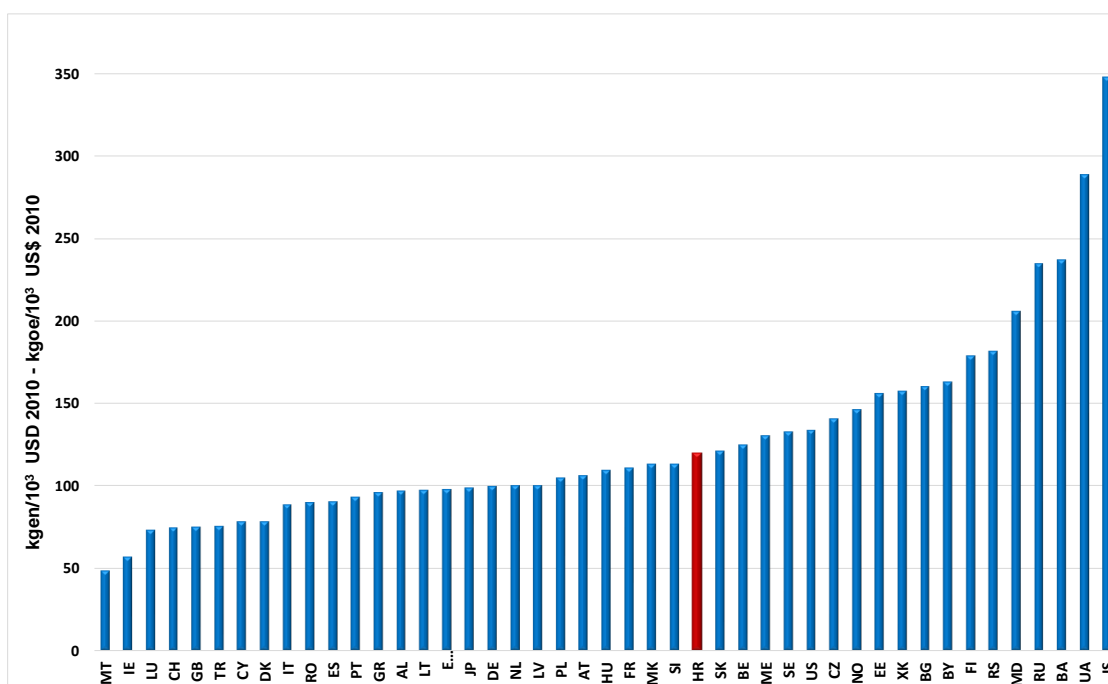
U razdoblju od 2011. do 2016. godine bruto i neto potrošnja električne energije smanjivala se prosječnom godišnjom stopom od 0,2 %. U razdoblju od 1992. godine, kada je u Hrvatskoj ostvarena najmanja potrošnja, bruto potrošnja električne energije ostvarila je prosječnu godišnju stopu porasta od 1,9 %, dok je neto potrošnja električne energije rasla nešto brže tj. stopom od 2 %. U istom razdoblju gubici električne energije povećavali su se sporije te je prosječna godišnja stopa iznosila 0,8 %. U 2016. godini u Hrvatskoj je ostvaren porast potrošnje električne energije u odnosu na prethodnu godinu. Bruto potrošnja iznosila je 18 349,5 GWh, a neto potrošnja 16 543 GWh.



Slika 3.41. Bruto i neto potrošnja električne energije u RH u razdoblju 1988.-2016. godine

Izvor: Energija u RH 2016.

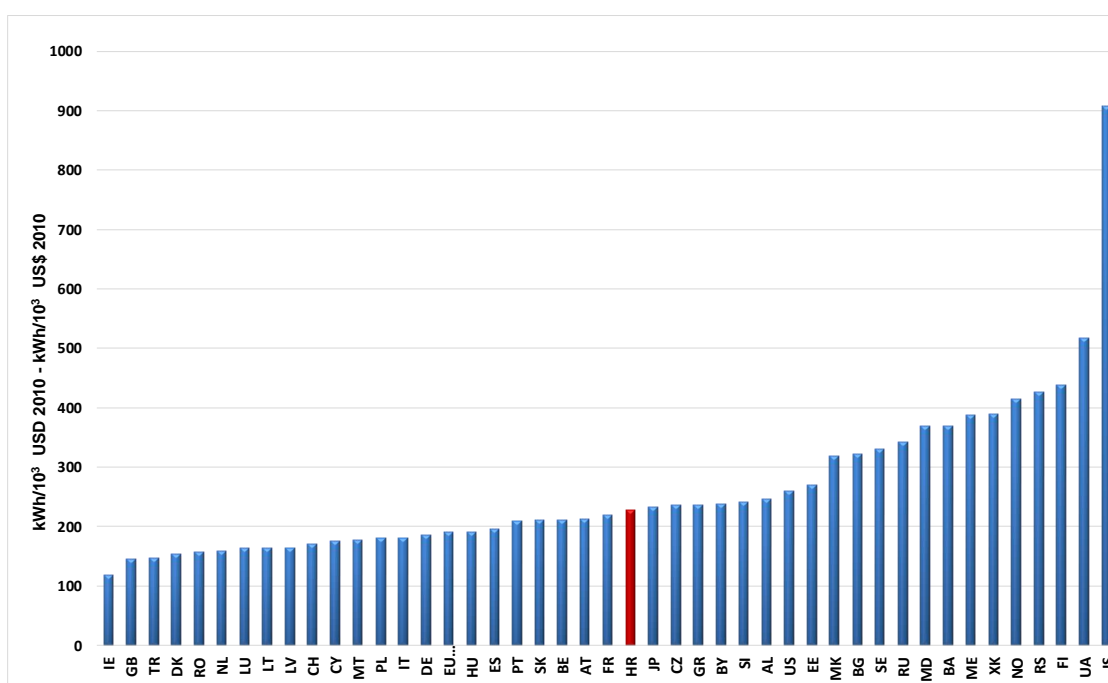
Energetske intenzivnosti ukupne potrošnje energije i bruto potrošnje električne energije izvedene korištenjem BDP-a određenog primjenom pariteta kupovne moći i izraženog u USD₂₀₁₀ prikazane su slikama 3.42. i 3.43. U 2016. godini u Hrvatskoj je za ostvarenje tisuću USD₂₀₁₀ utrošeno 119 kg ekvivalentne nafte ukupne energije, što je za 21,9 % više u odnosu na prosjek u Europskoj uniji (EU 28). Povoljnije vrijednosti energetske intenzivnosti ukupno utrošene energije ostvarene su u 26 promatranih zemalja (uključujući i prosjek za EU), dok su ostale zemlje imale lošiju energetske intenzivnost.



Slika 3.42. Energetska intenzivnost ukupne potrošnje energije prema paritetu kupovne moći

Izvor: Energija u RH 2016.

Ukupna potrošnja električne energije za tisuću USD₂₀₁₀ BDP-a u Hrvatskoj je u 2016. godini iznosila 226 kWh, što je za 19,1 % više u odnosu na europski prosjek. U odnosu na pojedine europske zemlje energetska intenzivnost ukupne potrošnje električne energije u 23 zemlje je bila manja.



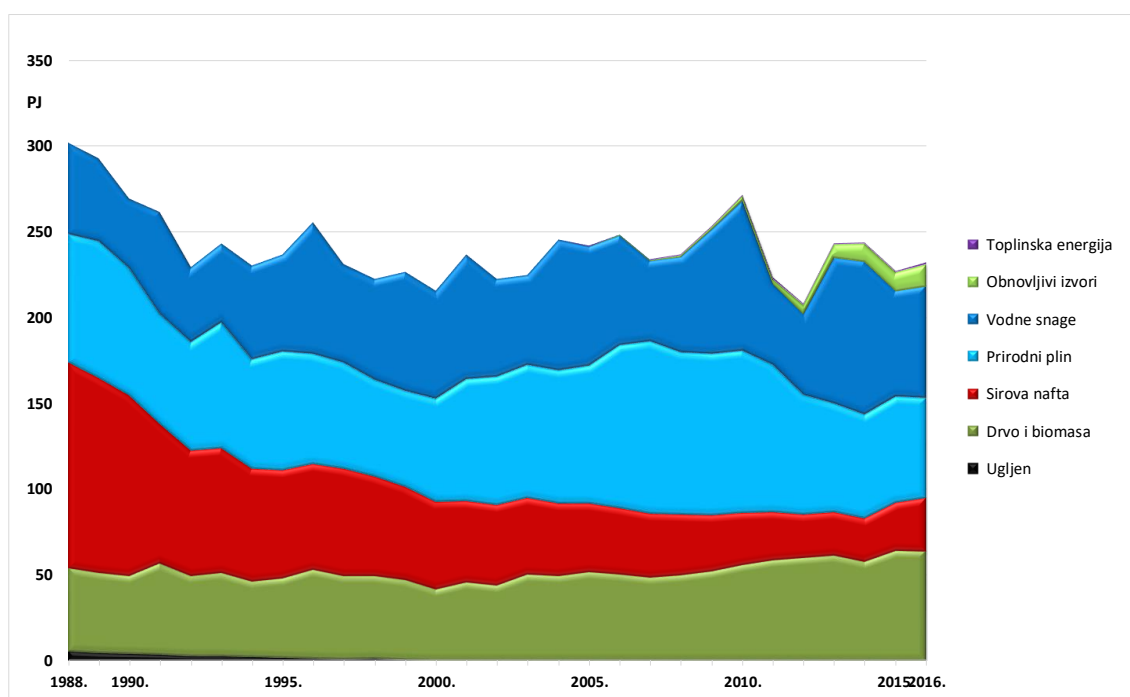
Slika 3.43. Intenzivnost bruto potrošnje električne energije prema paritetu kupovne moći

Izvor: Energija u RH 2016.

3.2.2. Proizvodnja primarne energije

Tijekom šestogodišnjeg razdoblja od 2011. do 2016. godine proizvodnja primarne energije u Hrvatskoj povećavala se s prosječnom godišnjom stopom od 0,8 %. Trend smanjenja ostvaren je u proizvodnji prirodnog plina, dok je proizvodnja ostalih primarnih oblika energije ostvarila trend povećanja. Proizvodnja prirodnog plina smanjivala se s prosječnim godišnjim stopama od 7,5 %. Najbrže je rasla proizvodnja energije iz obnovljivih izvora gdje je ostvarena godišnja stopa rasta od 34,8 posto, dok je energija iskorištenih vodnih snaga rasla s prosječnom godišnjom stopom od 6,6 posto. Proizvodnja sirove nafte i toplinska energija proizvedene u dizalicama topline ostvarile su trend porasta s prosječnom godišnjom stopom od 2,1 %. U proizvodnji ogrjevnog drva i ostale krute biomase trend porasta proizvodnje iznosio je 1,7 % godišnje.

U razdoblju od 2011. do 2016. godine razvoj proizvodnje pojedinih primarnih oblika energije bio je takav da je udio prirodnog plina smanjen s 38,1 na 24,8 %, udio energije iz dizalica topline nije se mijenjao, dok su udjeli ostalih primarnih oblika energije povećani. Udio sirove nafte povećan je s 12,7 na 13,6 %, a udio ogrjevnog drva i krute biomase s 26,4 na 27,6 %. Udio ostalih OIE (energija vjetra, biodizel, energija Sunca, geotermalna energija i bioplin) povećan je u 2016. godini za 5,5 %, a udio toplinske energije iz dizalica topline za 0,3 %.



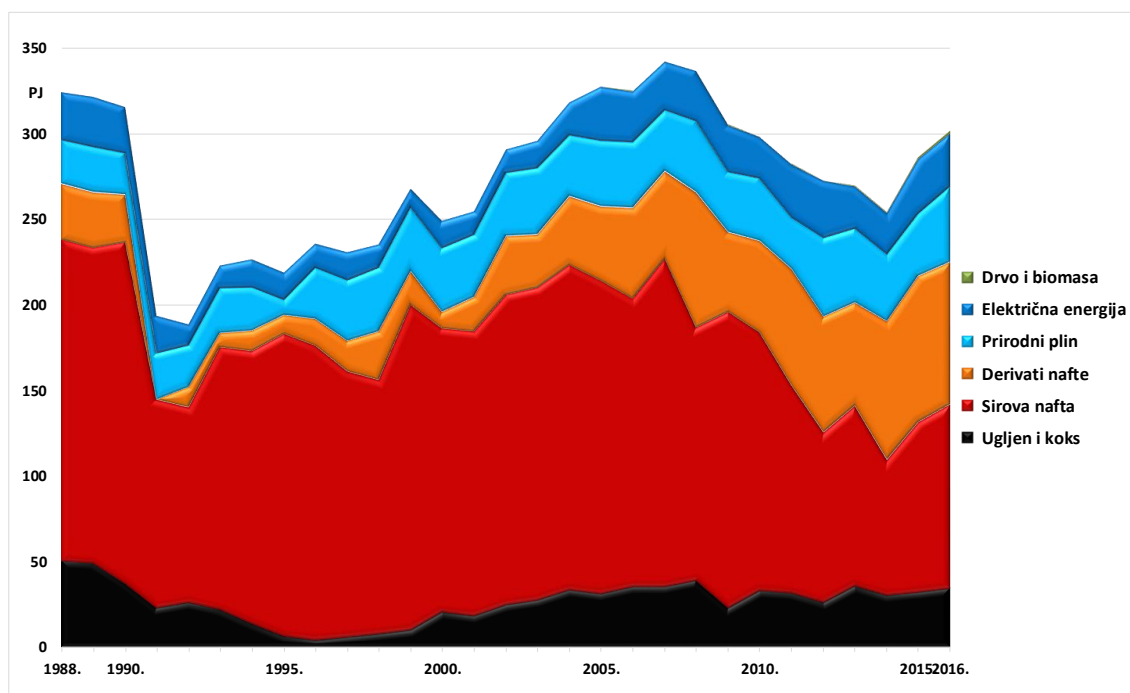
Slika 3.44. Proizvodnja primarne energije

Izvor: Energija u RH 2016.

3.2.3. Uvoz i izvoz energije

Ukupni uvoz energije u Hrvatsku u 2016. godini povećan je za 5,4 % u odnosu na prethodnu godinu. Smanjen je uvoz naftnih derivata za 2,5 % i električne energije za 1,5 %, dok je uvoz svih ostalih oblika energije povećan.

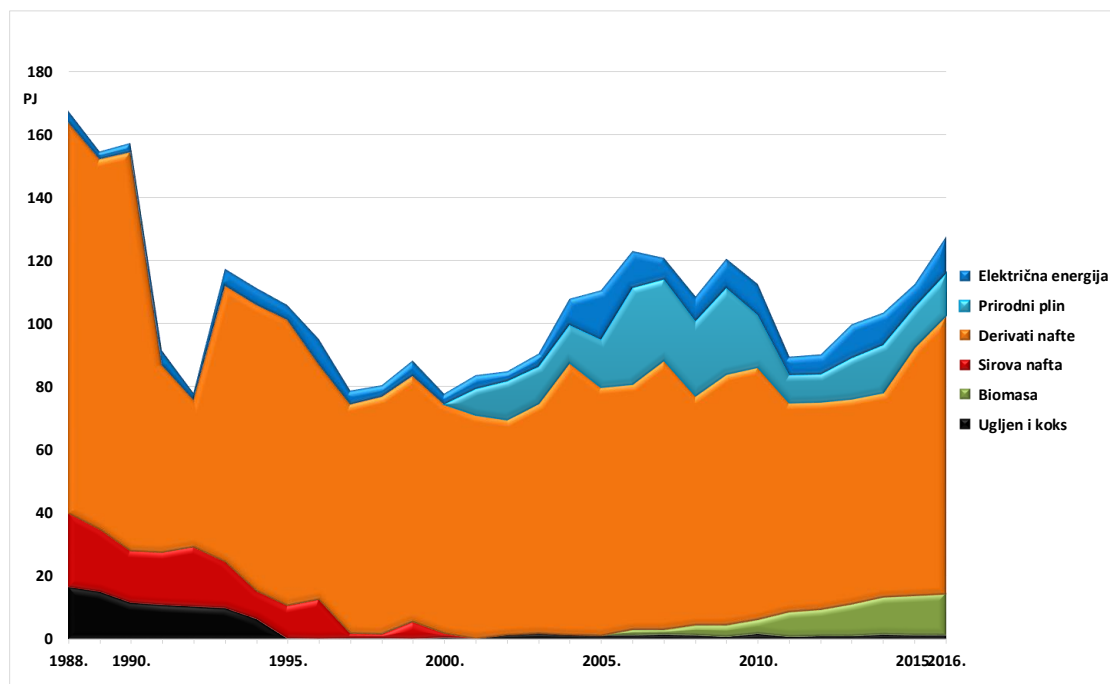
Tijekom razdoblja od 2011. do 2016. godine ostvaren je trend porasta uvoza energije u Hrvatsku s prosječnom godišnjom stopom od 1,3 %. U uvozu sirove nafte ostvaren je trend smanjenja s prosječnom godišnjom stopom od 2,4 %, dok je uvoz električne energije ostao na približno jednakoj razini. U uvozu svih ostalih oblika energije ostvaren je trend porasta pa se tako uvoz drva i biomase povećavao s prosječnom godišnjom stopom od 39,2 %, uvoz prirodnog plina od 8,1 %, uvoz naftnih derivata od 4,1 % i uvoz ugljena i koksa od 1,6 % godišnje.



Slika 3.45. Uvoz energije u Hrvatsku

Izvor: Energija u RH 2016.

Tijekom razdoblja od 2011. do 2016. godine ostvaren je trend povećanja izvoza energije s prosječnom godišnjom stopom od 7,3 %. To je posljedica rasta izvoza svih oblika energije. Prosječna godišnja stopa porasta izvoza električne energije iznosila je 15,2 %, a biomase 10,5 %. U izvozu ugljena i koksa kao i prirodnog plina ostvaren je trend porasta s prosječnim godišnjim stopama od 10,4 i 9 %. U izvozu naftnih derivata ostvarena je najniža godišnja stopa porasta od 5,8 %.



Slika 3.46. Izvoz energije iz Hrvatske

Izvor: Energija u RH 2016.

3.2.4. Ukupna potrošnja energije

Ukupna potrošnja energije u Hrvatskoj u 2016. godini povećana je u odnosu na ostvarenu ukupnu potrošnju u prethodnoj godini za 1,7 %.

Tablica 3.43. Ukupna potrošnja energije

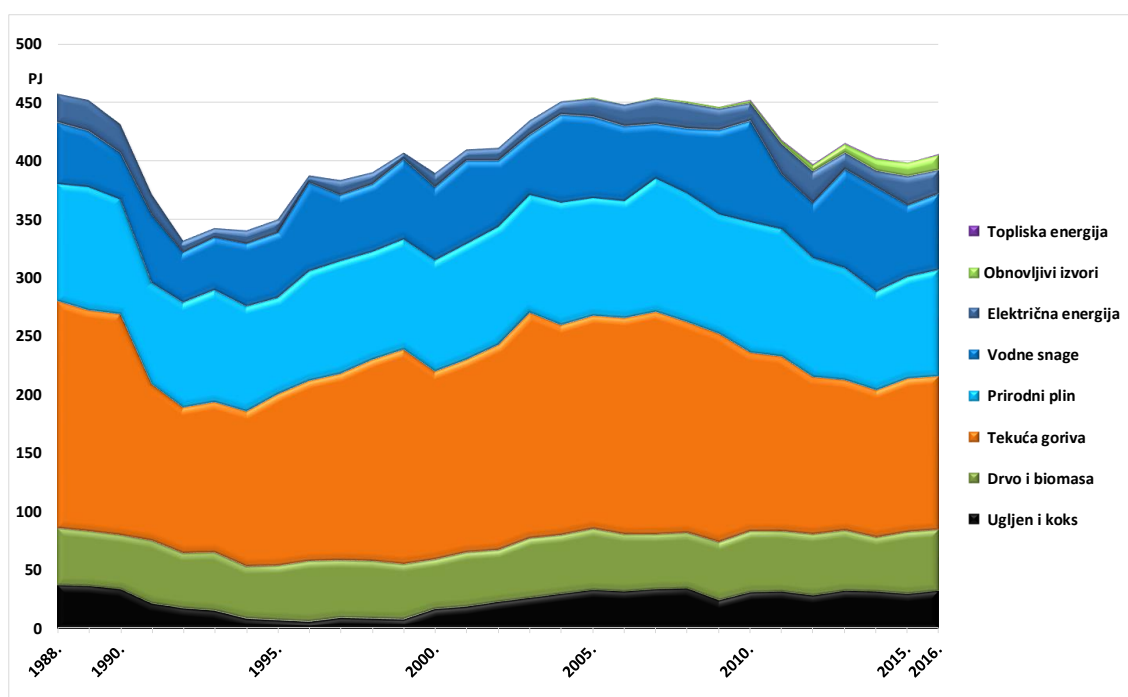
	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2016./15.	2011.-16.
	PJ						%	
Ugljen i koks <i>Coal and coke</i>	31,66	28,37	32,18	31,59	29,86	32,14	7,6	0,3
Drvo i biomasa <i>Biomass</i>	51,50	52,10	51,67	46,12	52,69	52,47	-0,4	0,4
Tekuća goriva <i>Liquid Fuels</i>	149,30	134,17	128,37	125,80	130,92	130,78	-0,1	-2,6
Prirodni plin <i>Natural Gas</i>	108,60	101,78	95,54	84,62	87,16	91,08	4,5	-3,5
Vodne snage <i>Hydro Power</i>	47,58	47,32	84,92	88,99	61,63	65,63	6,5	6,6
Električna energija <i>Electricity</i>	25,76	26,75	13,93	14,23	24,44	19,91	-18,5	-5,0
Toplinska energija <i>Heat</i>	0,60	0,61	0,63	0,52	0,62	0,66	6,0	2,1
Obnovljivi izvori <i>Renewables</i>	2,72	5,59	7,65	10,35	11,16	12,68	13,6	36,1
UKUPNO TOTAL	417,71	396,69	414,89	402,22	398,48	405,34	1,7	-0,6

Izvor: Energija u RH 2016.

Tijekom razdoblja od 2011. do 2016. godine ukupna potrošnja energije smanjivala se s prosječnom godišnjom stopom od 0,6 %. 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 35,7 % u 2011. godini te se do 2016. godine smanjio na 32,3 %. Osim udjela tekućih goriva u 2016. godini smanjio se još i udio prirodnog plina i udio uvozne električne energije. Navedeni udjeli su se smanjili za 3,5 %, odnosno za 1,3 % tako da je udio prirodnog plina u 2016. godini iznosio 22,5 %, a udio uvozne električne energije 4,9 %. Udjeli svih ostalih oblika energije u ukupnoj potrošnji su povećani. Hidrološke prilike su bile takve da je udio vodnih snaga povećan s 11,4 na 16,2 %. Također je povećan udio ostalih obnovljivih izvora (energija vjetra, energija Sunca, geotermalna energija, biodizel i bioplin) s 0,7 % u 2011. godini na 3,1 % u 2016. godini. Udio ogrjevnog drva i krute biomase povećan je s 12,3 na 12,9 %, a udio toplinske energije iz dizalica topline za 0,1 % pa je u 2016. godini iznosio 0,2 %. Udio ugljena i koksa povećan je s 7,6 na 7,9 %.

Ukupna potrošnja energije po stanovniku u Hrvatskoj u 2016. godini iznosila je 2 321 kg ekvivalentne nafte te je u odnosu na odgovarajuću potrošnju u Europskoj uniji (EU 28) bila manja za 29,1 %.



Slika 3.47. Ukupna potrošnja energije

Izvor: Energija u RH 2016.

3.2.5. Neposredna potrošnja energije

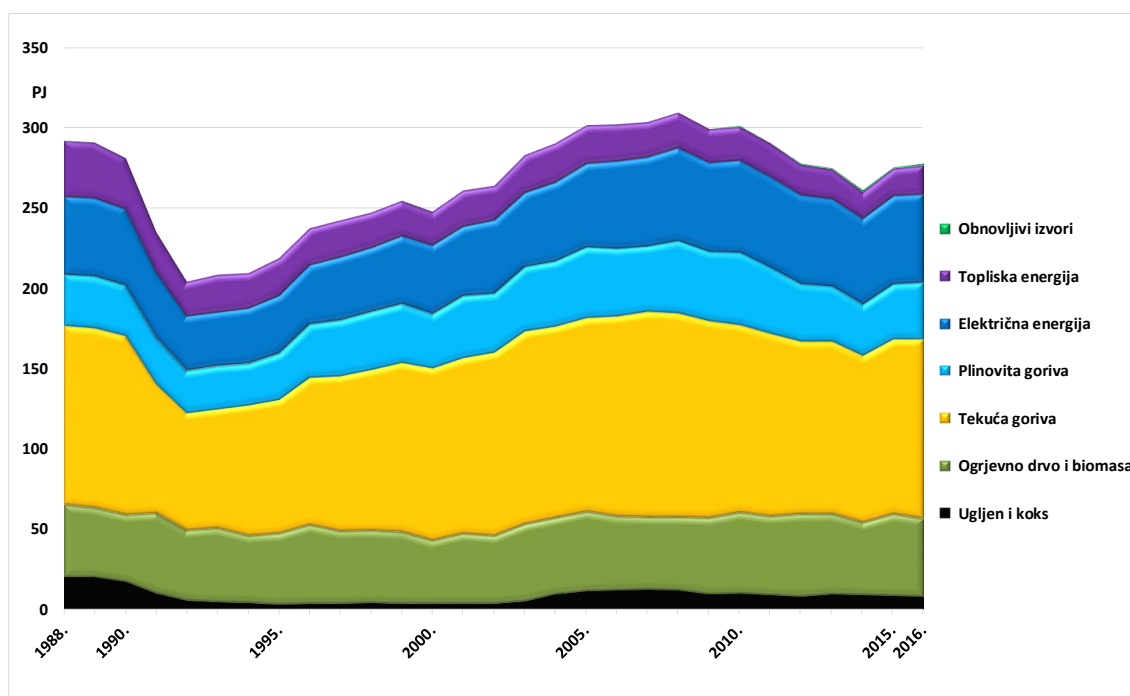
Neposredna potrošnja energije u 2016. godini povećana je za 0,8 % u odnosu na prethodnu godinu. Tijekom razdoblja od 2011. do 2016. godine ostvaren je trend smanjenja neposredne potrošnje energije s prosječnom godišnjom stopom od 0,9 %.

Tablica 3.44. Neposredna potrošnja oblika energije

	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2016./15.	2011.-16.
	<i>PJ</i>							%
Ugljen i koks <i>Coal and coke</i>	8,42	7,84	8,92	8,66	8,14	7,71	-5,3	-1,8
Ogrjevno drvo i biomasa <i>Biomass</i>	49,42	51,27	50,56	45,05	51,02	48,52	-4,9	-0,4
Ostali obnovljivi izvori <i>Other renewables</i>	0,43	0,46	0,48	0,54	0,61	0,64	5,2	8,6
Tekuća goriva <i>Liquid Fuels</i>	113,88	107,56	107,28	104,35	109,17	111,95	2,5	-0,3
Plinovita goriva <i>Gaseous Fuels</i>	40,90	35,91	34,24	31,80	33,96	35,06	3,2	-3,0
Električna energija <i>Electricity</i>	56,58	55,19	54,18	53,34	55,15	55,04	-0,2	-0,6
Toplinska energija <i>Heat</i>	20,59	19,29	18,57	16,83	16,819	18,195	8,2	-2,4
UKUPNO TOTAL	290,21	277,51	274,21	260,54	274,88	277,12	0,8	-0,9

Izvor: Energija u RH 2016.

Najveći udio u neposrednoj potrošnji energije ostvarila su tekuća goriva, a njihov je udio s 39,2 % u 2011. godini povećan na 40,4 % u 2016. godini. U istom razdoblju je udio električne energije povećan s 19,5 na 19,9 %. Po visini udjela u neposrednoj potrošnji energije slijedi ogrjevno drvo i ostala biomasa kojima je udio povećan sa 17 na 17,5 %, kao i prirodni plin čiji je udio sa 14,1 % smanjen na 12,7 %. Udio toplinske energije smanjen je sa 7,1 na 6,6 %.



Slika 3.48. Neposredna potrošnja oblika energije

Izvor: Energija u RH 2016.

Ukupna neposredna potrošnja energije, bez ne-energetske potrošnje, iznosila je u Hrvatskoj u 2016. godini 1 710 kg ekvivalentne nafte po stanovniku. U odnosu na prosjek za EU (EU 28) ta je potrošnja bila manja za 21,4 %. Neposredna potrošnja električne energije po stanovniku u Hrvatskoj iznosila je 3 666 kWh te je u odnosu na prosječnu vrijednost za EU bila manja za 31,5 %.

3.3. Tržište energije i cijene energije

3.3.1. Tržište i cijene naftnih derivata

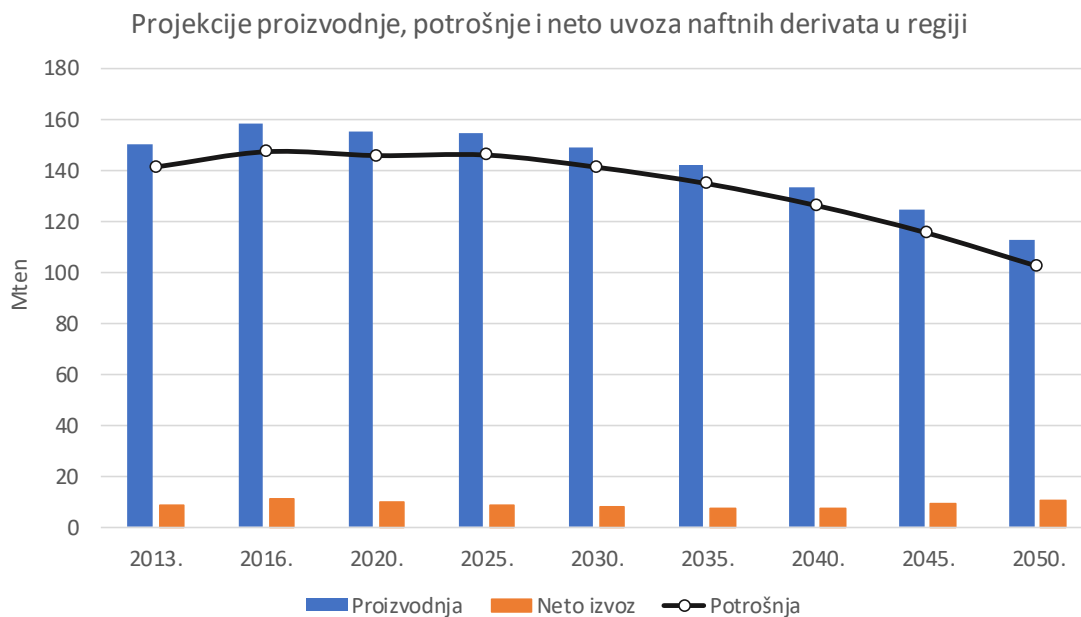
Opskrba tržišta naftnim derivatima odvija se dijelom iz domaćih rafinerija, a dijelom iz uvoza. Posljednjih nekoliko godina, udio uvoza iznosio je gotovo 60 % od ukupne potrošnje naftnih derivata u Hrvatskoj. Neovisno o tome, stopa energetske ovisnosti koja predstavlja udio neto uvoza u ukupnoj bruto potrošnji naftnih derivata se posljednjih nekoliko godina smanjivala da bi u 2016. godini iznosila svega 2,2 %. U Hrvatskoj je tijekom 2018. godine 47 pravnih subjekata bilo registrirano za trgovinu na veliko naftnim derivatima, a derivati se uvoze iz različitih izvora: s tržišta Mediterana, rafinerija susjednih zemalja, ali i onih iz šire regije.

Cijene naftnih derivata u 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 analizirana je 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 koje obuhvaća gore navedene države, ukupno je 2016. godine bilo u radu 30 rafinerija instaliranog kapaciteta 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 saiskorištenjem manjim od 50 % pa sve do onih sa 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 2016. godine nakon čega slijedi pad potrošnje koja će 2050. godini biti na razini od oko 70 % potrošnje ostvarene 2016. 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 2016. 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 sa 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 3.49. Projekcije proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata u zemljama šire regije

Izvor: EIHP

3.3.2. Tržište i cijene prirodnog plina

Opskrba plinom

HERA je na temelju Zakona o tržištu plina donijela Opće uvjete opskrbe plinom. Dozvolu za obavljanje djelatnosti opskrbe plinom u Hrvatskoj je u 2017. godini imalo 55 energetskih subjekata, od čega je njih 46 aktivno obavljalo djelatnost opskrbe plinom.

Odlukom Vlade RH (Narodne novine, br. 29/14) o određivanju opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina, za opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina bila je određena Hrvatska elektroprivreda – dioničko društvo za razdoblje do 31. ožujka 2017. godine. Temeljem članka 113. stavka 6. Zakona o tržištu plina („Narodne novine”, broj 18/18), do određivanja opskrbljivača na veleprodajnom tržištu od strane HERA-e, odnosno u razdoblju od 1. travnja 2018. do 1. kolovoza 2018., za opskrbljivača na veleprodajnom tržištu bila je također određena Hrvatska elektroprivreda – dioničko društvo. U lipnju 2018. HERA je donijela Odluku o određivanju opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina za razdoblje od 1. kolovoza 2018. do 31. ožujka 2019. godine. HERA će početkom 2019. godine provesti javni natječaj na kojem će odrediti opskrbljivača na veleprodajnom tržištu plina za razdoblje od 1. travnja 2019. do 31. ožujka 2021. godine. Nakon 31. ožujka 2021., a u skladu s člankom 113. stavkom 2. Zakona o tržištu plina, uloga opskrbljivača na veleprodajnom tržištu se ukida.

Sredinom 2014. godine Vlada Republike Hrvatske donijela je Odluku o donošenju Plana intervencije o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom Republike Hrvatske (Narodne novine, br. 78/2014).

Energetski subjekti

Dozvolu za obavljanje djelatnosti proizvodnje prirodnog plina ima tvrtka INA-Industrija nafte d.d., Zagreb, a izdana je za razdoblje od 7 godina. Za skladištenje prirodnog plina registrirana je tvrtka Podzemno skladište plina d.o.o., Zagreb, kojoj je dozvola izdana na 5 godina. Dozvolu za obavljanje djelatnosti transporta prirodnog plina u Republici Hrvatskoj ima tvrtka PLINACRO d.o.o., Zagreb, za razdoblje od 15 godina. Za organiziranje tržišta plina dozvolu ima tvrtka HOPS d.o.o., Zagreb. Ova energetska djelatnost uređena je Pravilima o organizaciji tržišta plina. Dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti trgovine plinom trenutno ima 10 tvrtki, a dozvole su izdane za razdoblje od 3 godine.

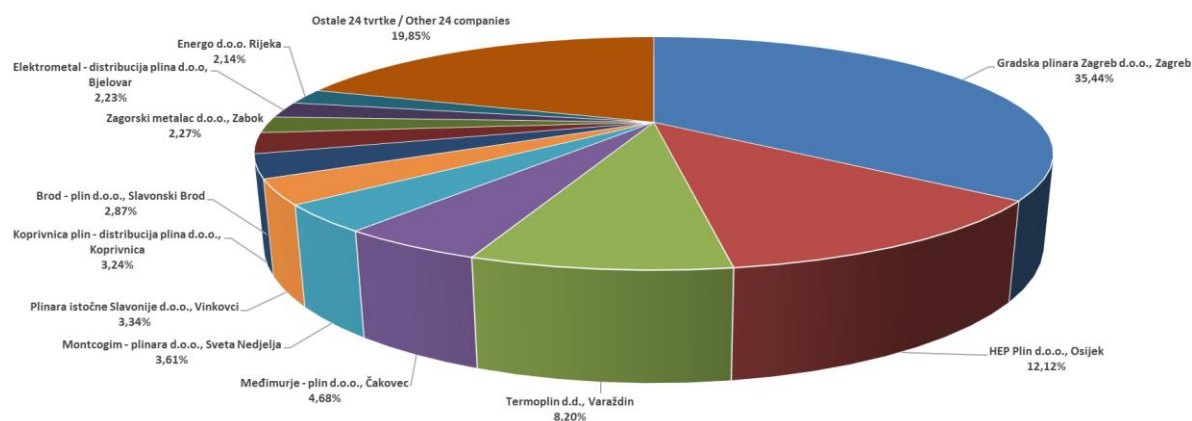
Dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti opskrbe plinom u 2017. godini imalo je 54 tvrtke, a dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti distribucije plina u 2017. godini imalo je 35 tvrtki. U tablici 3.45. prikazane su sve tvrtke registrirane za distribuciju plina do kraja 2017. godine te njihova potrošnja i udjeli u ukupnoj potrošnji prirodnog plina.

Tablica 3.45. Tvrtke koje obavljaju distribuciju plina na temelju dobivene energetske dozvole, količine plina koje su preuzele iz transportne mreže i udjeli u ukupnoj potrošnji u 2017. godini

	Naziv i sjedište operatora distribucijskog sustava	Količina plina preuzeta iz transportne mreže (10 ³ m ³)	Udio u ukupnoj potrošnji
1.	Gradska plinara Zagreb d.o.o., Zagreb	412 604	35,44%
2.	HEP Plin d.o.o., Osijek	141 174	12,12%
3.	Termoplin d.d., Varaždin	95 454	8,20%
4.	Međimurje - plin d.o.o., Čakovec	54 457	4,68%
5.	Montcogim - plinara d.o.o., Sveta Nedjelja	42 011	3,61%
6.	Plinara istočne Slavonije d.o.o., Vinkovci	38 942	3,34%
7.	Koprivnica plin - distribucija plina d.o.o., Koprivnica	37 707	3,24%
8.	Brod - plin d.o.o., Slavonski Brod	33 454	2,87%
9.	Zagorski metalac d.o.o., Zabok	26 474	2,27%
10.	Elektrometal - distribucija plina d.o.o., Bjelovar	25 948	2,23%
11.	Energo d.o.o. Rijeka	24 956	2,14%
12.	Plinara d.o.o, Pula	23 776	2,04%
13.	EVN Croatia Plin d.o.o., Zagreb	16 699	1,43%
14.	Plin - projekt d.o.o., Nova Gradiška	15 950	1,37%
15.	Darkom distribucija plina d.o.o.	15 787	1,36%
16.	Plin VTC d.o.o., Virovitica	15 324	1,32%
17.	Moslavina plin d.o.o., Kutina	13 911	1,19%
18.	Prvo plinarsko društvo - distribucija plina d.o.o., Vukovar	13 816	1,19%
19.	Energometan d.o.o., Samobor	13 567	1,17%
20.	Dukom plin d.o.o., Dugo Selo	13 230	1,14%

	Naziv i sjedište operatora distribucijskog sustava	Količina plina preuzeta iz transportne mreže (10 ³ m ³)	Udio u ukupnoj potrošnji
21.	Plin Vrbovec d.o.o., Vrbovec	11 975	1,03%
22.	Ivaplin d.o.o., Ivanić Grad	9 379	0,81%
23.	Gradska plinara Krapina d.o.o., Krapina	7 940	0,68%
24.	Komunalije - plin d.o.o., Đurđevac	6 808	0,58%
25.	Zelina - plin d.o.o., Sveti Ivan Zelina	6 464	0,56%
26.	Plin Konjščina d.o.o., Konjščina	6 247	0,54%
27.	Radnik - plin d.d., Križevci	6 237	0,54%
28.	Papuk - plin d.o.o., Orahovica	6 200	0,53%
29.	Ivkom - plin d.d., Ivanec	6 164	0,53%
30.	Pakrac - plin d.o.o., Pakrac	4 421	0,38%
31.	Humplin d.o.o., Hum na Sutli	4 227	0,36%
32.	Plin d.o.o., Garešnica	3 870	0,33%
33.	Plinkom d.o.o., Pitomača	3 364	0,29%
34.	Zelenjak plin d.o.o., Klanjec	3 305	0,28%
35.	Čaplin d.o.o., Čazma	2 518	0,22%
Ukupno		1 164 359	100,00 %

Izvor: EIHP



Slika 3.50. Udjeli količina prirodnog plina preuzetog iz transportne mreže pojedinih tvrtki u ukupnoj potrošnji u 2017. godini

Izvor: EIHP

Cijene prirodnog plina

Osnovni elementi cijene plina su cijena dobave prirodnog plina, cijena transporta prirodnog plina i dozvoljeni prihod distributera i opskrbljivača. Transport, distribucija i javna usluga opskrbe plinom i zajamčena opskrba, kao i skladištenje prirodnog plina regulirani su odgovarajućim Metodologijama utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za distribuciju plina 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 ukapljenog prirodnog plina i javnu uslugu opskrbe plinom regulira se struktura cjenika nestandardnih usluga operatora transportnog sustava, operatora distribucijskog sustava, operatora sustava skladišta plina i opskrbljivača plinom u obvezi javne usluge, način, elementi i kriteriji za izračun cijene nestandardnih usluga, način izračuna prosječne cijene radnog sata, broj radnik-sati potrebnih za izvršenje pojedine nestandardne usluge te donošenje, objava i primjena cjenika nestandardnih usluga.

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 plina

Cijena nabave prirodnog plina definira se prema Metodologiji utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom i zajamčenu opskrbu.

Odlukom o cijeni plina po kojoj je opskrbljivač na veleprodajnom tržištu plina dužan prodavati plin opskrbljivačima u javnoj usluzi opskrbe plinom za kupce iz kategorije kućanstvo (Narodne novine, br. 18/2017), cijena nabave prirodnog plina do 31. ožujka 2018. godine bila je određena u iznosu od 0,1809 kn/kWh.

Cijena transporta prirodnog plina

Cijena transporta prirodnog plina utvrđuje se temeljem Metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za transport plina i Odluke o iznosu tarifnih stavki za transport plina za energetske subjekte Plinacro d.o.o.

Na temelju Odluke HERA-e u 2017. godini su se primjenjivali iznosi tarifnih stavki navedeni u sljedećoj tablici.

Tablica 3.46. Tarifne stavke za transport prirodnog plina

Vrsta/iznos tarifne stavke	Važeći iznos tarifne stavke u 2017. godini
Tarifna stavka za ulaz na interkonekciji	2,7432 kn/kWh/dan
Tarifna stavka za ulaz iz proizvodnje	2,4689 kn/kWh/dan
Tarifna stavka za ulaz iz sustava skladišta plina	0,2743 kn/kWh/dan
Tarifna stavka za izlaz na interkonekciji	6,9710 kn/kWh/dan
Tarifna stavka za izlaz u Hrvatskoj	1,0457 kn/kWh/dan
Tk - Tarifna stavka za količinu plina	0,0018 kn/kWh

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

pojednog korisnika. Kapacitet je moguće ugovoriti na razini godine, mjeseca i/ili dana. Prosječna cijena transporta prirodnog plina u 2017. godini za sve kupce plina u transportnom sustavu iznosila je 0,0169 kn/kWh.

Cijena skladištenja prirodnog plina

Radni volumen jednoga standardnog paketa skladišnog kapaciteta (u dljanjem tekstu: SBU) utvrđen je u iznosu od 50 GWh. Standardni paket skladišnog kapaciteta definiran je parametrima radnog volumena, kao i pridruženom krivuljom utiskivanja te krivuljom povlačenja, 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. 122/2016) koju je donijela HERA temeljem Metodologije utvrđivanja iznosa tarifnih stavki za skladištenje plina.

Tarifne stavke za skladištenje plina, koje će se primjenjivati za drugo regulacijsko razdoblje od 1. siječnja 2017. do 31. prosinca 2021. navedene su u sljedećoj tablici.

Tablica 3.47. Tarifne stavke za skladištenje plina

Tarifne stavke	Oznaka tarifne stavke	Naziv tarifne stavke	Tarifne stavke za godine regulacijskog razdoblja (bez PDV-a)					Mjerna jedinica
			2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	
Tarifna stavka za ugovoreni standardni paket skladišnog kapaciteta na godišnjoj razini	T _{SBU}	Tarifna stavka za standardni paket skladišnog kapaciteta	1 339 093,59	1 324 607,85	1 310 278,82	1 296 104,78	1 282 084,08	kn/SBU*
Tarifne stavke za ugovorene pojedinačne stalne usluge na godišnjoj razini	T _{S,UTIS}	Tarifna stavka za stalni kapacitet utiskivanja	1,2243	1,2110	1,1979	1,1850	1,1721	kn/kWh/dan
	T _{S,POV}	Tarifna stavka za stalni kapacitet povlačenja	0,9794	0,9688	0,9583	0,9480	0,9377	kn/kWh/dan
	T _{S,RV}	Tarifna stavka za stalni radni volumen	0,0205	0,0203	0,0201	0,0199	0,0196	kn/kWh
Tarifna stavka za ugovorene pojedinačne prekidive usluge na dnevnoj razini	T _{P,UTIS}	Tarifna stavka za prekidivi nenominirani kapacitet utiskivanja	0,0100	0,0099	0,0098	0,0097	0,0096	kn/kWh/dan
	T _{P,POV}	Tarifna stavka za prekidivi nenominirani kapacitet povlačenja	0,0080	0,0079	0,0078	0,0077	0,0077	

*SBU - Standardni paket skladišnog kapaciteta

Dana 22. prosinca 2017. godine HERA je donijela izmjenu Metodologije utvrđivanja cijene nestandardnih usluga za transport plina, distribuciju plina, skladištenje plina i javnu uslugu opskrbe plinom (Narodne novine, br. 132/2017) kojom je razdoblje za pružanje nestandardnih usluga vremenski produženo na razdoblje do 1. travnja 2019. godine.

Cijena opskrbe plinom tarifnih kupaca

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 za 2017. godinu određeni su Odlukom o iznosu tarifnih stavki za javnu uslugu opskrbe plinom za 2017. godinu (Narodne novine, br. 122/2016).

Cijena opskrbe za javnu uslugu opskrbe plinom definirana je za 35 energetskih subjekata u 12 tarifnih modela (TM), ovisno o godišnjoj potrošnji te je tarifna stavka Ts1 propisana za svaki tarifni model za svaki energetski subjekt. Cijena nabave plina, opskrbna marža i tarifna stavka Ts2 propisane su u istom iznosu za sve opskrbljivače. Za najmanje potrošače (TM1) krajnja cijena opskrbe plinom u 2017. kretala se od 0,2139 do 0,2920 kn/kWh, dok se za najveće potrošače (TM12) krajnja cijena opskrbe kretala od 0,1918 do 0,2260 kn/kWh.

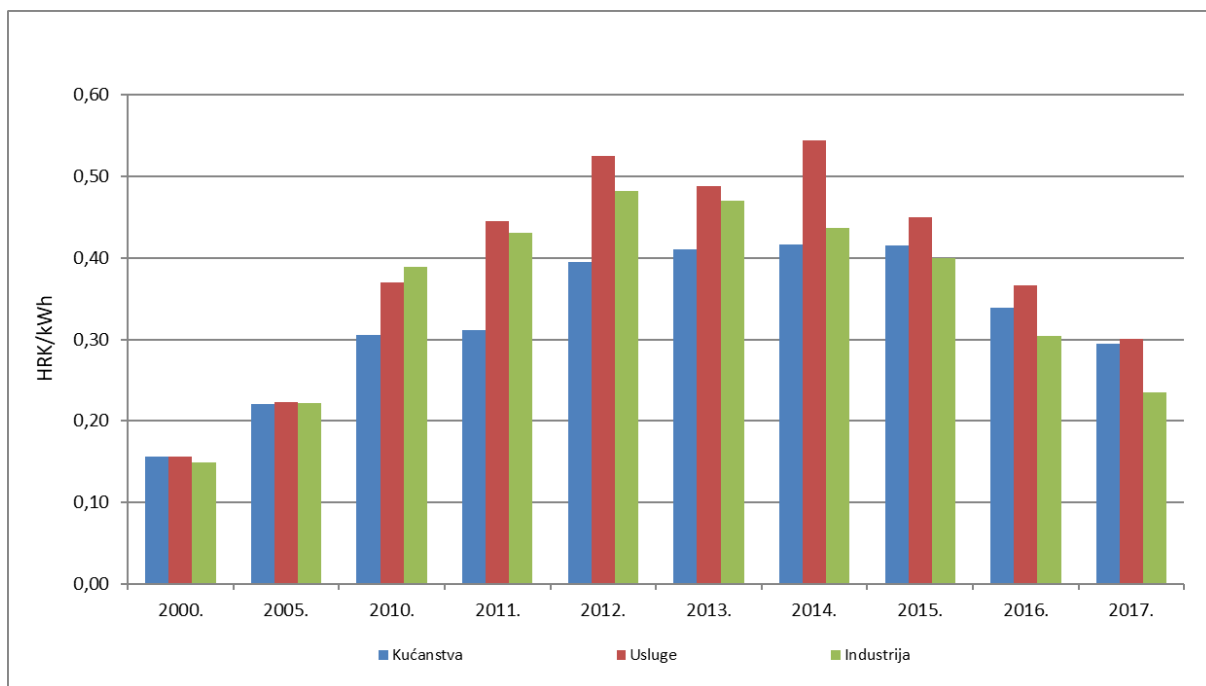
Cijena distribucije prirodnog plina

Tarifne stavke za distribuciju plina za regulacijsko razdoblje 2017.-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. Za najmanje potrošače (TM1) tarifna stavka Ts1 za 2017. godinu kreće se od 0,0256 do 0,1037 kn/kWh bez PDV-a, dok se za najveće potrošače (TM12) ona kreće od 0,0035 do 0,0377 kn/kWh bez PDV-a.

Tablica 3.48. Prosječna prodajna cijena prirodnog plina od 2000. do 2017. godine (kn/m³ i kn/kWh s PDV-om)

Vrsta potrošača		2000.	2005.	2010.	2011.	2012.	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.
Kućanstva	kn/m ³	1,45	2,04	2,83	2,88	3,66	3,80	3,86	3,85	3,25	2,84
	kn/kWh	0,1565	0,2203	0,3056	0,3113	0,3952	0,4103	0,4168	0,4157	0,3385	0,2948
Usluge	kn/m ³	1,45	2,06	3,43	4,12	4,86	4,52	5,04	4,17	3,52	2,90
	kn/kWh	0,1565	0,2224	0,3704	0,4454	0,5248	0,4881	0,5442	0,4503	0,3667	0,3011
Industrija	kn/m ³	1,38	2,05	3,60	3,99	4,47	4,35	4,05	3,70	2,92	2,26
	kn/kWh	0,1495	0,2214	0,3887	0,4309	0,4827	0,4697	0,4373	0,3995	0,3042	0,2345

Izvor: EIHP



Slika 3.51. Kretanje prosječne prodajne cijene prirodnog plina - 2000. - 2017. godine (s PDV-om)

Izvor: EIHP

3.3.3. Tržište i cijene električne energije

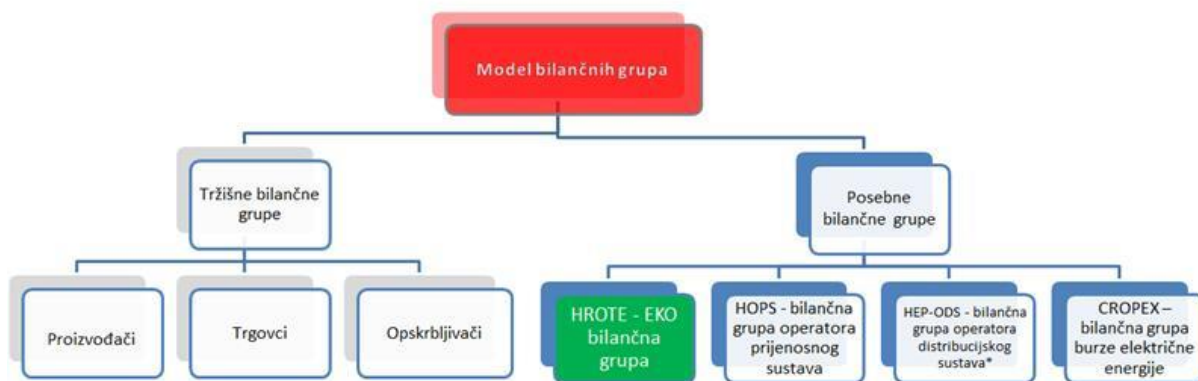
Organizacija tržišta

Sudionici na tržištu električne energije u Hrvatskoj (tržišni sudionici) su proizvođači, opskrbljivači, trgovci i krajnji kupci. Organiziranje tržišta električne energije, te prijenos i distribucija električne energije su regulirane djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge:

- za organiziranje tržišta električne energije zadužen je HROTE,
- za prijenos električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju prijenosnog sustava te vođenje elektroenergetskog sustava zadužen je HOPS i
- za distribuciju električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijskog sustava zadužen je HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu: HEP ODS).

Pravila organiziranja tržišta električne energije (u daljnjem tekstu: Tržišna pravila) definiraju model tržišta električne energije i odnose među sudionicima. Tržišna pravila donosi HROTE i ona su obvezujuća za sve sudionike na tržištu električne energije. Tržišnim pravilima utvrđuju se obveze i odgovornosti bilančnih grupa te se uređuju odnosi i odvijanje aktivnosti na bilateralnom tržištu električne energije. U Hrvatskoj postoje dva segmenta tržišta električne energije:

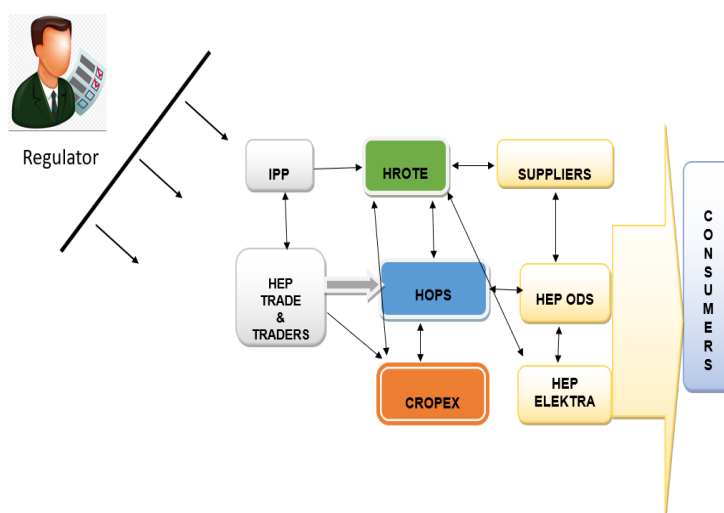
- model bilateralnog tržišta u kojem se trgovanje električnom energijom provodi bilateralnim ugovorima. Ovaj model je Tržišnim pravilima nadograđen s modelom bilančnih grupa. Djelatnost organiziranja tržišta električne energije kao javnu uslugu, a pod nadzorom HERA-e, obavlja HROTE.
- organizirano tržište električne energije – burza kojom upravlja CROPEX.



Slika 3.52. Model bilančnih grupa na tržištu električne energije u RH

Izvor: HROTE

Bilateralni ugovori se sklapaju između opskrbljivača, trgovca ili proizvođača te u slučaju prekogranične razmjene (uvoz ili izvoz električne energije preko granica regulacijskog područja RH). Ugovorne strane u bilateralnom ugovoru su: član bilančne grupe – voditelj bilančne grupe, voditelj bilančne grupe – voditelj bilančne grupe i član bilančne grupe – član bilančne grupe. Ugovorne strane u bilateralnom ugovoru za opskrbu električnom energijom su krajnji kupac (kućanstva, javna rasvjeta, poduzetništvo i industrija) i opskrbljivač. Osim ugovora o opskrbi odnosno ugovora o kupoprodaji električne energije, krajnji kupac i proizvođač moraju sklopiti i ugovor o korištenju mreže s HOPS-om ili HEP ODS-om, ovisno o tome na koju su naponsku razinu priključeni. Za nabavu električne energije potrebne za uravnoteženje sustava zadužen je HOPS. Svaki voditelj bilančne grupe bio on proizvođač, opskrbljivač ili trgovac odgovoran je prema HOPS-u za odstupanja od svojih ugovornih rasporeda.



Slika 3.53. Odnosi između sudionika tržišta

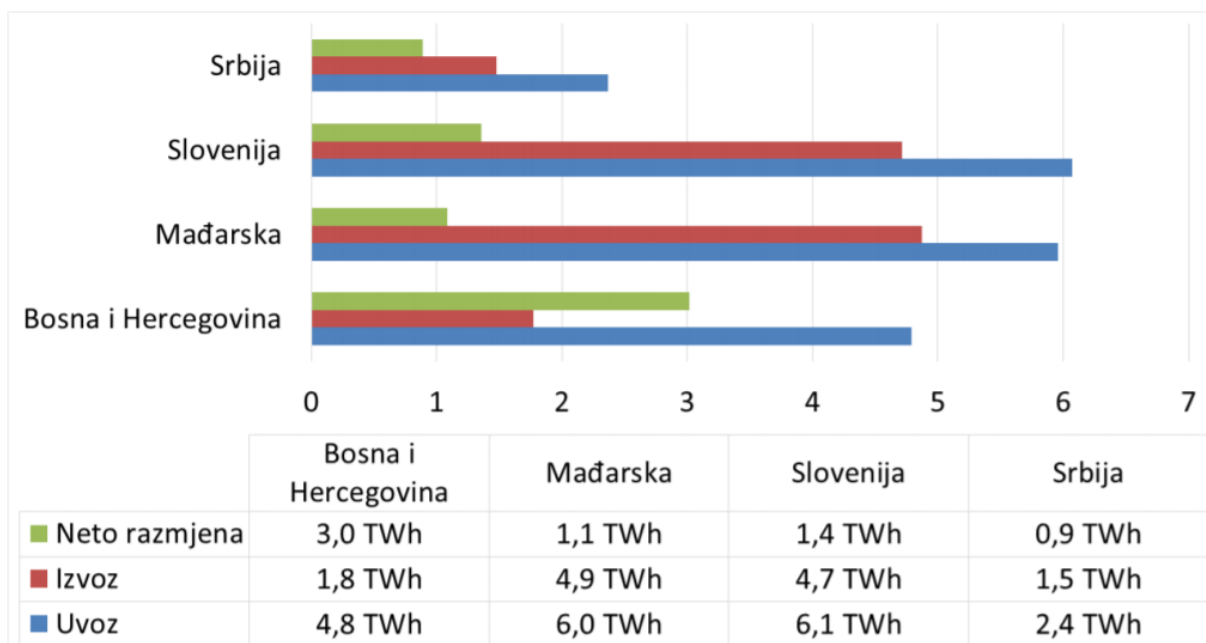
Izvor¹²⁰

¹²⁰ Toljan, I., Kelava, M.; Croatian Power Market Design and Market Landscape, MEDPOWER 2018

Energija uravnoteženja je električna energija koju aktivira HOPS radi pokrivanja razlike između stvarno isporučene ili preuzete električne energije i ugovorenih količina električne energije te radi održavanja frekvencije u elektroenergetskom sustavu u propisanim granicama. Količinski obračun odstupanja obračunava HROTE, a HOPS prema tom obračunu naplaćuje troškove od voditelja bilančnih grupa. Prema novom modelu tržišta električne energije u Republici Hrvatskoj, svi tržišni sudionici moraju biti članovi neke/jedne bilančne grupe, čiji je voditelj odgovoran za odstupanje cijele bilančne grupe. Obračun odstupanja i naplata provode se u skladu s Pravilima o uravnoteženju elektroenergetskog sustava (HOPS, 5/2016, 3/2017), a izračun jediničnih cijena za obračun odstupanja radi se prema Metodologiji za određivanje cijena za obračun električne energije uravnoteženja (Narodne novine, br. 71/16, 112/16).

Prema podacima HERA-e¹²¹ krajem 2016. godine u Hrvatskoj bila su 42 subjekta s važećom dozvolom za proizvodnju električne energije, 18 dozvola za opskrbu električnom energijom, 24 dozvole za trgovinu električnom energijom i jedna dozvola za trgovanje, posredovanje i zastupanje na tržištu energije. Na strani proizvodnje električne energije najveći udio na tržištu ima HEP Proizvodnja d.o.o.

Od ukupno potrošene električne energije u iznosu od 17,674 TWh u 2016. godini, najveći dio je proizveden u elektranama na teritoriju Republike Hrvatske – 11,331 TWh ili 64,1 %, dok je ostatak pokriven neto uvozom koji je iznosio 6,343 TWh (35,9 %). Na slici 3.54. prikazana je razmjena električne energije između hrvatskog i susjednih sustava (temeljem ugovornih rasporeda). Na svim granicama ostvaren je neto uvoz električne energije.



¹²¹ HERA – Godišnje izvješće za 2016. godinu, Zagreb, lipanj 2017

Slika 3.54. Prekogranična trgovina po granicama Republike Hrvatske sa susjednim državama u 2016. godini prema iznosima iz ugovornih rasporeda energetskih subjekata

Izvor: HERA i HROTE

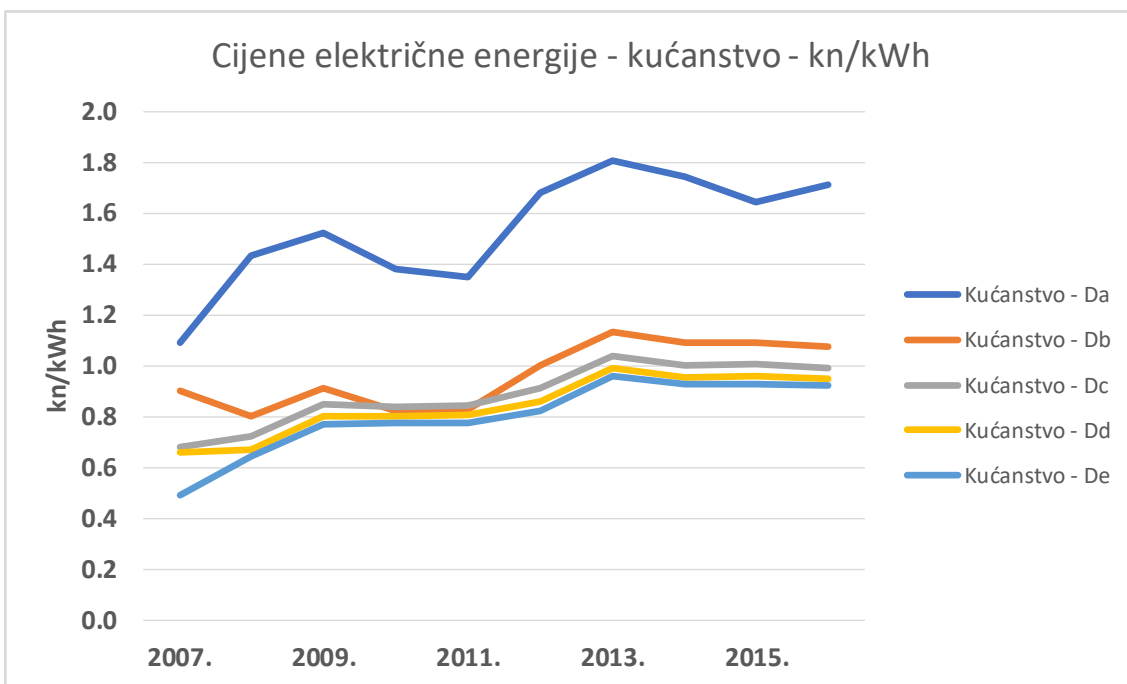
U lipnju 2018. CROPEX je u suradnji s HOPS-om te slovenskom burzom električne energije i operatorom prijenosnog sustava uspješno povezoao CROPEX dan unaprijed tržište s europskim MRC (engl. *Multi Regional Coupling*) dan unaprijed tržištem preko hrvatsko-slovenske granice. Za potrebe povezivanja tržišta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

Cijene električne energije

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. Prikazane cijene za kućanstva *sadrže porez i druge naknade*, dok cijene za industriju *ne sadrže poreze niti ostale naknade*.

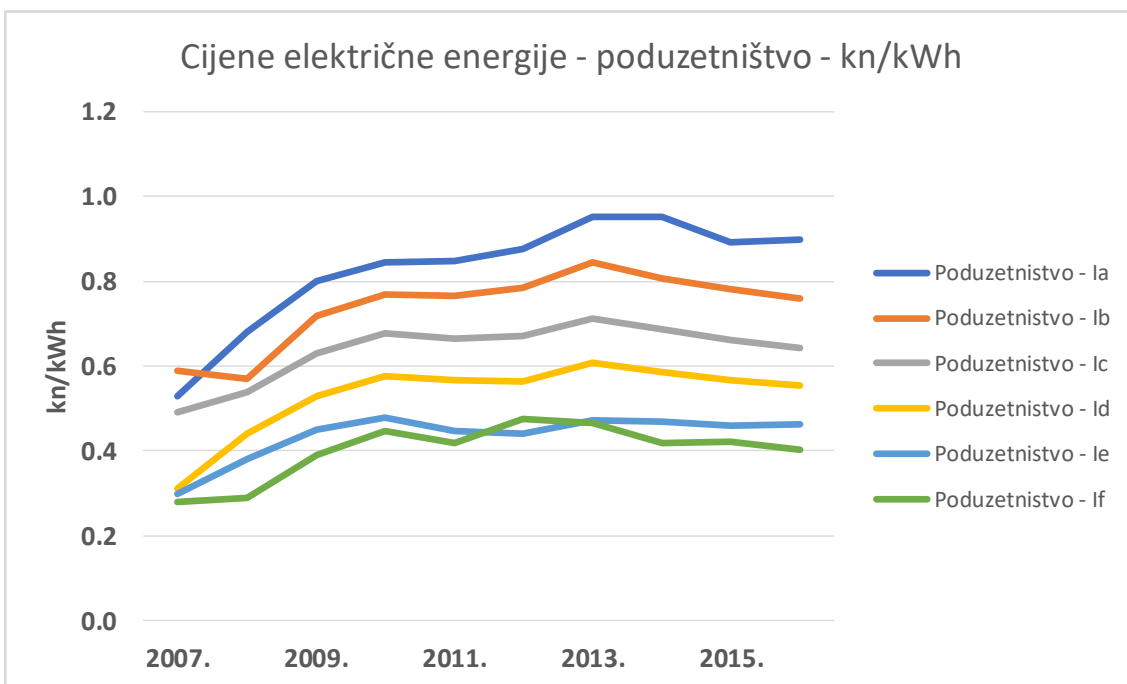
U obje kategorije (kućanstvo i industrija) prikazane su cijene prema klasifikaciji Eurostata:

- kategorija kućanstvo
 - Da (godišnja potrošnja < 1 000 kWh)
 - Db (godišnja potrošnja 1 000 – 2 500 kWh)
 - Dc (godišnja potrošnja 2 500 - 5 000 kWh)
 - Dd (godišnja potrošnja 5 000 – 15 000 kWh)
 - De (godišnja potrošnja > 15 000 kWh)
- kategorija industrija/poduzetništvo
 - Ia (godišnja potrošnja < 20 MWh)
 - Ib (godišnja potrošnja 20 - 500 MWh)
 - Ic (godišnja potrošnja 500 - 2.000 MWh)
 - Id (godišnja potrošnja 2.000 - 20.000 MWh)
 - Ie (godišnja potrošnja 20.000 - 70.000 MWh)
 - If (godišnja potrošnja 70.000 - 150.000 MWh)
 - Ig (godišnja potrošnja > 150.000 MWh)



Slika 3.55. Cijene električne energije za kupce u Hrvatskoj u kategoriji kućanstvo (s porezima i naknadama)

Izvor: Eurostat



Slika 3.56. Cijene električne energije za kupce u Hrvatskoj u kategoriji poduzetništvo (bez poreza i naknada)

Izvor: Eurostat

3.3.4. Tržište i cijene toplinske energije

Prema odredbama Zakona o tržištu toplinske energije, za sve centralne toplinske sustave HERA donosi iznose tarifnih stavki za proizvodnju toplinske energije i iznose tarifnih stavki za distribuciju toplinske energije¹²².

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 centralnim toplinskim sustavima 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 zatvorenim i samostalnim toplinskim sustavima slobodno se utvrđuje u skladu s tržišnim uvjetima.

Tarifne stavke za centralne toplinske sustave važeće na kraju 2016. godine prikazane su u tablicama u nastavku.

Tablica 3.49. Tarifne stavke centraliziranih toplinskih sustava pojedinih toplinarskih tvrtki (bez PDV-a), važeće na kraju 2016. 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
Energio d.o.o.	Rijeka: Gornja Vežica	0,327	13,50	0,327	13,50
	Rijeka: Krnjevo	0,330	16,50	0,330	16,50
	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

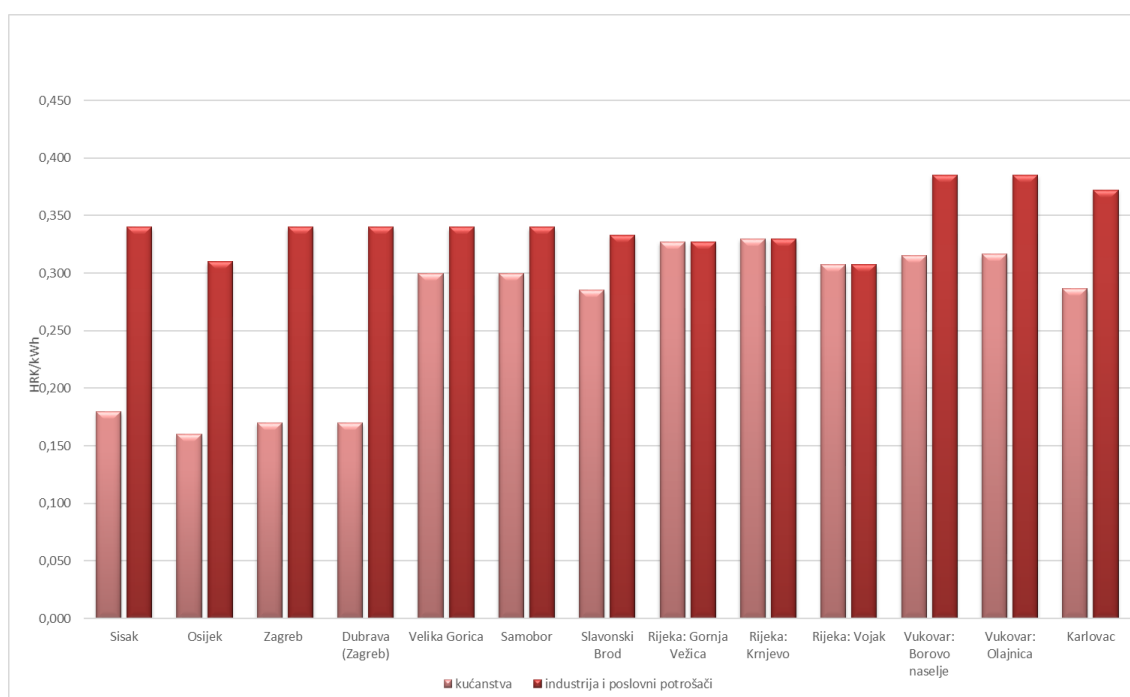
¹²² http://www.hera.hr/hrvatski/html/propisi_tenergija.html

Tvrtka	Grad	Kućanstva		Industrija i poslovni potrošači	
		Energija kn/kWh	Snaga kn/kW	Energija kn/kWh	Snaga kn/kW
Gradska toplana d.o.o.	Karlovac	0,286	16,00	0,372	17,00

Tablica 3.50. Tarifne stavke centraliziranih toplinskih sustava za tehnološku paru pojedinih toplinarskih tvrtki (bez PDV-a), važeće na kraju 2016. godine

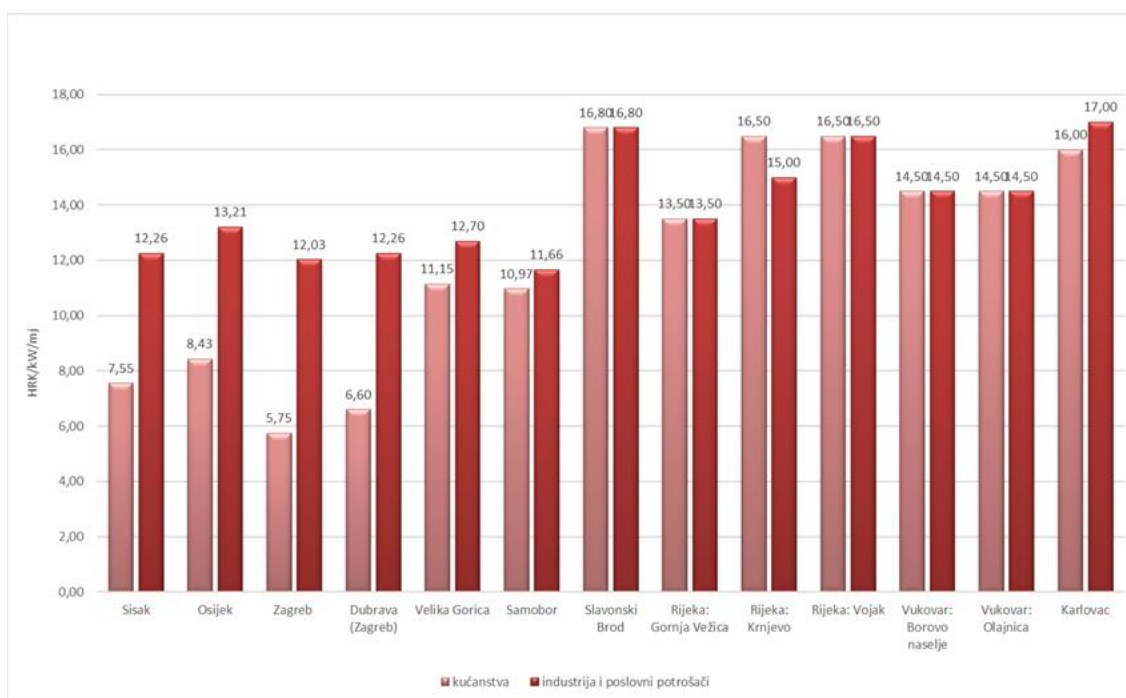
Tvrtka	Grad	Industrija i poslovni potrošači	
		Energija kn/t	Snaga kn/t/h
HEP Toplinarstvo d.o.o.	Zagreb	288,26	8 175,21
	Osijek	265,57	8 175,42
	Sisak	288,26	14 138,38

Na sljedeće dvije slike prikazana je usporedba visine tarifnih stavki za centralne toplinske sustave pojedinih tvrtki u Republici Hrvatskoj za tarifne elemente isporučene toplinske energije i zakupljene snage.



Slika 3.57. Usporedba visina tarifnih stavki centralnih toplinskih sustava pojedinih toplinarskih tvrtki za tarifni element isporučene energije, po kategorijama kupaca (bez PDV-a), na kraju 2016. godine

Izvor: EIHP



Slika 3.58. Usporedba visina tarifnih stavki centralnih toplinskih sustava pojedinih toplinarskih tvrtki za tarifni element zakupljene snage, po kategorijama kupaca (bez PDV-a), na kraju 2016.

3.4. Tržište i cijene emisijskih jedinica stakleničkih plinova

Europski sustav trgovanja emisijskim jedinicama stakleničkih plinova (engl. *Emission Trading System*; u daljnjem tekstu: EU ETS) važan je dio napora EU-a za smanjenje emisija stakleničkih plinova (engl. *greenhouse gas*; u daljnjem tekstu: GHG). Sustav djeluje tako da se ograniči i postupno smanjuje ukupna emisija iz termoelektrana, energetski intenzivnih industrijskih postrojenja i komercijalnih zrakoplovnih kompanija, odnosno sudionika EU ETS sustava. Ovaj tzv. „ograniči-i-trguj“ (engl. *cap-and-trade*) pristup tvrtkama uključenim u sustav daje fleksibilnost koja im je potrebna za smanjenje emisija stakleničkih plinova na najisplativiji način.

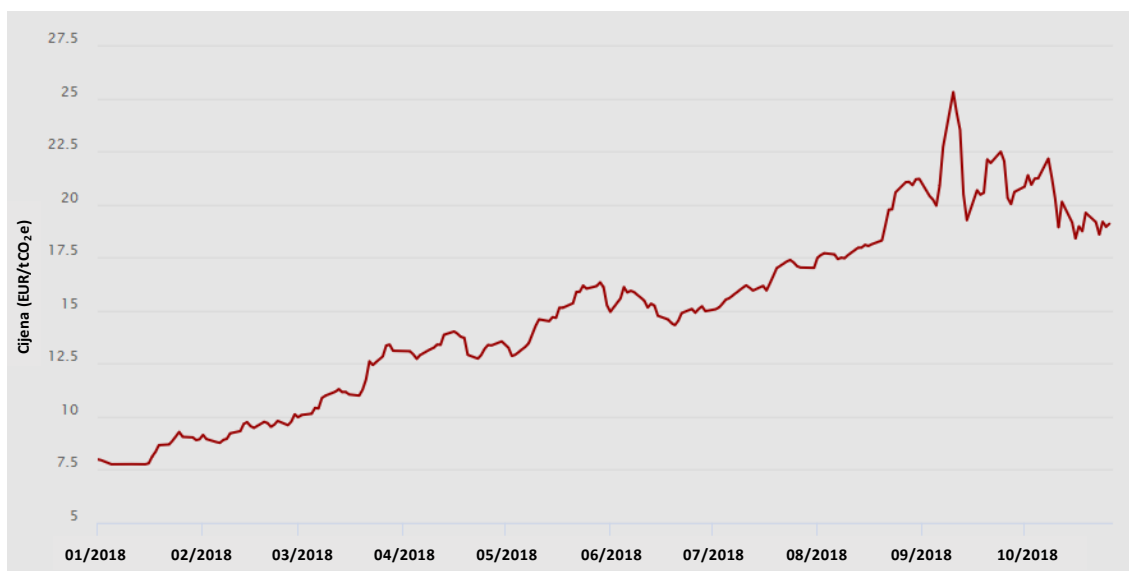
Ukupni volumen emisija stakleničkih plinova koji se emitiraju svake godine, od termoelektrana, industrijskih postrojenja i drugih tvrtki obuhvaćenih ETS sustavom, podliježe ograničenju postavljenom na razini EU-a. U okviru ograničenja, tvrtke dobivaju ili kupuju emisijske jedinice za svaku emitiranu tonu stakleničkih plinova.

EU ETS sustav obuhvaća oko 11 000 termoelektrana i industrijskih postrojenja u 28 država članica EU, Islandu, Lihtenštajnu i Norveškoj. Također su obuhvaćeni i zrakoplovni operateri koji lete unutar i između zemalja europskog gospodarskog prostora. Ukupno, oko 45 % ukupnih emisija EU ograničeno je ETS sustavom.

EU pokrenula je 2005. godine sustav trgovanja emisijskim jedinicama (1 emisijska jedinica = 1 tCO₂e) kao važan dio strategije smanjenja emisija ugljikovog dioksida i ostalih stakleničkih plinova po najnižem trošku. Za razliku od tradicionalnog regulatornog pristupa, trgovanjem emisijskim jedinicama na tržištu nastoji se pronaći najjeftinije načine smanjenja emisija.

Tvrtke obuhvaćene EU ETS sustavom moraju pratiti svoje emisije i pripremati izvješća o emisijama za svaku kalendarsku godinu. Izvješća se zatim moraju provjeriti od strane ovlaštenih verifikatora. Sudionici sustava moraju predati dovoljno emisijskih jedinica da pokriju svoje ukupne emisije stakleničkih plinova, do 30. travnja tekuće godine za prethodnu godinu. Te se emisijske jedinice tada poništavaju i više se ne mogu upotrijebiti. Tvrtka se kažnjava ako ne preda dovoljno emisijskih jedinica da pokrije svoje emisije. Novčana kazna u 2013. godini je bila 100 EUR/tCO₂e. Kazna se godišnje povećava u skladu s godišnjom stopom inflacije u eurozoni.

Cijene emisijskih jedinica na sekundarnom spot EU ETS tržištu (European Energy Exchange, EEX) su od početka 2013. do kraja 2017. godine iznosile između 2,5 EUR/tCO₂e i 9 EUR/tCO₂e. Međutim, u 2018. godini je došlo do velikog porasta cijena tako da su u kolovozu premašile 20 EUR/tCO₂e, a u rujnu i 25 EUR (25,58 EUR/tCO₂e na dan 10.9.2018.), što je prikazano na slici 3.61.



Slika 3.59. Cijene emisijskih jedinica na sekundarnom spot tržištu EEX-a u 2018. godini

Izvor: hwww.eex.com

EU ETS sustav je bio suočen s izazovom u obliku sve većeg viška emisijskih jedinica na tržištu, uglavnom zbog velikog smanjenja emisija od 2008. zbog gospodarske krize. Višak je iznosio više od 2,1 milijarde emisijskih jedinica u 2013. godini. Kratkoročno taj višak je utjecao na relativno niske cijene emisijskih jedinica, a dugoročno je ugrožavao sposobnost sustava da učinkovito ispunjava zahtjevne ciljeve smanjenja emisija stakleničkih plinova. Zbog toga je odlučeno smanjiti višak emisijskih jedinica prvo privremenim povlačenjem 900 milijuna emisijskih jedinica (engl. *back-loading*) s tržišta, a zatim i stvaranjem rezerve za stabilnosti tržišta (engl. *market stability reserve*).

Kao dugoročno rješenje rezerva za stabilnost tržišta početi će s radom u siječnju 2019. Povučeni 900 milijuna emisijskih jedinica u razdoblju od 2014. do 2016. godine bit će preneseni u rezervu za stabilnost tržišta, a ne vraćeni na tržište kroz dražbu u 2019. i 2020. godini, kako je ranije planirano. Stvaranjem rezerve za stabilnost tržišta smanjit će se višak emisijskih jedinica postupnim prebacivanjem emisijskih jedinica s tržišta u rezervu, kako bi se

osiguralo da višak bude između 400 i 833 milijuna emisijskih jedinica. Navedene mjere su glavni razlog za porast cijena emisijskih jedinica u 2018. godini.

4. ODNOS I POVEZANOST STRATEGIJE ENERGETSKOG RAZVOJA S RELEVANTNIM NACIONALNIM SEKTORSKIM STRATEGIJAMA

4.1. Niskouglični razvoj

Prijedlog Strategije niskougličnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje do 2030. s pogledom na 2050. godinu

U Republici Hrvatskoj je područje ublažavanja i prilagodbe klimatskim promjenama uređeno Zakonom o zaštiti zraka (Narodne novine, br. 130/11, 47/14, 61/17). Zakonom je utvrđena izrada Niskouglične strategije s akcijskim planom, njen sadržaj i način usvajanja. Zakon također propisuje da razvojni dokumenti pojedinih područja i djelatnosti moraju biti usklađeni s načelima, osnovnim ciljevima, prioritetima i mjerama niskougličnog razvoja po pojedinim sektorima utvrđenim u Prijedlogu Strategije niskougličnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje do 2030. s pogledom na 2050. godinu (u daljnjem tekstu: Strategija niskougličnog razvoja).

Niskougličnom strategijom utvrđuju se mjere u različitim sektorima: energetici, industriji, prometu, kućanstvima i uslugama, poljoprivredi, korištenju zemljišta, promjeni korištenja zemljišta i šumarstvu, gospodarenju otpadom, korištenju proizvoda i fugitivnim emisijama. Ove mjere su ugrađene u tri glavna scenarija prikazana u Strategiji niskougličnog razvoja: Referentni scenarij (NUR), Scenarij postupne tranzicije (NU1) i Scenarij snažne tranzicije (NU2).

Scenarij NUR uključuje postojeći pravni okvir Republike Hrvatske i usvojen pravni okvir EU te simulaciju mjera koje bi se ostvarile tehnološkim napretkom bez politika ublažavanja klimatskih promjena. Ovaj scenarij pretpostavlja razvoj tehnologija i njihovo korištenje s blažom zastupljenošću OIE i mjera energetske učinkovitosti zbog odsutnosti snažne poticajne politike niskougličnih rješenja. U NUR scenariju emisija je manja od emisije 1990. godine, ali raste u odnosu na današnje stanje, najviše zbog povećanja emisije u industriji, prometu i velikim energetske postrojenjima.

Scenariji NU1 i NU2 definiraju okvir za budućnost te ovisno o okolnostima, putanja treba biti između ova dva „granična“ scenarija. Ovim scenarijima Republika Hrvatska ostvaruje u 2030. godini 38 do 44 % smanjenja emisija u odnosu na 1990. godinu, a u 2050. godini 52 do 77 %.

Cilj Strategije niskougličnog razvoja je da putanja emisija stakleničkih plinova bude u rasponu između scenarija NU1 i NU2. Analizom osjetljivosti utvrđeno je da se zbog niza nesigurnosti može tolerirati i putanja koja ima u 2030. godini postotak smanjenja u odnosu na 1990. godinu za 5 % manji od scenarija NU1. Do 2030. godine emisija u sektorima koji nisu u ETS-u treba biti manja za 7 % od emisije u 2005. godini.

U sektoru energetike predlažu se sljedeće mjere za smanjenje emisija stakleničkih plinova:

1) proizvodnja električne energije i topline:

- izgradnja postrojenja koja koriste OIE za proizvodnju električne energije i/ili topline,
- zamjena goriva u postojećim postrojenjima za proizvodnju električne energije i topline, npr. zamjena loživog ulja prirodnim plinom,
- poboljšanje energetske učinkovitosti postojećih elektrana,
- proizvodnja električne energije iz nuklearnih elektrana,
- izgradnja postrojenja za hvatanje i skladištenje CO₂ (engl. *Carbon Capture and Storage*, CCS) na postojećim ili novim termoelektranama,
- smanjenje gubitaka u prijenosu i distribuciji energije;

2) promet:

- intermodalna promjena teretnog i putničkog prometa: modernizacija, elektrifikacija i razvoj željezničke infrastrukture te razvoj plovnih putova,
- promicanje inteligentnih i integriranih prometnih sustava u gradovima,
- eko vožnja,
- korištenje alternativnih goriva u prometu,
- zamjena postojećih ili nabava novih, učinkovitijih vozila i vozila koja koriste alternativna goriva;

3) kućanstva i usluge, poljoprivreda/šumarstvo/ribarenje:

- povećanje energetske učinkovitosti (toplinska izolacija, sustavi grijanja i pripreme tople vode, hlađenje, kućanski uređaji, uredska oprema, rasvjeta),
- OIE (ugradnja solarnih toplinskih sustava za pripremu i dogorijevanje potrošne tople vode, ugradnja dizalica topline, uporaba biogoriva u vancestovnim vozilima),
- izgradnja novih nisko-energetskih zgrada,
- zamjena energenata za grijanje i pripremu potrošne tople vode;

4) fugitivne emisije iz goriva:

- mjere povećanja energetske učinkovitosti unapređenjem procesa i procesnih jedinica,
- spaljivanje metana na baklji;

5) izgaranje goriva u industriji:

- povećanje energetske učinkovitosti,
- korištenje goriva s manjom specifičnom emisijom CO₂ u industrijskim kogeneracijama/toplanama,
- kogeneracijska postrojenja na biomasu,
- zamjena energenta u industrijskim kogeneracijama/toplanama,
- hvatanje i skladištenje CO₂ (CCS),
- upotreba biogoriva u vancestovnim vozilima,
- proizvodnja biogoriva za energetske svrhe.

4.2. Prilagodba klimatskim promjenama

Nacrt Strategije prilagodbe klimatskim promjenama u Republici Hrvatskoj za razdoblje do 2040. godine s pogledom na 2070. godinu s Akcijskim planom

Opći ciljevi Nacrta Strategije prilagodbe obuhvaćaju:

- smanjenje ranjivosti društvenih i prirodnih sustava na negativne utjecaje klimatskih promjena odnosno jačanje njihove otpornosti i sposobnosti oporavka od tih utjecaja,
- okupljanje svih relevantnih institucionalnih, političkih, gospodarskih i društvenih dionika radi stvaranja dovoljno jake potpore provedbi zajedničkih akcija na realizaciji mjera prilagodbe, pri čemu je neophodan proaktivni pristup,
- integraciju postupka prilagodbe, uključivo i provedbu mjera, u postojeće i nove politike, programe, planove i ostale aktivnosti koje se provode na svim razinama upravljanja,
- poticanje, odnosno jačanje znanstvenih istraživanja kako bi se bolje shvatila kompleksnost utjecaja klimatskih promjena i smanjio stupanj neizvjesnosti vezan uz učinke klimatskih promjena i
- podizanje razine svijesti o važnosti klimatskih promjena i neizostavnosti pokretanja postupka prilagodbe u svim društvenim segmentima.

Nacrt Strategije prilagodbe temelji se na analizi onih sektora i međusektorskih područja koji su relevantni za prilagodbu zbog njihove socioekonomske važnosti za Republiku Hrvatsku i/ili su od važnosti za prirodu i okoliš. U tu je svrhu odabrano osam ključnih sektora (hidrologija, vodni i morski resursi; poljoprivreda; šumarstvo; ribarstvo; bioraznolikost; energetika; turizam i zdravlje) i dva međusektorska tematska područja (prostorno planiranje; upravljanje obalnim područjem te upravljanje rizicima).

Glavni očekivani utjecaji koji uzrokuju ranjivost u sektoru energetike su:

- smanjenje proizvodnje električne energije u hidroelektranama zbog promjene vremenske raspodjele godišnje količine oborina,
- povećanje potrošnje električne energije za potrebe hlađenja zbog povećanja srednje temperature zraka;
- smanjenje proizvodnje energije u termoelektranama zbog nedovoljno učinkovitog hlađenja postrojenja (smanjenje srednje godišnje količine oborina);
- oštećenje energetskih postrojenja i infrastrukture zbog ekstremnih vremenskih događaja poput ledoloma i poplava te smanjenje proizvodnje električne energije u hidroelektranama zbog suše.

Energetski potencijal je ovisan o očekivanim klimatskim promjenama i projekcijama klimatskih parametara (temperatura zraka, količina oborine, brzina vjetra, naoblaka i kratkovalno zračenje).

Identificirano je pet nacionalnih prioriteta u okviru kojih je potrebno provoditi mjere prilagodbe klimatskim promjenama. To su:

1. osiguranje održivog regionalnog i urbanog razvoja,
2. osiguranje preduvjeta za gospodarski razvoj ruralnih područja, priobalja i otoka,
3. osiguranje održivog energetskog razvitka,
4. jačanje upravljačkih kapaciteta umreženim sustavom praćenja i ranog upozoravanja i
5. osiguranje kontinuiteta istraživačkih aktivnosti.

Nacrt Strategije prilagodbe klimatskim promjenama definirao je sektorske i međusektorske (horizontalne) mjere prilagodbe na temelju općih načela za definiranje mjera, analize postojećeg stanja po sektorima i procjene stupnja ranjivosti i mogućih odgovora na izazove prilagodbe klimatskim promjenama. Odabrana je 81 mjera prilagodbe klimatskim promjenama koje su ocijenjene kao mjere srednje (16 mjera), visoke (23 mjere) ili vrlo visoke važnosti (42 mjere). Većina predloženih mjera spada u tzv. nestrukturne mjere koje podrazumijevaju administrativne, političke, zakonodavne, tehničke i planske mjere, mjere jačanja svijesti o potrebi prilagodbe klimatskim promjenama te mjere vezane uz sakupljanje podataka, motrenje i znanstveno-istraživački rad. Općenito, najveći broj mjera predložen je za sektor ribarstva te hidrologije i upravljanja vodnim i morskim resursima, poljoprivrede, bioraznolikosti, šumarstva i zdravlja. Sve mjere sastoje se od nekoliko aktivnosti, a također postoji značajna sektorska međuzavisnost. Uz sektorske, predložene su i 2 nadsektorske mjere koje su po svojoj prirodi ocijenjene kao mjere vrlo visoke važnosti. U kontekstu ostvarenja cilja osiguranja održivog energetskog razvitka, Nacrtom Strategije predložene su sljedeće mjere, pri čemu su prve tri mjere vrlo visoke važnosti:

- jačanje otpornosti proizvodnih postrojenja putem skladištenja električne energije,
- jačanje kapaciteta i osiguravanje poticajnog zakonskog okvira u svrhu povećanja kapaciteta OIE i distribuiranih izvora,
- jačanje otpornosti postojećih kapaciteta za proizvodnju električne i toplinske energije,
- razvoj kapaciteta za praćenje i brzo otklanjanje negativnih posljedica klimatskih utjecaja na elektroenergetski sustav (u daljnjem tekstu: EES),
- jačanje otpornosti EES-a,
- jačanje otpornosti distribucijske mreže i osiguranje zakonodavnog okvira za postupanje kod iznimnih događaja,
- jačanje otpornosti prijenosne mreže i osiguranje zakonodavnog okvira za postupanje kod iznimnih događaja.

Nacrt Akcijskog plana za provedbu Strategije prilagodbe klimatskim promjenama u Republici Hrvatskoj za razdoblje od 2019. do 2023. godine, obuhvaća samo mjere vrlo visoke važnosti odnosno samo mjere koje imaju najviši prioritet provedbe, njih ukupno 42. Navedeni plan detaljno je razradio mjere najvišeg prioriteta uključujući njihovu raščlambu na pojedinačne aktivnosti, period provedbe, nositelje i suradnike u provedbi, procjenu troškova i mogućnosti financiranja, pokazatelje provedbe itd. Najveći broj mjera vrlo visoke važnosti predložen je za sektor ribarstva i poljoprivrede.

4.3. Sporazum gradonačelnika za klimu i energiju

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 lokalne i regionalne 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: ubrzanje 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.

4.4. Gospodarenje otpadom

Strateški dokumenti RH vezani uz gospodarenje otpadom su Plan gospodarenja otpadom RH za razdoblje 2017.-2022. godine (Narodne novine, br. 3/2017; u daljnjem tekstu: Plan gospodarenja otpadom) te Strategija gospodarenja otpadom RH (Narodne novine, br. 178/04 – sastavni dio Strategije zaštite okoliša koja je donesena sukladno članku 18. Zakona o zaštiti okoliša, Narodne novine, br. 82/94, 128/99; u daljnjem tekstu: Strategija gospodarenja otpadom), koji su usklađeni s europskim zakonodavstvom i strategijama. Svrha ovih dokumenata je uspostava okvira unutar kojega će Hrvatska smanjiti količinu otpada koju proizvodi, a otpadom koji je proizveden održivo gospodariti u skladu s načelima Kružnog gospodarstva. Strategija i Plan gospodarenja otpadom dijelovi su procesa planiranja razvoja gospodarenja otpadom koje se odvija na svima razinama (nacionalna do lokalne), a odražavaju se i na druge sektore, poput vodnog gospodarstva, rudarstva, veterinarstva, prostornog planiranja, itd. Unutar navedenih okvira propisani su brojni zakoni, pravilnici i uredbe koji reguliraju održivo gospodarenje otpadom u RH, a propisuju sljedeće:

- osnovne ciljeve i mjere za gospodarenje otpadom,
- mjere za gospodarenje opasnim otpadom i
- smjernice za oporabu i zbrinjavanje otpada.

Prema redu prvenstva gospodarenja otpadom prioritet je sprečavanje nastanka otpada, potom slijedi priprema za ponovnu uporabu, zatim recikliranje pa drugi postupci oporabe, dok je postupak zbrinjavanja otpada koji uključuje i odlaganje otpada, najmanje poželjan postupak gospodarenja otpadom.

Prema Strategiji gospodarenja otpadom, otpad se u RH prema svojim svojstvima razvrstava u komunalni i proizvodni otpad.

Komunalni otpad je otpad nastao u kućanstvu i otpad koji je po prirodi i sastavu sličan otpadu iz kućanstva, osim proizvodnog otpada i otpada iz poljoprivrede i šumarstva (Narodne novine, br. 94/2013).

Zbrinjavanje krutog komunalnog otpada u RH podijeljeno je po sljedećim koracima: Prvi korak u cjelokupnom sustavu je osigurati provođenje mjera za sprječavanje nastanka otpada definiranih Planom gospodarenja otpadom. Najvažnije mjere su uspostava Centara za gospodarenje otpadom (u daljnjem tekstu: CGO), centara za ponovnu uporabu te osiguranje

potrebne opreme za kućno kompostiranje. Nadalje, težište u sustavu gospodarenja komunalnim otpadom će biti u sustavu odvojenog sakupljanja komunalnog otpada i to kroz osiguranje potrebne infrastrukture za odvajanje komunalnog otpada: na mjestu nastanka otpada, putem reciklažnih dvorišta, na javnim površinama te kroz provedbu propisa za posebne kategorije otpada. Odvojeno prikupljeni biootpad će se odvoziti na materijalnu uporabu u postrojenja za biološku obradu odvojeno prikupljenog biootpada (kompostiranje ili anaerobna digestija) u cilju proizvodnje komposta ili digestata i bioplina. Miješani komunalni otpad (ostatni otpad) će se prikupljati u okviru javne usluge prikupljanja miješanog komunalnog otpada koje pružaju davatelji te usluge, a prikupljeni otpad će se dopremiti do CGO izravno ili putem pretovarnih stanica.

Proizvodni otpad je otpad koji nastaje u proizvodnom procesu u industriji, obrtu i drugim procesima, osim ostataka iz proizvodnog procesa koji se koriste u proizvodnom procesu istog proizvođača (Narodne novine, br. 94/2013).

Zbrinjavanje proizvodnog otpada u RH je obveza proizvođača otpada ili posjednika otpada, koji je dužan predati svoj proizvodni otpad osobi ovlaštenoj za gospodarenje otpadom ili može sam obraditi svoj otpad, ukoliko je za to ovlašten. Ovisno o vrsti otpada, proizvodni otpad se obrađuje u RH ili izvozi na obradu izvan RH.

Navedenim mjerama iz *Plana*, uz uspostavu CGO-a, očekuje se uporaba postojećih i budućih građevina za gospodarenje otpadom, koje predstavljaju građevine za sakupljanje otpada te obradu otpada. U to spadaju (podaci iz HAOP-a za 2016. godinu):

- reciklažna dvorišta (ukupno 84 izgrađenih i 46 mobilnih reciklažnih dvorišta),
- građevine za biološku obradu otpada (aerobna biološka obrada biootpada kompostiranjem odvija se u 11 komposišta),
- ostale građevine za materijalnu uporabu otpada,
- građevine za energetske uporabu i spaljivanje otpada (23 postrojenja za energetske uporabu otpada, ali se većina energetske uporabe otpada obavlja izvan granica RH),
- centri za gospodarenje otpadom i
- odlagališta otpada (141 odlagalište).

Za obradu miješanog komunalnog otpada te nastalog otpada kojeg nije moguće prethodno reciklirati, predviđena je izgradnja 13 CGO-a. Tehnologija predviđena za korištenje u CGO prema Planu gospodarenja otpadom je mehaničko-biološka obrada (MBO) jer ista pridonosi postizanju ciljeva smanjenja udjela odlaganja biorazgradivog otpada i ukupne količine odloženog otpada. Međutim, ista nije dovoljna za postizanje ciljeva povećanja razine recikliranja komunalnog otpada. Zbog toga je potrebno u sustav gospodarenja otpadom uključiti i princip odvojenog prikupljanja otpada u kućanstvima i industriji te osposobiti infrastrukturu za povećanje kvalitete odvojeno prikupljenog otpada i pripreme otpada za recikliranje.

4.5. Strategija prostornog razvoja

Strategija prostornog razvoja Republike Hrvatske temeljni je državni dokument za usmjeravanje razvoja u prostoru. Strategiju je donio Hrvatski sabor na 5. sjednici održanoj 13. listopada 2017. godine. Određuje dugoročne zadaće prostornog razvoja, strateška usmjerenja razvoja djelatnosti u prostoru i polazišta za koordinaciju njihovih razvojnih mjera u prostoru na temelju ciljeva prostornog razvoja utvrđenih Zakonom o prostornom uređenju i gradnji te u skladu s ukupnim gospodarskim, društvenim i kulturnim razvojem, a u vezi s drugim temeljnim državnim razvojnim i strateškim dokumentima. Strategijom je, na temelju utvrđenih uporišnih vrijednosti hrvatskog prostora i sustava upravljanja prostornim razvojem te utvrđenog stanja i procesa u prostoru, utvrđen opći cilj (vizija) prostornog razvoja do 2030. godine s razvojnim polazištima te s prioritetima, usmjerenjima i okvirom za provedbu.

U cilju uravnoteženog i održivog razvoja, podizanja kvalitete života i ublažavanja negativnih demografskih procesa, definirane su postavke koncepcije prostornog razvoja:

- afirmacija policentričnosti,
- ublažavanje tempa depopulacije najugroženijih područja,
- očuvanje identiteta hrvatskog prostora,
- korištenje prednosti geoprometnog položaja,
- održivi razvoj gospodarstva i infrastrukturnih sustava,
- povezivanje s europskim prostorom,
- integrirani pristup prostornom uređenju i
- aktivna prilagodba dinamici promjena.

Kao prioritete Strategije prostornog razvoja RH definirani su:

- održivost prostorne organizacije,
- očuvanost identiteta prostora,
- prometna povezanost,
- razvoj energetske sustava,
- otpornost na promjene.

Za ostvarivanje održivosti prostorne organizacije kao daljnja usmjerenja navedeni su optimiziranje sustava naselja, usklađivanje razvoja gradova i njihove funkcionalne regije, razvijanje ugodnih i uređenih gradova, unapređivanje vitalnosti i privlačnosti ruralnog prostora, održivi razvoj i korištenje obalnog područja, smanjivanje regionalnih razlika i održivo planiranje razvoja specifičnih područja, unapređivanje dostupnosti društvene i prometne infrastrukture, unapređivanje opremljenosti komunalnom infrastrukturom i odmjereno korištenje prostora.

Za ostvarivanje očuvanosti identiteta prostora kao daljnja usmjerenja navedeni su održivo razvijanje zaštićenih područja prirode i područja ekološke mreže, očuvanje i održivo korištenje kulturnog naslijeđa, unapređenje vrsnoće građenja i oblikovanja prostora, afirmacija obilježja i vrijednosti krajobraza.

Za razvoj energetskeg sustava kao daljnja usmjerenja navedeni su povećanje i unapređenje sigurnosti opskrbe energijom, razvoj proizvodnje, prijenosa, transporta, skladištenja, distribucije i opskrbe energijom, povećanja udjela OIE, daljnje povezivanje u EU i međunarodne energetske mreže i razvoj i primjena informatičko-komunikacijskih tehnologija kroz uspostavu pametnih mreža.

Za otpornost na promjene kao daljnja usmjerenja navedeni su prilagodba klimatskim promjenama, jačanje prirodnog kapitala razvojem zelene infrastrukture, povećanje energetske učinkovitosti, održivo gospodarenje otpadom, održivo gospodarenje mineralnim sirovinama, prilagođavanje promjenama uvjeta poslovanja i razvijanje održivog turizma.

Strategija naglašava da planiranje, odnosno realizacija infrastrukturnih projekata od državnog i regionalnog/lokalnog značaja, treba biti temeljeno na strateškim dokumentima i razvojnim programima i planovima donesenima u skladu s njima i važećom regulativom, uz obzirno i racionalno korištenje prostornih resursa te u funkciji potpore prostornom razvoju. To će se postići širim korištenjem vlastitih resursa i potencijala, učinkovitom uporabom energije, korištenjem raznovrsnih oblika energije, stvaranjem obveznih rezervi, korištenjem raznolikih dobavnih pravaca, boljim korištenjem i gradnjom skladišnih kapaciteta te uporabom obnovljivih izvora energije.

Pri planiranju lokacija energetskeg proizvodnih sustava na svim razinama potrebno je valorizirati potrebe i prioritete u odnosu na moguće negativne utjecaje te međusektorsku suradnju, posebice prostornog planiranja, energetike, vodnog gospodarstva te zaštite okoliša i prirode, pronaći prostorno i okolišno prihvatljive lokacije za njihovu realizaciju. Pri tome treba uzeti u obzir i ograničenja vezana uz ekološku mrežu, a u najvećoj mogućoj mjeri izbjegavati planiranje koridora dalekovoda u osjetljivim područjima. Kod određivanja lokacija energetskeg proizvodnih građevina koje mogu utjecati na kvalitetu zraka potrebno je osigurati dovoljnu udaljenost od naseljenih područja.

Kao važne buduće aktivnosti i projekti iz energetskeg sektora do 2030. ističu se:

- u Državnom planu prostornog razvoja treba definirati lokacije za nove energetske građevine državnog značaja uključujući linijsku i točkastu infrastrukturu (dalekovodi, plinovodi, naftovodi, skladišni kapaciteti, trafostanice, kompresorske stanice, mjesto za opskrbu UPP-om u Rijeci, terminal za UPP-fazni razvoj, mjesta za opskrbu UPP-om prema NOP-u i sl.), a u skladu s Uredbom o određivanju građevina, drugih zahvata u prostoru i površina državnog i područnog (regionalnog) značaja, Zakonom o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva te Strategijom energetskeg razvoja Republike Hrvatske,
- programi zaštite, uređenja i korištenja rijeka i zaobalja relevantni su za višenamjenske građevine i projekte koje koriste vodne resurse,
- u prostornim planovima regionalnog i lokalnog značaja potrebno je definirati lokacije za nove energetske građevine uključivo linijsku i točkastu infrastrukturu (dalekovodi, plinovodi, naftovodi, skladišni kapaciteti, trafostanice, kompresorske stanice i sl.),
- povezivanje baze podataka energetskeg sektora s informatičkim sustavom prostornog uređenja (ISPU),
- klaster projekata RH i Bosne i Hercegovine koji uključuje izgradnju interkonekcijskog 400 kV dalekovoda između Like i Banje Luke te novi 400 kV dalekovod između Brinja i Konjskog,

- izrada smjernica za odabir lokacija i planiranje vjetroelektrana, solarnih elektrana i malih hidroelektrana,
- terminal za UPP na otoku Krku,
- mjesto za opskrbu UPP-om u Rijeci,
- projekt JANAF – Adria Projekt TAP (Trans Adriatic Pipeline),
- Jonsko-jadranski plinovod (IAP– Ionan Adriatic Pipeline),
- drugi projekti EU koji imaju status projekta od zajedničkog interesa (PCI).

4.6. Strategija i akcijski plan zaštite prirode¹²³

Strategija i akcijski plan zaštite prirode Republike Hrvatske za razdoblje od 2017. do 2025. temeljni je dokument zaštite prirode u RH i predstavlja instrument koji osigurava ugradnju mjera očuvanja bioraznolikosti u relevantne sektorske i međusektorske planove, programe i politike. Strategijom je razvijeno pet strateških ciljeva koji su usklađeni s globalnim Strateškim planom za bioraznolikost 2011. – 2020. i Strategijom EU o bioraznolikosti do 2020. godine

Pet strateških ciljeva su:

1. povećati učinkovitost osnovnih mehanizama zaštite prirode,
2. smanjiti direktne pritiske na prirodu i poticati održivo korištenje prirodnih dobara,
3. ojačati kapacitete sustava zaštite prirode,
4. povećati znanje i dostupnost podataka o prirodi i
5. podići razinu znanja, razumijevanja i podrške javnosti za zaštitu prirode.

Prioriteti zaštite su čvrsto vezani uz obveze koje proizlaze iz EU politika i propisa. To se u zaštiti prirode posebno odnosi na uspostavu provedbenih mehanizama za osiguranje povoljnog stanja očuvanosti vrsta i stanišnih tipova, prvenstveno kroz upravljanje Natura 2000 područjima. No, za ostvarenje ovoga cilja i općenito očuvanje svih segmenata prirode ključna je međusektorska suradnja i razumijevanje da je očuvana priroda preduvjet za opstanak i napredak društva.

Aktivnosti i mjere zaštite prirode navedene u Strategiji trebaju postati sastavni dio svih sektora čije aktivnosti ovise ili mogu imati utjecaj (pozitivan ili negativan) na bioraznolikost i georaznolikost te biti uzete u obzir u izradi izmjena ili dopuna prostornih planova, kao i planova gospodarenja prirodnim dobrima na nacionalnoj i područnoj (regionalnoj) razini. Aktivno sudjelovanje sektora zaštite prirode, sudjelovanje svih drugih relevantnih sektora, odnosno dionika na svim razinama, ističe se kao ključni preduvjet za ostvarenje zadanih ciljeva i doprinos zaštite prirode.

Gubitak bioraznolikosti i krajobrazne raznolikosti uglavnom je uzrokovan gubitkom i fragmentacijom staništa kao rezultat intenzivne poljoprivredne djelatnosti i razvoja infrastrukture, unosom i širenjem invazivnih stranih vrsta, zagađenja, urbanizacije i klimatskih

¹²³ Narodne novine, br. 72/2017

promjena. Oko 62 % svih prijetnji vaskularnoj flori u Republici Hrvatskoj odnosi se na gubitak i/ili degradaciju staništa zbog antropogenih utjecaja, a posebno su ugrožena vlažna staništa, kao što su cretovi. Podzemna staništa i vrste također su istaknuti kao izrazito osjetljivi i pod ugrozom vanjskih utjecaja.

Strategija uvažava ulogu OIE za ublažavanje klimatskih promjena, koje prijete i bioraznolikosti, ali ukazuje i na bitan konflikt između elektrana OIE i bioraznolikosti, posebno u slučaju vjetroelektrana, sunčanih elektrana i hidroelektrana koje nerijetko zauzimaju prostore na kojima obitavaju ugrožene vrste. Stoga se ističe važnost postizanja harmonizacije OIE i zaštite bioraznolikosti kroz prostorno i strateško planiranje provedbom strateške procjene utjecaja na okoliš (SPUO) za strategije planove i programe, te postupke procjene utjecaja na okoliš (PUO) za zahvate te ocjene prihvatljivosti strategija, planova, programa i zahvata za ekološku mrežu (OPEM), u sklopu SPUO-a ili PUO-a ili kao samostalni postupak. Osim kroz ove postupke, Akcijskim planom propisuje se niz mjera koje mogu pridonijeti integraciji zaštite prirode u planskim i provedbenim dokumentima drugih sektora, uključujući energetskog sektora.

4.7. Šumskogospodarska osnova područja Republike Hrvatske 2016.-2025.

Šumskogospodarska osnova područja Republike Hrvatske (u daljnjem tekstu: Osnova područja) je šumskogospodarski plan na temelju kojeg se gospodari šumama i šumskim zemljištem na šumskogospodarskom području Republike Hrvatske. Osnovom područja utvrđuje se ekološka, gospodarska i socijalna podloga za biološko poboljšavanje šuma i povećanje šumske proizvodnje na šumskogospodarskom području. Cilj donošenja Osnove područja je osiguranje potrajnog gospodarenja šumama s očuvanjem prirodne strukture i raznolikosti šuma, te trajno povećanje stabilnosti i kakvoće gospodarskih i općekorisnih funkcija šuma. Osnova područja vrijedi za razdoblje 1.1.2016. - 31.12.2025. godine i predstavlja obnovu Osnove područja koja je imala važnost u razdoblju 1.1.2006. - 31.12.2015. godine.

Ostvarivanje ciljeva gospodarenja i zadovoljenje svih funkcija šuma uvelike će ovisiti o odabiru odgovarajućeg načina gospodarenja. Pri odabiru odgovarajućeg načina gospodarenja potrebno je razmotriti više aspekata, imajući pri tome na umu prirodne značajke šume, te namjenu i ciljeve gospodarenja. Radovi biološke obnove šuma (npr. priprema staništa za prirodno pomlađivanje sastojina predviđenih za prirodnu obnovu, prorjeđivanje sastojina, pošumljavanje neobraslog šumskog zemljišta i podizanje plantaža brzorastućih vrsta drveća na novim površinama, resurekcija degradiranih sastojina i prevođenje u viši uzgojni oblik itd.), planirani su u skladu sa Zakonom o šumama (Narodne novine 68/2018) i Pravilnikom o uređivanju šuma (Narodne novine 79/2015) procjenom očekivanih potreba i u okviru procjene priliva financijskih sredstava za te namjene u narednih 10 godina. Vezano uz plan korištenja drvne zalihe i osiguranja potrajnosti prihoda, etat šumskog gospodarskog područja za iduće desetogodišnje razdoblje planiran je na površini od 1 288 821 ha u količini od 80 371 722 m³.

4.8. Plan upravljanja vodnim područjima 2016.-2021.¹²⁴

Plan upravljanja vodnim područjima je osnovni dokument upravljanja stanjem voda. Donošenje Plana propisuje Zakon o vodama (Narodne novine NN 153/09, 63/11, 130/11, 56/13, 14/14, 46/18). Plan se donosi za razdoblje od 6 godina, nakon čega se mijenja i dopunjuje za razdoblje od narednih 6 godina. Donosi ga Vlada Republike Hrvatske. Trenutno je na snazi Plan upravljanja vodnim područjima za razdoblje 2016. - 2021. Planiranje upravljanja stanjem voda uključuje:

- analizu značajki vodnih područja,
- utvrđivanje značajnih vodnogospodarskih pitanja koja će biti predmet rješavanja u planskom razdoblju i
- određivanje programa mjera za rješavanje utvrđenih vodnogospodarskih pitanja i opravdanje izuzeća za vodna tijela za koja se ne planira postizanje zadanih ciljeva do kraja planskoga razdoblja.

Svaki novi, dopunjeni ili promijenjeni Plan mora sadržavati:

- sažetak svih promjena i dopuna Plana od dana njegovog stupanja na snagu,
- ocjenu stupnja postizanja ciljeva,
- sažetak mjera koje su bile predviđene u prijašnjem Planu, a koje nisu bile provedene s razlozima zašto nisu bile provedene i
- sažetak dopunskih mjera koje nisu bile predviđene u prijašnjem Planu, a koje su bile izvedene za postizanje ciljeva.

U skladu s ciljevima Okvirne direktive o vodama 2000/60/EZ¹²⁵ i s njom povezanim direktivama i odlukama Europskog parlamenta i Vijeća, Planom upravljanja vodnim područjima opisano je i ocijenjeno ekološko i kemijsko stanje površinskih, priobalnih i podzemnih voda RH. Temeljem toga provedena je klasifikacija vodnih tijela.

Površinske vode klasificirane su u pet kategorija stanja - vrlo dobro, dobro, umjereno, loše i vrlo loše stanje, a podzemne vode u dvije kategorije - dobro i loše stanje. Identificirani su i kandidati za umjetna i znatno promijenjena vodna tijela, na koja se primjenjuju niži standardi u zaštiti voda, odnosno ciljevi.

Posebni ciljevi zaštite površinskih voda su sprečavanje pogoršanja postojećeg stanja i postizanje dobrog stanja, te zaštita i očuvanje svih umjetnih i znatno promijenjenih tijela površinskih voda u cilju postizanja dobrog ekološkog potencijala i dobrog kemijskog stanja površinskih voda, a da se pri tome trajno ne ugrozi stanje drugih voda u istom vodnom području.

¹²⁴ Odluka o donošenju Plana upravljanja vodnim područjima 2016. - 2021., Narodne novine, br. 66/2016, (1623), odluka, 19.7.2016.

¹²⁵ Direktiva 2000/60/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 23. listopada 2000. o uspostavi okvira za djelovanje Zajednice u području vodne politike

Prilikom korištenja voda, uključivo i gospodarskog korištenja za proizvodnju energije, neophodno je provoditi mjere kojima će se pridonijeti ostvarenju posebnih ciljeva. Mjere koje se odnose na hidroenergetske djelatnosti, uglavnom su usmjerene na poboljšanje hidromorfološkog stanja vodnih tijela koja se koriste za proizvodnju električne energije. Hidromorfološke promjene na vodnim tijelima kontroliraju se izdavanjem vodopravnih uvjeta ili obvezujućeg vodopravnog mišljenja u okviru rješenja o objedinjenim uvjetima zaštite okoliša (Zakon o vodama, članak 143. – 148.), koje prethodi dobivanju lokacijske dozvole ili drugog odobrenja za zahvat. Poštivanje propisanih uvjeta kontrolira se tijekom realizacije zahvata.

Na područjima posebne zaštite voda potrebno je provesti i dodatne mjere zaštite, u skladu s Planom upravljanja vodama. Registar zaštićenih područja – područja posebne zaštite voda, administrira tvrtka Hrvatske vode, a temeljem Zakona o vodama, ova područja uključuju:

- vodna tijela pogodna za zaštitu gospodarski značajnih vodenih organizama,
- područja za kupanje i rekreaciju sukladno Zakonu o vodama i propisima o zaštiti okoliša,
- područja podložna eutrofikaciji i područja ranjiva na nitrata,
- područja namijenjena zaštiti staništa ili vrsta gdje je održavanje ili poboljšanje stanja voda bitan element njihove zaštite sukladno Zakonu o vodama i/ili propisima o zaštiti prirode i
- područja loše izmjene voda priobalnim vodama, osjetljivost kojih se ocjenjuje u odnosu na ispuštanje komunalnih otpadnih voda.

4.9. Strategija upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem Republike Hrvatske (nacrt) ¹²⁶

Strategija upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem Republike Hrvatske (nacrt) treba artikulirati nacionalnu viziju održivog razvoja obalnog i morskog područja, osigurati, putem odgovornog upravljanja, integraciju i harmonizaciju različitih interesa u obalnom i morskog području te identificirati prioritete i sredstva za ostvarivanje održivog razvoja obalnog i morskog područja. Opći cilj Strategije je osigurati održivi razvoj obalnog i morskog područja pod jurisdikcijom RH kroz sustav integralnog upravljanja temeljenog na ekosustavnom pristupu i načelima dobrog upravljanja. Strategija definira glavne ciljeve, koji između ostalog uključuju identifikaciju i valorizaciju prioriternih područja za očuvanje bioraznolikosti obalnog i morskog područja te unaprjeđenje kvalitete prostornog i razvojnog planiranja i procjene utjecaja na okoliš kroz jačanje kapaciteta.

Program mjera zaštite i upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem Republike Hrvatske (Nacrt)¹²⁷ izrađen je temeljem Zakona o zaštiti okoliša (Narodne novine, br. 80/13, 78/15) i Uredbe o izradi i provedbi dokumenta Strategije upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem (Narodne novine, br. 112/2014). Navedenom Uredbom, kojom se u nacionalno

¹²⁶ Ministarstvo zaštite okoliša i prirode, 2015. Dostupno na http://mio-strategija-hr.pap-thecoastcentre.org/docs/strategija_prvi_nacrt.pdf

¹²⁷ Ministarstvo zaštite okoliša i prirode, 2016. Dostupno na https://mzoip.hr/doc/nacrt_programa_mjera.pdf

zakonodavstvo transponiraju obveze iz Okvirne direktive o morskoj strategiji 2008/56/EZ¹²⁸, Odluke Komisije o kriterijima i metodološkim standardima o dobrom stanju morskog okoliša 2010/477/EU i Protokola Barcelonske konvencije o integralnom upravljanju obalnim područjem Sredozemlja (Narodne novine - Međunarodni ugovori, br. 8/2012), uređuju se polazne osnove i mjerila za izradu, razvoj i provedbu Strategije upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem.

Kao dio Strategije odnosno jedan od njenih akcijskih programa donosi se Program mjera. Programom mjera su određene mjere koje je potrebno poduzeti radi postizanja i/ili održavanja dobrog stanja okoliša te mjere koje je potrebno poduzeti radi ostvarivanja ciljeva upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem.

U skladu s ciljevima definiranim Strategijom, između ostalog, propisane mjere usmjerene su ka povećanju energetske učinkovitosti gospodarskih aktivnosti na moru (marikultura, ribarstvo), smanjenju utjecaja na more mjerama smanjenja emisija onečišćujućih tvari, buke i svjetlosti.

4.10. Program ruralnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje 2014. –2020.¹²⁹

Program ruralnog razvoja Republike Hrvatske za razdoblje 2014.–2020., analizom konteksta (SWOT analiza) i procjenom potreba, definira prioritete i područja intervencije, izbor relevantnih mjera i dodjelu financijskih sredstava na temelju očekivanih ishoda. Jedan od ciljeva Programa je i učinkovito korištenje resursa i otpornost na klimatske promjene u poljoprivredi, prehrambeno-prerađivačkoj industriji i šumarstvu, gdje se naglašava kako je proizvodnja energije iz obnovljivih izvora iz navedenih sektora prioritet za razvoj bioekonomije i smanjenje stakleničkih plinova do 2020. godine. Nadalje, ističe se značaj korištenja drvene biomase, biomase iz poljoprivrede te solarne energije u poljoprivredi i prehrambeno-prerađivačkoj industriji.

Programom je definirano 18 mjera koje imaju za cilj povećanje konkurentnosti hrvatske poljoprivrede, šumarstva i prerađivačke industrije, ali i unaprjeđenja životnih i radnih uvjeta u ruralnim područjima uopće. U okviru Programa kroz operacije u okviru Mjere 4. »Ulaganja u fizičku imovinu« nastoji se povećati učinkovito korištenje energije i potaknuti korištenje OIE. Dozvoljena su ulaganja u OIE, odnosno izgradnja postrojenja za proizvodnju električne i/ili toplinske energije s ciljem podmirenja vlastitih potreba poljoprivrednog gospodarstva proizvedenom energijom.

¹²⁸ Direktiva 2008/56/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 17. lipnja 2008. o uspostavljanju okvira za djelovanje Zajednice u području politike morskog okoliša (Okvirna direktiva o pomorskoj strategiji) Tekst značajan za EGP, OJ L 164, 25.6.2008, p. 19–40.

¹²⁹ Ministarstvo poljoprivredne, Uprava za ruralni razvoj 2018 (zadnja izmjena verzije). Dostupno na <https://ruralnirazvoj.hr/program/>

4.11. Strategija Pametne specijalizacije

Glavni strateški cilj Strategije pametne specijalizacije Republike Hrvatske za razdoblje od 2016. do 2020. godine (S3) je usmjeravanje kapaciteta u području znanja i inovacija na područja od najvećeg potencijala za Hrvatsku radi pokretanja konkurentnosti i društveno-gospodarskog razvoja i transformacije hrvatskog gospodarstva kroz učinkovite aktivnosti istraživanja, razvoja i inovacija. Glavni strateški cilj postići će se ostvarivanjem šest specifičnih strateških ciljeva usmjerenih prema pametnom, uključivom i održivom rastu Republike Hrvatske.

S3 se usredotočuje na ograničeni broj prioritetnih područja koja su definirana na temelju snaga i potencijala za istraživanje, razvoj i inovacije (u daljnjem tekstu: IRI) s naglaskom na izvoznu orijentiranost uključenih potpodručja. Jedno od pet tematskih prioritetnih područja (u daljnjem tekstu: TPP) je Energija i održivi okoliš. Energija i održivi okoliš na mnogo načina predstavlja i ističe se kao važno područje specijalizacije u Hrvatskoj, na temelju povoljnih statističkih pokazatelja, analiza i provedenog procesa poduzetničkog otkrivanja. Strategija prepoznaje da unutar navedenog TPP-a postoji mogućnost i namjera značajno doprinijeti globalnim izazovima u odnosu na sigurnu, čistu i učinkovitu energiju, klimatske promjene te učinkovitost resursa.

U okviru TPP-a Energija i održivi okoliš definirana su 2 podtematska područja (u daljnjem tekstu: PTPP):

- PTPP 1. Energetske tehnologije, sustavi i oprema – razvoj i primjena suvremenih energetske tehnologije i proizvodnja opreme za koju se očekuje da bude učinkovita, daljinski kontrolirana i nadzirana, kompatibilna s pametnim mrežama, ekološki prihvatljiva i s mogućnošću recikliranja na kraju svog životnog vijeka.
- PTPP 2. Ekološki prihvatljive tehnologije, oprema i napredni materijali - rješavanje izazova klimatskih promjena i razvoja gospodarstva sa smanjenom emisijom ugljičnog dioksida u Hrvatskoj.

U posljednjem PTPP-u se ističe potencijal istraživanja mogućnosti korištenja biljnog i životinjskog otpada u proizvodnji biogoriva, električne i toplinske energije, solarne fotonaponske tehnologije, koncentrirajuće solarne energije i energije vjetra.

4.12. Strategija prometnog razvoja Republike Hrvatske (2017. - 2030.)¹³⁰

Strategija prometnog razvoja Republike Hrvatske je dokument kojim se utvrđuju ciljevi srednjoročnog i dugoročnog prometnog razvoja u Republici Hrvatskoj, koji predstavlja kvalitativni pomak u odnosu na postojeće stanje i ostvarenje nove faze, a to je povećanje

¹³⁰ Ministarstvo mora, prometa i infrastrukture, 2017. Dostupno na <http://www.mppi.hr/UserDocImages/MMPI%20Strategija%20prometnog%20razvoja%20RH%202017.-2030.-final.pdf>

kvalitete prometnog sustava i same prometne infrastrukture, poboljšanje energetske učinkovitosti i zaštite okoliša.

Kao rezultat politika i strategija EU i Republike Hrvatske, utvrđen je popis općih ciljeva. U nadolazećem razdoblju potrebno je:

- promijeniti raspodjelu prometa putnika u prilog javnog prijevoza te oblicima prijevoza s nultom emisijom štetnih plinova. To uključuje javni prijevoz u aglomeracijama i lokalnom, regionalnom kontekstu (tramvaje, lokalne autobusne linije itd.), prijevoz željeznicom, javni prijevoz u pomorskom prometu (brodovima), autobusni prijevoz na regionalnim i daljinskim linijama, kao i pješake i bicikliste,
- promijeniti raspodjelu prometa tereta u prilog željezničkog i pomorskog prometa te prometa unutarnjim plovnim putovima,
- razviti prometni sustav (upravljanje, organiziranje i razvoj infrastrukture i održavanja) prema načelu ekonomske održivosti,
- smanjiti utjecaj prometnog sustava na klimatske promjene,
- smanjiti utjecaj prometnog sustava na okoliš (okolišna održivost),
- povećati sigurnosti prometnog sustava,
- povećati interoperabilnosti prometnog sustava (javni prijevoz, željeznički, cestovni, pomorski i zračni promet te promet unutarnjim plovnim putovima),
- poboljšati integraciju prometnih modova u Hrvatskoj i
- razvijati hrvatski dio TEN-T mreže (osnovne i sveobuhvatne).

U kontekstu zaštite okoliša Strategija definira da je sve infrastrukturne projekte, koji proizlaze iz mjera Strategije, potrebno planirati uzimajući u obzir potencijalne klimatske pojave na području realizacije mjere. Mjere predviđene Strategijom nužno je provoditi sukladno Nacionalnom okviru politike za uspostavu infrastrukture i razvoj tržišta alternativnih goriva u prometu (Narodne novine 24/2017) i strateškim dokumentima i poticajnim mjerama jedinica lokalne i područne (regionalne) samouprave koji se odnose na uspostavu infrastrukture za alternativna goriva koji su sadržani u navedenom Nacionalnom okviru.

5. EUROPSKA UNIJA, ENERGETSKA UNIJA I KLIMATSKE PROMJENE

5.1. Ciljevi, smjernice i očekivani razvoj energetskeg sektora EU-a i poveznice s ciljevima ublažavanja i prilagodbe klimatskim promjenama, Pariški sporazum

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. Temeljni cilj Konvencije je „... postignuti stabilizaciju koncentracija stakleničkih plinova u atmosferi na razinu koja će spriječiti opasno antropogeno djelovanje na klimatski sustav. Ta razina treba se ostvariti u vremenskom okviru dovoljno dugom da omogući ekosustavu da se prilagodi na klimatske promjene, da se ne ugrozi proizvodnja hrane i da se omogući nastavak ekonomskog razvoja na održiv način“. Hrvatska je postala stranka Okvirne konvencije 1996. godine, donošenjem Zakona o njezinom potvrđivanju u Hrvatskom saboru kojim je ujedno i preuzela opseg svoje odgovornosti u okviru Priloga I. Konvencije. Republika Hrvatska je u skladu s točkom 22. UNFCCC konvencije, kao zemlja koja prolazi proces prelaska na tržišno gospodarstvo, preuzela opseg svoje odgovornosti u okviru Priloga I. Konvencije. Republika Hrvatska kao stranka UNFCCC konvencije ima obvezu izrađivati i dostavljati nacionalno izvješće o promjeni klime kojim izvještava o provedbi obveza UNFCCC konvencije. Do sada je izdano sedam nacionalnih izvješća.

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 Hrvatska preuzela Kyotskim protokolom su ispunjene. Na 18. Konferenciji država stranaka UNFCCC-a, održanoj u prosincu 2012. godine u Dohi (Katar), Hrvatska je pristala biti obuhvaćena amandmanom na Prilog B Protokola iz Kyota. Time se Hrvatska obvezala na smanjenje emisije stakleničkih plinova u drugom obvezujućem razdoblju od 2013. do 2020. godine. Republika Hrvatska dijeli zajedničku obvezu smanjenja emisija stakleničkih plinova s ostalim članicama EU 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). Radi se o ambicioznom međunarodnom sporazumu, koji sadrži tri cilja:

(1) dugoročni cilj iskazan u obliku globalnog prosječnog porasta temperature do najviše 2 °C u odnosu na predindustrijsku razinu uz nastojanje da se ograniči porast temperature na 1,5 °C; (2) povećanje sposobnosti svih država za prilagodbu nepovoljnim utjecajima klimatskih promjena te poticanje klimatski otpornog i nisko-emisijskog razvoja; (3) omogućavanje konzistentnih financijskih tokova u cilju ostvarenja klimatski otpornog i nisko-emisijskog razvoja.

Pariški sporazum postao je pravno obvezujući 4. studenog 2016. godine, mjesec dana nakon što su zadovoljeni uvjeti propisani Sporazumom: ratifikacija od najmanje 55 stranaka, čije emisije kumulativno čine 55 % ukupnih globalnih emisija stakleničkih plinova. Za razliku od Protokola iz Kyota, Pariški sporazum obvezuje sve zemlje na poduzimanje mjera u cilju ograničavanja emisija te istovremeno jača ulogu civilnog društva, poslovnih subjekata, financijskih institucija, gradova i regija. EU je ratificirala Pariški sporazum i obvezala se smanjiti emisije stakleničkih plinova za najmanje 40 % do 2030. godine, u usporedbi s emisijama iz 1990. godine. Hrvatska je ratificirala Pariški sporazum u svibnju 2017. godine.

Sporazum također zahtijeva osnivanje međunarodnog registra za identificiranje doprinosa svake zemlje (engl. *Intended Nationally Determined Contribution*; u daljnjem tekstu: INDC). Kroz INDC svaka zemlja članica Konvencije definira ciljano smanjenje emisije, uz redovito praćenje aktivnosti na ostvarenju zadanih ciljeva.

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

Ovaj zajednički EU cilj raspodijeljen je u dvije cjeline, od kojih prva obuhvaća velike izvore emisije stakleničkih plinova koji su obveznici europskog sustava trgovanja emisijskim jedinicama (ETS sektor), a druga tzv. ne-ETS sektore, koja obuhvaća 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.

Cilj koji je postavljen za ETS sektor iznosi smanjenje emisija za 21 % u odnosu na 2005. godinu, dok je za ne-ETS sektore ukupno smanjenje na razini EU iznosi 10 % u odnosu na 2005. godinu, ali različito raspodijeljeno po državama EU. Obveze smanjenja ili ograničenja porasta emisija za članice EU temelje se na načelu solidarnosti, pri čemu su ekonomski razvijenije države čiji je BDP po stanovniku veći od prosjeka EU preuzele obveze da smanje emisije do najviše 20 %, dok su manje razvijene države, uključujući i Hrvatsku, preuzele obveze da ograniče očekivani porast emisija do najviše 20 % u odnosu na verificirane emisije iz 2005. godine. Za Republiku Hrvatsku porast emisije do 2020. godine se ograničava na maksimalno 11 % iz sektora koji nisu obuhvaćeni sustavom trgovanja emisijskim jedinicama stakleničkih plinova, u odnosu na verificirane emisije iz 2005. godine.

Europska komisija utvrdila je također okvir klimatske i energetske politike za 2030. godinu. Ciljano smanjenje emisije stakleničkih plinova je za najmanje 40 % u odnosu na 1990. godinu. Smanjenje emisije za ETS sektor je 43 % u usporedbi s 2005. godinom, uz godišnje smanjenje ukupne EU kvote od 2,2 % za razdoblje od 2021. do 2030. godine, umjesto smanjenja od 1,74 % koje vrijedi za razdoblje od 2013. do 2020. godine. Za ne-ETS sektore je postavljen zajednički cilj od 30 % smanjenja emisija u odnosu na 2005. godinu, a obveze su u rasponu od -40 do 0 % za različite zemlje članice EU (-7 % za Hrvatsku).

Za 2050. godinu potrebna su znatno veća smanjenja emisija, tako da EU sukladno preporukama IPCC-a planira smanjiti emisije stakleničkih plinova za 80-95 %. Kako bi se ostvario zadani cilj, bit će potrebno pojačati aktivnosti na smanjenju emisija, budući da postojećim modelom razvoja nije moguće ostvariti potrebno smanjenje emisija stakleničkih plinova do 2050. godine. Prilikom promišljanja EU ciljeva za 2050. godinu rađene su sektorske analize te su određeni okvirni ciljevi za 2030. i 2050. godinu, kako bi se ostvario prijelaz prema konkurentnom nisko-ugljičnom gospodarstvu. Europska komisija je modelirala nekoliko scenarija razvoja koji dovode do željenog smanjenja emisije od najmanje 80 % u 2050. u odnosu na 1990. godinu. Sektorski promatrano, najveći doprinos smanjenju emisija stakleničkih plinova imala bi elektroenergetika od oko 95 % smanjenja u 2050. u odnosu na 1990. godinu, zatim zgradarstvo (kućanstva i usluge) oko 90 % pa slijedi industrija (oko 85 %) i promet (oko 60 %). Indikativni ciljevi smanjenja emisije stakleničkih plinova¹³¹ prikazani su u tablici 5.1.

Tablica 5.1. Indikativni plan smanjenja emisija stakleničkih plinova u EU

Smanjenje u odnosu na 1990. godinu	2005.	2030.	2050.
Elektroenergetika	-7 %	-54 do -68 %	-93 do -99 %
Industrija	-20 %	-34 do -40 %	-83 do -87 %
Promet	+30 %	+20 do -9 %	-54 do -67 %
Kućanstva i usluge	-12 %	-37 do -53 %	-88 do -91 %
Poljoprivreda (bez CO ₂)	-20 %	-36 do -37 %	-42 do -49 %
Ostali sektori (bez CO ₂)	-30 %	-72 do -73 %	-70 do -78 %
Ukupno	-7 %	-40 do -44 %	-79 do -82 %

5.2. Zaštita okoliša i održivo korištenje prirodnih dobara

5.2.1. Sedmi EU program djelovanja za okoliš

U 2013. godini Europski parlament i Vijeće EU usvojili su aktualni, Sedmi program djelovanja za okoliš¹³² koji obuhvaća razdoblje do 2020. godine.

Program navodi devet prioriternih ciljeva i sve što Unija treba napraviti kako bi ciljeve ostvarila do 2020. Prioritetni ciljevi su:

1. zaštititi, očuvati i povećati prirodni kapital EU,
2. pretvoriti EU u resursno učinkovito, zeleno i konkurentno gospodarstvo s niskom razinom emisije CO₂,

¹³¹ A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, European Commission, 2011

¹³² General Union environment action programme to 2020: Living well, within the limits of our planet, Europska komisija, DG za okoliš, 2014. Dostupno na <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1d861dfb-ae0c-4638-83ab-69b234bde376>

3. zaštititi građane EU od pritiska u vezi s okolišem i opasnosti za njihovo zdravlje i blagostanje,
4. povećati koristi zakonodavstva EU u području okoliša boljom provedbom istih,
5. povećati znanje o okolišu i proširiti bazu dokaza za bolju utemeljenost politika,
6. osigurati ulaganja u politiku okoliša i klimatsku politiku te rješavati popratne troškove povezane s okolišem u svim društvenim aktivnostima,
7. povećati uključenost pitanja u vezi s okolišem u druga politička područja i osigurati koherentnost prilikom stvaranja novih politika,
8. poboljšati održivost gradova na području EU i
9. povećati djelotvornost EU u rješavanju međunarodnih izazova povezanih s okolišem i klimom.



Slika 5.1. Slikovit prikaz ciljeva zaštite okoliša u EU

Slijedom postavljenih ciljeva donesen je i implementiran niz direktiva i propisa u području zaštite okoliša. A radi poboljšanja njihove provedbe i ubrzanja napretka u postizanju ciljeva Programa, 2017. godine je donesen EU Akcijski plan za prirodu, ljude i gospodarstvo¹³³. Svrha Plana je zaustaviti i preokrenuti trend gubitka biološke raznolikosti i usluga ekosustava, te ojačati otpornost na klimatske promjene i ublažavanje njihovih posljedica.

Akcijskim planom otvara se mogućnost i potiče uključivanje dionika i javnosti, te stvaranje partnerstva u svim područjima politika. Na taj način žele se postaviti čvrsti temelji za usklađivanje potreba prirode, ljudi i gospodarstva i njihovog povezivanja. Akcijski plan obuhvaća četiri prioritetna područja s 15 konkretnih mjera koje se trebaju provesti do 2020.godine. Četiri prioriteta uključuju:

- Prioritet A: poboljšanje smjernica i znanja te osiguravanje bolje usklađenosti sa širim socioekonomskim ciljevima,

¹³³ Europska komisija COM(2017) 198 final od 27.4.2017. Dostupno na http://ec.europa.eu/environment/nature/legislation/fitness_check/action_plan/index_en.htm

- Prioritet B: izgradnja političke odgovornosti i poboljšanje sukladnosti,
- Prioritet C: jačanje ulaganja u mrežu Natura 2000 i poboljšanje sinergija s instrumentima financiranja EU-a i
- Prioritet D: bolje komuniciranje i informiranje uključivanjem građana, dionika i zajednica.

5.2.2. Kružno gospodarstvo – upravljanje otpadom, korištenje otpada i recikliranje, koncept bioekonomije

Ukupna količina komunalnog otpada 2013. godine u EU iznosila je 2,5 milijardi tona otpada. Od navedene količine, 1,6 milijardi tona nije bilo ponovno upotrijebljeno ili reciklirano. Prema europskim statistikama, procijenjeno je kako je bilo moguće ponovno upotrijebiti ili reciklirati oko 600 milijuna tona otpada¹³⁴. Dodatni podaci ukazuju kako se u EU samo oko 43 % otpada reciklira, dok se 31 % odlaže na odlagališta otpada, a čak 26 % spaljuje. Aktivnosti vezane uz oporabu i recikliranje otpada su uglavnom pokretane zahvaljujući pravno obvezujućim ciljevima u zakonodavstvu EU.

Iako komunalni otpad čini 7-10 % ukupnog otpada EU, riječ je o vrlo složenom sustavu, čije gospodarenje zahtijeva učinkovit program, aktivno uključivanje građana i poduzeća, infrastrukturu prilagođenu vrstama otpada koje nastaju i razrađen sustav financiranja. Srednjoročnim i dugoročnim ciljevima moguće je ostvariti sljedeće:

- stvaranje više od 170 000 novih radnih mjesta (od kojih će se većina zadržati unutar EU);
- smanjenje emisija stakleničkih plinova (moguće izbjeći više od 600 milijuna tona emisija stakleničkih plinova u periodu 2015.-2035. godine);
- uključenje sekundarnih sirovina u proizvodne procese, čime će se smanjiti ovisnost EU o uvozu sirovina.

Gospodarenjem otpadom mora se osigurati da otpad koji preostaje nakon postupaka obrade i koji se zbrinjava odlaganjem ne predstavlja opasnost za buduće generacije. Zbog toga je zabranjeno odbacivanje otpada u okoliš te se potiče visoko kvalitetno recikliranje otpada, uz evši u obzir tehničke, okolišne i ekonomske uvjete.

Kako bi se proveo cilj smanjenja odlaganja otpada i povratak hranjivih i vrijednih tvari u proizvodni ciklus, usvojen je 2. prosinca 2015. godine akcijski plan EU-a za kružno gospodarstvo pod nazivom „Zatvaranje kruga – akcijski plan EU-a za kružno gospodarstvo“ od strane Europske Komisije¹³⁵. Konačni cilj Kružnog gospodarstva je povećanje konkurentnosti EU-a zaštitom poduzeća od nestašice resursa i nestabilnih cijena kroz stvaranje novih poslovnih prilika i učinkovitijih načina proizvodnje i potrošnje. Međutim, isto je potrebno ispuniti uz veliki izazov – smanjenje rizika od prekapacitiranosti infrastrukture za obradu preostalog otpada (nakon recikliranja i ponovne uporabe), npr. energetsom oporabom ili niskokvalitetnom mehaničko-biološkom obradom neobrađenog komunalnog otpada.

¹³⁴ Prijedlog Direktive Europskog Parlamenta o izmjeni Direktive 2008/98/EZ o otpadu

¹³⁵ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6203_hr.htm

Također je potrebno uzeti u obzir i dostatnu potražnju za recikliranim i sekundarnim sirovinama, što zahtijeva razvoj određenih standarda kvalitete.

Predložene aktivnosti iz plana pridonose zatvaranju „petlje“ životnog ciklusa (Slika 5.2.) proizvoda kroz recikliranje i ponovnu uporabu te doprinose okolišnom i ekonomskom sektoru. U pogledu otpada, revidiran zakonodavni okvir EU-a postavlja jasne ciljeve za smanjenje količina nastalog otpada i postavlja dugoročne ciljeve za upravljanje otpadom i recikliranje. Ključni elementi revidiranog prijedloga uključuje sljedeće ciljeve¹³⁶ :

- zajednički EU cilj za recikliranje 65 % komunalnog otpada do 2030. godine;
- zajednički EU cilj za recikliranje 75 % ambalažnog otpada do 2030. godine;
- obvezni cilj za odlagališta, na koja se može odložiti maksimalno 10 % komunalnog otpada do 2030. godine;
- zabrana odlaganja prethodno razdvojenog otpada na odlagališta otpada;
- promoviranje ekonomskih instrumenata kako bi se obeshrabrilo odlaganje otpada;
- pojednostavljene i poboljšane definicije i usklađena metoda izračuna stupnjeva recikliranja u zemljama EU;
- konkretne mjere za promoviranje ponovne uporabe i poticanje industrijske simbioze – pretvaranje nus-proizvoda jedne industrije u sirovinu druge industrije;
- ekonomski poticaji za proizvođače da stavljaju „zelene“ proizvode na tržište i potiču sheme ponovne uporabe i recikliranja.



Slika 5.2. Slikovit prikaz koncepta Kružnog gospodarstva¹³⁷

¹³⁶ http://ec.europa.eu/environment/circular-economy/index_en.htm

¹³⁷ <http://www.bikarac.hr/?stranice=opcenito-o-gospodarenju-otpadom-asdasd&id=8>

Navedeno se postiže kroz provedbu odgovarajućih poticaja, poput naknade za odlaganje ili spaljivanje, „plati koliko baciš“ principom, programima proširene odgovornosti proizvođača te poticanjem lokalnih tijela vlasti. Ovakvi programi su financijski vrlo zahtjevni, ali ih je moguće sufinancirati ili u potpunosti financirati iz EU fondova. Tako je za tekući program financiranja gospodarenja otpadom (razdoblje 2014.-2020. godine) predviđeno 5,5 milijardi eura, kako bi se ostvarili zadani ciljevi¹³⁸.

Kako Kružno gospodarstvo uglavnom razmatra problematiku vrijednih tvari (minerali, metali, itd.), potrebno je uzeti u obzir i biološku komponentu otpada. Nju jednim dijelom razmatra bioekonomija¹³⁹, koja je definirana 13. veljače 2012. godine u okviru strategije „Innovating for Sustainable Growth: A Bioeconomy for Europe“¹⁴⁰. Pet ciljeva kojima *Strategija* doprinosi zajedno s *Akcijskim planom* su:

- 1) osiguravanje sigurnosti hrane,
- 2) održivo upravljanje prirodnim resursima,
- 3) smanjenje ovisnosti o neobnovljivom resursima,
- 4) ublažavanje i prilagođavanje klimatskim promjenama i
- 5) stvaranje radnih mjesta i održavanje konkurentnosti EU-a.

Strategija poziva na nove pristupe istraživanju i inovacijama te potiče znanost i tehnološko vodstvo prema opipljivom poboljšanju društva, gospodarstva i okoliša u Europi. Pet godina od usvajanja, Komisija je provela reviziju Strategije bioekonomije i Akcijskog plana. Revizija je zaključila da Strategija provodi ključne aktivnosti, te da je važnost mogućnosti koje nudi Strategija sve više priznata u Europi i izvan nje. Iako ciljevi Strategije iz 2012. i dalje ostaju relevantni, a prateći Akcijski plan provodi predložene ciljeve, nužno je usmjeriti i uskladiti njihove opsege i okvire s političkim prioritetima EU i budućim izazovima.

Iako se obje strategije tiču recikliranja i ponovne uporabe iskorištenih materijala i otpada, između njih postoje preklapanja i razlike. Najvažnija razlika je u činjenici da Kružno gospodarstvo pokušava zadržati vrijednost proizvoda, materijala i sirovine unutar procesnih okvira što je duže moguće, dok bioekonomija uključuje nove procesne rute, karakteristike proizvoda, načine korištenja kemijskih spojeva u proizvodima i otpadu, itd., tj. koncept bioekonomije je širenje spektra nastalog proizvoda i otpada korištenjem postojećih ili naprednih tehnologija¹⁴¹¹⁴². Navedeno se postiže klasifikacijom otpada kao nusproizvoda¹⁴³ ili mu se može ukinuti status otpada¹⁴⁴ 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).

¹³⁸ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-6203_hr.htm

¹³⁹ U ovom dijelu se opisuju glavni elementi bioekonomije te aspekti vezani za otpad i njegove tijekove, opis bioekonomije se nastavlja kroz korištenje biomase za energetske svrhe i stvaranje novih proizvodnih lanaca u svrhu zamjene sirovinke osnovice gospodarstva u sekciji 5.4. Obnovljivi izvori energije

¹⁴⁰ <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1f0d8515-8dc0-4435-ba53-9570e47dbd51>

¹⁴¹ <https://www.brain-biotech.de/en/blickwinkel/circular/the-bioeconomy-is-much-more-than-a-circular-economy/>

¹⁴² <https://ec.europa.eu/research/bioeconomy/index.cfm?pg=policy>

¹⁴³ Narodne novine, br. 94/2013, članak 14.

¹⁴⁴ Narodne novine, br. 94/2013, članak 15.

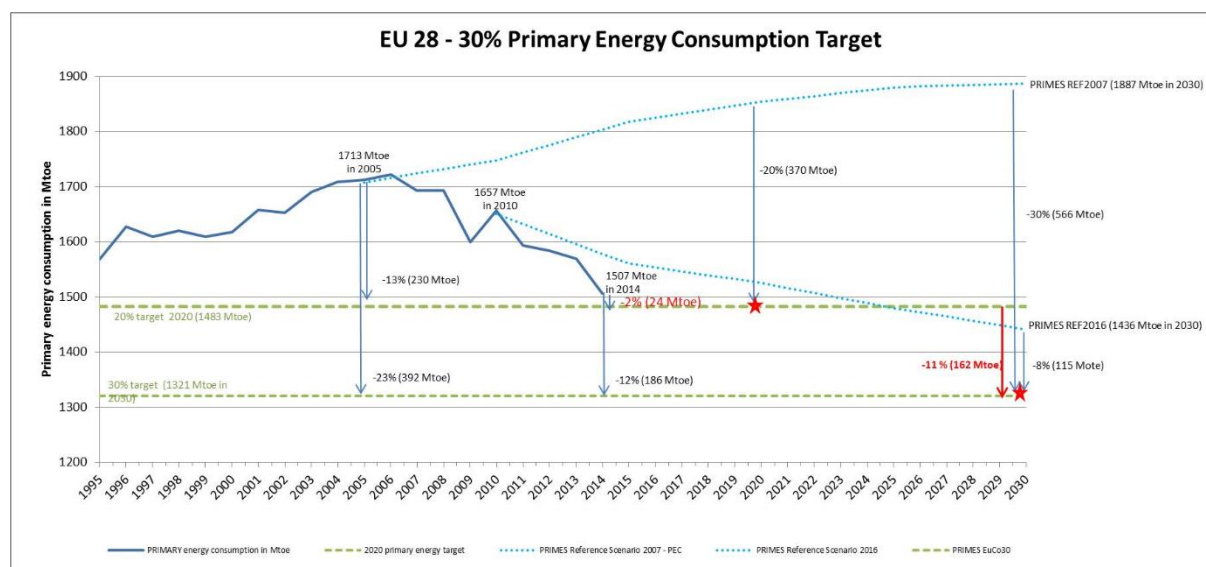
Ovakav proces je u skladu s načelima Kružnog gospodarstva, gdje se potiče zatvaranje ciklusa kruženja vrijednih tvari i izbjegavanje njihovog odlaganja na odlagališta.

5.3. Energetska učinkovitost

Energetska učinkovitost jedna je od pet dimenzija Energetske unije. Kroz načelo „Prvo energetska učinkovitost“ (engl. *energy efficiency first*), Europska unija je prepoznala i potvrdila da je upravo energetska učinkovitost europski najznačajniji izvor energije. Navedeno načelo podrazumijeva donošenje politika i investicijskih odluka kojima će se:

- osigurati da rješenja za uštedu energije nisu zanemarena ili podcijenjena,
- sustavno prikupljati podatke koji će omogućiti valorizaciju dugoročnih ekonomskih, okolišnih i društvenih troškova i koristi povezanih s mjerama energetske učinkovitosti,
- ukloniti barijere koje još uvijek sprečavaju primjenu mjera energetske učinkovitosti i
- omogućiti razvoj i primjena konkretnih politika i mjera koje će dati prioritet investicijama u energetska učinkovitost.

Za razdoblje do 2020. godine EU je postavila 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 (u daljnjem 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), što prikazuje Slika 5.3.



Slika 5.3. EU ciljevi energetske učinkovitosti

Izvor: Europska komisija¹⁴⁵

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. Valja istaknuti da je

¹⁴⁵ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/?uri=CELEX:52016SC0405R\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/?uri=CELEX:52016SC0405R(01)) (pristupljeno: 21/09/2018)

Republika Hrvatska definirala nacionalne ciljeve povećanja energetske učinkovitosti do 2020. godine u 3. Nacionalnom akcijskom planu energetske učinkovitosti (NAPEnU) za razdoblje 2014.-2016. godine, a revidirani su u nacrtu 4.NAPEnU za razdoblje 2017.-2019. Okvirni nacionalni cilj povećanja energetske učinkovitosti Republike Hrvatske izražen kao apsolutni iznos neposredne potrošnje energije u 2020. godini je **291,3 PJ (6,96 Mtoe)**. Odgovarajući cilj izražen kao apsolutni iznos primarne energije u 2020. godini je **448,5 PJ (10,71 Mtoe)**.

Glavne odrednice EU politike energetske učinkovitosti kojima se trebaju postići ciljevi u 2020. 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, OJ L 315, 14.11.2012, p. 1–56;
- Direktiva 2010/31/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 19. svibnja 2010. o energetske učinkovitosti zgrada, OJ L 153, 18.6.2010, p. 13–35;
- Direktiva 2010/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 19. svibnja 2010. o označivanju potrošnje energije i ostalih resursa proizvoda povezanih s energijom uz pomoć oznaka i standardiziranih informacija o proizvodu (preinaka), Tekst značajan za EGP, OJ L 153, 18.6.2010, p. 1–12;
- 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, OJ L 285, 31.10.2009, p. 10–35.

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

- ostvarenje smanjenja količine prodane energije od 1,5 % na godišnjoj razini i to uspostavom sustava obveza energetske učinkovitosti za opskrbljivače i/ili distributere energije i/ili primjenom alternativnih mjera energetske učinkovitosti s istim kvantitativnim učinkom;
- energetska obnova barem 3 % površine zgrada središnje državne uprave godišnje;
- 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 (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 akcijskih planova energetske učinkovitosti svake tri godine i godišnje izvještavanje;
- primjena pametnih brojlara potrošnje električne energije i prirodnog plina;
- provedba energetske pregleda svake četiri godine za velika poduzeća;
- zaštita prava potrošača vezano uz pristup jednostavnim i razumljivim informacijama o stvarnoj i historijskoj potrošnji energije.

Hrvatska je navedene odrednice u većoj mjeri integrirala u nacionalno zakonodavstvo (vidi poglavlje 2.).

Za razdoblje od 2021. do 2030. godine, na razini EU se donose dodatne politike energetske učinkovitosti:

- Izmjena Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti;
- Direktiva (EU) 2018/844 Europskog parlamenta i Vijeća od 30. svibnja 2018. o izmjeni Direktive 2010/31/EU o energetskim svojstvima zgrada i Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti (Tekst značajan za EGP) SL L 156, 19.6.2018., str. 75–91;
- Uredba (EU) 2017/1369 Europskog parlamenta i Vijeća od 4. srpnja 2017. o utvrđivanju okvira za označivanje energetske učinkovitosti i o stavljanju izvan snage Direktive 2010/30/EU (Tekst značajan za EGP) SL L 198, 28.7.2017., str. 1–23.

Prema posljednjem prijedlogu izmjena Direktive 2012/27/EU o energetskej učinkovitosti, kao okvirni (neobvezujući) cilj za 2030. godinu se postavlja **smanjenje potrošnje energije za 32,5 %** u odnosu na projekciju potrošnje energije iz 2007. godine¹⁴⁶. 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 energetskom i klimatskom planu, sukladno Uredbi o upravljanju energetskom unijom. Obveze energetske učinkovitosti za opskrbljivače/distributere energije nastavljaju se i u razdoblju od 2021. do 2030. godine, s tim je u tom razdoblju potrebno ostvariti **godišnje uštede od 0,8 % prosječne potrošnje energije** (za zadnje trogodišnje razdoblje za koje su podatci dostupni).

Izmijenjena Direktiva o energetskim svojstvima zgrada dodatno osnažuje potrebu za energetskom obnovom cjelokupnog fonda zgrada te obvezuje države članice na izradu dugoročne strategije za obnovu zgrada radi dekarbonizacije fonda zgrada do 2050. godine. Promiče se upotreba pametnih tehnologija u zgradama te se postavljaju minimalni zahtjevi za osiguravanje infrastrukture za e-mobilnost kod izgradnje novih i rekonstrukcije postojećih zgrada (za nove nestambene zgrade i nestambene zgrade koje su podvrgnute velikoj rekonstrukciji koja uključuje parkirna mjesta i električne instalacije u zgradi, a koje imaju više od 10 parkirnih mjesta, potrebno je osigurati barem jednu stanicu za punjenje i infrastrukturu za kabliranje na svakih 5 parkirnih mjesta; za nove stambene zgrade i zgrade koje su podvrgnute velikoj rekonstrukciji koja uključuje parkirna mjesta i električne instalacije u zgradi, a koje imaju više od 10 parkirnih mjesta potrebno je osigurati infrastrukturu za kabliranje za svako parkirno mjesto, kao pripremu za buduću instalaciju stanica za punjenje električnih vozila).

Što se tiče proizvoda povezanih s energijom, u sljedećem se razdoblju očekuje daljnji napredak u zahtjevima za eko-dizajnom te se planira revizija sheme označavanja uređaja kako bi se potrošačima omogućilo jasno prepoznavanje najučinkovitijih uređaja na tržištu.

¹⁴⁶ Potrebno je uočiti da slika 5.3. prikazuje cilj od 30% smanjena potrošnje energije u 2030. godini, što je bio jedan od razmatranih scenarija tijekom pregovora o izmjenama Direktive.

5.4. Obnovljivi izvori energije i bioekonomija

U energetskej politici EU i Energetske unije jedan od glavnih ciljeva jest povećanje udjela obnovljivih izvora energije čime se pozitivno utječe na:

- smanjenje ovisnosti o uvozu energenata,
- smanjenje emisija stakleničkih plinova u proizvodnji električne i toplinske energije,
- zbrinjavanju organskog otpada (bioplinska postrojenja i postrojenja na biomasu¹⁴⁷),
- učinkovitom grijanju putem kogeneracijskih postrojenja i
- otvaranju nove niše u uslužnom i industrijskom sektoru vezanom za tehnološki razvoj OIE postrojenja, što u konačnici doprinosi i povećanoj stopi zaposlenosti

Temeljne Direktive EU i Vijeća EU vezane za razvoj obnovljivih izvora energije „kreću“ u listopadu 2001. godine s Direktivom 2001/77/EZ o promicanju uporabe električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije na unutrašnjem tržištu električne energije.

Navedenom direktivom se definiraju osnovna načela sustava poticanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora (engl. *support schemes*), te definira indikativni cilj Europske zajednice od 22 % udjela proizvodnje električne energije iz OIE elektrana u odnosu na bruto električnu proizvodnju¹⁴⁸ do 2010. godine, koji je raspodijeljen po državama članicama.

Početak 2004. godine na snagu je stupila nova Direktiva 2004/8/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 11. veljače 2004. o promicanju kogeneracije na temelju potražnje korisne topline na unutarnjem tržištu energije i o izmjeni Direktive 92/42/EEZ¹⁴⁹ s ciljem povećanja energetske učinkovitosti i povećanja sigurnosti opskrbe putem okvirnih načela promocije i razvoja visokoučinkovite kogeneracije (preko 75 %) kojom bi se štedjela primarna energija.

Pri tome nije kvantificiran određen cilj koji bi se morao ostvariti u EU, a samim time niti u državama članicama.

Konkretni ciljevi stupaju na snagu donošenjem Direktive 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 23. travnja 2009. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora te o izmjeni i kasnijem stavljanju izvan snage direktiva 2001/77/EZ i 2003/30/EZ¹⁵⁰ kojom se utvrđuje zajednički okvir za promicanje energije iz obnovljivih izvora. Ključne definicije navedene u direktivi su sljedeće:

¹⁴⁷ Biomasa, uključujući i biorazgradivi ili organski otpad, ima različite puteve konverzije i iz nje je moguće dobiti druge potrebne oblike energije – električnu, toplinsku te biogoriva za promet. Zbog neizvjesnosti kretanja sektora na koje se biomasa oslanja (poljoprivreda, prerađivačka industrija, turizam...) te demografskih kretanja, nije se preudiciralo koja će se sirovina koristiti u kogeneracijama na biomasu – npr. kruto ili plinovito ili tekuće biogorivo iz biomase – već se promatrao način rada takve elektrane, odnosno kogeneracije u elektroenergetskom sustavu. Prioritet proizvodnje energije iz biomase je usmjeren na dekarbonizaciju prometa.

¹⁴⁸ Bruto električna proizvodnja jest ukupna proizvodnja električne energije (iz svih elektrana, uključujući i proizvodnju za vlastite potrebe) uvećana za razliku uvoza i izvoza električne energije.

¹⁴⁹ Direktiva 2004/8/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 11. veljače 2004. o promicanju kogeneracije na temelju potražnje korisne topline na unutarnjem tržištu energije i o izmjeni Direktive 92/42/EEZ (SL L 52, 21.2.2004., str. 50–60).

¹⁵⁰ Direktiva 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 23. travnja 2009. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora te o izmjeni i kasnijem stavljanju izvan snage direktiva 2001/77/EZ i 2003/30/EZ (SL L 140, 5.6.2009., str. 16–62).

- obavezni nacionalni ciljevi za 2020. godinu izraženi kao udio energije iz obnovljivih izvora u bruto konačnoj potrošnji energije¹⁵¹ (električne i toplinske) i za udio energije iz obnovljivih izvora u prometu,
- načelni okvir sustava poticanja korištenja OIE,
- pristup elektroenergetskoj mreži za energiju iz obnovljivih izvora te prioritet za pripremu infrastrukture i za preuzimanje proizvedene električne energije iz OIE u sustav distribucijskog operatora ili operatora prijenosa i
- obveza i način izrade Nacionalnih Akcijskih Planova (NAP) za OIE kojima se ukupni nacionalni cilj raspodjeljuje na udjele vezane za električne energiju, toplinsku/rashladnu energiju i transport.

Na razini EU-a određena je obaveza kao 20 % udjela energije iz OIE u bruto konačnoj potrošnji energije, što je raspoređeno na države članice EU-a sukladno njihovim postojećim udjelima, te raspoloživim potencijalima i prosječnom BDP-u za svaku državu.

Direktivom 2013/18/EZ o prilagodbi Direktive 2009/28/EZ o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora zbog pristupanja Republike Hrvatske¹⁵² za Republiku Hrvatsku u 2005. određen je udio 12,6 % i inkrement do 7,4 % do 2020. te 20 % udjela OIE u 2020. No, 2014. godine EUROSTAT provodi ponovljenu analizu korištenja OIE u proizvodnji topline čime se udio u RH u referentnoj 2005. godini povećava s 12,6 % na 23,79 %.

Formalno gledano (u apsolutnim iznosima), Republika Hrvatska već je skokom na gotovo 24 % premašila svoj cilj od 20 % u 2020. godini, no realno nije ostvaren inkrement od 7,4 %¹⁵³ odnosno razlika od 23,79 % u 2005. do 31,19 % u 2020. godini.

U Republici Hrvatskoj OIE se počinju strateški uvažavati još od 2002. godine gdje se u Strategiji energetskeg razvitka Republike Hrvatske (Narodne novine, br. 38/2002) spominju potencijali pojedinih grupa obnovljivih izvora energije.

Detaljnija analiza potencijala OIE provedena je u izradi Zelene Knjige iz 2008., a procjene potencijala i ciljevi definirani su u Strategiji energetskeg razvoja Republike Hrvatske (Narodne novine, br. 130/2009) i Nacionalnom akcijskom planu za obnovljive izvore energije (NAP-OIE) do 2020. godine iz listopada 2013. godine (Tablica 5.2.).

Tablica 5.2. Potencijali i ciljevi za OIE u državnim dokumentima

Obnovljivi izvori	Zelena Knjiga (2008)	Strategija (2009)	NAP-OIE (2013)
Biomasa	135 MW	85 MW	85 MW
Bioplin		2,6 PJ (u svim sektorima)	45 MW

¹⁵¹ Bruto konačna potrošnja energije (*Gross final consumption of energy*) ubraja svu energiju koju koristi industrija, transport, kućanstva, usluge (uključujući javne usluge), poljoprivreda, ribarstvo i šumarstvo, uključujući potrošnju električne i toplinske energije u energetskeg sektorima proizvodnje električne energije i toplinske energije, te gubitaka u prijenosu i distribuciji.

¹⁵² Direktiva Vijeća 2013/18/EU od 13. svibnja 2013. o prilagodbi Direktive 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora zbog pristupanja Republike Hrvatske (SL L 158, 10.6.2013., str. 230–230).

¹⁵³ Krajem 2016. godine ostvaren je inkrement od oko 4,5%.

Obnovljivi izvori	Zelena Knjiga (2008)	Strategija (2009)	NAP-OIE (2013)
Vjetroelektrane	1200 MW	1200 MW	400 MW
Male hidroelektrane	75 MW	100 MW	100 MW
Sunčane elektrane	45,6 MW	Nije kvantificirano	52 MW

Sami provedbeni akti kojima je realno omogućen razvoj OIE elektrana i visokoučinkovite kogeneracije (u daljnjem tekstu: OIEiVK) doneseni su 2007. godine u formi 5 podzakonskih akata¹⁵⁴ temeljenih na Zakonu o energiji i Zakonu o tržištu električne energije. Kao sustav poticanja razvoja OIEiVK odabran je sustav zajamčenih tarifa koji se pokazao kao optimalan sustav za početno poticanje OIE tehnologija. Broj i snaga OIE postrojenja prema podacima dostupnim iz HROTE-a za 21.09.2018. prikazani su u sljedećoj tablici.

Tablica 5.3. Broj i instalirana snaga OIE postrojenja u sustavu poticanja

	Broj postrojenja	Ukupna snaga (MW)
Vjetroelektrane ¹⁵⁵	22	573
Sunčane elektrane	1229	52,43
Biomasa	23	51,35
Bioplin	35	38,73
Male hidroelektrane	13	5,79

U prosincu 2018. godine je usvojena revizija Direktive 2009/28/EZ. Nova Direktiva o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora (RED II) definira EU ciljeve za 2030. godinu. Osim cilja za udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji od 32 % te u prometu (14 %), RED II definira i ciljeve vezano uz napredna biogoriva (3,5 % u prometu) te ograničenja za biogoriva proizvedena iz kultura koje se koriste za proizvodnju hrane i krmiva (najviše 1 % više od ostvarenog udjela 2020. godine, a maksimalno 7 % za članice gdje je udio biogoriva 2020. bio veći od 1 % odnosno maksimalno 2 % za članice gdje je udio biogoriva bio manji od 1 % 2020. godine) kako bi se postupno prešlo na napredna biogoriva koja ostvaruju veće uštede stakleničkih plinova.

RED II također definira kriterije održivosti koje energija iz biomase mora zadovoljiti da bi se računala za ostvarivanje navedenih ciljeva te uspostavu međunarodnog tržišta energije iz biomase kroz sustav trgovanja jamstvima porijekla za električnu energiju i biometan. Osim minimalnih ušteda stakleničkih plinova, kriteriji primarno usmjeravaju na kojim se poljoprivrednim i šumskim površinama i kako može uzgajati biomasa za energetske potrebe, ali je za očekivati da će se isti kriteriji odnositi i na biomasu uzgojenu za potrebe bioekonomije. Nadalje, destimuliraju neodrživo korištenje biomase kroz neprihvatljivost takvih proizvoda u

¹⁵⁴ Tarifni sustav za OIE, Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača, Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Uredbe o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče te Uredbe o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije)

¹⁵⁵ Ubrojena je i vjetroelektrana koja više ne prima poticaje.

uvršćavanje zadanih ciljeva kroz definiranje ograničenja emisija iz sektora Korištenje zemljišta, prenamjena zemljišta i šumarstvo.

Direktiva prepoznaje očekivane trendove obnove postojećih postrojenja (engl. *repowering*), tj. postavljanja nove učinkovitije tehnologije na mjesta prethodnih OIE elektrana, te potrošnje na mjestu proizvodnje (engl. *renewable self-consumption*). Napredak se očekuje i u integraciji tržišta te učinkovitim korištenjem energetske infrastrukture, kao i u „osposobljavanju“ konačnih korisnika energije da kontroliraju odnosno optimiraju svoju potrošnju.

Okruženje proizvodnje energije iz biomase se drastično mijenja kroz razvoj sektora bioekonomije, posebice u pogledu konkurencije za sirovinom. Nastavljajući se na opis iz sekcije 5.2.2. Kružno gospodarstvo – upravljanje otpadom i bioekonomija, bioekonomija predstavlja zamjenu fosilne sirovinske osnovice u gospodarstvu biomasom i to kroz korištenje obnovljivih izvora energije u proizvodnom procesu, ali i proizvodnjom inovativnih materijala na temelju bioplastike, biokemikalija, bio-gnojiva i slično.

Organski otpad s visokim udjelom lignoceluloze i suhe tvari je prikladniji za tehnologije pretvorbe krute (drvne) biomase, a nizak udio suhe tvari i tekućine (efluenti) za anaerobnu digestiju.

Biomasa, uključujući i biorazgradivi ili organski otpad, ima različite puteve konverzije i iz nje je moguće napraviti sve potrebne oblike korisne energije – električnu, toplinsku te mehaničku u obliku biogoriva za promet.

Zbog neizvjesnosti kretanja sektora na koje se biomasa oslanja (poljoprivreda, prerađivačka industrija, turizam...) te demografskih kretanja, nije se prejudiciralo koja će se sirovina koristiti u kogeneracijama na biomasu – da li kruto ili plinovito ili tekuće biogorivo iz biomase – već se promatrao način rada takve elektrane, odnosno kogeneracije u elektroenergetskom sustavu.

Prioritet proizvodnje energije iz biomase je usmjeren na dekarbonizaciju prometa.

U svibnju 2018. je održana 1. sjednica TRS za hranu i bioekonomiju za izradu Nacionalne razvojne strategije do 2030. godine. Proizvodnja hrane je kralježnica buduće hrvatske bioekonomije te se inovativni proizvodi trebaju usmjeriti u razvoj pratećih proizvoda: korištenja OIE u proizvodnom procesu, ambalaže prehrambenih proizvoda, dodataka prehrani koji su temeljeni na bio-osnovi... Nije za očekivati da će se svi lanci dobave biomase, uz proizvodnju hrane i krmiva, usmjeriti u gornji dio piramide bioekonomije te je važno za istaknuti da je proizvodnja energije iz biomase sastavni dio bioekonomije. Veću dodanu vrijednost biomase u energetske sektoru ostvaruju biorafinerije kroz proizvodnju spleta proizvoda, uključujući i napredna biogoriva i biometan za promet, od postojeće proizvodnje električne i toplinske energije te čvrstih, tekućih i plinovitih goriva iz biomase.

5.5. Razvoj tržišta

Europska komisija je 30. studenoga 2016. godine objavila paket dokumenata „Čista energija za svakog Europljanina“ koji sadrži izmjene i dopune postojećih te nove direktive i uredbe, s ciljem brže implementacije zajedničkog unutarnjeg tržišta električne energije. Paket u prvom

redu obuhvaća mjere usmjerene na tržište električne energije EU radi uspostave zajedničkog tržišta, uz osiguranje dostatnosti elektroenergetskih sustava, promicanje bolje integracije električne energije proizvedene iz OIE u tržište električne energije, poboljšanje energetske učinkovitosti te uspostavu upravljačkih mehanizama energetske unije. Tržište prirodnog plina nije predmet predstavljenog Paketa, osim u dijelu u kojem 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 u području čiste energije i poboljšanje transporta u dijelu koji je povezan s energijom.

Predstavljeni Paket Komisije sadrži sljedeće dokumente: Preinaku Direktive o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije, Preinaku Uredbe o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije, Preinaku Uredbe o osnivanju Agencije za suradnju energetske regulatora, Uredbu o pripremljenosti na rizik u sektoru električne energije i ukidanje Direktive o sigurnosti opskrbe, Preinaku Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora, Promjenu Direktive o energetske učinkovitosti, Promjenu Direktive o energetske učinkovitosti zgrada i Uredbu o upravljanju energetskom unijom.

Europska komisija je provela i ex post evaluaciju postojećeg pravnog okvira (Treći energetske paket) kao i procjenu utjecaja čiji se rezultati nalaze u prilogima dokumenata. Evaluacijom je utvrđeno da je ostvaren cilj Trećeg energetske paketa - povećanje konkurencije i uklanjanje prepreka za prekograničnu konkurenciju na tržištima električne energije. Aktivna provedba propisa rezultirala je s pozitivnim rezultatima za tržišta električne energije i potrošače, a tržišta su općenito manje koncentrirana i integrirana nego u 2009. godini.

U skladu s evaluacijom i procjenom utjecaja, prijedlozi nastoje smanjiti jaz i predstaviti poticajni okvir koji će se reflektirati na tehnološki razvoj elektroenergetskog sustava i tržišta kroz nove modele proizvodnje i potrošnje energije. Očekuje se da će nova mrežna i tržišna pravila omogućiti spremnost elektroenergetskog sustava i tržišta na povećavanje udjela proizvodnje električne energije iz OIE uz povećano sudjelovanje potrošača. Današnja mrežna i tržišna pravila su izrađena u svrhu upravljanja s ranijim sustavom i tržištem karakteriziranim centraliziranim termoelektranama na fosilna goriva i minimalnom razinom sudjelovanja potrošača. Nova pravila utvrđuju opća načela i tehničke detalje za tijela s javnim ovlastima i tržišne sudionike te specificiraju prava i obveze različitih sudionika na tržištu električne energije.

S obzirom na tržište električne energije, predložene su izmjene i dopune Direktive 2009/72/EZ (unutarnje tržište električne energije), Uredbe (EZ) broj 714/2009 (prekogranični prijenos) i Uredbe (EZ) broj 713/2009 (ACER) te nova Uredba o pripremljenosti na rizik u elektroenergetskom sektoru (zamjena za Direktivu 2005/89/EZ o sigurnosti opskrbe električnom energijom). Promjene su predložene zbog suočavanja s povećanim udjelom električne energije iz OIE te s tim povezanom potrebom prilagodbe mrežnih i tržišnih pravila radi povećanja fleksibilnosti sustava i tržišta (uključujući mehanizam za plaćanje kapaciteta). Uz to se predlaže aktiviranje krajnjih kupaca u pogledu sudjelovanja na tržištu. Stoga napredna mjerenja postaju nezaobilazna pa se predlaže njihova ubrzana ugradnja (predmet redovitih analiza) i dinamičko utvrđivanje cijena. Predlaže se eliminiranje regulacije cijena na

maloprodajnom tržištu uz istodobnu zaštitu ugroženih kupaca mjerama socijalne pomoći i energetske učinkovitosti. Od operatora distribucijskog sustava se očekuje značajan doprinos u pogledu fleksibilnosti. Predlažu se i zajednička pravila za pripremu na krizna stanja i upravljanje u takvim slučajevima.

Direktiva o energetske učinkovitosti zgrada¹⁵⁶ usvojena je u lipnju 2018. godine, a revidirane direktive o energetske učinkovitosti i obnovljivim izvorima energije i Uredba o upravljanju energetskom unijom formalno su usvojene i objavljene u prosincu 2018. godine. Time je usvojeno četiri od osam predloženih dokumenata iz paketa Čista energija za svakog Europljanina. Također, u idućem se razdoblju očekuje odobravanje i usvajanje izmijenjene Uredbe o osnivanju Agencije za suradnju energetskih regulatora (ACER), Uredbe o pripremljenosti na rizik u elektroenergetskom sektoru, izmijenjene Direktive o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije te Uredbe o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije.

U novoj Uredbi (EZ) o upravljanju energetskom unijom 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.

Uredba o upravljanju energetskom unijom predstavlja regulatorni okvir za upravljanje energetskom 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 u cilju postizanja ciljeva energetske unije, posebno njezinih energetskih i klimatskih 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 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 energetskom unijom, pomaže u ostvarivanju ciljeva energetske politike, državama članicama ostavlja nužnu fleksibilnost i potpuno poštivanje 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

¹⁵⁶ Direktiva (EU) 2018/844 europskog parlamenta i Vijeća od 30. svibnja 2018. o izmjeni Direktive 2010/31/EU o energetskim svojstvima zgrada i Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti, Službeni list Europske unije, L 156, 19. lipnja 2018.

klimatske i energetske politike te u potpunosti ugrađuje Uredbu o mehanizmu praćenja klimatskih promjena (MMR) - integracija područja energetske i klimatske politike.

Potrebno je istaknuti da Paket, uz zakonodavni prijedlog, uključuje i nezakonodavnu inicijativu koji će omogućiti opipljivi doprinos i korist za građane, zapošljavanje, rast i investicije. Ključni prioriteti su energetska učinkovitost, globalno vodstvo EU u području OIE i pravedni tretman potrošača energije. Predloženi dokumenti koristit će se, stoga, ne samo radi pojašnjenja i restrukturiranja postojećih pravila odnosno boljeg razumijevanja pravila izrazito tehničke naravi, nego i radi postizanja konzistentnosti s ostalim politikama i inicijativama EU (OIE, energetska učinkovitost, COP21 itd.).

U tom će smislu i nadležna tijela u Republici Hrvatskoj najprije sudjelovati u usuglašavanju velikog broja novih i značajnih reformskih obveza na europskoj razini, prenositi usuglašene obveze u mjerodavno domaće zakonodavstvo te osigurati njihovu primjenu.

5.5.1. Razvoj tržišta električne energije

Europski elektroenergetski sustav, a unutar njega i hrvatski elektroenergetski sustav, kontinuirano se mijenja. Udio električne energije iz OIE sve je veći, u skladu s energetske i klimatskim ciljevima te Pariškim sporazumom. Dugoročni cilj prijelaza na niskougljično gospodarstvo i s time povezana energetska tranzicija utjecat će na sve sudionike energetske tržišta. Važno je istaknuti da je na području Europe, ali i šire, većina niskougljičnih tehnologija za proizvodnju električne energije izgrađena u nekoj vrsti reguliranog tržišnog okruženja i zaštićenog položaja tvrtki sektora. Npr. izgradnja hidroelektrana i nuklearnih elektrana do početka 90-ih odvijala se u uvjetima monopola i vertikalno integriranih tvrtki sektora koje su imale ekskluzivno pravo i obvezu razvoja sustava sa zajamčenim prihodima i neograničenom mogućnošću prijenosa troška na krajnje kupce/potrošača. Razvoj i povećanje udjela OIE poput vjetra i sunca od početka 90-ih do danas odvijao se u uvjetima preferencijalnog preuzimanja proizvedene električne energije po zajamčenoj, poticanoj otkupnoj cijeni. Dok je sustav zajamčenih poticaja polučio pozitivne učinke u smislu ubranog razvoja i većeg korištenja novih tehnologija, istovremeno je izazvao poremećaje na tržištu i teškoće u poslovanju pojedinih tvrtki i postojećih elektrana.

Energetska tranzicija rezultirat će time da će veliki dio proizvedene električne energije dolaziti iz OIE, a prvenstveno iz varijabilnih izvora ovisnih o vremenskim prilikama, poput vjetra i sunca. Rad sustava i tržišta električne energije nužno će se morati tome prilagoditi, povećanjem fleksibilnosti sustava i razvojem procedura za zadržavanje stabilnosti i sigurnosti opskrbe električnom energijom u ovim novim okolnostima. Kratkoročna tržišta trebala bi biti sveukupno fleksibilnija i spremnija odgovoriti na izazove promjenjivih OIE. Trgovanje na dnevnoj i unutarnevnoj razini i uravnoteženje u realnom vremenu bit će potrebno bolje integrirati u jedinstvenu tržišnu platformu što bi svakako rezultiralo i povećanjem transparentnosti cijena i ukupnog rada tržišta.

Sposobnost raspoloživih proizvodnih kapaciteta za zadovoljenje zahtjeva sustava predstavljat će izazov u kontekstu prijelaza na energiju s niskom razinom ugljika. Kako bi se osigurala sigurna i pouzdana opskrba električnom energijom, bit će nužno osigurati dovoljan kapacitet proizvodnje, ali i potrošačima omogućiti reakciju na cjenovne signale. Očekuje se kako će se

slobodni raspoloživi kapaciteti dugoročno smanjivati te da se ne može očekivati kako će višak kapaciteta biti uvijek dostupan.

Sigurnost sustava je neophodna za održavanje stabilnosti elektroenergetskog sustava. Iz ove perspektive integracija energije vjetra i sunca rezultira nizom izazova, jer je njihova proizvodnja ovisna o vremenskim (meteorološkim) uvjetima i stoga varijabilna i slabije predvidiva pa je potrebna veća fleksibilnost sustava. Tehnička fleksibilnost proizlazi iz svih elemenata sustava u kombinaciji, uključujući potražnju, mreže, pohranu, konvencionalnu proizvodnju i proizvodnju iz energije vjetra i sunca. Komercijalna fleksibilnost ovisi o strukturi troškova i prihoda. Tehnologije s vrlo niskim graničnim troškovima, uključujući vjetar i sunce, obično su komercijalno nefleksibilne.

Povećanje fleksibilnosti zahtijeva dublju preobrazbu elektroenergetskog sustava. Veća snaga i proizvodnja iz vjetra i sunca u sustavu smanjuje potrebu za tzv. temeljnom snagom i proizvodnjom (tj. tehnologijama koje proizvode s konstantnom snagom). Konvencionalni kapaciteti plinskih postrojenja će biti dugoročno potrebni, ali će pretežno raditi s nižim izlaznim snagama osim u slučajevima kada vjetroelektrane i sunčane elektrane imaju smanjenu proizvodnju. Prema scenariju IEA WEO 450, elektrane na plin u EU u prosjeku rade 1 081 sati ekvivalentnog punog opterećenja, što odgovara prosječnom faktoru opterećenja od 12 % (IEA, 2014a).

Na veleprodajnoj razini opaža se sve veća konkurencija i prekogranično trgovanje električnom energijom tijekom proteklih godina. Tržišna razmjena će se povećavati u predstojećem razdoblju, a veliki doprinos tome daje i regionalno povezivanje tržišta koje već obuhvaća veliki broj EU zemalja. To će rezultirati većom regionalnom suradnjom, ali i međusobnom ovisnošću. Neke države članice izrađuju procjene i strategije na nacionalnoj razini, kako bi se umanjili rizici sigurnosti opskrbe bez obzira na utjecaj susjednih zemalja.

S druge strane, konkurencija na maloprodajnim tržištima je relativno slaba, kao i aktivno sudjelovanje kupaca. Unatoč tehničkim inovacijama kao što su pametne mreže, pametne kuće, mogućnost proizvodnje za vlastite potrebe i pohrana energije, kupci/potrošači nisu dovoljno informirani, motivirani niti poticani na aktivno sudjelovanje na tržištu električne energije. Očekuje se kako će potrošači sve više upravljati vlastitom potrošnjom energije te kako će aktivno sudjelovati na tržištu, a pri čemu će se uzimati u obzir troškovi i koristi za cijeli sustav. Dugoročno, ključan utjecaj na tržište električne energije imat će tehnologije kao što su pohrana energije, upravljiva potrošnja (engl. *Demand Response*) i proizvodnja za vlastite potrebe.

U idealnim okolnostima, najbolje jamstvo sigurne opskrbe predstavlja funkcionalno dizajnirano tržište električne energije. Međutim, teški vremenski uvjeti, kvarovi ili kibernetički napadi na infrastrukturu mogu predstavljati rizike za opskrbu električnom energijom. U takvim kriznim stanjima, učinci se rijetko ograničavaju na područje jedne države i nerijetko dolazi do prelijevanja negativnih posljedica krize na susjedne i povezane sustave. Istodobno, države članice EU-a trenutačno imaju različite pristupe u sprječavanju i upravljanju kriznim stanjima te prvenstveno vode računa o vlastitom nacionalnom kontekstu. To dovodi do povećanih rizika, rezultira povećanjem troškova te može narušiti funkcioniranje tržišta. Ovdje treba spomenuti kako Republika Hrvatska na svojim granicama nema samo države članice EU-a, već i druge

države koje imaju manji stupanj prilagodbe obvezama nego članice EU-a, što može negativno utjecati na stabilnost sustava. Stoga, propisi o pripremama za rizik trebaju predvidjeti zajednička pravila koja treba poštivati u upravljanju kriznim stanjima, koje će zahtijevati suradnju i, gdje je to potrebno, međusobnu ispomoć, prije svega u regionalnom kontekstu.

Tržišta električne energije bit će neminovno dopunjena regulatornim intervencijama. Daljnja razrada tržišnih pravila treba dovesti do smanjenja tržišne snage pojedinih sudionika, povećanja pouzdanosti rada i potpore razvoju niskougljičnih tehnologija, u svrhu ostvarivanja ciljeva smanjenje emisija CO₂, ali i ublažavanja rizika za investitore. Cijena emisijskih jedinica za sada ostaje primarni instrument za povećanje konkurentnosti i razine ulaganja u niskougljične tehnologije. Kada cijena emisijskih dozvola stekne povjerenje sudionika na tržištu, potaknut će sklapanje dugoročnih kupoprodajnih ugovora za električnu energiju s niskom razinom ugljika. Međutim, takvi su ugovori, uz neizvjesnosti cijene emisijskih jedinica, izloženi i dugoročnoj neizvjesnosti povezanoj s cijenama električne energije.

Uz razvoj tržišta, prijelaz na nisko-ugljičnu energiju s visokim udjelom varijabilnih obnovljivih izvora energije, zahtijeva i učinkovit razvoj mreže, kako na prijenosnoj tako i na distribucijskoj razini. Razvoj prijenosnog sustava treba planirati na način koji je prilagođen rastu proizvodnje obnovljivih izvora, kako bi se smanjili ukupni troškovi. Regulacija distribucijskih mreža treba dati prednost razvoju distribuirane proizvodnje - uglavnom sunčanih fotonaponskih sustava, upravljive potrošnje i pohrani energije. Kako distribuirani resursi mogu odgoditi ulaganje u mrežu, ekonomska regulacija mreže može biti temelj za poticanje ulaganja u distribuiranu proizvodnju, skladištenje energije i upravljanje potrošnjom.

Uspješna dekarbonizacija treba moći održati sigurnost opskrbe, ali i zadržati cijene električne energije pristupačnima. U kontekstu povećanja maloprodajnih cijena, kontinuirano poboljšanje energetske učinkovitosti važno je za obuzdavanje ukupnih troškova za energiju. Dok cijena emisijskih jedinica povećava cijene na tržištu električne energije, politika obnovljivih izvora energije i politika energetske učinkovitosti može imati suprotan učinak – smanjenje veleprodajne cijene električne energije. To otežava ulaganja u druge tehnologije s niskom razinom ugljika – nuklearne elektrane ili tehnologije izdvajanja i skladištenja ugljika (CCS). Također, korištenje obnovljivih izvora energije povećava proizvodnju s niskom razinom ugljika, što olakšava zadovoljavanje ciljeva emisija i može smanjiti cijene ugljika. Usvajanje novih mehanizama tržišne stabilnosti u EU ima za cilj stabilizirati tržište emisijskih jedinica nasuprot rizicima vanjskih događaja te političkim ili regulatornim interakcijama.

Vremenom će se mijenjati struktura ukupnih troškova u EES-u, s jasnom tendencijom povećanja udjela fiksnog troška. Troškovna struktura novih tehnologija je takva da najveći dio troška nastaje u fazi izgradnje, uz minimalne troškove koji ovise o proizvodnji elektrana. To će imati velikog utjecaja na formiranje tarifnih sustava u budućnosti i potrebne su postupne promjene koje će poslovanje tvrtki sektora, kako operatora sustava, tako i proizvođača električne energije, prilagoditi novim uvjetima rada, osobito u dijelu načina ugovaranja kupoprodaje električne energije i uspostavi cijena.

Razvoj novih tehnologija (npr. spremnici energije, sustavi za vlastitu proizvodnju, energetska učinkovitost) može dovesti do povećanja broja kupaca (prije svega u kategoriji kućanstva) koji

će preferirati izolirani rad, tj. rad izvan mreže. Ovakve strategije neminovno će utjecati na ostatak sustava, osobito u slučajevima kada bi se veći broj korisnika odlučio za takav pristup.

5.5.2. Razvoj tržišta prirodnog plina

Tržište prirodnog plina nije predmet paketa dokumenata Europske komisije „Čista energija za svakog Europljanina“, no s obzirom na proces dekarbonizacije energetskeg sektora u EU do 2050. godine, važno je istaknuti da će prirodni plin imati značajnu ulogu kao gorivo za proizvodnju električne energije, te još jednom napomenuti da će konvencionalni kapaciteti plinskih elektrana, iako će pretežno raditi s nižim brojem sati rada, u predstojećem razdoblju biti neizostavno potrebni. U skladu s navedenim, trendovi i predviđanja pokazuju da će u udio ugljena i sirove nafte u energetskeg miks opadati, dok će udjeli prirodnog plina i energije iz obnovljivih izvora rasti.

Prirodni plin je najvažniji energent u tranziciji prema sustavima s visokim udjelima varijabilnih OIE, zbog zastupljenosti u kogeneracijskim postrojenjima te sudjelovanju u regulaciji elektroenergetskog sustava. Također, vezano uz obvezu usklađenja postojećih velikih ložišta s Direktivom 2010/75/EU o industrijskim emisijama, do 2020. godine početak će proces obnove okolišnih dozvola i primjena novog Referentnog priručnika za velika ložišta, uslijed čega se očekuje se da će se provedbom tehničkih mjera povećati učinkovitost te potaknuti popuna zamjena u korištenju loživog ulja s prirodnim plinom (ili OIE) u proizvodnji električne energije i topline.

Temelj za postizanje sigurnog i stabilnog tržišta plina je sigurnost opskrbe plinom i diversifikacija dobavnih pravaca, odnosno daljnji razvoj plinske infrastrukture. Iako je transportni plinski sustav RH do danas dosegao značajnu razinu razvijenosti, kako prema kapacitetima i prema rasprostranjenosti na gotovo 95 % teritorija RH, tako i u povezanosti s plinskim sustavima susjednih zemalja, te u tehnološkoj pouzdanosti i operativnoj sigurnosti, njegov daljnji razvoj nužan je u cilju povećanja njegove tehničke sigurnosti, pouzdanosti opskrbe, tržišne prilagođenosti i učinkovitosti.

S obzirom da u narednom razdoblju predviđena potrošnja prirodnog plina raste, a domaća proizvodnja plina se smanjuje, bez ulaganja u nove dobavne pravce i ulaganja u postojeće proizvodne kapacitete te u nove istražne aktivnosti, može se očekivati smanjenje sigurnosti opskrbe. U skladu s navedenim, daljnji razvoj transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske usmjeren je na prilagođavanje transporta plina u uvjetima otvorenog tržišta, pouzdanost i konkurentnost opskrbe plinom te tehničku sigurnost transporta plina. U fokusu razvoja transportnog plinskog sustava su razvojni projekti koji imaju za cilj zadovoljavanje potreba domaćeg tržišta prirodnog plina i nastavak plinifikacije Republike Hrvatske, kao i razvojni projekti kojima je cilj integracija transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske u projekte od značaja za EU i zemlje gravitirajuće regije što pridonosi diversifikaciji dobavnih pravaca, sigurnosti opskrbe i integraciji tržišta prirodnog plina, kao i konkurentnosti opskrbe prirodnim plinom kao izuzetno bitnoj tržišnoj kategoriji. 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.

Radi očuvanja sigurnosti opskrbe prirodnim plinom interes Republike Hrvatske je osigurati realizaciju projekta terminala za UPP na otoku Krku sukladno Strategiji energetskog razvoja Republike Hrvatske, Strategiji skladištenja prirodnog plina Europske unije i Strategiji sigurne opskrbe energijom Europske unije. Realizacija projekta terminala za UPP na otoku Krku osigurat će novi dobavni pravac prirodnog plina te će diversificirati putove i izvore opskrbe prirodnim plinom na tržištu Republike Hrvatske i Europske unije, a što će bitno utjecati na sigurnost opskrbe prirodnim plinom. Također, obzirom da u cijeni prirodnog plina za krajnje kupce značajni dio čine troškovi transporta i distribucije, terminal za UPP na otoku Krku kao novi regionalni dobavni pravac prirodnog plina povećanjem transportiranih količina plina kroz instalirani i novo planirani plinski transportni sustav Republike Hrvatske povećat će njegovu iskoristivost čime će se direktno smanjiti i jedinični troškovi za krajnje kupce prirodnog plina u Republici Hrvatskoj.

Terminal za UPP na otoku Krku ujedno je i osnovna infrastruktura za implementaciju UPP-a kao ekološki prihvatljivog pogonskog goriva u pomorskom, riječnom, željezničkom i teškom kamionskom prometu Republike Hrvatske i gravitirajućih tržišta Italije, Slovenije, Austrije i Mađarske, a što je prema Direktivi 94/14/EU koju su članice Europske unije implementirale u svoja zakonodavstva, obveza svih zemalja članica Europske unije.

Budući razvoj transportnog plinskog sustava Republike Hrvatske bit će najvećim dijelom određen obujmom i dinamikom provedbe projekata kojima će se Republika Hrvatska sve više uključivati u europska tržišta prirodnog plina. Isto tako, dugoročni planovi razvoja transportnog plinskog sustava ovisit će o daljnjim ulaganjima u ostalu plinsku infrastrukturu, interkonekcije, izgradnju terminala za UPP i nove dobavne pravce, odnosno o činjenici hoće li se Republika Hrvatska na karti važnih dobavnih pravaca uspjeti pozicionirati i kao tranzitna zemlja.

Spomenuta daljnja ulaganja u ostalu plinsku infrastrukturu te u postojeće proizvodne kapacitete, kao i u nove istražne aktivnosti, potaknut će potrebu i za novim skladišnim kapacitetima što iziskuje istraživanje novih potencijalnih lokaliteta za razvoj podzemnih skladišta plina. Pritom se prije svega misli na iscrpljena ležišta, ali i na ona koja su još u eksploataciji/pod koncesijom.

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, što 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.

5.5.3. Razvoj tržišta naftnih derivata

U nadolazećem razdoblju politike dekarbonizacije energetskog 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 nesmetanu opskrbu derivatima. 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 rafinerija s ciljem povećanja konkurentnosti na domaćem i stranim tržištima.

5.5.4. Razvoj naftovodno-skladišne infrastrukture

Polazeći od potencijala kompanije JANAF i mogućnosti razvoja, ali i prilika i prijetnji iz okruženja, te ciljeva energetske politike Republike Hrvatske i EU, **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 diverzifikacije pravaca i izvora opskrbe rafinerija država jugoistočne i srednje Europe uvozom nafte iz pravca Omišlja te modernizacije rafinerija;
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.

5.5.5. Razvoj tržišta toplinske energije

Sektor toplinarstva u Republici Hrvatskoj najveću priliku u daljnjem razvoju ima u povećanju energetske učinkovitosti te povećanju pouzdanosti i sigurnosti opskrbe primjenom novih i suvremenih tehnologija. Pri tome se prvenstveno misli na visokoučinkovite kogeneracije, spaljivanje biomase i otpada, OIE (uključujući toplinske pumpe), zamjenu starih, neučinkovitih cjevovodnih mreža novim, predizoliranim cjevovodima te nadopunu zakonodavnog i regulatornog okruženja.

Prijedlozi europskih direktiva te Strategija EU o grijanju i hlađenju usmjereni su na povećanje energetske učinkovitosti od 30 % do 2030., povećanja udjela obnovljivih izvora u proizvodnji toplinske energije, bolje pružanje informacija o potrošnji energije za grijanje i hlađenje te jačanje prava potrošača u pogledu mjerenja i obračuna potrošnje toplinske energije, posebno za stanare u zgradama s više stanova. Radi češćeg pružanja informacija uvodi se obveza postavljanja brojila toplinske energije koja se mogu očitati na daljinu.

Prepreke razvoju sektora predstavljaju nedostatak sustavnog energetskog planiranja u sektoru toplinarstva, potreba za značajnim investicijama u cilju revitalizacije i modernizacije postojećih sustava te favoriziranje prirodnog plina za zadovoljavanje lokalnih toplinskih potreba.

Kako od stupanja Zakona o tržištu toplinske energije na snagu nije zabilježen intenzivniji razvoj tržišta, u idućem će razdoblju biti potrebno razmotriti promjene u ustroju sustava u dijelu regulacije. Ove promjene će se trebati odvijati s ciljem smanjenja emisija i povećanja energetske učinkovitosti u svim dijelovima sustava.

6. METODOLOGIJA IZRADE ANALIZA

6.1. Općeniti pristup

Za izradu analitičkih podloga za Strategiju energetskeg razvoja RH, primijenjen je integrirani i iterativni pristup u analizi potrošnje i optimizaciji dobave i proizvodnje svih oblika energije uzimajući u obzir:

- postojeće stanje energetskeg sektora (resursi i izvori, postojeća energetska i druga infrastruktura, stanje proizvodnje, dobave i potrošnje energije, cijene energije i stanje tržišta i dr.),
- preuzete međunarodne obveze (u pogledu ograničavanja i smanjenja emisija, povećanja energetske učinkovitosti, korištenja OIE),
- ciljeve, smjernice i očekivani razvoj energetskeg sektora EU i poveznice s ciljevima ublažavanja i prilagodbe klimatskim promjenama,
- povezanost strategije energetike s ostalim sektorskim i relevantnim nacionalnim strategijama, a osobito vezu s aktivnostima na ublažavanju i prilagodbi klimatskim promjenama, strategijom industrijskeg razvoja i vezu s tržištem rada, zapošljavanjem, tehnološkim razvojem i inovacijama,
- društvene, demografske i gospodarske pretpostavke razvoja,
- očekivani tehnološki razvoj i raspoloživost energetskeg tehnologija,
- stanje i očekivani razvoj regionalnog tržišta energije,
- zahtjeve za sigurnošću opskrbe različitim oblicima energije,
- pristupačnost energije za krajnje korisnike (gospodarstvo i građani) i konkurentnost gospodarstva,
- mogućnosti financiranja energetskeg projekata,
- organizacijski, institucionalni i regulatorni okvir energetskeg sektora,
- ulogu države u planiranju, provedbi i nadzoru provedbe strategije energetskeg razvoja.

6.2. Razdoblje planiranja

Promatra se razdoblje do 2030. godine s pogledom na 2050. godinu. Pri tome će se razdoblje do 2030. godine obraditi u skladu sa zahtjevima za izradu integriranog nacionalnog energetskeg i klimatskeg plana i pet dimenzija Energetske unije:

- energetska sigurnost, solidarnost i povjerenje;
- potpuno integrirano unutarnje energetskeg tržište;
- energetska učinkovitost;
- dekarbonizacija gospodarstva i
- istraživanje, inovacije i konkurentnost.

Razvoj sustava u razdoblju do 2030./2050. godine promatra se scenarijski kako je prikazano u poglavlju 7. Cilj scenarijske analize je obuhvatiti dovoljno širok spektar budućih stanja energetskeg sektora EU-a, Republike Hrvatske i neposredne regije, identificirati pravce razvoja i analizirati pokazatelje razvoja kako bi se sektor usmjerio prema dugoročno održivim ciljevima i kako bi se analizirali osnovni tehnički i ekonomski učinci i utjecaj na okoliš i korištenje prostora pojedinog scenarija.

6.3. Projekcija finalne potrošnje energije

Za svaki od definiranih scenarija izrađena je projekcija finalne potrošnje svih oblika energije (npr. fosilna goriva, biomasa, sunčeva energija, električna energija i dr.) korištenjem „bottom-up“ (odozdo prema gore) pristupa koji omogućava sagledavanje strukturnih promjena na strani korištenja energije u različitim sektorima (npr. industrija, kućanstva, uslužni sektor, promet)¹⁵⁷, a koje su nužne za ostvarenje ciljeva ublažavanja klimatskih promjena. Scenariji finalne potrošnje svih oblika energije uzimaju u obzir potrebno smanjenje emisije stakleničkih plinova do 2030./2050. godine iz svih sektora potrošnje, kao i povratne utjecaje očekivanih klimatskih promjena na načine i dinamiku potrošnje različitih oblika energije (npr. promjene u sezonskom načinu korištenja energije, promjene potreba za grijanjem i hlađenjem prostora i sl.).

Potrošnja energije i pokretački parametri (npr. broj i struktura stanovnika, struktura BDP-a i dr.) obrađeni su podjelom teritorija RH na dva zemljopisna područja – Kontinentalna Hrvatska i Jadranska Hrvatska (službene statističke regije).

6.4. Proizvodnja i dobava energije

Za svaki od odabranih scenarija, a polazeći od raspoloživosti lokalnih resursa i izvora primarnih oblika energije, analizirana je mogućnost zadovoljenja potreba svim oblicima energije (npr. toplinska, električna, prirodni plin, biomasa i dr.). Za umrežene sustave (npr. električna energija, prirodni plin) provedena je analiza i optimizacija rada i razvoja sustava proizvodnje¹⁵⁸, prijenosa/transporta i distribucije energije do krajnjih korisnika po načelu minimalnog troška, a uzimajući u obzir ograničenja utjecaja na okoliš (uključivo emisije stakleničkih plinova), strateške odrednice u dijelu sigurnosti opskrbe energijom i utjecaj sudjelovanja u radu regionalnog tržišta (moguća suradnja u iskorištenju regionalnog energetskeg potencijala i zajednička izgradnja i korištenje infrastrukture). Uzeti su u obzir raspoloživost i stanje postojeće energetske infrastrukture, potrebna zamjena elemenata i izgradnja novih elemenata sustava (npr. elektrane, dalekovodi, cjevovodi i dr.).

¹⁵⁷ Korišten je model MAED (engl. *Model for Analysis of Energy Demand*) za analizu finalne potrošnje svih oblika energije.

¹⁵⁸ Korišten je model MESSAGE za optimizaciju sustava električne energije i centraliziranih toplinskih sustava (u dijelu proizvodnje toplinske energije), kao i model PLEXOS za analizu/potvrdu ostvarivosti rada elektroenergetskeg sustava na satnoj razini u odabranim karakterističnim godinama.

6.5. Područja obuhvata analize

Izradom analitičkih podloga i prikazom rezultata pokriven je cjelokupni energetske sektor i relevantna povezana područja:

- međunarodne obveze,
- društveni, demografski i gospodarski razvoj (scenarijski pristup),
- zakonski, institucionalni i regulatorni okvir (javna usluga, razvoj tržišta energije, klimatske promjene, sigurnost opskrbe),
- ciljevi energetskeg razvoja i ublažavanja i prilagodbe klimatskim promjenama s uvažavanjem ograničenja razvoja (resursi, tehnologije, okoliš, regionalna suradnja i dr.),
- energetska učinkovitost (potencijal, tehnološki razvoj, ekonomske mogućnosti, identifikacija mjera po sektorima primjene – industrija, zgradarstvo – javni sektor, kućanstva, usluge, promet i dr.),
- OIE (potencijal, tehnološki razvoj, ekonomske mogućnosti, identifikacija mjera, mogući doprinos razvoju gospodarstva),
- primjena novih tehnologija u energetici (IT, digitalizacija i napredne usluge, integracija usluga, aktivno sudjelovanje strane potrošnje i dr.),
- razvoj energetskeg podsektora i uzajamnih veza:
 - elektroenergetika
 - toplinarstvo
 - prirodni plin
 - nafta i naftni derivati,
- zaštita okoliša i klimatske promjene,
- regionalna suradnja i tržište,
- ulaganja u energetske sektor i
- utjecaj energetskeg razvoja na okoliš.

6.6. Pokazatelji

Za svaki od definiranih scenarija pripremljen je set od nekoliko odabranih pokazatelja. Pokazatelji su definirani u suradnji s Povjerenstvom i izravno su povezani s ciljevima nacionalne strategije, ciljevima Energetske unije i ciljevima održivog razvoja. Pokazatelji se koriste za međusobnu usporedbu scenarija i za usporedbu scenarija sa stanovišta doprinosa strateškim ciljevima.

6.7. Podloge za analizu

Jedan dio podloga za analitički dio projektnog zadatka osiguralo je Povjerenstvo MZOE u suradnji s ključnim dionicima na tržištu energenata i energetskeg usluga – dokument Smjernice

i podloge¹⁵⁹. Osim ovih podloga izrađivač je iskoristio vlastite izvore podataka i rezultate prethodnih analiza kako bi se upotpunili nedostajući i/ili nepouzdana podaci ili provela stručna procjena pojedinih ulaznih podataka i pretpostavki.

¹⁵⁹ SMJERNICE I PODLOGE ZA IZRADU STRATEGIJE ENERGETSKOG RAZVOJA REPUBLIKE HRVATSKE DO 2030. GODINE S POGLEDOM NA 2050. GODINU, Izrađeno od strane Povjerenstva MZOE na temelju podloga/dokumenata državnih energetskih kompanija i institucija: MZOE, AZU, HERA, FZOEU, HROTE, HEP d.d., HOPS d.o.o., Plinacro d.o.o., JANAF d.d., LNG Hrvatska d.o.o., ožujak 2018. godine

7. SCENARIJI RAZVOJA ENERGETSKOG SEKTORA DO 2030./2050.

7.1. Scenarijski pristup

Osnovni pristup u izradi dugoročne analize potreba za energetske uslugama i različitim oblicima energije te mogućih načina opskrbe energijom je scenarijska analiza. U analizi su korišteni analitički modeli nacionalnog sustava finalne potrošnje svih oblika energije i mogućnosti proizvodnje/dobave električne energije, te modeli za analizu razvoja prijenosa/transporta i distribucije umreženih energenata.

Scenariji predstavljaju moguće slike budućeg razvoja energetske sustava. Pomoću scenarija moguće je analizirati utjecaje glavnih pokretačkih čimbenika na buduće ishode i procijeniti učinke raznih nesigurnosti. S druge strane svaki scenarij uključuje i određeni broj subjektivnih elemenata i procjena, te su moguća alternativna tumačenja rezultata. Važno je razumjeti da scenarij ne predstavlja predviđanje budućnosti, već interno usklađeni i dovoljno sveobuhvatni opis budućih stanja i putanja razvoja.

Scenarijski pristup je osobito pogodan za analizu u uvjetima nesigurnosti velikog broja parametara i pretpostavki kakve se javljaju u dugoročnom planiranju. Cilj nije predviđanje budućnosti, već razumijevanje različitih mogućnosti razvoja, mogućih ishoda i rješenja koja dovode do željenih ciljeva, a istovremeno su dovoljno robusna, fleksibilna i manje osjetljiva na promjene osnovnih pretpostavki.

7.2. Smjernice i ciljevi razvoja

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

1. **rastuća, fleksibilna i održiva proizvodnja energije** kroz smanjenje 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 (osiguranje adekvatnog energetske miksa s nižim emisijama CO₂),
2. bolja povezanost energetske infrastrukture kroz **razvoj nove infrastrukture i alternativne dobavne pravce energije** i
3. **veća energetska učinkovitost** kroz razvoj mjera za rast učinkovitosti potrošnje energije.

7.3. Smanjenje emisije stakleničkih plinova

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. U tom smislu polazni parametar u definiranju scenarija razvoja je razina smanjenja ukupne emisije stakleničkih plinova iz energetske sektora RH 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, osobito s obzirom na raspodjelu emisija na ETS sektor (tj. djelatnosti koje su obveznici sustava trgovine emisijama) i ne-ETS sektore.

U ETS sektor spadaju sljedeće djelatnosti:

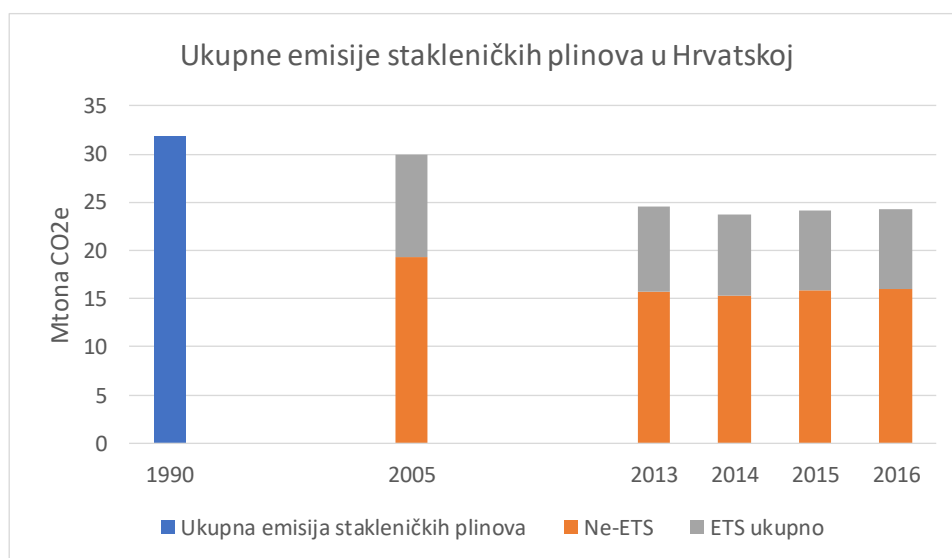
- proizvodnja energije i energenata (termoelektrane, javne toplane, rafinerije...),
- industrijska postrojenja (industrija željeza i čelika, proizvodnja i obrada minerala, industrija papira, industrija aluminijska, obrada obojenih metala, kemijska industrija...) i
- zračni promet (od 2012. godine).

Za sve djelatnosti/operatore postrojenja koja ulaze u ETS sektor važe ista pravila na razini EU.

U sektore izvan ETS-a spadaju sljedeće djelatnosti:

- cestovni i van cestovni promet (osim zračnog prometa),
- mala energetska i industrijska postrojenja koja nisu uključena u ETS sektor,
- kućanstva,
- usluge,
- poljoprivreda,
- gospodarenje otpadom,
- šumarstvo i promjene u korištenju zemljišta i dr.

Za ne-ETS sektore na razini EU-a postoji raspodjela obveza među zemljama članicama. Za potrebe izrade analiza za energetska strategiju Republike Hrvatske promatraju se samo relevantne djelatnosti, tj. sektor energetike (izgaranje goriva i fugitivna emisija iz goriva).



Slika 7.1. Ukupna emisija stakleničkih plinova u RH 1990. – 2016. godine

Tablica 7.1. Ukupna emisija stakleničkih plinova u RH 1990. – 2016. godine

	1990.	2005.	2013.	2014.	2015.	2016.
Ne-ETS (kt CO₂e)		19 307	15 778	15 311	15 802	16 038
ETS ukupno (kt CO₂e)		10 627	8 786	8 387	8 386	8 267
Ukupno Hrvatska (kt CO₂e)	31 894	29 934	24 563	23 698	24 189	24 305
Udio ETS-a (%)		35,5	35,8	35,4	34,7	34,0

7.3.1. Ciljevi smanjenja emisije u EU i RH za 2020., 2030. i 2050. godinu

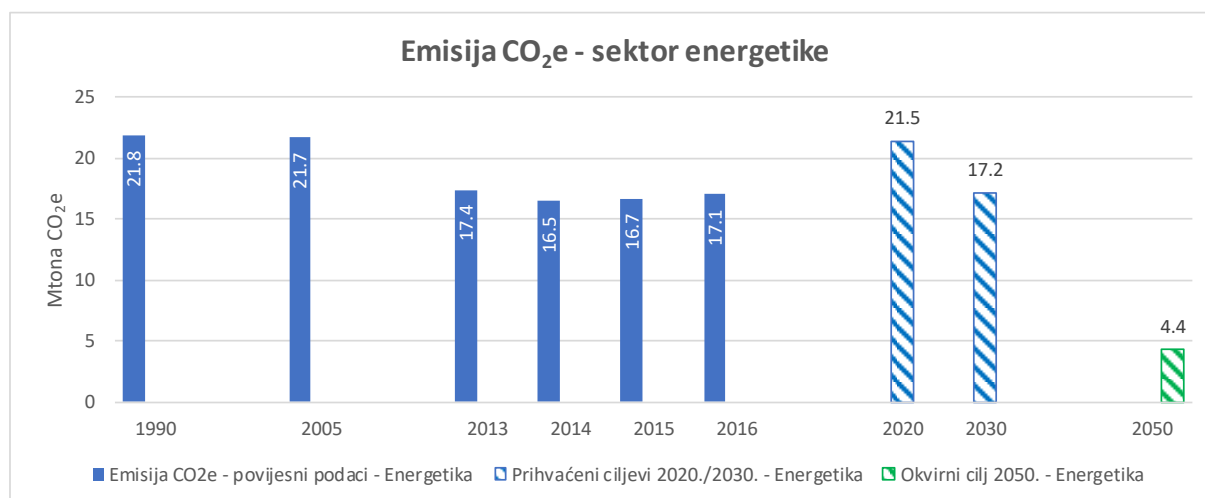
EU se obvezala na smanjenje emisije stakleničkih plinova za 20 % do 2020. u odnosu na 1990. godinu, tj. za 14 % u odnosu na 2005. godinu. Obveza smanjenja dijeli se na ETS i ne-ETS sektore:

- ETS sektor – smanjenje za 21 % u odnosu na 2005. godinu (postupno smanjenje za 1,74 % godišnje u razdoblju 2013.-2020.).
- Ne-ETS sektori – smanjenje za 10 % u odnosu na 2005. godinu s raspodjelom ciljeva među zemljama članicama u rasponu -20 % do +20 %.
 - Hrvatska može povećati emisije za 11 % u odnosu na 2005. godinu.

Ukupno obvezujuće smanjenje emisije na razini EU do 2030. godine iznosi 40 % u odnosu na 1990. godinu i dijeli se na:

- ETS sektor – smanjenje emisije za 43 % u odnosu na 2005. godinu (postupno smanjenje za 2,2 % godišnje u razdoblju od 2021.-2030.).
- Ne-ETS sektor – smanjenje emisije za 30 % u odnosu na 2005. s raspodjelom ciljeva među zemljama članicama od -40 % do 0 %.
 - Hrvatska treba minimalno smanjiti emisije za 7 % u odnosu na 2005. godinu.

Republika Hrvatska je u 2015. godini već imala razinu emisije značajno ispod ostvarenja u 2005. godini (-21,1 % za ETS i -18,2 % za ne-ETS sektore). U tom smislu za očekivati je da Republika Hrvatska može ići i za većim ciljanim smanjenjem emisije do 2020., odnosno 2030. godine (u odnosu na već prihvaćene obveze).



Slika 7.2. Povijesne emisije CO₂e za RH, prihvaćene minimalne obveze do 2020./2030. i okvirni cilj za 2050. godinu

Za razdoblje do 2050. godine EU okvirni cilj smanjenja emisije je u rasponu 80 do 95 % u odnosu na 1990. godinu. Promatrano u odnosu na 2005. godinu ovaj cilj iznosi 85 % smanjenja emisije u ETS sektoru, tj. oko 70 % smanjenja emisije u ne-ETS sektorima. Cilj smanjenja u ETS sektoru odnosi se i na Republiku Hrvatsku, dok raspodjela ciljeva po zemljama članicama za ne-ETS dio još nije usuglašena. Uz pretpostavku da Republika Hrvatska smanji emisiju stakleničkih plinova iz energetike do 2050. za 80 %, ukupna emisija energetike iznosila bi do 4,4 milijuna tona.

Primjenom analize konvergencije emisije po stanovniku (jednaka vrijednost u Hrvatskoj i na razini prosjeka EU u 2050. godini) potrebno smanjenje emisije u Hrvatskoj do 2050. godine iznosi 77,1 %. Ukupna emisija svih stakleničkih plinova u 2050. godini iznosila bi 7,3 milijuna tona, a emisija iz energetike 5,0 milijuna tona.

Tablica 7.2. Analiza konvergencije emisije po stanovniku za EU i RH do 2050. godine

EU	1990.	2005.	2015.	2050.	2050./1990. %
Ukupna emisija - mil. tona CO ₂ e	5 716,4	5 345,2	4 451,8	1 143,28	-80,0
Broj stanovnika - milijuni	477,9	495,0	508,5	525,5	9,9
Emisija po stanovniku - mil. tona/stanovnik	11,96	10,80	8,75	2,18	-81,8
RH	1990.	2005.	2015.	2050.	2050./1990. %
Ukupna emisija - mil. tona CO ₂ e	31,9	29,9	24,2	7,31	-77,1
Broj stanovnika - milijuni	4,78	4,44	4,20	3,36	-29,7
Emisija po stanovniku - mil. tona/stanovnik	6,67	6,74	5,76	2,18	-67,4
<ul style="list-style-type: none"> • Broj stanovnika u EU za 2050. godinu temeljem <i>European Commission, The 2015 Ageing Report: Economic and budgetary projections for the 28 EU Member States (2013-2060), Brussels, Belgium, 2015</i> • Broj stanovnika u RH za 2050. godinu temeljem demografskih projekcija, Varijanta 3 (visoka) 					

7.4. Definicija i opis scenarija

Prethodno opisano okruženje u kojem posluje i razvija se energetska sektor, usmjerava buduće aktivnosti ka postupnoj i potpunoj dekarbonizaciji cjelokupnog lanca proizvodnje i potrošnje energije. Putanje razvoja energetske 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, kao npr. 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.

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

- povećanje energetske učinkovitosti u svim dijelovima energetskog 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 energetskog 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 Europske unije, 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 primjeni 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 33 % do 2030. godine, odnosno oko 50 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine)
 - Očekuje se finalna 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 ukupnoj neposrednoj potrošnji energije na 35,8 % do 2030. godine i na 45,5 % do 2050. godine
 - Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela obnovljivih izvora električne energije 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 40 % do 2030. godine, odnosno oko 75 % do 2050. godine (u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine) čime se maksimalno doprinosi ostvarenju zajedničkog EU cilja
 - Očekuje se finalna 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 ukupnoj potrošnji energije na 32% do 2030. godine i na 56% do 2050. godine
- Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela obnovljivih izvora energije na 66 % do 2030. i na 88 % do 2050. godine
- **Scenarij 2 (S2) – Scenarij umjere ne 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 finalna 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 ukupnoj potrošnji energije na 32% do 2030. godine i na 46% do 2050. godine
 - Dekarbonizacija proizvodnje električne energije povećanjem udjela obnovljivih izvora energije na 61 % do 2030. i na 83 % do 2050. godine

Povećanje energetske učinkovitosti snažno je prisutno u oba scenarija razvoja energetskog sektora prikazana u ovom dokumentu. Predviđa se povećanje energetske učinkovitosti u svim sektorima potrošnje: zgradarstvo, industrija i promet. Pri tome se najsnažniji učinci očekuju u zgradarstvu i prometu.

U zgradarstvu se predviđa nastavak dobre prakse energetske obnove svih zgrada (stambenih i nestambenih) s usmjeravanjem obnove prema nZEB standardu, koji podrazumijeva i snažnije iskorištavanje OIE (fotonaponski sustavi, toplinski sunčani kolektori, kotlovi na biomasu, dizalice topline). 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, 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 prometu i u industriji, gdje je nužno utvrditi mogućnosti korištenja poreznog (fiskalnog) sustava za poticanje sustavnog gospodarenja energijom.

Osim sektorski 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 energetskoj učinkovitosti, koji bi na snagu trebao stupiti u 2019. godini.

Zaključno se može utvrditi da je energetska učinkovitost na strani potrošnje energije

temelj oba razmatrana scenarija razvoja energetskeg sektora. 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 energetskeg sustava do 2030. godine.

U nastavku su opisane pojedine pretpostavke korištene prilikom izrade analize pojedinog scenarija:

- demografski razvoj do 2030./2050. godine;
- gospodarski razvoj do 2030./2050. godine;
- očekivane klimatske promjene do 2030./2050. godine i mogući utjecaji na energetskeg sektor (lokalizirano na područje RH);
- ostale polazne pretpostavke u analizama (potrošnja svih oblika energije, proizvodnja električne energije i dr.).

7.5. Demografski razvoj do 2030./2050. godine

7.5.1. Projekcije stanovništva Republike Hrvatske

Broj i sastav stanovništva prema različitim demografskim i socio-gospodarskim obilježjima čini temeljnu odrednicu sadašnjeg i predvidivog društvenog i gospodarskog rasta i razvoja. Za usmjeravanje ukupnog razvoja neophodno je poznavati broj, dinamiku i prostorni razmještaj stanovništva prema različitim demografskim i gospodarskim obilježjima. Također, valja naglasiti da je stanovništvo 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.

Upravo je stoga moguće na temelju prošlih dugogodišnjih demografskih kretanja, trenutnog stanja i očekivanih promjena – u normalnim razvojnim uvjetima, tj. bez ratova i jačih gospodarskih i društvenih kriza – s dosta pouzdanosti projicirati buduća demografska kretanja. Egzaktnost demografskih pokazatelja i mjera te postupnost i dugoročnost demografskih procesa omogućuju projiciranje demografskih kretanja.

U tom kontekstu, ove projekcije su dio strategije dugoročnog predviđanja potrošnje energije (više od deset godina). Danas se takva predviđanja najčešće temelje na inženjerskim modelima (engl. *end-use*) koji koriste normative potrošnje električne energije za određenu aktivnost (industrija, kućanstva, usluge, promet, poljoprivreda, graditeljstvo, energetika) i opis karakteristika pojedinog kupca/korisnika mreže (kućanstvo, tvrtka, javni sektor i dr.). Za korištenje takvih modela potreban je velik broj podataka visoke kvalitete kao i veliko ekspertno znanje. 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.

7.5.2. Pretpostavke modela i varijante projekcija stanovništva

Za projekcije stanovništva korištena je kohortno-komponentna metoda prema Rowland¹⁶⁰ metodologiji za otvoreno stanovništvo. Kohortno-komponentna metoda ima širok spektar upotrebe u demografiji zbog svoje snage i fleksibilnosti, uključuje niz različitih tehnika, vrsta podataka i pretpostavki. Može se koristiti za projekcije na bilo kojoj geografskoj razini: regionalnoj, državnoj i lokalnoj. Također, jedna od bitnih prednosti ove metode su projekcije ne samo ukupnog broja stanovnika nego i svih demografskih komponenti i pojedinačnih sastavnica rasta stanovništva (Smith i sur., 2013¹⁶¹). Navedena metoda je uobičajeno korištena metoda populacijskih projekcija brojnih nacionalnih i nadnacionalnih institucija, među ostalim i široko korištenih projekcija stanovništva Populacijskog odjela UN-a te statističkog ureda SAD-a.

Geografski okvir projekcija stanovništva su županije. Rezultati projekcija na nacionalnoj razini su zbroj rezultata projekcija po županijama. Korištena metoda uzima u obzir sve tri demografske odrednice: fertilitet, mortalitet i migracije te faktore njihovih promjena. Procesi sadrže niz pokazatelja, a njihovi izvori i korištenje prikazani su u sljedećem dijelu.

Za svaku županiju na temelju stvarnih podataka izračunate su specifične stope fertiliteta po dobi kojima se dobila distribucija rađanja po dobi i totalna stopa fertiliteta. Izvor podataka za odrednicu fertiliteta je DZS.

Podaci o budućem očekivanom trajanju života (e_0) su najnovije procjene srednje varijante Populacijskog odjela UN-a (World Population Prospects 2017¹⁶²). Podaci o doživljenju (lx) su stvarni podaci za Hrvatsku u 2015. godini.

Podaci o migracijama sadrže ukupan broj odseljenih, ukupan broj doseljenih i njihove sastavnice. Sve sastavnice (doseljeni po svim kategorijama, odseljeni u druge županije) osim broja iseljenih u inozemstvo su službeni podaci DZS-a i smatraju se vjerodostojnima. Službeni podaci DZS-a o broju iseljenih u inozemstvo se smatraju značajno podcijenjenima (metodološka ograničenja su i navedena u raznim izvješćima DZS-a) te su uvećani za koeficijent pogreške, procijenjen na temelju razlike podataka stranih statističkih ureda o broju useljenih hrvatskih državljana iz Republike Hrvatske i službenih podataka DZS-a te je korišten najmanji procijenjeni koeficijent pogreške. Dobno-spolni sastav iseljenih iz Hrvatske je preuzet od stranih statističkih ureda.

Procjena budućih kretanja migracija je složena i ovisi o brojnim faktorima te nije stabilna kao i procjene fertiliteta i mortaliteta koji su relativno spori, stabilni i predvidivi procesi. U kontekstu snažnog iseljavanja iz Hrvatske, članstva u EU, slobodnoj mobilnosti radne snage, ali i

¹⁶⁰ Rowland, D. (2003) Demographic Methods and Concepts, Oxford University Press, New York

¹⁶¹ Smith S.K., Tayman J., Swanson D.A. (2013) Overview of the Cohort-Component Method. U: A Practitioner's Guide to State and Local Population Projections. The Springer Series on Demographic Methods and Population Analysis, vol 37. Springer, Dordrecht

¹⁶² United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2017). World Population Prospects: The 2017 Revision, Volume I: Comprehensive Tables;
United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2017). World Population Prospects: The 2017 Revision, Volume II: Demographic Profiles

očekivanim potrebama hrvatskog gospodarstva odnosno tržišta rada, osnovna pretpostavka o budućim migracijama jest kako one teže neto neutralnom rezultatu u dugom roku. Takav rezultat pretpostavlja relativno optimističan scenarij koji uključuje (kombinaciju ili snažno pojedinačno): značajno manje iseljavanje, useljavanje stanovništva u radno-aktivnoj dobi i povratak dijela iseljenih. U protivnom, i najniža varijanta projekcija nije ostvariva.

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 stanovništva izrađena je za razdoblje do 2051. godine u petogodišnjim intervalnim vrijednostima za ukupno stanovništvo i po velikim dobnim skupinama: mlado stanovništvo (0-14 godina), stanovništvo u radnoj dobi (15-64 godina) i staro stanovništvo (65+ godina).

Također, projekcija je izvedena u tri varijante prema kojima se htjelo pokazati izdvojene demografske procese u zavisnosti s pretpostavkama modela:

- Varijanta 1 (niska)
 - Konstantan fertilitet. Totalna stopa fertiliteta (u daljnjem 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 buduće totalne stope fertiliteta u skladu sa 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 totalne stope fertiliteta 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.

7.5.3. Rezultati projekcija stanovništva

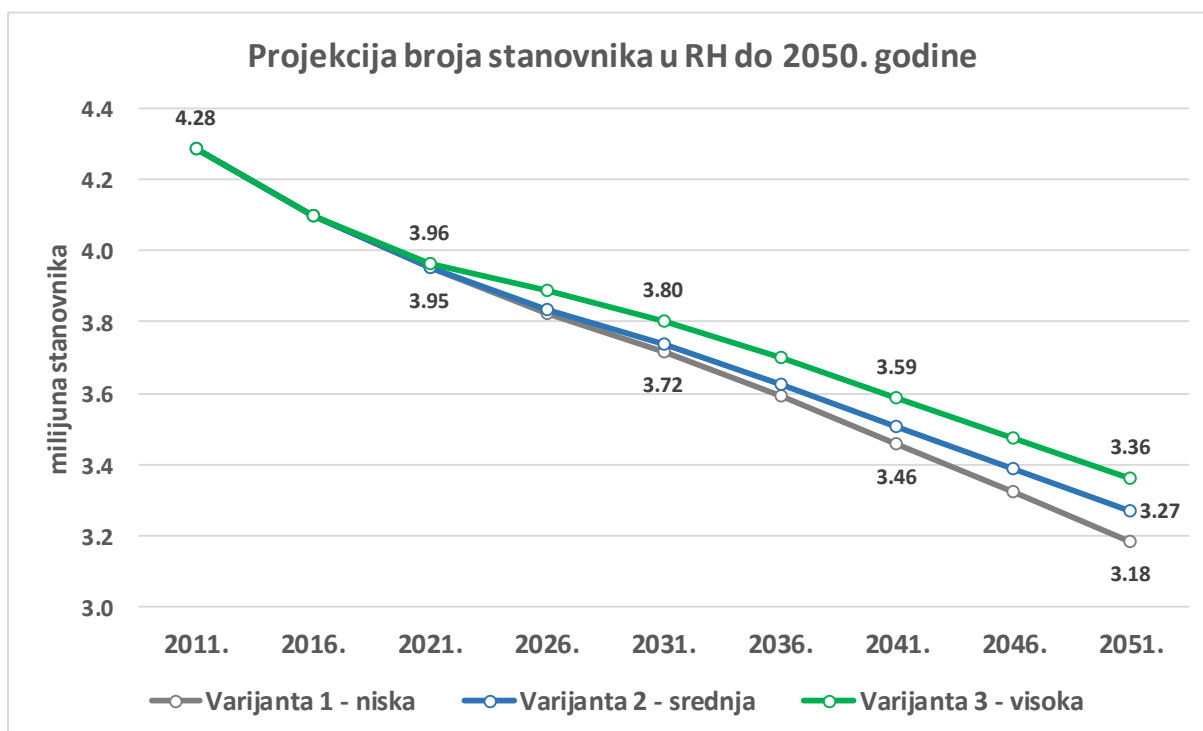
Rezultati projekcija stanovništva pokazuju značajan pad ukupnog broja stanovnika u svim županijama i po svim varijantama. Također, uz pad ukupnog broja stanovnika mijenja se i dobna struktura stanovništva prema sve manjem udjelu mladog (0-14 godina) stanovništva, stagnaciji ili blagom padu stanovništva u radnoj dobi (15-64) i konstantnom udjelu ili porastu starog stanovništva (65+). Rezultati po pojedinoj varijanti prikazani su tablicom 7.3. i slikama 7.3. i 7.4.

Tablica 7.3. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante

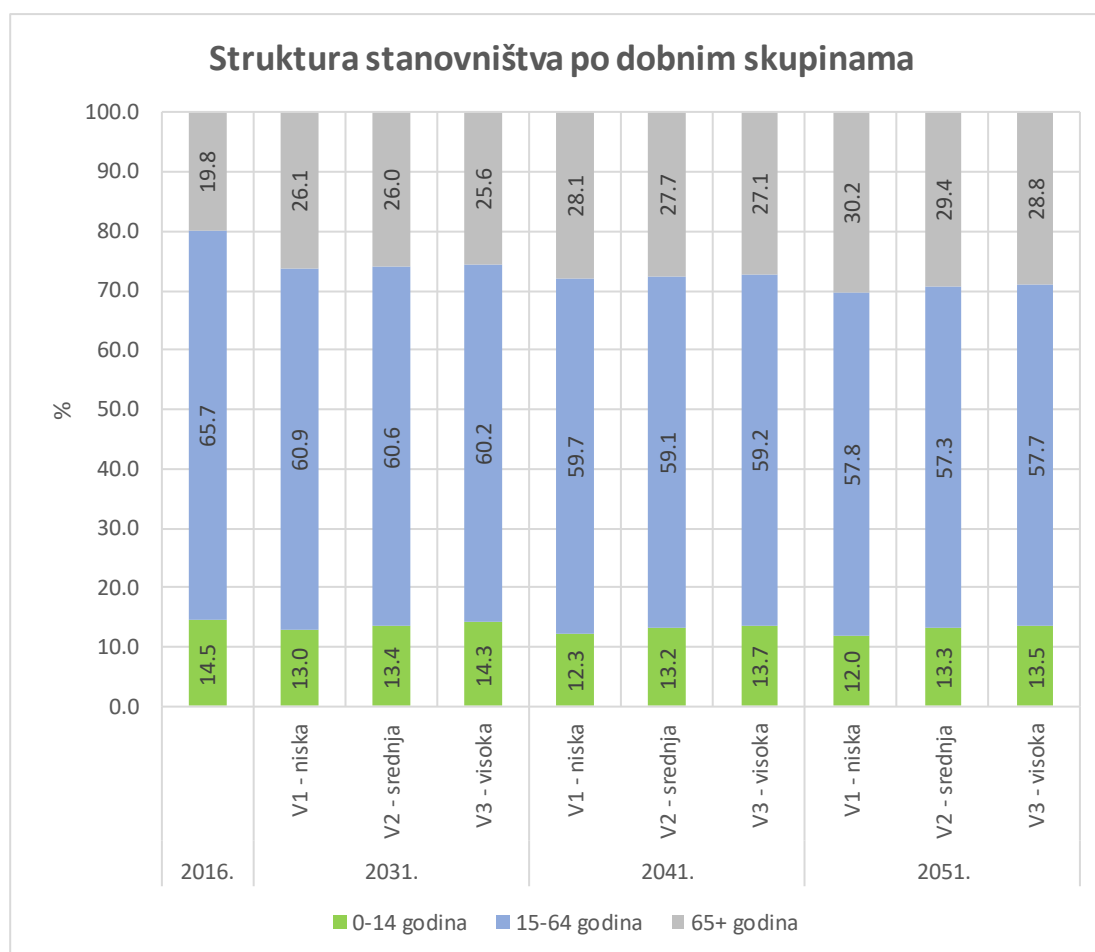
Varijanta 1 – niska (tisuća stanovnika)									
Dob \ Godina	2011.	2016.	2021.	2026.	2031.	2036.	2041.	2046.	2051.
0-14	652	594	563	517	482	451	425	403	382
15-64	2 874	2 694	2 513	2 373	2 262	2 165	2 064	1 950	1 841
65+	759	811	875	933	972	977	970	969	962
Ukupno	4 285	4 099	3 952	3 823	3 716	3 593	3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



Slika 7.3. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante



Slika 7.4. Projekcija dobne strukture stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante

Svaka županija ima svoje demografske i razvojne specifičnosti te rezultati značajno variraju po županijama. Usporedbom rezultata (Dodatak 17.1.) vidi se kako je raspon između niske i visoke varijante u ukupnom broju stanovnika oko 180 000 stanovnika. U uvjetima aktualnog iseljavanja i činjenici da su projekcije za 2051. godinu taj iznos se ne čini znatnim, međutim ta razlika u varijantama od 180 000 pripada mladom kontingentu i onom u radnoj dobi. Starija dobna skupina ostat će na sličnoj razini. Ne ulazeći u opis svake pojedine županije i varijante, opći zaključak za županijsku razinu projekcija stanovništva je sljedeći: najveću osjetljivost na pretpostavke u varijantama imaju županije koje trenutno imaju najnepovoljnije demografske trendove – snažno iseljavanje i nisku totalnu stopu fertiliteta.

Također, 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 totalnoj stopi fertiliteta 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.

7.6. Gospodarski razvoj do 2030./2050. godine

Dugoročno predviđanje potrošnje energije (za buduće razdoblje dulje od deset godina) najčešće se temelji na tzv. *end-use* modelima. Potrošnja energije u tim modelima temelji se na projekciji gospodarske aktivnosti pojedine djelatnosti (industrija, promet, poljoprivreda, graditeljstvo i dr.), odnosno sektorskoj pripadnosti pojedinog kupca/korisnika (kućanstvo, poduzeća, financijske ustanove, javni sektor i dr.).

Izrađene su projekcije gospodarskih kretanja u razdoblju do 2050. godine. Aktivnosti predviđene projektnim zadatkom obuhvaćaju izradu projekcije bruto domaćeg proizvoda (BDP, engl. *Gross Domestic Product, GDP*) i bruto dodane vrijednosti (BDV, engl. *Gross value Added, GVA*) Republike Hrvatske po sektorima djelatnosti: industrija, poljoprivreda, transport, hoteli i restorani, ostale usluge i kućanstva.

Osim projekcija kretanja ekonomskih aktivnosti u ukupnom gospodarstvu, izrađena je i procjena na razini NUTS II regija. Valja napomenuti da je procjena na razini pojedinih djelatnosti, odnosno regija, podložna potencijalno visokom prostoru mogućih odstupanja. Osnovni razlog odstupanjima od dosadašnjih trendova je činjenica da će strukturne karakteristike gospodarstva ovisiti o budućem kretanju brojnih procesa i varijabli koje su u ovom trenutku nepoznate. Projekcija ekonomskih indikatora odnosi se na razdoblje do 2050. godine u intervalima od po 10 godina te su razmotreni rezultati alternativnih scenarija razvoja.

7.6.1. Metodologija izrade projekcija gospodarskog razvoja Republike Hrvatske

Dugoročne projekcije ekonomske aktivnosti temelje se na primjeni koncepta potencijalnog outputa, pristupu koji je najčešće primijenjen i u različitim dokumentima koje izrađuju institucije EU. Primjena istovrsne metodologije prema kojoj su izrađene projekcije za zemlje EU ima prednost u mogućnosti usporedbe u odnosu na druge europske zemlje, odnosno uočavanju procesa konvergencije/divergencije. Dodatna prednost primjene takve uniformne metodologije leži i u mogućnosti korištenja rezultata različitih istraživanja kojima su različite pretpostavke i scenariji detaljno istraženi i empirijski provjereni od strane vodećih stručnjaka angažiranih na njihovoj izradi. Valja naglasiti da je primjena rezultata ekonometrijskog modeliranja na način da se ocijenjeni parametri iz prošlog razdoblja projiciraju na buduće dugoročno razdoblje (koje čak i nadilazi prošlo razdoblje za koje su podaci raspoloživi) najčešće inferiorna primjeni prilagođenih tradicionalnih modela rasta.

Stoga se projekcija u ovom dokumentu temelji na kombinaciji demografskih projekcija za Hrvatsku i ekonomskih projekcija za zemlje EU-a. Dodatno se uvodi skup racionalnih pretpostavki o gospodarskim kretanjima u Hrvatskoj, a koji je ugrađen u konzistentan makroekonomski okvir za projekciju kretanja ključnih varijabli od interesa.

Metodologija izrade projekcija iz ranije obrazloženog razloga usporedivosti temelji se na pristupu istovrsnome onome primijenjenom u izradi dugoročnih projekcija kretanja EU

gospodarstva, te je detaljno opisana u izvještaju Europske komisije iz 2017¹⁶³. Projekcije polaze od proizvodne funkcije Cobb-Douglasovog tipa s konstantnim prinosima na obujam. Rast BDP-a rezultanta je očekivanih dugoročnih kretanja radne snage i proizvodnosti rada.

Projekcije su napravljene za razdoblje do 2050. godine. Polazna godina za prognoze je 2016. Prognostičke vrijednosti za BDP prikazane su u stalnim cijenama 2010. godine, a što je referentna godina za koju su objavljeni službeni podaci DZS-a. Sve promjene veličina treba tretirati kao realne promjene, dok kretanja pojedinih pokazatelja u tekućim cijenama uobičajeno nisu predmet dugoročnih projekcija.

7.6.2. Pretpostavke i koraci projekcija

U ovom se dijelu opisuju pretpostavke korištene za svaki od koraka projekcije:

1. projekcija kretanja aktivnosti stanovništva i zaposlenosti,
2. projekcija proizvodnosti rada kao funkcije prirasta kapitala i rasta ukupne proizvodnosti faktora proizvodnje,
3. projekcija BDP-a na razini RH,
4. očekivane promjene u gospodarskoj strukturi,
5. očekivane promjene u regionalnoj strukturi BDP-a.

Projekcija kretanja aktivnosti stanovništva i zaposlenosti

Bez obzira na različite scenarije, osnovni rezultati ukazuju na značajno smanjenje broja hrvatskih rezidenata u razdoblju do 2050. godine i na povećanje udjela stanovništva iznad 65 godina na račun smanjenja dobnog spolnih skupina sa visokim stopama aktivnosti.

Projekcija radne snage, odnosno aktivnog stanovništva temelji se na pretpostavkama o kretanju stopa aktivnosti po dobnim skupinama. U projekcijama se uzima u obzir činjenica da Hrvatska trenutno ima znatno niže stope ekonomske aktivnosti stanovništva od većine zemalja EU-a pa se pretpostavlja da će stope aktivnosti po dobnim skupinama i po spolu konvergirati stopama koje su zabilježene u nekoliko posljednjih godina za prosjek EU28, točnije da će one u Hrvatskoj rasti. Slična pretpostavka primijenjena je i u europskim dokumentima u kojima su prikazane dugoročne projekcije. Međutim, valja naglasiti da će stope aktivnosti i u drugim zemljama EU-a rasti zbog izbjegavanja negativnih gospodarskih učinaka starenja stanovništva, te da izjednačavanje sa sadašnjim stopama aktivnosti i dalje ostavlja određeni diferencijal u stopama aktivnosti u Hrvatskoj i EU u cijelom projiciranom razdoblju.

Povezivanje projekcija radne snage i zaposlenosti postiže se pretpostavkama vezanim za kretanje stope nezaposlenosti. Obično se pretpostavlja da će stopa nezaposlenosti vremenom konvergirati stopi strukturne nezaposlenosti. Prema pretpostavkama korištenima u europskim projekcijama stopa nezaposlenosti u Hrvatskoj će se smanjivati prema dugoročnoj strukturnoj stopi nezaposlenosti tokom cijelog razdoblja, te bi do 2050. godine stopa nezaposlenosti

¹⁶³ Europska komisija (2017), The 2018 Ageing Report - Underlying Assumptions & Projection Methodologies, Institutional Paper 065, November 2017.

iznosila 7,5 posto. Dinamika smanjenja stope nezaposlenosti brža je u ranijim razdobljima. U skladu s novijim podacima o kretanju na tržištu rada, može se uočiti da je zbog emigracije dijela stanovništva u radnoj dobi i oporavka gospodarstva, dinamika smanjenja stope nezaposlenosti znatno brža od dinamike predviđene u europskim projekcijama. Stoga je radna pretpostavka korištena u ovom radu da će stopa nezaposlenosti padati do 2030. godine do 7 posto, a nakon čega će se tek blago smanjivati i doseći 6 % krajem projiciranog razdoblja (2050. godine). Broj zaposlenih u Hrvatskoj projiciran je na osnovi demografskih projekcija, a uz spomenute pretpostavke vezane za stopu aktivnosti i stopu nezaposlenosti.

Projekcija proizvodnosti rada kao funkcije kretanja kapitalne opremljenosti rada i ukupne proizvodnosti faktora

Zbog očekivanih nepovoljnih demografskih kretanja u Hrvatskoj, ali i velikom broju zemalja članica EU-a, potencijalni rast BDP-a u budućem dugoročnom razdoblju gotovo će u cijelosti ovisiti o rastu proizvodnosti rada.

Europske projekcije predviđaju prosječan godišnji porast proizvodnosti rada od 0,9 do 1,5 % za EU27 do 2030. uz značajne razlike po pojedinim zemljama. U načelu bi porast proizvodnosti trebao biti glavni faktor konvergencije prema razvijenosti. U tom razdoblju, najviše stope rasta proizvodnosti rada od više od 3 % godišnje očekivane su za najslabije razvijene zemlje poput Bugarske i Rumunjske. Ostale nove države članice također bi trebale ostvariti brži rast proizvodnosti rada u odnosu na prosjek EU ostvarujući prosječno dvostruko više stope rasta. Jedina nova članica za koju se sukladno europskim projekcijama ne očekuje rast proizvodnosti brži od prosjeka EU jest Hrvatska gdje bi proizvodnost u razdoblju 2021.-2040. trebala prosječno godišnje rasti 1,4 %, a što je istovremeno i prosjek rasta proizvodnosti u EU.

Prema projekcijama, oko dvije trećine rasta proizvodnosti rada može se objasniti kretanjem ukupne faktorske produktivnosti (engl. *Total Factor Productivity*; dalje u tekstu TFP). Na razini cijele EU predviđen je porast doprinosa rasta TFP-a s oko 0,6 postotnih bodova godišnje (razdoblje 2016.-2020.) do 1 postotni bod prosječno godišnje (u razdoblju od 2030. do kraja projiciranog razdoblja). Nove države članice ostvarit će prosječno dvostruko brži rast ukupne faktorske produktivnosti, dok je rast TFP-a u Hrvatskoj procijenjen na razinu ispod prosjeka EU.

U pogledu doprinosa kapitalne opremljenosti rada, pretpostavljeno je da će doprinos rasta kapitala u državama EU konvergirati prema ravnotežnoj vrijednosti od 0,5 % zbog pretpostavke o prilagodbi kretanju faktora rad. Doprinos kapitala u demografskim projekcijama za Hrvatsku procijenjen je na nešto višu razinu u odnosu na prosjek EU.

Projekcije proizvodnosti rada napravljene su prema dva scenarija:

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

Projekcije gospodarskog rasta za Hrvatsku rezultat su projekcija prethodno opisanih demografskih kretanja, ukupne faktorske produktivnosti i kapitalne opremljenosti rada. Projicirana stopa rasta BDP-a za svaku godinu je prema opisanoj metodologiji jednaka zbroju rasta inputa rada i proizvodnosti rada. Proizvodnost rada je rezultat očekivanog rasta TFP-a i kapitalne opremljenosti.

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:

1. niska demografska projekcija, bazna TFP;
2. niska demografska projekcija, konvergencija TFP-a;
3. srednja demografska projekcija, bazna TFP;
4. srednja demografska projekcija, konvergencija TFP-a;
5. visoka demografska projekcija, bazna TFP;
6. visoka demografska projekcija, konvergencija TFP-a.

Projekcije strukturnih karakteristika i regionalne distribucije gospodarstva obrađene su samo za dva scenarija. S jedne strane nalazi se najnepovoljniji scenarij koji kombinira nepovoljna demografska kretanja i nastavak dosadašnjeg trenda u kretanju TFP-a (bazni scenarij – scenarij 1). Taj scenarij rezultira izostankom bilo kakve konvergencije prema prosjeku EU, odnosno daljnje produbljivanje jaza sa svim novim članicama i sigurno začelje prema razini razvijenosti u EU. S druge strane, nešto manje nepovoljna demografska kretanja (srednja demografska projekcija – scenarij 4) i brži rast TFP (scenarij konvergencije) prema razini NMS-12 (12 novih država članica), predstavlja optimističnu verziju, ostvariv scenarij i zavisi u velikoj mjeri o ustrajnosti nositelja ekonomske vlasti na provedbi reformi kojima bi se stvorili uvjeti za ubrzani rast proizvodnosti.

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.

Očekivana promjena gospodarske strukture

Pri projekcijama kretanja pojedinih djelatnosti polazi se od projicirane stope rasta na nacionalnoj razini. Očekivanja o budućoj strukturi temelje se na trendovima uočenima u prošlom razdoblju, te usporedbi s gospodarskom strukturom i razinom razvijenosti drugih zemalja. Prezentirana ekonomska struktura daje samo okvirna očekivanja o mogućim smjerovima, odnosno rastu udjela pojedinih djelatnosti na teret drugih, ali je pouzdanost takvih prognoza vrlo niska. Dok na razini ukupnog gospodarstva možemo s nešto većom sigurnosti utvrditi ključne determinante rasta, kod pojedinih sektora moguće je da samo jedan poslovni događaj značajno utječe na strukturu već u kratkoročnom razdoblju. Promjenom tehnologije i digitalnom transformacijom moguća je značajna promjena postojećih aktivnosti ili pojava sasvim novih aktivnosti koje danas čak nisu niti iskazane kao aktivnosti u službenoj međunarodnoj klasifikaciji djelatnosti. Dosadašnji trendovi u promjeni strukture gospodarstva

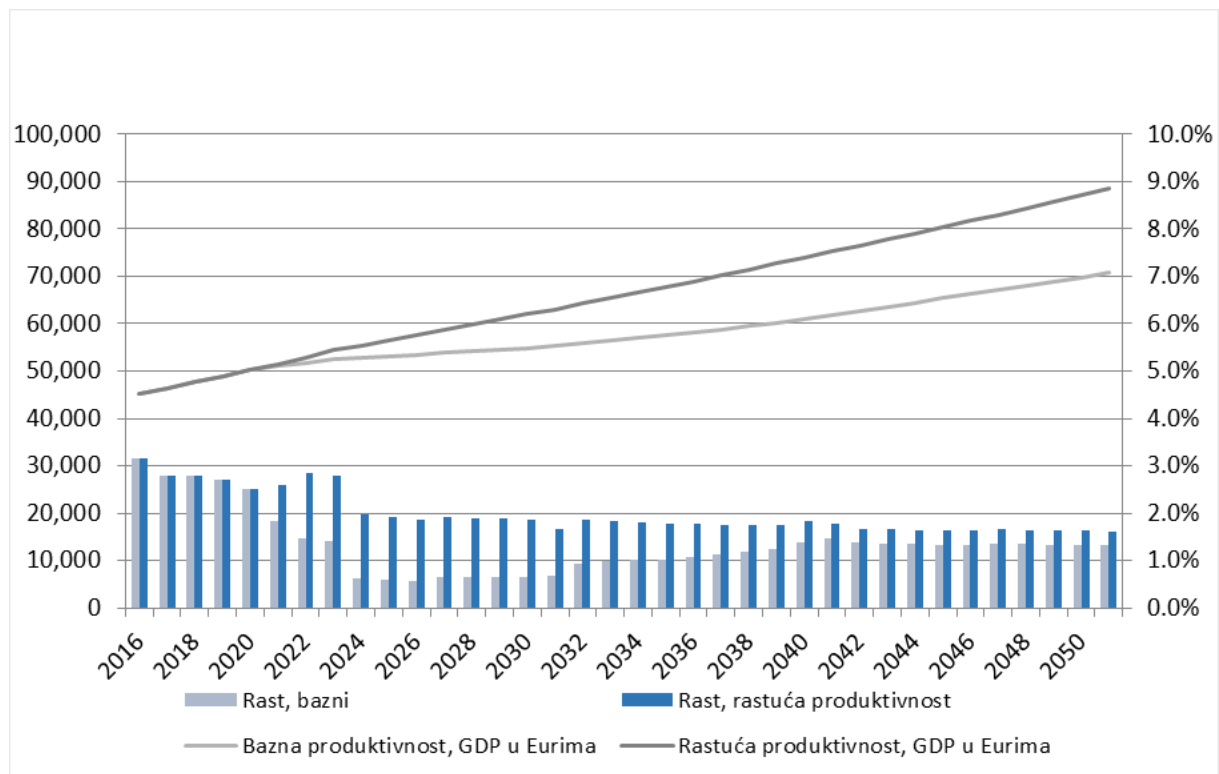
ukazuju na izražen proces tercijarizacije gospodarstva, odnosno pad udjela poljoprivrede i industrije uz povećanje udjela različitih poslovnih i osobnih usluga.

Projekcija BDP-a na razini NUTS II regija

Za izradu projekcija BDP-a po županijama polazi se od predviđene stopa rasta na nacionalnoj razini. Naime, zbog značajnog prostora neizvjesnosti oko projekcije pojedinih fenomena na nižoj teritorijalnoj razini, procijenjeno je da je projekcije u ovom slučaju pouzdanije graditi na načelu „odozgo prema dolje“, odnosno od procijenjenog rasta na nacionalnoj razini prema procijenjenom rastu na regionalnoj razini. Nacionalna ekonomija je jasno definiran ekonomski prostor u kojem se gospodarska kretanja mogu projicirati s nešto većom razinom pouzdanosti, dok kod gospodarskih kretanja na nižim razinama postoji puno veća neizvjesnost. Temeljem podataka o dosadašnjem kretanju BDP-a, zaposlenosti i proizvodnosti, novijih podataka za 2016. i 2017. godinu za koje još nije dostupan službeni izračun BDP-a, te demografskih projekcija na razini NUTS II regija ocijenjen je regionalni razvojni diferencijal u odnosu na kretanja na nacionalnoj razini.

7.6.3. Projekcije kretanja BDP-a temeljem srednjih demografskih projekcija

Korištenjem demografskih projekcija koje podrazumijevaju srednju dinamiku kretanja stanovništva, projicirane stope BDP-a tek su nešto veće u usporedbi s niskim demografskim projekcijama. Pretpostavke o proizvodnosti su iste u svim scenarijima, a srednji scenarij demografskih projekcija podrazumijeva tek 30-tak tisuća više osoba u radnoj dobi, te je stoga doprinos faktora rada tek nešto manje negativan u usporedbi s niskim scenarijem.



Slika 7.5. Projekcija BDP-a temeljem srednjih demografskih projekcija (za baznu i rastuću produktivnost)

Na slici su prikazane razine (lijeva skala) i stope rasta BDP-a (desna skala) temeljem srednjih demografskih projekcija i bazne produktivnosti (bazni scenarij), odnosno srednjih demografskih projekcija i rastuće produktivnosti (scenarij konvergencije 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), a što je tek oko 4 % očekivanog broja zaposlenih. Projekcije puno više ovise o varijantnim scenarijima u kretanju TFP-a i posljedično proizvodnosti rada. Stoga je osnovni izazov koji se postavlja pred nositelje ekonomske politike proces osiguranja preduvjeta za brži rast proizvodnosti.

Scenarij konvergencije omogućava Hrvatskoj da u određenoj mjeri smanji jaz u razvijenosti prema drugim članicama EU, iako ni ta brzina ne osigurava dostizanje prosjeka EU. 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 7.4. Projekcije ekonomskih parametara temeljem srednjih demografskih projekcija

	2016.	2020.	2030.	2040.	2050.
	Bazna produktivnost				
BDP, stalne cijene 2010., milijuni 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 per capita, stalne cijene 2010., tisuća HRK	82	94	109	129	158
BDP per capita, 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, milijuni 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 per capita, stalne cijene 2010.	82	94	123	156	197
BDP per capita, 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

Projekcija kretanja BDP-a i gospodarske strukture temelji se na uočenim dosadašnjim trendovima u kretanju BDP-a, zaposlenosti i proizvodnosti rada, demografskim projekcijama i zatečenoj strukturi gospodarstva.

Projekcije na regionalnoj razini manje su pouzdane od projekcija na nacionalnoj razini. U pogledu raspoloživosti statističkih indikatora na regionalnoj razini treba napomenuti da je skup podataka puno manji u odnosu na nacionalnu razinu. Osnovni pokazatelji poput BDP-a ili raspoloživog dohotka kućanstava nisu raspoloživi na razini NUTS11 regija u stalnim cijenama

iz kojih bi se realni rast mogao prikazati kao funkcija kretanja inputa rada, kapitala i ukupne proizvodnosti faktora.

Stoga je u analizi primijenjen model ekstrapolacije ranije opisanih kretanja na nacionalnoj razini na način da se primjene iste stope rasta pojedinih djelatnosti po pojedinim razdobljima, a eventualne razlike u ukupnom rastu i udjelu pojedinih sektora isključivo proizlaze iz razlika u zatečenoj gospodarskoj strukturi. Zbog nešto povoljnije gospodarske strukture (niži udio poljoprivrede i industrije), odnosno specijalizacije u djelatnostima kod kojih se može očekivati nešto brži rast gospodarstva moguće je da Jadranska Hrvatska u budućem projiciranom razdoblju ostvari blago više stope rasta od Kontinentalne Hrvatske. Ipak, takav brži rast podrazumijeva i višu razinu rizika zbog mogućih negativnih učinaka eventualnog usporavanja turističkog prometa uslijed određenih političkih, sigurnosnih ili ekoloških razloga.

7.7. Klimatske promjene i utjecaj na razvoj energetskog sektora

Za potrebe ove studije analizirane su klimatske simulacije obavljene za potrebe izrade *Nacrta Strategije prilagodbe klimatskim promjenama*¹⁶⁴ (MZOE, 2017.).

Skup simulacije obavljen je regionalnim klimatskim modelom RegCM4 (Giorgi i sur., 2012) za razdoblje od 1971. do 2070. na prostornoj rezoluciji 12,5 km. Razdoblje analizirano za potrebe ove studije je od 1971. do 2050. godine. Kao rubni uvjeti korišteni su rezultati CMIP5¹⁶⁵ globalnih klimatskih modela: EC-EARTH¹⁶⁶, HadGEM2-ES¹⁶⁷, CNRM-CM5¹⁶⁸ i MPI-ESM-MR¹⁶⁹. Prema korištenju rubnih uvjeta iz pojedinog globalnog klimatskog modela, u studiji će se koristiti oznake RegCM-EC, RegCM-HA, RegCM-CN i RegCM-MP. Do 2005. globalni klimatski modeli i RegCM4 koriste izmjerene koncentracije stakleničkih plinova, a za razdoblje poslije 2005. pretpostavljena su dva IPCC scenarija: RCP4.5 i RCP8.5 (Moss i sur., 2010). Simulacije RegCM4 su obavljene prema preporukama i dizajnu CORDEX¹⁷⁰ i EURO-CORDEX¹⁷¹ inicijativa.

Za detaljnu analizu prostornih polja iz skupa simulacije upućujemo na dva doprinosa pripremljena za potrebe izrade *Nacrta Strategije prilagodbe klimatskim promjenama*:

- Analiza RegCM4 simulacija na prostornoj rezoluciji 50 km¹⁷²,
- Analiza RegCM4 simulacija na prostornoj rezoluciji 12,5 km¹⁷³.

Za potrebe ovog dokumenta, bilinearnom interpolacijom s numeričke mreže RegCM4 modela izdvojeni su simulirani vremenski nizovi srednje dnevne temperature zraka na 2 m, srednje

164 <http://prilagodba-klimi.hr/>

165 <https://cmip.llnl.gov/cmip5/>

166 <https://www.ec-earth.org/index.php/about>

167 <https://www.metoffice.gov.uk/research/modelling-systems/unified-model/climate-models/hadgem2>

168 <http://www.umr-cnrm.fr/spip.php?article126&lang=en>

169 <http://www.mpimet.mpg.de/en/science/models/mpi-esm/>

170 <http://www.cordex.org/>

171 <https://www.euro-cordex.net/>

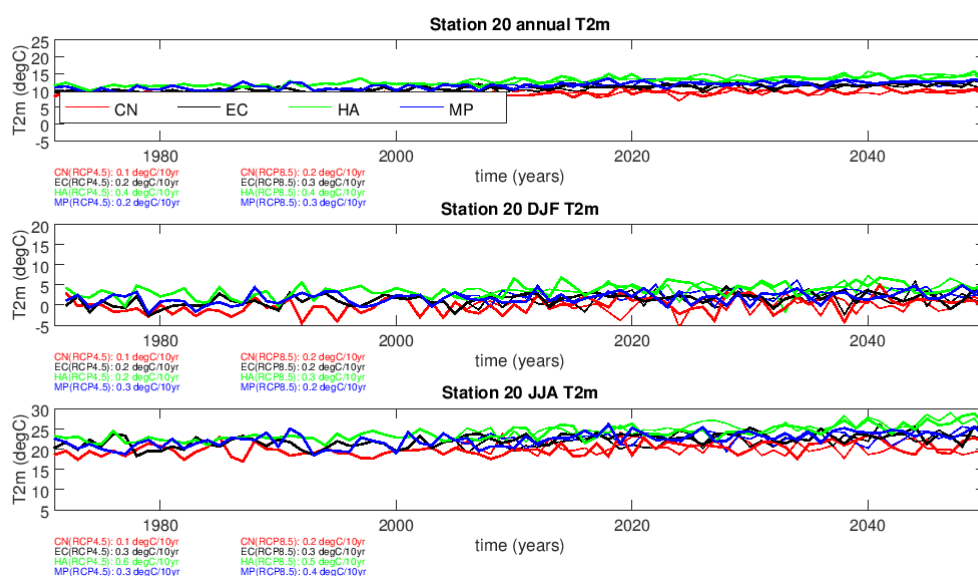
172 <http://prilagodba-klimi.hr/wp-content/uploads/2017/11/Klimatsko-modeliranje.pdf>

173 http://prilagodba-klimi.hr/wp-content/uploads/docs/Dodatak_Klimatsko_modeliranje_VELEbit_12.5km.pdf

dnevne brzine vjetera na 10 m, ukupne količine naoblake i ukupnog dolaznog kratkovalnog zračenja na površinu za 20 lokacija u Republici Hrvatskoj koji predstavljaju sjedišta županija.

Dodatno, izolirane su računске ćelije modela RegCM4 koje su unutar sliva rijeke Save te su izdvojeni i analizirani prostorni i dnevni srednjaci ukupne količine oborina.

Na simuliranim vremenskim nizovima srednje dnevne temperature zraka na 2 m (T_{2m}) obavljena je statistička obrada s obzirom na dostupna mjerenja na postajama DHMZ-a u razdoblju 1971.-2000. godine. Za statističku obradu primijenjena je tzv. *bias correction* metoda prema Piani i sur. (2009). Za modeliranje razdiobe temperature zraka na 2 m primijenjena je normalna razdioba kumulativne gustoće vjerojatnosti. Statistička obrada se odvojeno razvija za jedan model (npr. DHMZ-RegCM4&EC-EARTH; RegCM-EC) za jednu točku (npr. Zagreb-Maksimir) pomoću svih dostupnih mjerenih i simuliranih dnevnih T_{2m} iz jednog mjeseca (npr. sve veljače u razdoblju 1971.-2000.). Statistička se obrada primjenjuje na čitav vremenski niz za jedan model za svaku odabranu lokaciju u razdoblju od 1971. do 2050. (posebno za svaki mjesec). Rezultat ovakve statističke obrade jesu nizovi bliži dostupnim mjerenjima u smislu srednje klime (npr. srednja T_{2m} u veljači za razdoblje 1971.-2000.), uz manju modifikaciju izvornog trenda uslijed scenarija porasta koncentracije stakleničkih plinova.

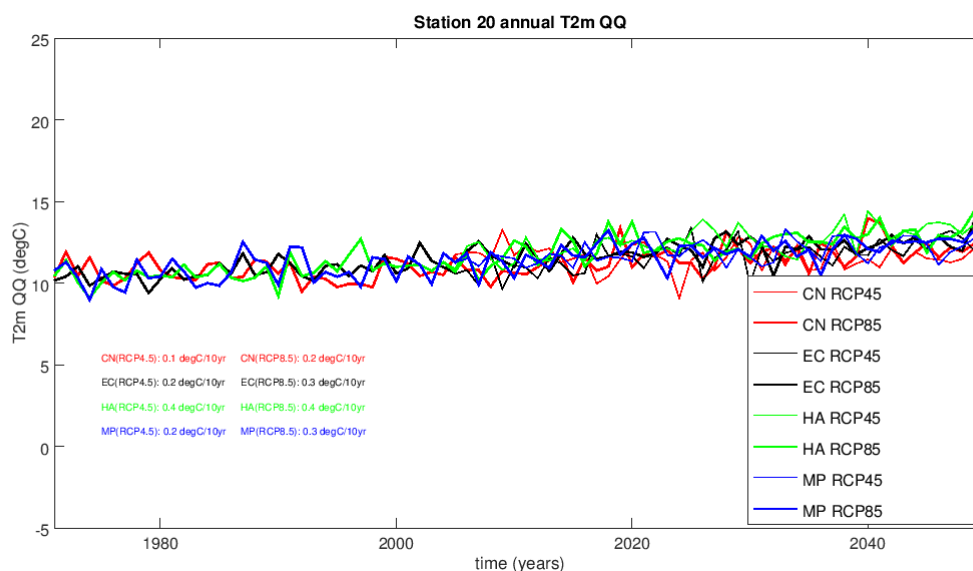


Slika 7.6. Simulirani vremenski nizovi srednje godišnje (gore), zimske (DJF; sredina) i ljetne (JJA; dolje) temperature zraka na 2 m u razdoblju 1971.-2050.

Vremenski nizovi srednje godišnje te srednje zimske i ljetne temperature zraka na 2 m za razdoblje 1971.-2050. za lokaciju Zagreb-Maksimir prikazani su na slici 7.6. Linearni trendovi za svaku pojedinu simulaciju (4 rubna uvjeta i 2 scenarija) su označeni pripadnom bojom i oznakom. Mjerna jedinica je °C. Lokacija je Zagreb-Maksimir. Na godišnjoj razini simulirani linearni trendovi su u rasponu od 0.1 do 0.4 °C/10 godina, za zimsku sezonu u rasponu od 0,1 do 0,3 °C/10 godina te za ljetnu sezonu u rasponu od 0,1 do 0,6 °C/10 godina. Na razini članova ansambla RegCM simulacija, RegCM-CN projekcije daju nešto niži trend zagrijavanja, dok RegCM-HA projekcije daju nešto viši trend zagrijavanja. Zagrijavanje u razmatranom razdoblju ne ovisi bitno o pretpostavljenom RCP scenariju.

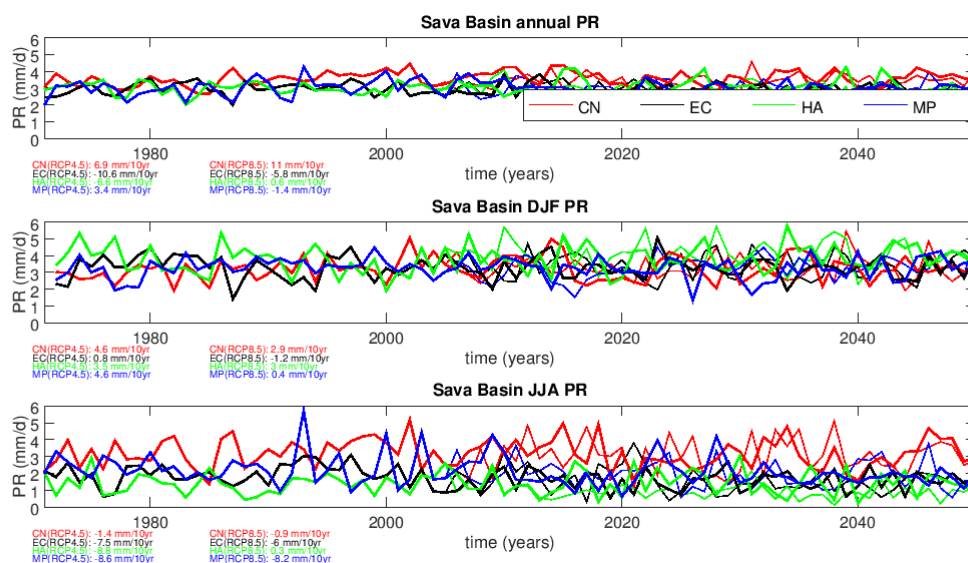
Primjena statističkog uklanjanja sustavnih pogrešaka ne utječe izraženo na linearni trend za razdoblje 1971.-2050., te su dobiveni trendovi srednje godišnje temperature zraka na 2 m za lokaciju Zagreb-Maksimir u rasponu od 0,1 do 0,4 °C/10 godina.

Slični vremenski nizovi dostupni su za svih dvadeset odabranih lokacija u Republici Hrvatskoj.



Slika 7.7. Simulirani vremenski nizovi srednje godišnje temperature zraka na 2 m nakon statističkog uklanjanja sustavnih pogrešaka u razdoblju 1971.-2050.

Vremenski nizovi srednje godišnje te srednje zimske i ljetne količine oborine za razdoblje 1971.-2050. za područje sliva rijeke Save prikazani su na slici 7.7. Linearni trendovi za svaku pojedinu simulaciju (4 rubna uvjeta i 2 scenarija) su označeni pripadnom bojom i oznakom. Mjerna jedinica je °C. Lokacija je Zagreb-Maksimir. Prostorno osrednjene količine oborine na godišnjoj razini daju za linearni trend godišnjih suma (u jedinicama mm/10 godina) nejasan signal: dva modela u svakom scenariju daju pozitivan, odnosno negativan trend, s ukupnim rasponom od -10,6 mm/10 godina (za RegCM-EC i scenarij RCP4.5) do 11 mm/10 godina (za RegCM-CN i scenarij RCP8.5). Ipak, prostorno osrednjene količine oborine na sezonskim razinama daju za linearni trend sezonskih suma usklađeniji trend unutar ansambla simulacija. Linearni trendovi zimskih količina su uglavnom **pozitivni** i to do 4,6 mm/10 godina (za RegCM-CN i RegCM-MP te scenarij RCP4.5) te samo jedna od osam simulacija daje negativan trend i to u iznosu od -1,2 mm/10 godina (RegCM-EC i scenarij RCP8.5). S druge strane, linearni trendovi ljetnih količina oborine su uglavnom **negativni**, i to do -8,8 mm/10 godina (za RegCM-HA i scenarij RCP4.5) te samo jedna od osam simulacija daje pozitivan trend u iznosu od 0,3 mm/10 godina (za RegCM-HA i scenarij RCP8.5).



Slika 7.8. Simulirani vremenski nizovi srednje godišnje (gore), zimske (DJF; sredina) i ljetne (JJA; dolje) ukupne količine oborine u razdoblju 1971.-2050.

Na slici 7.8. linearni trendovi za svaku pojedinu simulaciju (4 rubna uvjeta i 2 scenarija) su označeni pripadnom bojom i oznakom. Mjerna jedinica je mm/dan. Linearni trendovi su izračunati iz godišnjih i sezonskih suma (mjerna jedinica mm/10 godina). Lokacija – simulirana srednja vrijednost na čitavom području sliva rijeke Save.

Za potrebe izrade modela i izračuna projekcija potrošnje energije srednje dnevne temperature korištene su za izračun potrebnih stupanj dana grijanja i stupanj dana hlađenja. Stupanj dani računaju se prema općenitom izrazu:

$$SD_h = \sum_i^{365} m_i \times (T_{u,r} - T_{v,i})$$

t. d.

$$m_i = \begin{cases} 1, & \text{za } T_{v,i} \leq T_{prag} \\ 0, & \text{inače} \end{cases}$$

Pri čemu su m_i dani kada je potrebno grijati prostor, odnosno kada je vanjska temperatura ($T_{v,i}$) u danu i manja od temperaturnog praga za grijanje prostora. Analogno tome definiraju se stupanj dani hlađenja.

Tablica 7.5. Stupanj dani grijanja korišteni u scenarijima razvoja do 2050. godine

Stupanj dani grijanja [°C-dan]									
Zona \ Godina	2013.	2016.	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.	2050.
Republika Hrvatska	2 374	2 329	2 288	2 261	2 235	2 208	2 181	2 155	2 128
Kontinentalna Hrvatska	2 725	2 687	2 600	2 578	2 557	2 535	2 513	2 492	2 470
Jadranska Hrvatska	1 686	1 627	1 676	1 648	1 620	1 592	1 564	1 536	1 508

7.8. Polazne pretpostavke za dugoročne procjene potrošnje energije

7.8.1. Općenite pretpostavke

Dugoročna potražnja za energijom određena je ponajprije demografskim i gospodarskim razvojem. Za baznu ili referentnu godinu za projekcije potrošnje električne energije odabrana je 2016. godina kao zadnja godina koja je u trenutku početka analize bila raspoloživa s potrebnim energetske, demografskim i ekonomskim podacima. Kako se do 2050. godine u Hrvatskoj očekuje osjetno smanjenje broja stanovnika do 3,295 milijuna i uz 2,43 puta veći BDP-a po stanovniku, na iznos od 22 440 EUR₂₀₀₅, prosječne godišnje stope gospodarskog rasta neće dosežati povijesne iznose.

Postavljanje zahtjevnih ciljeva smanjenja emisija CO₂ do 2050. godine, između ostalog, ima pozitivan utjecaj na brži i intenzivniji razvoj energetske tehnologije, kako na strani potrošnje, tako i na strani proizvodnje energije. To dovodi do toga da uz rast energetske potražnje, zbog učinkovitijih i čistih tehnologija ne dolazi do povećanja potrošnje energije, nego do stagnacije i postepenog smanjenja potrošnje finalne energije.

Iako se očekuje smanjenje broja stanovnika, zbog smanjenja broja osoba po kućanstvu, broj stalno nastanjenih stambenih jedinica će se povećati 13 %, što znači povećanu energetske potražnju u sektoru kućanstava. Analiza potrošnje pretpostavlja zadovoljavanje zakonodavnih odredbi koje nalažu da se od 2020. godine svaka novogradnja gradi kao zgrada gotovo bez potrošnje (engl. *nZEB – nearly zero energy building*) te uvažava pretpostavku kako će se svake godine 3 % postojećeg stambenog fonda privesti na razinu energetske potrošnje zgrade gotovo bez potrošnje. Takva bi dinamika vodila ostvarenju potrošnje od oko 30 kWh korisne topline po grijanom prostornom metru. Međutim, potrebno je istražiti hoće li očekivana gospodarska razvijenost Republike Hrvatske biti dostatna za ostvarenje takve dinamike, tj. je li moguće uspostavljanje potrebne građevinske operative, te hoće li raspoloživa poticajna sredstva biti dovoljna da se ostvari ciljane dinamika obnove postojećeg stambenog fonda.

Ukupna površina sektora usluga je nakon 1990. ubrzano rasla i ona danas iznosi oko 10 m² po stanovniku. Kako je u gospodarski razvijenijim zemljama EU to 15 do 16 m² po stanovniku, pretpostavlja se kako još postoji potencijal za daljnji rast. Dinamika i iznosi toplinske potrošnje nakon 2020. godine su za poslovne zgrade isti kao i za stambene objekte. Kako je dobar dio usluga komercijalnog karaktera, ciljevi postavljeni za 2050. su lakše ostvarivi premda i dalje ostaje pitanje potrebne građevinske operative.

U Republici Hrvatskoj jedan osobni automobil dolazi na nešto manje od tri osobe, a u Italiji je to već na manje od dvije osobe, što govori o potencijalu za daljnji rast mobilnosti stanovništva. S rastom gospodarstva rast će i teretni promet.

Unatoč značajnijoj ulozi industrije u gospodarstvu, zbog tehničkog napretka ne očekuje se porast potrošnje korisne toplinske energije.

U sva tri promatrana scenarija demografski, gospodarski i klimatološki parametri su isti, a scenariji se razlikuju u pretpostavkama koje se tiču penetracije novih tehnologija, implementacije mjera energetske politike te ponašanja potrošača.

Osnovne pretpostavke u modeliranju potrošnje finalne energije u scenariju Scenarij S0:

- nema značajnije penetracije električne energije u potrošnji energije za toplinske potrebe niti u jednom sektoru (industrija, kućanstva, usluge), a dominantan energent za zadovoljavanje toplinskih potreba je prirodni plin;
- specifična toplinske potrebe ukupnog stambenog fonda u 2050. godini su 93 kWh/m² grijane površine što je posljedica 25 % novoizgrađenih stambenih jedinica te 4 % obnovljenih na kraju promatranog razdoblja;
- u 2050. godini u kućanstva će se grijati 35 % biomasom (ogrjevno drvo i moderna biomasa), 14 % dizalicama topline (električna energija), 10 % daljinskim grijanjem i 41 % prirodnim plinom;
- površina uslužnog sektora raste, a struktura grijanja po energentima je slična strukturi energenata u sektoru kućanstava dok specifična energija potrebna za grijanje u 2050. godini iznosi 80 kWh/m² grijane površine.

Osnovne pretpostavke korištene u modeliranju potrošnje energije u scenariju Scenarij 1 su:

- unatoč značajnije uloge industrije u gospodarstvu, zbog tehničkog napretka ne očekuje se porast potrošnje korisne toplinske energije, ali će rasti potrošnja električne energije
- do 2050. godine bi pola stambenog fonda bile novoizgrađene stambene jedinice u odnosu na danas, a u drugoj polovici bi sve stambene jedinice imale poboljšanu toplinsku izolaciju;
 - rezultat u 2050. godini su toplinske potrebe ukupnog stambenog fonda od 34 kWh/m² grijane površine,
- u 2050. godini kućanstava će se grijati 25 % modernom biomasom, 45 % dizalicama topline, 10 % daljinskim grijanjem i 20 % prirodnim plinom, 30 % pripreme tople vode je solarnim kolektorima;
- površina uslužnog sektora i dalje raste, toplinske potrebe se mjerama do 2050. godine svode na 30 kWh/m², struktura grijanja i priprema potrošne tople vode slična kao i za kućanstva.

Osnovne pretpostavke korištene u modeliranju potrošnje energije u scenariju Scenarij 2 su:

- penetracija električne energije za toplinske namjene je i u Scenariju 2 snažno prisutna, no slabijim intenzitetom nego li u Scenariju 1;
- do 2050. godine 36 % stambenog fonda su novoizgrađene stambene jedinice, a 21 % stambenih jedinica ima poboljšanu toplinsku izolaciju u odnosu na 2016. godinu, što rezultira specifičnom potrošnjom 67 kWh/m² grijane površine;
- struktura energenata za grijanje u kućanstvima u 2050. godini je 43 % biomasa (pri čemu je 27 % moderna biomasa, a ostalo ogrjevno drvo), 19 % dizalice topline, 10 % daljinsko grijanje te prirodni plin 29 %;

- toplinske potrebe u uslužnom sektoru do 2050. godine svode se na 55 kWh/m² grijane površine.

7.8.2. Sektor prometa

Energetske potrebe u sektoru prometa izračunavaju se u formi finalne potrošnje kao funkcija ukupnih potreba putničkog prometa (izraženih u ostvarenim putničkim kilometrima), teretnog prometa (izraženih u ostvarenim tonskim kilometrima), energetske potrebe pojedinih transportnih oblika (automobila, autobusa, aviona, kamiona, vlakova, itd.) te specifičnih energetske potrošnje i faktora opterećenja svakog elementarnog transportnog oblika. Sukladno korištenoj metodologiji, prometni sektor je podijeljen u dvije osnovne kategorije; putnički i teretni promet. Nadalje, putnički promet podijeljen je na gradski i međugradski (domaći i međunarodni), dok je teretni podijeljen na domaći i međunarodni.

Ukupne energetske potrebe prometnog sektora definirane su zasebno za putnički i teretni promet, uzimajući pri tome u obzir ključne ekonomske faktore. U slučaju teretnog prometa, finalna potrošnja energije funkcija je doprinosa BDP-a (tonski kilometar/novčana jedinica) ostvarenog u energetske sektorima poljoprivrede, građevinarstva, rudarstva, industrije i usluga. S druge strane, finalna potrošnja energije u putničkom prometu funkcija je ukupnog demografskog rasta, pri čemu se posebna važnost pridodaje varijaciji ukupne populacije u gradovima. Osim trenda demografskih pokazatelja, na finalnu potrošnju utječe i prosječna udaljenost po putniku, koja se zasebno analizira u gradskom i međugradskom prometu. Nadalje, ključni parametri koji se uzimaju u obzir prilikom modeliranja mogućih scenarija u međugradskom prometu su prosječna godišnja prijeđena kilometraža te vlasništvo nad automobilima.

Osnovna distinkcija između prometnih oblika utemeljuje se s obzirom na različite vrste goriva koja isti koriste te s obzirom na faktor popunjenosti/opterećenosti. Svaki prometni oblik okarakteriziran je svojstvenom specifičnom potrošnjom goriva, tzv. energetske intenzivnošću. U budućnosti se očekuje generalno smanjenje specifične potrošnje goriva, a isto proizlazi iz analize trendova u prošlom vremenskom razdoblju. Faktori opterećenja pojedinog prometnog oblika u konačnici značajno ovise o trenutnoj i očekivanoj politici Republike Hrvatske te se isti stoga moraju uskladiti s parametrima scenarija prometnog razvoja.

Strukturne karakteristike razvoja energetske potrošnje u sektoru prometa ovise o velikom broju utjecajnih faktora od kojih su najvažniji gospodarski razvitak, politika provođenja mjera i reformi u energetske sektoru, razvitak međunarodnog tržišta energije, tehnološki napredak te globalna ograničenja u domeni zaštite okoliša. Svaki od faktora ima svoju dimenziju utjecaja, a posljedice se očituju u različitoj razini potrošnje energije, odnosno u različitoj strukturi krajnjih potrošača.

Kalibracijom modela utvrđena je ukupna gradska aktivnost putnika u iznosu od 14,2 milijardi putničkih kilometara u 2016. godini. Iz ukupne aktivnosti gradskog putničkog prometa, ostvarene svim transportnim oblicima, proizlazi prosječna dnevna udaljenost po putniku koja se ostvaruje u urbanim sredinama. Taj podatak predstavlja jedan od ključnih modelskih parametara koji se prilikom prognoze u budućem razdoblju dovodi u empiričku vezu s ekonomskim aspektom razvoja Republike Hrvatske, iskazanim u funkciji BDP-a po stanovniku.

Analiza finalne potrošnje energije u međugradskom putničkom prometu provodi se analogno gradskom putničkom prometu. Kalibracijom modela utvrđena je ukupna aktivnost domaćih putnika u iznosu od 22,9 milijardi putničkih kilometara u 2016. godini. Ista, osim aktivnosti vozila registriranih u Republici Hrvatskoj, uključuje aktivnosti ostvarene u željezničkom, zračnom, pomorskom i riječnom prometu. Aktivnost stranih motornih vozila koji su prešli granicu i ušli u Republiku Hrvatsku odnosno izašli iz Republike Hrvatske analizirana je zasebno.

Osnovni faktori koji determiniraju potrošnju u ukupnom teretnom prometu su prometna aktivnost, izražena kroz tonske kilometre te energetska intenzivnost pojedinog transportnog oblika. Ukupna aktivnost u smislu prijevoza roba u teretnom prometu iznosila je 14,4 milijardi tonskih kilometara u 2016. godini.

Metodom analogne usporedbe s državama sličnih karakteristika, a koje ostvaruju veći BDP po stanovniku od Republike Hrvatske, moguće je prognozirati trend porasta specifične aktivnosti teretnog prometa u nadolazećem razdoblju. Pri tome, dakako, treba uvažiti ostvarenu povijesnu aktivnost, projicirane trendove porasta BDP-a Republike Hrvatske, kao i strukturalne karakteristike sektorske potrošnje koja se očekuje u budućnosti. U domeni ukupnih tonskih kilometara, prognozirana je prosječna godišnja stopa rasta od 2 % u razdoblju od 2016. do 2050. godine.

U domeni ukupnih putničkih kilometara koji uključuju gradski i međugradski promet, prognozirana je prosječna godišnja stopa rasta od 0,8 % u razdoblju od 2016. do 2050. godine.

Scenarijski pristup prognoze potrošnje finalne energije podrazumijeva rekonstrukciju povijesnih potreba za energijom u sektoru prometa, što uključuje izradu vjerodostojne strukture potrošnje energije u promatranoj godini, s obzirom na pojedino prometno sredstvo.

U promatranom povijesnom razdoblju jasno se iščitavaju pojedini trendovi te isti predstavljaju okosnicu za prognoze u nadolazećem razdoblju. Scenarij 2 potrošnje energije u budućnosti uvažava niz pretpostavki, ali dodatno ne podrazumijeva uvođenje izrazito jakih poticajnih ili restriktivnih mjera.

U obzir su uzete ograničavajuće razine dopuštene prosječne CO₂ emisije definirane EU Uredbama za nova osobna i laka teretna vozila. Modelom je pretpostavljena promjena udjela aktivnosti ostvarene u teretnom prometu pojedinih transportnih oblika u promatranom razdoblju do 2050. godine.

Scenarij S0 – razvoj uz postojeće mjere

Referentni scenarij podrazumijeva strukturalne promjene koje su rezultat isključivo postojećih mjera energetske učinkovitosti i dekarbonizacije u sektoru prometu. Osim postojećih mjera, predmetni scenarij u obzir uzima i napredak u kontekstu energetske intenzivnosti svake pojedine tehnologije.

Promatrajući 2050. godinu, u strukturi teretne aktivnosti i dalje će dominirati teretna vozila N2 i N3 kategorije. Unutar predmetnih kategorija najveći udio zauzimat će dizelski pogon s oko 90 %. Slično vrijedi i za N1 kategoriju, gdje će dizelski pogon zauzimati udio od gotovo 80 %. Udio

željezničkog prijevoza u predmetnom slučaju konstanto raste, ali sporije nego što je to slučaj u scenarijima S1 i S2.

U kontekstu gradske putničke aktivnosti očekuje se da će udio cestovnih vozila s pogonom na dizel, benzin i UNP (osobna vozila i autobusi) zauzimati udio od oko 50 %. U kontekstu aktivnosti ostvarene u javnom prijevozu autobusima očekuje se da će udio od oko 40 % zauzimati aktivnost ostvarena autobusima na alternativni pogon. Očekuje se rast udjela električne željeznice (sporije nego u scenarijima S1 i S2).

Međugradska putnička aktivnost ostvarena osobnim automobilima u predmetnom scenariju podrazumijeva dominantan udio fosilnih energenata (gotovo 65 % bit će ostvareno s pogonom na dizel i benzin). Osim toga očekuje se da će se zadržati i dominantan udio dizelskih autobusa unutar aktivnosti ostvarene autobusnim prijevozom (oko 75 %). Isto kao i u scenarijima S1 i S2, očekuje se rast putničke aktivnosti ostvarene električnom željeznicom, međutim sporijim tempom.

Scenarij S1 – ubrzana energetska tranzicija

Scenarij S1 modeliran je s osnovnom pretpostavkom snažne penetracije električnih vozila, Prognoza potreba za energijom u budućnosti također uvažava prije spomenute kratkoročne ciljeve definirane Uredbama EU.

S obzirom da vizija predmetnog scenarija uključuje ispunjenje načelnih ciljeva smanjenja emisije CO₂ koji se stavljaju pred Republiku Hrvatsku, osnovna je pretpostavka, koja je ujedno i nezaobilazna, politika koja favorizira elektrifikaciju voznog parka u što većoj mjeri te što veći udio biometana u teškom teretnom cestovnom prometu.

Nadalje, u modelu je pretpostavljena nešto viša primijenjenost intermodalnosti, pa se prognozira porast udjela aktivnosti teretnog prometa ostvarene željezničkim prijevozom (električne lokomotive) na oko 30 % u 2050. godini nauštrb teških dizelskih teretnih vozila N2 i N3 kategorije registriranih u Republici Hrvatskoj, a čija će aktivnost sukladno scenariju u 2050. godini zauzimati udio od oko 38 % u ukupno ostvarenoj aktivnosti u teretnom prometu. Što se tiče aktivnosti koju će ostvarivati laka cestovna teretna vozila, očekuje se da će nešto više od 50 % iste biti ostvareno vozilima na električni pogon.

U gradskom putničkom prometu očekuje se elektrifikacija gotovo 85 % cjelovite putničke aktivnosti do 2050. godine. Promatrajući aktivnost ostvarenu osobnim vozilima, predviđa se da će oko 35 % putničkih kilometara biti ostvareno električnim vozilima, oko 10 % plug-in i hibridnim vozilima, dok će osobna vozila koja koriste dizel, benzin, UNP, SPP i vodik zajedno ostvarivati tek oko 6 % od ukupne putničke aktivnosti.

Od ukupne putničke aktivnosti autobusima, očekuje se da će gotovo 77 % biti ostvareno onima na električni pogon, dok će ostatak biti ostvaren onima koji koriste dizelsko gorivo ili SPP. Slično kao i kod gradskog putničkog prometa, u međugradskom prometu se predviđa značajna elektrifikacija voznog parka. Kao i u gradskom putničkom prometu, jasno je vidljiv intenzivan trend iščezavanja aktivnosti ostvarene dizelskim ili benzinskim osobnim vozilima nakon 2035. godine. U strukturi ukupnih putničkih kilometara ostvarenih osobnim vozilima, predviđa se udio od oko 53 % vozila na električni pogon te udio od oko 30 % plug-in i hibridnih vozila (to uključuje vozila registrirana u Republici Hrvatskoj i strana vozila).

Putnička aktivnost ostvarena ostalim prijevoznim sredstvima podrazumijeva značajnu redukciju dizelskog goriva. Očekuje se da će se aktivnost ostvarena dizelskim autobusima koji su registrirani u Republici Hrvatskoj smanjiti za više 80 % do 2050. godine u odnosu na 2016. godinu. Istovremeno će se značajno povećati aktivnost autobusa na električni pogon. Isti će u 2050. godini zauzimati udio od oko 45 % ukupne putničke aktivnosti ostvarene ostalim prijevoznim sredstvima. Osim svega navedenog, značajnije će se i elektrificirati putnički željeznički prijevoz, a aktivnost istog će u 2050. godini zauzimati udio od oko 20 %.

Scenarij S2 – umjerena energetska tranzicija

Sukladno načelima promatranog **Scenarija S2**, očekuje se da će većinski dio tonskih kilometara i dalje ostvarivati teška teretna vozila N2 i N3 kategorije (vozila najveće dopuštene mase veće od 3,5 tona), bez obzira što se očekuje da će se u strukturi aktivnosti udio istih smanjiti s oko 71 % na kraju 2016. godine, na oko 59 % u 2050. godini.

Nadalje, s obzirom na trenutnu prometnu politiku koja najavljuje ciljanu aktivnost popularizacije intermodalnog prometa u nadolazećem razdoblju, predviđa se postepeno uvećanje udjela aktivnosti teretnog prometa koja će biti ostvarena željezničkim prometom (rast s oko 15 % na kraju 2016. godine, na oko 25 % u 2050. godini), pri čemu se dodatno očekuje sukcesivno uvođenje električnih lokomotiva nauštrb dizelskih, čija će prisutnost gotovo iščeznuti do 2050. godine.

U kategoriji lakih teretnih cestovnih vozila (N1) također se očekuje pojava električnog pogona, a očekuje se da će aktivnost istih na električni pogon zauzimati udio od oko 2 % u 2050. godini. Osim električnog pogona, od alternativnih izvora energije koji se očekuju u lakom cestovnom teretnom prometu valja izdvojiti stlačeni prirodni plin i ukapljeni naftni plin, s prognoziranim udjelom u ukupnoj aktivnosti od oko 1 %. Osim u lakom teretnom prometu, prirodni plin, ali u ukapljenom obliku, koristit će se u većoj mjeri i u teškom cestovnom teretnom prometu, a očekuje se da će udio aktivnosti takvih vozila u ukupnoj aktivnosti porasti na oko 11,5 % u 2050. godini.

Također, očekuje se pojava teretnih vozila s pogonom na vodik. U strukturi ukupnih gradskih putničkih kilometara na kraju 2016. godine, dominantan udio ostvarili su osobni automobili s oko 68 %. S obzirom na očekivane aktivnosti u svrhu popularizacije javnog prijevoza, prognozira se pad spomenutog udjela na oko 50 % u 2050. godini. U razdoblju do 2050. godine, očekuje se da će udio ukupne aktivnosti ostvarene dizelskim i benzinskim automobilima pasti za oko 75 % u odnosu na trenutnu.

Od 2030. godine očekuje se značajnija pojava električnih i hibridnih vozila, a procjenjuje se da će udio istih porasti s nešto više od 1 % u 2030. godini na oko 31 % u 2050. godini. Osim električne energije kao alternativnog izvora, očekuje se i značajnija uporaba UNP-a i SPP-a kod osobnih automobila (oko 3 % od ukupne aktivnosti u 2050. godini) te SPP-a kod autobusa (također oko 3 % od ukupne aktivnosti u 2050. godini)

Model uzima u obzir i električnu energiju korištenu za pogon autobusa te se pretpostavlja da će oko 18 % od ukupne gradske aktivnosti biti ostvareno upravo takvim autobusima. Pretpostavlja se da će vodik kao alternativni izvor energije biti prisutan, ali u znatno manjim postocima nego ostala goriva.

U međugradskom prometu posebno se razmatrala putnička aktivnost ostvarena samo osobnim vozilima te aktivnost ostvarena ostalim prijevoznim sredstvima. Promatrajući samo osobna vozila, važno je napraviti distinkciju između vozila registriranih u Republici Hrvatskoj te stranih vozila. Modelski je, definirana putnička aktivnost za obje navedene skupine te je udio iste iznosio oko 62 % za vozila registrirana u Republici Hrvatskoj na kraju 2016. godine. Očekuje se da će se navedeni omjer, uz manja odstupanja, zadržati kroz cijelo promatrano razdoblje do 2050. godine.

Općenito gledajući, očekuje se značajniji pad aktivnosti koju ostvaruju benzinska i dizelska vozila. U strukturi ukupne aktivnosti ostvarene osobnim vozilima, očekuje se značajnija pojava električnih, plug-in i hibridnih vozila, čiji će udio u 2050. godini iznositi oko 67 %, što uključuje vozila registrirana u Republici Hrvatskoj i strana vozila. Predviđa se da će udio aktivnosti svih osobnih vozila koja kao pogon koriste UNP ili SPP iznositi oko 5 % u 2050. godini.

Vozila koja koriste vodik bit će prisutna, ali se očekuje da će udio aktivnosti koju će ostvarivati ista biti značajno manji u odnosu na ostala vozila. U strukturi ukupne putničke aktivnosti ostvarene ostalim prijevoznim sredstvima očekuje se povećanje aktivnosti željezničkim prijevozom pri čemu će dominantan udio zauzimati električne lokomotive.

Očekuje se pad aktivnosti koju ostvaruju dizelski autobusi za oko 50 % te se istovremeno očekuje značajnije korištenje alternativnih oblika energije. Aktivnost električnih autobusa će tako zauzimati udio od oko 20 % u ukupnoj aktivnosti u 2050. godini, dok će ista, a ostvarena autobusima koji koriste SPP zauzimati udio od oko 2 %.

U kontekstu potrošnje pomorskog prometa pretpostavlja se da će u 2050. godini udio biogoriva iznositi 20 % u oba scenarija. U scenariju S2 predviđa se udio UPP-a od 5 %, dok taj udio u scenariju S1 iznosi 10 %. Predviđena je i pojava plovila na električni pogon, međutim s udjelom u finalnoj potrošnji pomorskog prometa manjim od 1 %.

U oba scenarija (S1 i S2) pretpostavljen je udio od 20 % biodizela i bioetanola u strukturi finalno potrošenih dizela i benzina. Osim toga, Scenarij 2 predviđa i udio biometana od 20 % u finalno potrošenom prirodnom plinu, dok taj postotak u Scenariju 1 iznosi 50 % u 2050. godini.

7.9. Polazne pretpostavke za procjene dugoročnog razvoja proizvodnje električne energije

Sustav proizvodnje električne energije promatra se u planskom razdoblju do 2050. godine:

- razdoblje do 2030. godine modelirano je na godišnjoj razini;
- razdoblje 2030.-2050. modelirano je s korakom od 5 godina.

Osim zadovoljenja potreba za električnom energijom unutar istog dugoročnog modela promatra se i problem proizvodnje toplinske energije iz kogeneracija za opskrbu kupaca u CTS-ovima na području većih gradova (Zagreb, Osijek i Sisak).

Za usporedbu tehnoloških opcija svi troškovi unutar dugoročnog modela proizvodnje iskazani su u konstantnim eurima iz 2015. godine uz korištenje godišnje diskontne stope od 8 %. Specifična ulaganja u pojedine tehnologije prikazana su u poglavlju 8.13.1. Cijene fosilnih i

drugih goriva pretpostavljene su u skladu s vrijednostima prikazanim u poglavlju 9.1., a cijene emisijskih jedinica prema vrijednostima prikazanim u poglavlju 9.3.

Pretpostavka je da su sve opcije za proizvodnju električne energije otvorene i imaju jednak pristup tržištu (bez bilo kakve vrste poticaja za bilo koju tehnologiju), kako bi se odredila buduća struktura proizvodnje sa stanovišta minimuma ukupnog troška rada i izgradnje sustava (uključujući eksterni trošak koji je internaliziran kroz cijenu emisijskih jedinica). Mogućnosti korištenja pojedinih oblika energije uzete u skladu s procjenom potencijala (raspoloživi resursi i izvori prikazani u poglavlju 3.1.) i raspoloživim tehnologijama. Promatraju se sljedeće opcije:

- hidroelektrane:
 - akumulacijske, protočne i reverzibilne;
 - male elektrane (uobičajeno priključene na distribucijsku mrežu);
- sunčane elektrane
 - foto naponski sustavi – individualni/integrirani i na razini distribucijske i prijenosne mreže. Prednost se daje sustavima koji su integrirani, tj. nalaze se na mjestu neposredne potrošnje;
 - termo-sunčane elektrane (engl. *CSP – Concentrated Solar Power*);
- vjetroelektrane:
 - na kopnu i nad morem (pučinske);
- elektrane/kogeneracije koje koriste krutu biomasu i bioplin;
- geotermalne elektrane;
- termoelektrane (TE) na fosilna goriva;
 - TE na ugljen;
 - TE na prirodni plin – kombinirani i otvoreni ciklus te kogeneracijske jedinice za potrebe CTS-a;
 - TE s izdvajanjem ugljika (engl. *CCS – Carbon Capture and Storage*) kao opcija nakon 2030. godine;
- nuklearna opcija:
 - kao samostalni nacionalni projekt moguć je najranije od 2035. godine (uzimajući u obzir minimalno 10-15 godine potrebnih za realizaciju projekta od trenutka donošenja odluke o razvoju nuklearnog programa);
 - nuklearna opcija može se promatrati i kao regionalna inicijativa u kojoj sudjeluje više zainteresiranih strana/država/tvrtki temeljem vlasničkih udjela ili ugovora o otkupu električne energije. S obzirom na vrlo veliku nesigurnost realizacije ovakvog pristupa, ova opcija nije uključena u razmatranje.

U pogledu postojećih proizvodnih postrojenja i projekata koji su u raznim fazama realizacije, pretpostavljeno je sljedeće:

- nastavak pogona svih postojećih lokacija hidroelektrana do kraja promatranog razdoblja uz redovitu revitalizaciju pojedinih lokacija;
- TE Plomin 1 – inicijalne analize su pokazale da bi u uvjetima pretpostavljenih cijena goriva i emisijskih jedinica ova jedinica u postojećoj konfiguraciji bila nekonkurentna. U vrijeme izrade analize nisu bili dostupni potrebni ulazni podaci kako bi se kvalitetno razmotrila

opcija suspaljivanja otpada koja može poboljšati poziciju elektrane. U tom smislu opcija suspaljivanja i revitalizacija ove jedinice ostaje otvorena odluka investitora/vlasnika.

- TE Plomin 2 – očekivan izlazak iz pogona do 2040. godine u skladu s očekivanim životnim vijekom (40 godina);
- NE Krško – pretpostavljen je izlazak iz pogona u 2043. godini u skladu s očekivanim životnim vijekom od 60 godina¹⁷⁴. Na ovaj način napravljena je konzervativna pretpostavka u smislu potrebnog razvoja sustava i potrebe nadomještanja potrebne količine električne energije iz alternativnih izvora. Odluka o produljenju dozvole za rad bit će donošena u skladu s propisanim postupcima i u za to određenim rokovima. Nuklearna opcija ostavlja se otvorenom.
- izgradnja novog kogeneracijskog bloka na lokaciji EL-TO Zagreb u 2023. godini (financiranje osigurano);
- projekt HE Kosinj i HE Senj 2 – ulazak u pogon u razdoblju 2024.-2026. godine;
- projekt jedne reverzibilne HE snage oko 150 MW – očekivano vrijeme realizacije do 2030. godine;
- realizacija određenog broja projekata vjetroelektrana, sunčanih elektrana i elektrana na biomasu koje su u raznim fazama realizacije i/ili imaju sklopljene ugovore o otkupu električne energije;
- izlazak iz pogona skoro svih postojećih termoenergetskih blokova do kraja promatranog razdoblja (s obzirom na životni vijek):
 - izlazak iz pogona svih TE na lož ulje do 2025. (mogućnost korištenja lokacija za nove projekte);
 - do 2050. godini u pogonu ostaju u pogonu pojedine plinske elektrane;

Hrvatski EES raspolaže s dovoljno instalirane snage elektrana da zadovolji domaće potrebe, ali se zbog stanja na tržištu električne energije veliki dio električne energije uvozi (povoljne cijene u odnosu na trošak proizvodnje u vlastitim postrojenjima; sudjelovanje u radu tržišta opskrbljivača bez portfelja elektrana u Republici Hrvatskoj koji nabavljaju električnu energiju iz drugih sustava).

U smislu dostizanja ciljeva smanjenja emisije stakleničkih plinova i razvoja proizvodnih postrojenja na teritoriju Republike Hrvatske, u analizama prikazanim u ovom dokumentu pretpostavljeno je da se razina neto uvoza i izvoza električne energije smanjuje na nulu prema kraju planskog razdoblja. Drugim riječima, hrvatski EES i dalje ima mogućnost uvoza i izvoza električne energije, ali je pretpostavljeno da se prema kraju razdoblja ukupna uvezena i izvezena količina trebaju nalaziti u ravnoteži. Ako bi se dozvolio uvoz većih količina električne energije narušila bi se realna slika i potreba za ulaganjem u vlastite elektrane kako bi se dostigli postavljeni ciljevi¹⁷⁵. Izvoz viškova električne energije također je moguć, ali je realno pretpostaviti da nije moguće značajno povećanje izvoza prema susjednim sustavima s obzirom da se u svim susjednim sustavima očekuje izgradnja elektrana i prelazak na čistiju proizvodnju,

¹⁷⁴ Trenutno očekivani životni vijek za nuklearne elektrane pretpostavljen je na 60 godina.

¹⁷⁵ Opcija usvojenom pristupu nulte razine neto uvoza i izvoza je primjena faktora emisije na razini mreže (engl. *Grid Emission Factor*) za uvoz električne energije.

tj. očekuje se da će razmjena među sustavima biti temeljena prije svega na trenutnim viškovima, a ne na projektima elektrana namijenjenih izvozu.

8. TEHNOLOŠKI RAZVOJ, RASPOLOŽIVOST ENERGETSKIH TEHNOLOGIJA I PRIMJENJIVOST DO 2030./2050.

8.1. Hidroenergija

Tehnologija iskorištavanja vode je jedna od najstarijih i dobro poznatih tehnologija. Ova tehnologija 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 sve više za potrebe podmazivanja ležaja turbina iz upotrebe izbacuju ulja i masti, a uvodi se podmazivanje ležaja na bazi vode. Kod hidroenergije je karakteristično da je svaka investicija vrlo specifična i ponajviše ovisi o samoj lokaciji zahvata. Velik udio u troškovima izgradnje su građevinski radovi, a potom elektrostrojarska oprema. Eventualne značajnije promjene u specifičnoj investiciji kod hidroelektrana mogu se povezati uglavnom s promjenama cijena u ovim granama industrije.

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

Važno je istaknuti i 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.).

8.2. Geotermalna energija

Geotermalna energija se, kako u svijetu tako i u Hrvatskoj, od davnina koristi za kupanje, grijanje prostora i u medicinske svrhe, a krajem 18. stoljeća je i prvi puta korištena za proizvodnju električne energije.

Prva elektrana na geotermalnu energiju započela je s radom 1911. godine u Italiji, a uskoro su se pojavile elektrane i u drugim zemljama. 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°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°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 Hrvatskoj gdje se temperatura geotermalne vode na potencijalnim lokacijama pogodnima za izgradnju geotermalnih elektrana kreće između 105°C i 175°C. Izgradnja geotermalne elektrane ovakvog tipa u tijeku je na lokaciji Velika Ciglena, kapaciteta oko 15 MW.

U okviru inicijativa za povećanje korištenja geotermalne energije u svijetu razvijaju se i nove tehnologije za njezino korištenje, ali i prevladavanje barijera 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 energetskim izvorima radi poboljšanja učinkovitosti postrojenja i smanjenja troškova proizvodnje energije. Kombinacije korištenja geotermalne energije s drugim izvorima energije poput plina, solarnih sustava ili biomase omogućavaju unaprjeđenje ekonomike geotermalne energije i smanjenje niveliranih troškova proizvodnje energije iz novih geotermalnih sustava.

U geotermalnom fluidu često se, uz druge plinove otopljene u vodi, nalazi i metan koji je moguće (i poželjno) izdvajati te koristiti kao gorivo u različitim procesima, pa i u proizvodnji električne energije. U Hrvatskoj je otopljeni metan u geotermalnim vodama zapažen u velikom broju nalazišta, te predstavlja realni energetski resurs, a pilot projekt čija je namjena upravo iskorištenje energije geotermalnog fluida i u njemu otopljenog plina je u tijeku u Draškovcu, u Međimurskoj županiji. Ovaj projekt izgradnje pilot postrojenja inovativne napredne geotermalne energane s internacionalizacijom ugljikovih spojeva, dobitnik je nepovratnih financijskih sredstava iz programa NER300, najvećeg svjetskog programa za financiranje inovativnih niskougljučnih energetskih demonstracijskih projekta. Jedinstveni zatvoreni tehnološki proces kakav se po prvi puta u svijetu realizira u Draškovcu, objedinjuje pridobivanje, a nakon razdvajanja tekuće i plinovite faze, i iskorištenje tekuće faze geotermalnog resursa u binarnom sustavu s realnom tvari (npr. ORC, Kalina), kao i iskorištenje plinovite faze u kogeneracijskim sustavima prilikom čega se ispušni plinovi sakupljaju i pročišćavaju nakon čega se CO₂ u cijelosti izdvaja. Prikupljeni CO₂ se otapa u energetski iskorištenoj tekućoj fazi geotermalnog resursa te se zajedno utiskuju nazad u isti geološki sloj iz kojeg su i pridobiveni, gdje se toplina geotermalnog fluida obnavlja na održivi način.

U novije tehnologije korištenja geotermalne energije ubrajaju se i 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 slučajevima nedovoljne propusnosti, na ležište se djeluje postupcima hidrauličkog unaprjeđivanja, koji uključuje hidrauličko frakturiranje i hidrauličko smicanje te kemijskog i termičkog

unaprjeđivanja. Hidrauličkim frakturiranjem se utiskivanjem fluida i/ili povećanjem tlaka stvaraju nove pore ili proširuju postojeće, dok se hidrauličkim smicanjem proširuju postojeće pore na mjestima pogodnim za smicanje. Termalno unaprjeđivanje se temelji na utiskivanju hladne vode u stijene s visokim temperaturama pri čemu dolazi do termalne kontrakcije stijena te stvaranja novih ili proširivanja postojećih pora. Tijekom kemijskog unaprjeđivanja koriste se postupci bazirani na pH kiselim kemijskim tvarima čime se u blizini bušotina uklanjaju začepjenja ili proširuju postojeće pore¹⁷⁶. Ovakvi sustavi se razvijaju kako bi korištenje geotermalne energije, čije je konvencionalno korištenje prostorno ograničeno, postalo dostupnije na većem broju lokacija. 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 unaprjeđenje skladištenja energije i uravnoteženja elektroenergetskog sustava. Naime, s povećanjem udjela povremenih obnovljivih izvora energije (sunce, vjetar) u opskrbi električnom energijom, povećava se potreba za uravnoteženjem elektroenergetskog sustava u čemu bi mogla pomoći geotermalna energija, koja proizvodi struju neovisno o dobu dana ili vremenskim uvjetima. Međutim, većina geotermalnih elektrana trenutačno daje samo stabilnu snagu jer ekonomski nije isplativo smanjenje proizvodnje radi praćenja opterećenja mreže. Istraživanje je usmjereno na nekonvencionalno korištenje geotermalnih tehnologija za poboljšanje pouzdanosti, otpornosti i sigurnosti mreže¹⁷⁷. 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 s ciljem pružanja sezonskog skladišta energije.

8.3. Daljinsko grijanje

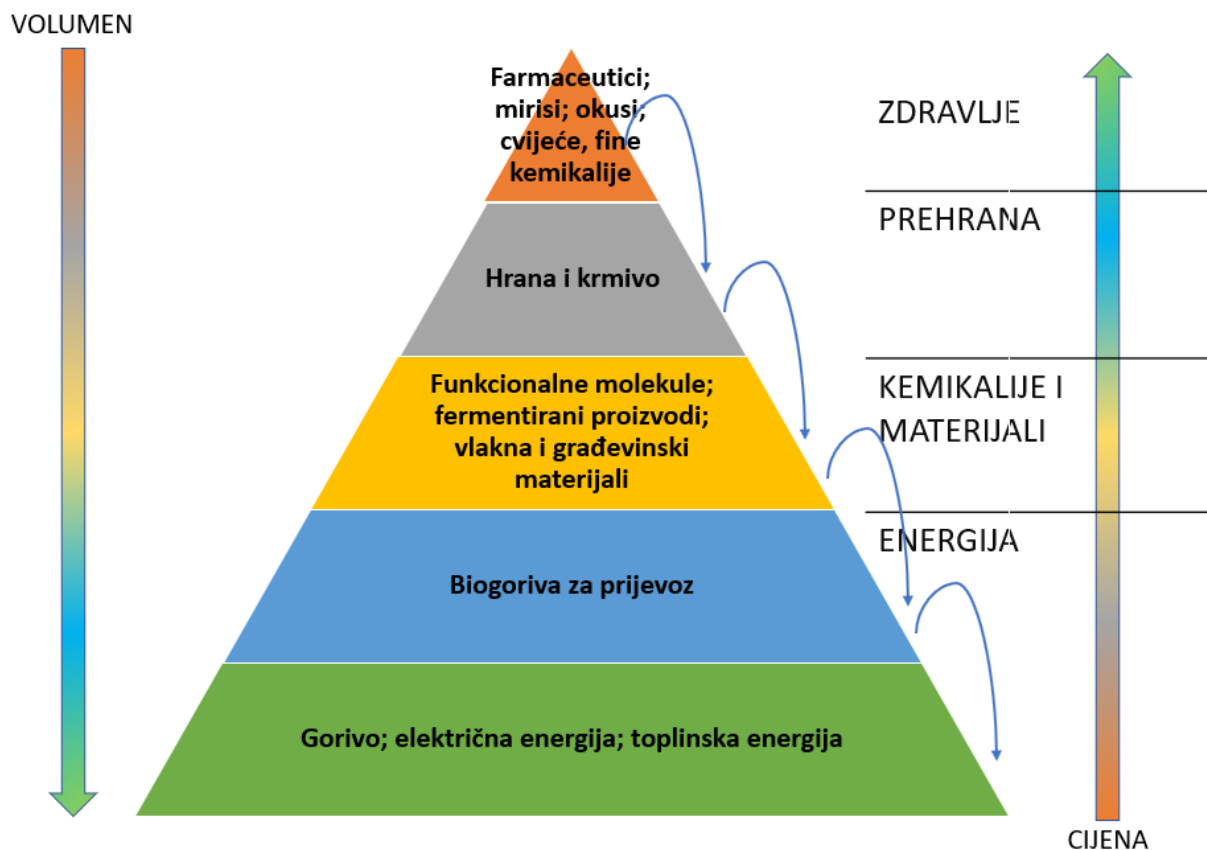
U području daljinskog grijanja budući tehnološki razvoj se prepoznaje u razvoju niskotemperaturnih toplinskih sustava u kojima će proizvodne jedinice biti iz obnovljivih izvora energije (zajedno s dizalicama topline velikih kapaciteta). Tehnološki napredak se očekuje u dijelu proizvodnje cjevovoda za daljinsko grijanje u smislu dodatnog smanjenja transmisijskih gubitaka, kao i bolje detekcije puknuća i reduciranjem lokalnih otpora protoku. Dodatno se očekuje primjena novih metodologija pri projektiranju toplinskih mreža, u smislu da se očekuje razvoj mreža manjih duljina, mreža koje će biti u potpunosti hidraulička balansiranja 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 periodu do 2020. očekuje se da se u svim sustavima uvede individualno mjerenje kod krajnjih potrošača, tj. do 2030. u potpunosti modernizirati sustave na strani potrošnje s implementacijom sustava daljinskog nadzora.

¹⁷⁶ Huenges, E. (2010) Geothermal Energy Systems. Wiley-VCH. Weinheim.

¹⁷⁷ Geothermal Technologies Could Push Energy Storage Beyond Batteries, 2018, <https://www.nrel.gov/news/program/2018/geothermal-technologies-could-push-beyond-batteries.html>

8.4. Biomasa i otpad

Korištenje biomase dobiva novi kontekst kružnim gospodarstvom i bioekonomijom 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 sirovinsku osnovicu obnovljivih bioloških resursa bioekonomije ili biomasu. EU komisija definira bioekonomiju 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 bioenergija. U konceptu bioekonomije, prednost u korištenju biomase bi trebalo dati proizvodima s većom dodanom vrijednosti (Slika 8.1) ili kroz kaskadno korištenje, ali i uskladiti s nacionalnim kapacitetom gospodarstva i znanstveno-istraživačke zajednice te strateškim ciljevima razvoja.



Slika 8.1. Piramida proizvoda iz biomase prema dodanoj vrijednosti i volumenu

Izvor: Centar za gospodarstvo temeljeno na biomasu 2016., Strategija za bioekonomiju 2012. i 2018., EIHP

Biomasa ima važnu ulogu u tranziciji na niskougljično gospodarstvo, posebice u proizvodnji naprednih biogoriva. IEA očekuje oko 17 % udjela u finalnoj energetskej potrošnji 2060. godine iz biomase, u Scenariju 2°C (2DS) koji nastoji zadržati smjernice Pariškog sporazuma iz 2015.

(IEA, 2017.)¹⁷⁸. Poboljšanje tehnologija pretvorbe biomase se kreće u smjeru poboljšanja učinkovitosti konverzije biomase te prihvaćanja heterogenosti biomase.

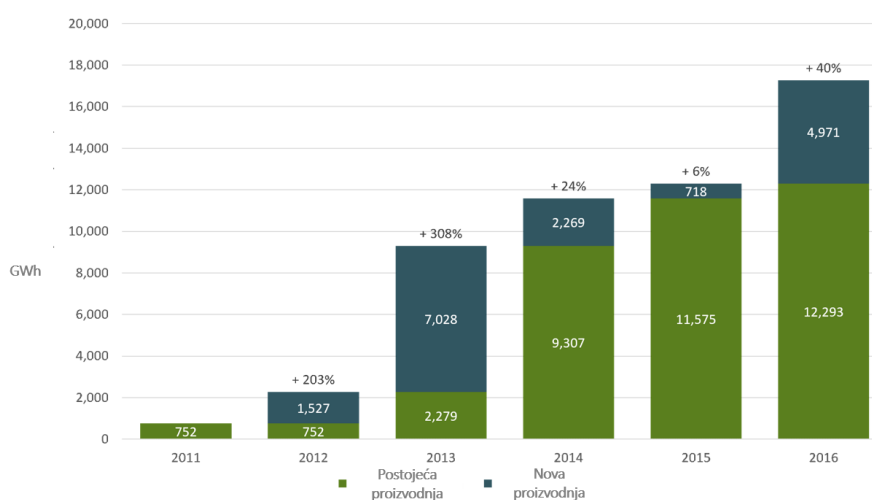
Tablica 8.1. Stupanj spremnosti tehnologija proizvodnje energije iz biomase (uključujući i pred tretmane)

Tehnologija	Laboratorij i prototip	Demonstracijski uređaj	Razvoj proizvoda za rano tržište	Široko rasprostranjeno
Anaerobna digestija				
Pročišćavanje bioplina				
Piroliza				
Uplinjavanje				
Mali				
Veliki				
TRANSFORMACIJE				
Toplinska energija				
Električna energija				
Proizvodnja u velikim elektranama/kogeneracijama				
Su-spaljivanje				
Integrirano uplinjavanje i kombinirani ciklus				
ORC				
Uplinjavanje/motori				
Gorivne ćelije-biomasa				
Biogoriva za transport				
Etanol iz šećernih i škrobnih usjeva				
Biodizel iz uljarica				
Biometan za transport				
Celulozni etanol				
Ostali biološki procesi				
HVO				
Pročišćeno pirolitičko ulje - samostalno postrojenje				
Pročišćeno pirolitičko ulje - ko-obrađa sa sirovom naftom				
Pročišćen sintetski plin				
Hidrotermalna likvefakcija				
Ostala goriva s niskim udjelom ugljika				
Hvatanje, skladištenje (i korištenje) ugljika s biomasom				
Hvatanje i skladištenje ugljika s biomasom				

Tehnologija	Laboratorij i prototip	Demonstracijski uređaj	Razvoj proizvoda za rano tržište	Široko rasprostranjeno
Hvatanje, skladištenje i korištenje ugljika s biomasom				

Izvor: IEA/OECD (2017.)

Prije razmatranja tehnologija koje su u razvoju, vrijedno je osvrnuti se na proizvodnju biometana iz bioplina za potrebe prijevoza što još nije zaživjelo u Hrvatskoj. Proizvodnja biometana iz bioplina je zrela tehnologija s oko 500 proizvodnih jedinica diljem EU (GIE i EBA, 2018.) s proizvodnjom 62,15 PJ/godišnje u 2016. godini.



Slika 8.2. Razvoj tržišta biometana u Europi (GWh)

Izvor: EBA, 2018.

Troškovi proizvodnje biometana ovise o ulaznoj sirovini, a ukoliko se koristi kukuruzna silaža (kao najskuplji supstrat), proizvodni troškovi biometana čine

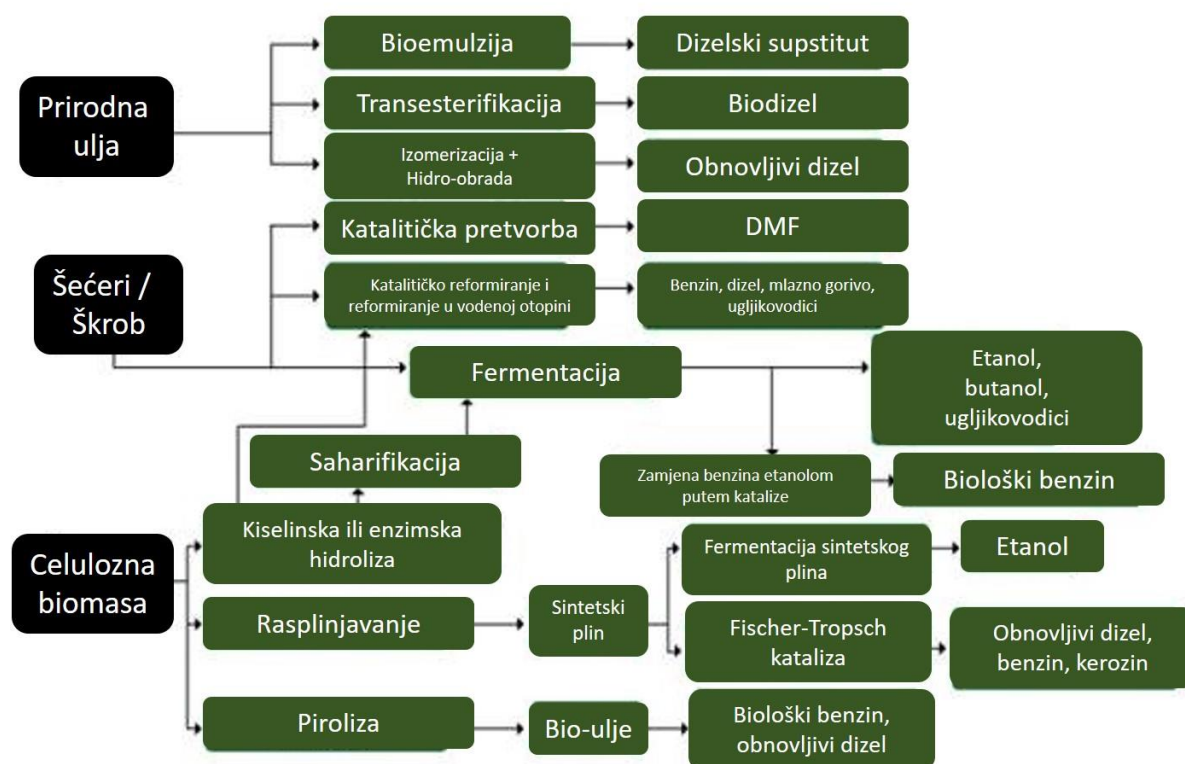
- 0,73-0,93 USD/lge kod ispiranja vodom
- 0,75-0,79 USD/lge kod ispiranja aminom (IRENA, 2013.)

U slučaju korištenja biootpada ili mulja s pročistača otpadnih voda za proizvodnju bioplina, troškovi proizvodnje biometana iznose 0,45-0,55 USD/lge. Detaljniji pregled korištenja tijekom otpada za AD je dan u nastavku – tehnologije oporabe energije iz otpada.

Kao ulazna sirovina više se pažnje daje sekundarnoj biomasi kako bi se sirovinska osnovica proširila: razmatraju se biomasa biljaka (bilo kao ostatak od primarne djelatnosti poput slame, oklasaka kukuruza, kukuruzovine... ili posebno uzgojena biomasa poput škrobnih biljaka (žitarice, kukuruz), uljarica (uljana repica, soja, palma uljarica, jatrofina...), energetskih usjeva (kulture kratkih ophodnji, višegodišnje trave, silažni kukuruz...) i algi), otpad (biorazgradiva komponenta) i životinjske masti. Kemijski sastav (šećeri/škrob, ulja ili celuloza) biomase određuje tehnologiju konverzije koja može biti kemijska, termo-kemijska ili bio-kemijska. Na

slici dolje su prikazani tijekovi pretvorbe biomase u biogorivo, uključujući i konvencionalne i napredne tehnologije.

Putevi obnovljivih goriva



Slika 8.3. Putevi pretvorbe različitih vrsta polazne biomase do obnovljivih goriva za promet

Izvor: Advanced Biofuels Association

Naprednim biogorivima se smatraju goriva koja su (1) proizvedena iz lignocelulozne sirovine (npr. ostaci iz poljoprivrede i šumarstva poput slame žitarica, kukuruzovine, bagasa, drvenasta biomasa), ne-prehrambeni usjevi (npr. trave, miskantus, alge) ili industrijski otpad i tijekom ostataka, (2) ostvaruju niže emisije CO₂ ili visoko smanjenje emisija stakleničkih plinova, i (3) koja nemaju utjecaj na ILUC ili je taj utjecaj vrlo nizak.

Od naprednih biogoriva se očekuju veće uštede emisija stakleničkih plinova i izostanak natjecanja za korištenje zemljišta u proizvodnji hrane čime se postiže viši stupanj održivosti od konvencionalnih tehnologija konverzije, tzv. prve generacije biogoriva. U ovu skupinu biogoriva se ubrajaju i biogoriva koja ne koriste napredne tehnologije, a za sirovinu uzimaju ne-prehrambene usjeve ili ostatke (npr. uljarice uzgojene na marginalnom tlu ili rabljeno jestivo ulje ili životinjske masti) te biometan.



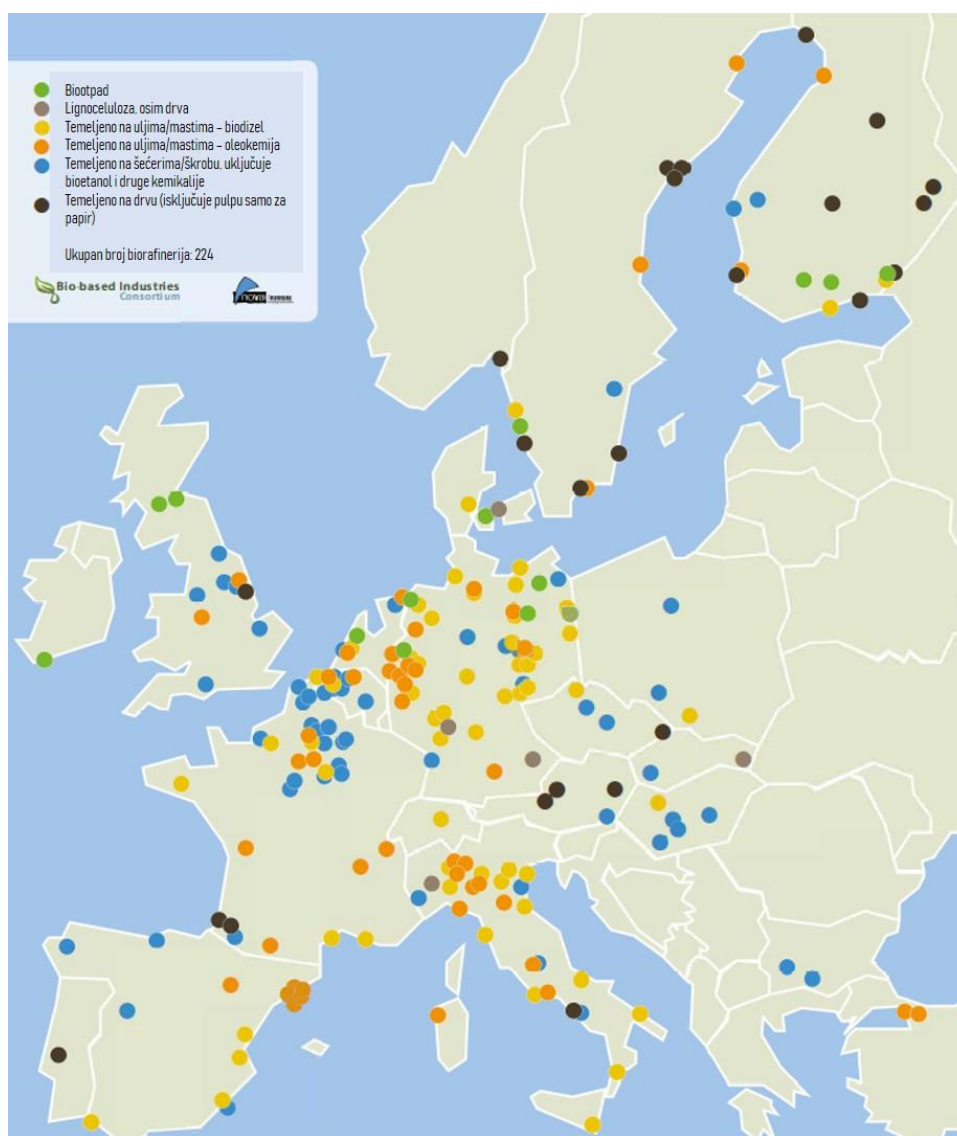
Slika 8.4. Vrijednosni lanci u primjeni tehnologija napredne konverzije biomase u biogoriva

Izvor: European Technology and Innovation Platform

Procesi proizvodnje biogoriva se uglavnom odvijaju unutar koncepta biorafinerije. Slično pojmu rafinerije iz prerade nafte, biorafinerija je integrirana proizvodna cjelina koja koristi biomasu ili sirovinu nastalu iz biomase za proizvodnju čitavog niza proizvoda s dodanom vrijednosti i energije. Pojam biorafinerije detaljnije definira IEA Bioenergy Task 42: „održiva prerada biomase u spektar utrživih proizvoda (hrana, krmivo, materijali, kemikalije) i energiju (goriva, električna energija, toplinska energija)“. Time pojam biorafinerije podrazumijeva čitav niz tehnologija, koncepata, proizvodnih procesa, postrojenja, sadržaja ili čak klasteri tih sadržaja.

U 2017. godini, bilježi se rad 224 biorafinerija koje su razvrstane u nekoliko klastera, prema vrsti ulazne biomase, a njih 81 % pripada tehnologijama pretvorbe konvencionalnih biogoriva:

1. „Biorafinerije temeljene na šećerima i/ili škrobu“ za proizvodnju bioetanola i drugih kemikalija: 63 postrojenja
2. „Biorafinerije temeljene na uljima i/ili mastima“ za proizvodnju biodizela prve i druge generacije: 64 postrojenja
3. „Biorafinerije temeljene na uljima i/ili mastima“ – oleokemija: 54 postrojenja
4. „Biorafinerije temeljene na drvu s nizom proizvoda: pulpa, kemikalije na biološkoj osnovi, biogoriva, električna i toplinska energija: 25 postrojenja (isključujući industriju pulpe i papira bez dodatnih proizvoda)
5. „Biorafinerije temeljene na lignocelulozi koja nije dobivena iz drveta s nizom proizvoda: pulpa/vlakna, (proteini), kemikalije na biološkoj osnovi, biogoriva, električna i toplinska energija: 5 postrojenja
6. „Biorafinerije temeljene na bio-otpadu“ s nizom proizvoda (ovisno o vrsti otpada): 13 postrojenja



Slika 8.5. Karta biorafinerija u Europi u 2017. godini.

Izvor: Bio-based Industries Consortium (BIC) and nova-Institute, 2017.

Iako do sada napredna biogoriva nisu ostvarila očekivanja, tehnologije pretvorbe su još uvijek u procesu komercijalizacije, bilo da se radi o uspostavi stabilnog procesa pretvorbe ili

povećanju učinkovitosti pretvorbe biomase u biogorivo čime bi se postigla ekonomska isplativost proizvodnje.

Proizvodnja biogoriva je pod značajnim utjecajem ekonomije razmjera te su raspoloživost biomase i pripadajuća logistika (skupljanje, obrada, prijevoz, skladištenje) ključan preduvjet postizanja ekonomske opravdanosti.

Tablica 8.2. Pregled komercijalnih biorafinerija za proizvodnju biogoriva

Biogorivo	Ulazna biomasa	Raspon količina biomase (oddo) [t/god.]	Lokacija	Početak proizvodnje
Biodizel	Palmino ulje, repičino ulje, životinjske masti	190 000	FI	2007.
	Ulja i masti	190 000-800 000	FI, NL, SG	2009.-2011.
	Masti, rabljeno jestivo ulje i masti	210 000	SAD	2010
Metanol	Sirovi glicerol, ostalo	200 000	NL	2009.

Izvor: Bacovsky i sur. (2013.)

Većina komercijalnih postrojenja pripada u razred proizvodnog kapaciteta od 5 000 do više od 50 000 t biogoriva/godišnje (Bacovsky i sur. 2013.). Za ilustraciju, kod proizvodnje naprednog biodizela u procesu brze pirolize (250 l/t suhe tvari biomase), kapitalni trošak malog postrojenja je dvostruko veći u odnosu na isti trošak velikog postrojenja dok su ostali operativni troškovi isti (IRENA, 2013.). Pregled raspona troškova proizvodnje biogoriva su dane u tablici dolje.

Tablica 8.3. Pregled raspona troškova postojeće proizvodnje biogoriva te očekivani troškovi u 2020. godini, u 2012 USD po litri ekvivalentnog goriva (motorni benzin za etanol i dizelsko gorivo za biodizel)

Biogorivo	Stupanj razvijenosti	Tehnologija/biomasa	Raspon troškova proizvodnje [2012 USD/l]	
			donja	gornja
Etanol 1G	Postojeća tehnologija	žitarice, kukuruz	0,95	1,46
		Brazil: šećerna trska	0,65	0,89
Etanol 2G	Postojeća tehnologija (očekivane cijene u 2020.)	enzimatska hidroliza	0,72	1,46
Etanol 1G		žitarice, kukuruz	1,12	1,13
Etanol 2G	Tehnologija u razvoju (2020.)	Brazil: šećerna trska	0,77	1,07
		lignoceluloza: enzimatska hidroliza	0,68	1,04
Biodizel 1G	Postojeća tehnologija	drvenasta biomasa: neizravno uplinjavanje	0,57	0,87
		soja, uljana repica, palmino ulje	1,02	1,43
Biodizel 2G	Postojeća tehnologija (očekivane cijene u 2020.)	Jatrofina	0,86	1,03
		brza piroliza (250 l/t)	0,80	1,28
Biodizel 1G	Postojeća tehnologija (očekivane cijene u 2020.)	soja, uljana repica, palmino ulje	1,11	1,48

Biogorivo	Stupanj razvijenosti	Tehnologija/biomasa	Raspon troškova proizvodnje [2012 USD/l]	
			donja	gornja
		Jatrofina	0,93	1,12
Biodizel 2G	Tehnologija u razvoju (2020.)	brza piroliza (275-340 l/t)	0,49	0,67
		Fischer Tropsch (180-225 l/t)	0,84	0,98

Izvor: IRENA, IEA, EIHP

Napredne tehnologije pretvorbe od kojih se očekuje najbrža komercijalizacija su:

1. Biodizel, sirovo bioulje za rafiniranje: brza piroliza i Fischer- Tropsch proces (visoka i niska temperatura)
2. Bioetanol: enzimatska hidroliza i neizravno uplinjavanje
3. Biometan: pročišćavanje bioplina u biometan iz usjeva koji nisu za hranu i krmivo te se nalaze na listi A, Dodatka IX RED II.

Tablica 8.4. Rasponi troškova proizvodnje biodizela iz naprednih tehnologija prema različitoj cijeni biomase (2012 USD/t)

Napredna tehnologija	Učinkovitost pretvorbe	Biodizel pri cijeni biomase od 30 2012USD/t s.t.	Biodizel pri cijeni biomase od 65 2012USD/t s.t.	Biodizel pri cijeni biomase od 100 2012USD/t s.t.
	l/t ekvivalent dizela			
Brza piroliza - postojeća postrojenja	250 (veliko)	0,66	0,8	0,94
	250 (malo)	NA	1,15	NA
Brza piroliza	275	0,41	0,54	0,67
	340	0,39	0,49	0,59
Fischer Tropsch	180	0,78	0,98	1,18
	225	0,73	0,91	1,10
Fischer Tropsch - visoka temperature	NA	0,69	0,84	0,99

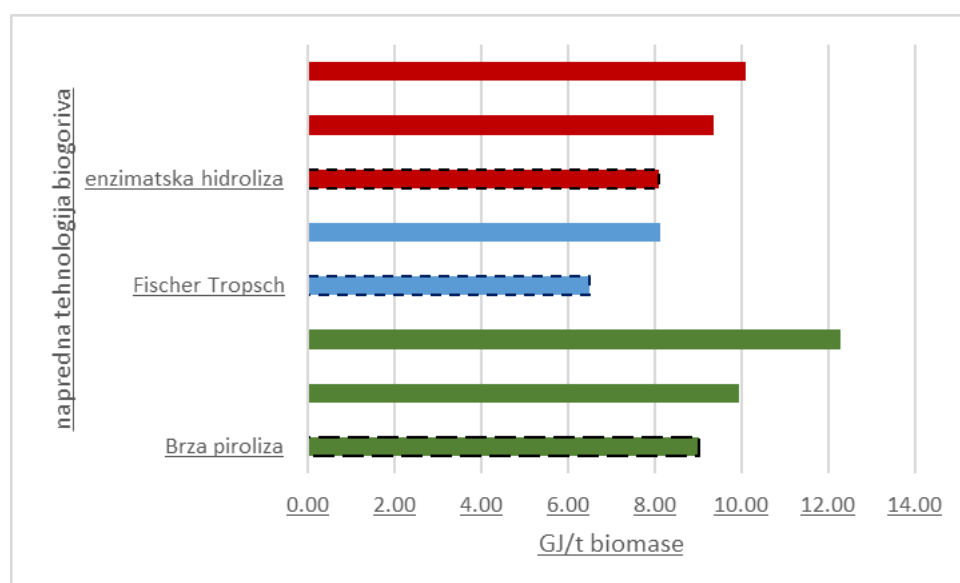
Izvor: IRENA (2013.) Road Transport: The Costs of Renewable Solutions; EIHP

Tablica 8.5. Rasponi troškova proizvodnje bioetanola iz naprednih tehnologija prema različitoj cijeni biomase (sve u USD₂₀₁₂/t)

Stupanj razvijenosti	Tehnologija	Učinkovitost	Bioetanol pri cijeni biomase od 30 USD ₂₀₁₂ /t s.t.	Bioetanol pri cijeni biomase od 65 USD ₂₀₁₂ /t s.t.	Bioetanol pri cijeni biomase od 100 USD ₂₀₁₂ /t s.t.
		l/t ekvivalenta benzina			
Postojeća tehnologija	enzimatska hidroliza	240-278	0,72	1,09	1,46
U razvoju	enzimatska hidroliza	300	0,68	1,015	1,35
	neizravno uplinjavanje		0,57	0,72	0,87

Izvor: IRENA (2013.), EIHP

Od naprednih tehnologija proizvodnje biogoriva, najbolje rezultate u učinkovitosti pretvorbe biomase u biogorivo ostvaruje brza piroliza za proizvodnju biodizela, kako u očekivanim budućem razdoblju, tako i sada. Iako najmanje učinkovita u pretvorbi biomase u biogorivo, prednost Fischer Tropsch tehnologije je proizvodnja goriva sličnog sirovoj nafti koje je moguće preraditi u razne naftne derivate, uključujući i mlazna goriva.



Slika 8.6. Usporedba učinkovitosti pretvorbe naprednih tehnologija biomase u biogorivo – postojeće stanje (iscrtano) i očekivani napredak do 2020. godine

Korištenje biomase za potrebe energije, u sklopu bioekonomije, te njezin uzgoj, pribavljanje i preradu treba uskladiti s kretanjima i politikama sektora duž vrijednosnog lanca – od sektora izvora biomase (poljoprivreda, šumarstvo, akvakulture, prerađivačka industrija, gospodarenje otpadom) do sektora korištenja intermedijarnih proizvoda iz biomase (biokemikalije, biopolimeri, goriva...) i finalne potrošnje (energetika, industrija, kućanstva, poljoprivreda...). Neizvjesno je procijeniti u kom smjeru će se razvijati tehnologija korištenja biomase za energetske, ali i za ostale potrebe niskougljičnog gospodarstva no izvjesno je pretpostaviti da će biomasa biti tražena sirovska osnovica tom razvoju.

Tehnologije energetske uporabe biomase te otpada: Prema *Strategiji gospodarenja otpadom Republike Hrvatske*, otpad je potrebno razdvojiti kako bi se vrijedne materijale (plastika, papir, staklo, itd.) mogle ponovno uporabiti ili reciklirati. Navedeni proces odvija se u kućanstvima te u predviđenim CGO. Nakon procesa razdvajanja materijala koje je moguće uporabiti i reciklirati preostaje otpad koji nije moguće reciklirati ili ponovno uporabiti, gorivo iz otpada te biorazgradiva komponenta otpada, koje služe za energetske uporabu.

Zamjena tradicionalnih goriva otpadom u europskoj cementnoj industriji doseže razinu od 80 %, a u EU oko 39 %. Udio miješanog komunalnog otpada je još nizak u usporedbi s posebnim vrstama otpada kao što su otpadne gume, opasni industrijski otpad, ostaci biomase ili muljevi iz postrojenja za obradu otpadne vode i dr. Prema tome, nakon razdvajanja, dobivaju se tri komponentne koje je potrebno zbrinuti na određen način i prikladnom tehnologijom i procesom, tj. energetske uporabiti: biorazgradivi, opasni i inertni otpad.

Postupak uporabe u energetske svrhe¹⁷⁹ je postupak označen kao R1 pod nazivom Korištenje otpada uglavnom kao goriva ili drugog načina dobivanja energije¹⁸⁰. Ovaj postupak obuhvaća izgaranje i suspaljivanje otpada kao goriva u elektranama i industrijskim spalionicama kako bi se iskoristila energija za proizvodnju topline, električne energije ili kogeneraciju topline i električne energije. Za razliku od materijalne uporabe (recikliranja), u ovom se slučaju radi o energetskej uporabi otpada.

Pravilnik o termičkoj obradi otpada (Narodne novine, br. 75/16) navodi da su *postrojenja za ko-izgaranje otpada* sve nepokretne i pokretne tehničke jedinice kojima je glavna svrha proizvodnja energije ili materijala, a koje koriste otpad kao uobičajeno ili dodatno gorivo ili u kojima se otpad termički obrađuje s ciljem zbrinjavanja otpada putem izgaranja oksidacijom otpada kao i ostalim postupcima toplinske obrade kao što su piroliza, uplinjavanje ili plazma postupak, ako se produkti nastali takovom obradom kasnije spaljuju. Ukoliko se suspaljivanje otpada vrši tako da osnovna namjena postrojenja nije proizvodnja energije ili proizvodnja materijalnih proizvoda nego toplinska obrada otpada, postrojenje se smatra postrojenjem za izgaranje otpada.

Termička uporaba

Ova vrsta uporabe koristi otpad s nižim udjelom vlage. Uključuje tehnologije izgaranja, pirolize i uplinjavanja. Za proces termičke obrade otpada minimalno je potrebna donja ogrjevna vrijednost otpada 7 MJ/kg. U razvijenim zemljama donja ogrjevna vrijednost miješanog komunalnog otpada često je ispod ovog praga zbog dominantnog organskog sadržaja s visokom vlagom i značajnom razinom inertnih frakcija otpada kao što su pepeo ili pijesak.

U nastavku su opisane tehnologije termičke uporabe otpada i prikazani investicijski i troškovi za pojedinu tehnologiju¹⁸¹. Investicijski troškovi ovise o primjenjenoj tehnologiji i načinu obrade

¹⁷⁹ GIZ (2017) A Guide for Decision Makers in Developing and Emerging Countries: Waste-to-Energy Options in Municipal Solid Waste Management

¹⁸⁰ AZO, 2008

¹⁸¹ GIZ, 2017

dimnih plinova, sustavu tehničke podrške, infrastrukturnim objektima itd. Operativni troškovi su vezani na: troškove osoblja, pomoćne materijale (npr. kemikalije za obradu ispušnih plinova), održavanje i zamjenske dijelove, osiguranje, poreze, potrebnu električnu energiju i troškove zbrinjavanja ostataka (npr. pepeo, šljaka, itd.). Pri tome je potrebno naglasiti da troškovi prikupljanja otpada nisu uključeni u operativne troškove.

Ostvareni prihodi od prodaje električne i toplinske energije ovisit će o prodajnoj cijeni, učinkovitosti postrojenja te ogrjevnoj vrijednosti samog otpada koji se koristi kao sirovina. Prihodi od proizvedene energije mogu doprinjeti smanjenju ukupnih troškova zbrinjavanja otpada.

Spaljivanje

Spaljivanje krutog otpada na pomičnoj rešetki danas je široko rasprostranjeno i temeljito ispitana tehnologija. Ova tehnologija može se koristiti kod otpada čije karakteristike, poput sastava i ogrjevne moći, variraju u vrlo širokom opsegu.

Ovisno o vrsti otpada koji se zbrinjava, postoje različiti sustavi rešetki, koji se mogu razlikovati prema načinu na koji se otpad pomiče kroz različite zone u komori za spaljivanje. Svaki od sustava mora ispuniti zahtjeve koji se postavljaju u smislu dobave zraka, brzine pomicanja otpada i njegovog rasprostiranja te miješanja otpada. Tehnologija spaljivanja na rešetki pogodna je za obradu većih količina otpada, tj. za više od 100 000 tona otpada godišnje. Povećanjem kapaciteta pogona, smanjuje se cijena izgaranja po toni otpada, a povećava se energetska učinkovitost uporabe. U sljedećoj tablici prikazani su okvirni troškovi izgradnje i operativni troškovi za spalionicu.

Tablica 8.6 Procjena troškova postrojenja za spaljivanje otpada

Početa investicija	Kapitalni troška	Troškovi rada i održavanja po toni	Ukupni trošak po toni	Prihodi po toni*	Troškovi po toni ulazne sirovine (otpada)	Komentar
5-25 milijuna EUR uključujući i predobradu	10-25 EUR/t/god./ul	10-20 EUR/t	20-45 EUR/t	1-5 EUR/t	19-40 EUR/t	Donja ogrjevna (kalorijska) vrijednost 10 MJ/kg, sortirani otpad, kapacitet 50 000 t/god., 20 god. rada, 6 % godišnja kamatna stopa

*Prihodi su u obliku zamjene fosilnog goriva. Nema subvencija.

Uplinjavanje i piroliza

Uplinjavanje (engl. *gasification*) je postupak parcijalne termičke degradacije tvari u prisustvu kisika, ali s nedovoljnom količinom kisika da bi gorivo u potpunosti oksidiralo (tj. proces se odvija u pod-stehiometrijskim uvjetima). Tehnologija rasplinjavanja ima potencijal za inovativno korištenje produkta - sintetskog plina (engl. *syngas*), za razliku od neposrednog spaljivanja radi proizvodnje topline. Primjeri takvog korištenja su spaljivanje sintetskog plina u plinskim

motorima i plinskim turbinama, zamjena fosilnih goriva u ložištima energana i termoelektrana ili upotreba kao sirovina za proizvodnju kemikalija i tekućih goriva.

Piroliza (otplinjavanje, engl. *pyrolysis*) je termička degradacija tvari bez prisustva kisika te proces vrlo sličan rasplinjavanju. Piroliza također ima potencijal inovativnijeg korištenja pirolitičkog sintetskog plina nego što je to neposredno spaljivanje radi proizvodnje topline. Piroliza se općenito odvija na nižim temperaturama nego što je to slučaj kod spaljivanja i rasplinjavanja. To znači da će dimni plinovi zahtijevati manje čišćenja da bi se postigle propisane granične vrijednosti emisija (GVE). Bilo koji onečišćivač koji nije isplinjjen bit će zadržan u krutim i tekućim ostacima koji se trebaju zbrinuti na ekološki prihvatljiv način. Kruti ostatak iz procesa pirolize može sadržavati do 40 % ugljika što predstavlja značajan udio ulazne energije otpada.

U današnje vrijeme, piroliza dobiva sve više na vrijednosti zbog fleksibilnosti za proizvodnju kombinacije krutih, tekućih i plinovitih proizvoda u različitim omjerima, utjecajem procesnih parametara poput temperature ili stupnja zagrijavanja. Također omogućuje pretvorbu materijala nisko-energetske gustoće u bio-goriva i materijale visoko-energetske gustoće, istovremeno rekuperirajući visoko-vrijedne kemikalije¹⁸².

Također, radi se o jednostavnoj tehnologiji koja može biti primjenjiva na mala postrojenja, a troškovi tehnologija su dani u tablici niže. Za isplativost ovih tehnologija preporuka je koristiti ih za visokokaloričan otpad i u kombinaciji sa elektranama i/ili industrijskim pećima.

Tablica 8.7. Procjena troškova postrojenja koje koristi pirolizu odnosno uplinjavanje¹⁸³

Početna investicija	Kapitalni troška	Troškovi rada i održavanja po toni	Ukupni trošak po toni	Prihodi po toni*	Troškovi po toni ulazne sirovine (otpada)	Komentar
80-120 mil. EUR	35-45 EUR/t/god./ul	30-40 EUR/t	65-85 EUR/t	2-5 EUR/t	63-80 EUR/t	Kapacitet 250 000 t/god, 20 godina rada, 6 % godišnja kamatna stopa

*Od prodaje krajnjih produkata

Mehaničko-biološka obrada

Tehnologija mehaničko-biološke obrade (MBO) otpada obuhvaća dva ključna procesa: mehaničku i biološku obradu otpada (Slika 8.7.), pri čemu se različiti elementi svakog od procesa mogu konfigurirati na različite načine kako bi se dobio širok raspon specifičnih ciljeva:

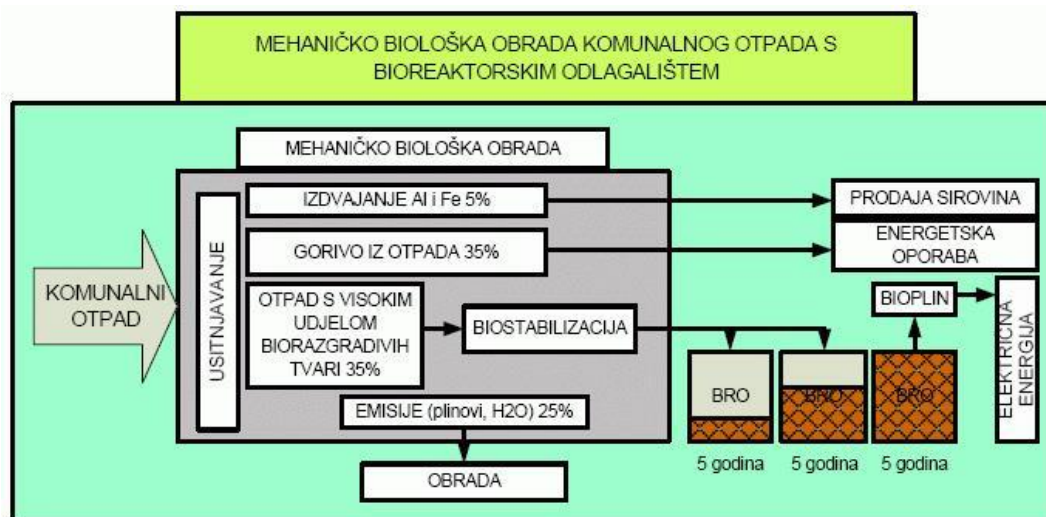
- maksimiziranje količine obnovljivih sirovina;
- proizvodnja visoko kvalitetnog goriva iz otpada definiranih svojstava;
- proizvodnja biostabiliziranog materijala za odlaganje;

¹⁸² B. Biswal, S. Kumar i R. Singh, »Production of Hydrocarbon Liquid by Thermal Pyrolysis of Paper Cup Waste,« *Journal of Waste Management*, svez. 2013, pp. 1-7, 2013.

¹⁸³ GIZ, 2017

- proizvodnja bioplina za proizvodnju topline i/ili električne energije.

Mehanička obrada podrazumijeva usitnjavanje, drobljenje, mljevenje, prosijavanje i druge fizikalne (npr. elektromagnetske) metode separacije. Biološka obrada uključuje aerobne ili anaerobne mikroorganizme. Biološki procesi koji se koriste su: aerobno bio-sušenje, aerobno zatvoreno kompostiranje, anaerobna digestija. Navedena tehnologija je pogodna je za obradu otpada s većim udjelom vlage i biorazgradive komponente.



Slika 8.7. Shema procesa mehaničko-biološke obrade komunalnog otpada¹⁸⁴

Anaerobna digestija

Riječ je o prirodnom procesu raspadanja biorazgradive tvari tijekom kojeg organske tvari degradiraju u jednostavnije kemijske komponente u anaerobnim uvjetima. Tehnologija anaerobne digestije (AD) se zbog toga može koristiti samo u slučaju biorazgradivog otpada.

Bioplin koji nastaje u procesu AD se uglavnom iskorištava u plinskim motorima koji pretvaraju 35-42 % kemijske energije u obnovljivu električnu energiju. Ukoliko se koristi i dio otpadne toplote iz ispušnih plinova, u kogeneracijskom postrojenju, moguće je postići ukupnu učinkovitost postrojenja od >80 %¹⁸⁵. Bioplin je također moguće pročititi (uklanjanjem CO₂ iz njega) do biometana, čistoće <99 %. U sljedećoj tablici prikazani su troškovi procesa anaerobne digestije biorazgradivog otpada.

184 Plan gospodarenja otpadom u Republici Hrvatskoj za razdoblje 2007. - 2015. godine

185 A. Hawkes, »Techno-economic assessment of small and micro combined heat and power (CHP) systems,« u Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems, Oxford, Woodhead Publishing Limited, 2011, pp. 60-68

Tablica 8.8. Procjena troškova postrojenja koje koristi anaerobnu digestiju¹⁸⁶

Početa investicija	Kapitalni trošak	Troškovi rada i održavanja po toni	Ukupni trošak po toni	Prihodi po toni	Troškovi po toni ulazne sirovine (otpada)	Komentar
12-20 mil. EUR	12-19 EUR/t/god.	10-15 EUR/t	22-34 EUR/t	8-16 EUR/t	14-18 EUR/t	Kapacitet 50 000 – 150 000t/god., 20 god. rada, 6 % godišnja kamatna stopa

Pročišćavanje bioplina^{187,188}

Bioplin proizveden u bioplinskom postrojenju (AD proces) koristi se kao ulazni materijal u postrojenju za pročišćavanje te nastaje biometan. Postoji nekoliko tehnologija za čišćenje bioplina do kvalitete prirodnog plina, a njihovi troškovi su prikazani u Tablica 8.9.:

- ispiranje plina (skrubiranje) vodom;
- kemijska apsorpcija;
- adsorpcija oscilirajućeg tlaka ili PSA;
- membranska separacija;
- kriogeno razdvajanje.

Navedeni procesi detaljnije su opisani u relevantnoj literaturi (Frazier, 2016.; BiogasWorld, 2017.).

¹⁸⁶ GIZ, 2017

¹⁸⁷ Frazier, S. R. (2015) Biogas Utilization and Cleanup <http://articles.extension.org/pages/30312/biogas-utilization-and-cleanup> (pristupljeno 13.7.2018.)

¹⁸⁸ Biogasworld (2017) Biogas Upgrading to Biomethane: Discover Biogasworld's Clients and their Technology <https://www.biogasworld.com/news/biogas-upgrading-to-biomethane-discovers-biogasworlds-clients-and-their-technology/> (Pristupljeno 16.7.2018.)

Tablica 8.9. Prikaz troškova pročišćavanja bioplina¹⁸⁹

Parametri	Ispiranje vodom	Ispiranje organskih otapalom	Ispiranje aminom	PSA	Membranska tehnologija
Investicijski trošak [€/m ³ /h]					
za 100 m ³ /h biometana	10 100	9 500	9 500	10 400	7 300-7 600
za 200 m ³ /h biometana	5 500	5 000	5 000	5 400	4 700-4 900
za 500 m ³ /h biometana	3 500	3 500	3 500	3 700	3 500-3 700
Operativni trošak [ct€/m ³ /h]					
za 100 m ³ /h biometana	14,0	13,8	14,4	12,8	10,8-15,8
za 200 m ³ /h biometana	10,3	10,2	12,0	10,1	7,7-11,6
za 500 m ³ /h biometana	9,1	9,0	11,2	9,2	6,5-10,1

Odlaganje otpada

Iako se strateškim dokumentima i zakonodavstvom EU-a zagovara što manja uporaba ove metode zbrinjavanja otpada, odlaganje je jedna od najzastupljenijih metoda zbrinjavanja otpada u Europi. Međutim, otpad koji nakon materijalne uporabe i recikliranja te energetske uporabe više nije moguće niti na koji način uporabiti je potrebno zbrinuti. U tom slučaju su odlagališta prikladno rješenje, ali samo u uvjetima da su tehnološki prihvatljiva.

U pogledu energetske uporabe, odlagališta otpada su značajna zbog odlagališnog plina koji nastaje unutar njih, kroz procese razgradnje. Zbog toga je prije postavljanja završnog prekrivnog sloja u tijelo odlagališta potrebno je ugraditi sustav pasivnog otplinjavanja koji se sastoji od plinskih bunara i cjevovoda kojima se odlagališni prikupljeni plin (ukoliko on nastaje u tijelu odlagališta) vodi do baklje na spaljivanje, tj. energetski se oporabljuje.

Kako bi se odlagališni plin što učinkovitije iskoristio, potrebno je prilikom sanacije starih odlagališta uporabiti proizvedeni plin (odlagališta koja nisu imala ugrađen sustav otplinjavanja), a u svaka nova odlagališta ugraditi sustava otplinjavanja, koji će učinkovito iskorištavati proizvedeni odlagališni plin.

Matrice prikladnosti tehnologija energetske uporabe otpada

Donošenje odluke o izboru tehnologije za energetske uporabu otpada prvenstveno ovisi o parametrima kao što su: način gospodarenja otpadom, sastav otpada, količine nastalog otpada te o udaljenost i vrijeme transporta otpada. Prema GIZ, 2017¹⁹⁰ odluka o izboru tehnologije za prethodno spomenute parametre se može promatrati kroz matrice dane u nastavku.

¹⁸⁹ Biogasworld (2017) Biogas Upgrading to Biomethane: Discover Biogasworld's Clients and their Technology <https://www.biogasworld.com/news/biogas-upgrading-to-biomethane-discovers-biogasworlds-clients-and-their-technology/> (Pristupljeno 16.7.2018.)

¹⁹⁰ GIZ, 2017, Waste-to-Energy Options in Municipal Solid Waste Management A Guide for Decision Makers in Developing and Emerging Countries https://www.giz.de/en/downloads/GIZ_WasteToEnergy_Guidelines_2017.pdf

Tablica 8.10. Matrica prikladnosti tehnologije prema sustavu gospodarenja otpadom

Način gospodarenja otpadom	Napredni sustav gospodarenja otpadom, temelji se na odvojenom sakupljanju i uporabi otpada (biorazgradivi, opasni, reciklabilni otpad)	Odvojeno sakupljanje otpada. Samo neke frakcije otpada se recikliraju i kompostiraju	Odvojeno sakupljanje otpada i odlaganje na odlagalištu otpada bez sustava recikliranja	Nema uspostavljenog sustava odvojenog sakupljanja, recikliranja i odlaganja otpada
Tehnologija uporabe otpada	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje
	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje
	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija
	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina
	Piroliza/rasplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje

Oznake: Zeleno – najprikladnija metoda; žuta – više informacija ili poboljšanje lokalnih uvjeta je potrebno; crveno – tehnologija nije prikladna

Tablica 8.11. Matrica prikladnosti tehnologije prema sastavu otpada

Sastav otpada	Biorazgradivi i nerazgradivi otpad se odvojeno sakupljaju. Opasni i nerazgradivi otpad odvojeno se obrađuju	Komunalni otpad ili odvojeno prikupljeni otpad se ponekad miješa s opasnim i nerazgradivim otpadom	Komunalni otpad se redovito miješa s opasnim i nerazgradivim otpadom	Komunalni otpad se miješa s velikim količinama opasnog i nerazgradivog otpada
Tehnologija uporabe otpada	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje
	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje
	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija
	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina
	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje

Oznake: Zeleno – najprikladnija metoda; žuta – više informacija ili poboljšanje lokalnih uvjeta je potrebno; crveno – tehnologija nije prikladna

Tablica 8.12. Matrica prikladnosti tehnologije prema raspoloživim količinama otpada

Raspoloživa količina otpada	> 150.000 t/god.	50.000 - 150.000 t/god.	10.000 - 50.000 t/god.	< 10.000 t/god.
Tehnologija uporabe otpada	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje
	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje
	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija
	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina
	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje

Oznake: Zeleno – najprikladnija metoda; žuta – više informacija ili poboljšanje lokalnih uvjeta je potrebno; crveno – tehnologija nije prikladna

Tablica 8.13. Matrica prikladnosti tehnologije prema transportu otpada

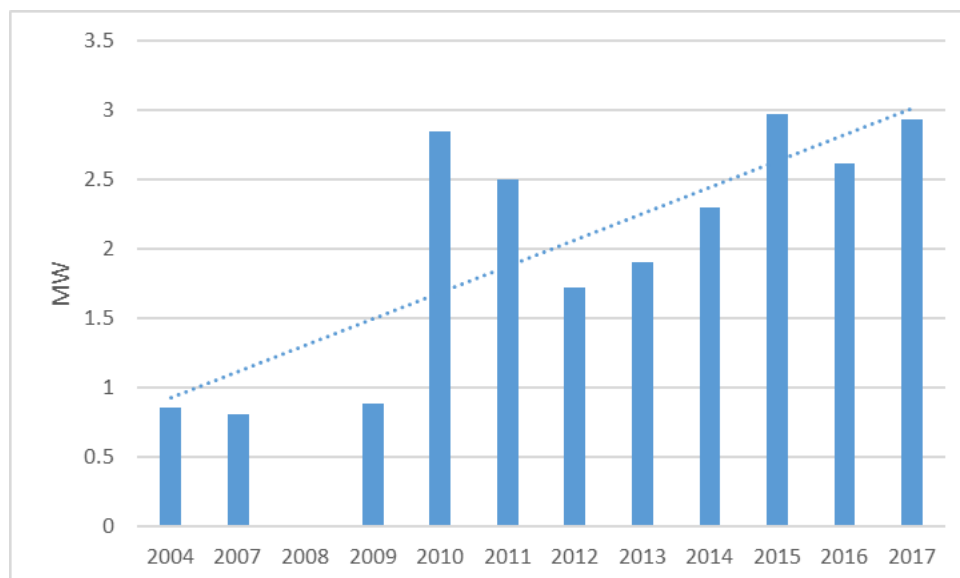
Udaljenost i vrijeme transporta otpada	Udaljenost i vrijeme transporta se vrlo vjerojatno neće mijenjati	Vrijeme transporta će se povećati < 1 h, a udaljenost za dodatnih < 50 km	Vrijeme transporta će se povećati > 1 h, a udaljenost za dodatnih > 100 km	Transportna udaljenost će se povećati > 200 km i pružni transport nije dostupan

Tehnologija oporabe otpada	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje	Spaljivanje
	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje	Suspaljivanje
	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija	Anaerobna digestija
	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina	Sakupljanje odlagališnog plina
	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje	Piroliza/Uplinjavanje
Oznake: Zeleno – najprikladnija metoda; žuta – više informacija ili poboljšanje lokalnih uvjeta je potrebno; crveno – tehnologija nije prikladna				

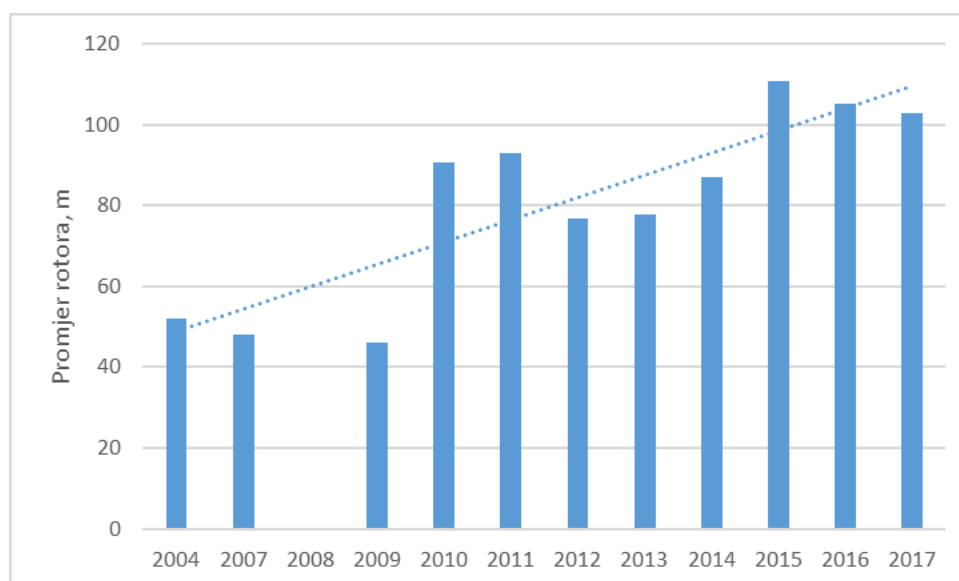
8.5. Vjetar

Tehnološki razvoj u području korištenja energije vjetra unazad zadnjih 15 godina značajno je izmijenio proizvodne značajke vjetroagregata te doveo do smanjenja niveliranog troška proizvodnje električne energije iz energije vjetra. Osim evidentnog rasta dimenzija i jedinične snage vjetroagregata, značajan napredak napravljen je u području inteligentnog upravljanja pogonom, korištenih materijala, temeljenja te logistike. Napredak je intenzivan u području kopnene primjene, ali još i više kod morskih (pučinskih) vjetroelektrana.

Kroz dosadašnje razdoblje izgradnje vjetroelektrana i tehnološko sazrijevanje vjetroagregata rast jedinične snage i dimenzija vjetroagregata jedan je od najizrazitijih trendova generalno a i u Republici Hrvatskoj. Ovaj trend nastavlja se i dalje te je kroz iduće razdoblje od 5 godina moguće očekivati korištenje vjetroagregata jedinične klase do 5 MW. Veći vjetroagregati omogućavaju bolje proizvodne značajke i iskorištavanje boljeg vjetropotencijala na većim visinama, a time otvaraju prostor i za smanjenje niveliranog troška proizvodnje električne energije.



Slika 8.8. Trend jedinične snage vjetroagregata u Republici Hrvatskoj



Slika 8.9. Trend promjera rotora vjetroagregata u Republici Hrvatskoj

Dugoročno, rast veličine za vjetroagregate na kopnu će se nastaviti. Iako je danas u serijskoj proizvodnji najveći vjetroagregat jedinične snage 9,5 MW namijenjen za primjenu nad morem, a postoje tehnološka rješenja kao i testni laboratoriji za vjetroagregate veličine 15 MW¹⁹¹, nije isključeno da će dugoročno (iza 2030 g.) i na kopnu doći do daljnjeg povećanja dimenzija i snage prema 10 MW-nim jedinicama, odnosno promjerima rotora bliskim 200 m.

Kao rezultat tehnološkog razvoja u zadnjih 10-ak godina evidentan je porast proizvodnosti (MWh proizvedeni po MW instaliranom) za isti režim vjetra od 15-25 %. Osim toga, šira paleta proizvoda omogućila je bolju prilagodbu vjetroagregata specifičnim uvjetima lokacije i time bolje energetske iskoristivosti.

Sadašnji trendovi u razvoju tehnologije idu za postizanjem većih, lakših, bolje upravljivih i time produktivnijih vjetroagregata. Unapređenje znanja iz područja kompleksnih problema aerodinamike trebalo bi omogućiti unaprjeđeno upravljanje vjetroagregatom u rubnim i graničnim uvjetima rada kada tradicionalno vjetroagregat više ne bi bio u pogonu. Integrirani design vjetroagregata u kombinaciji sa posebno razvijenim upravljačkim strategijama, porastom veličine i visine vjetroagregata, kao i optimiranje rada vjetroagregata na razini vjetroelektrane (primjerice upravljanje wakeom ili u uvjetima povećanih turbulencija) procesi su koji će se nastaviti u budućnosti te i dalje stvarati prostor za smanjenje proizvodne cijene.

Treba istaći da su se kao rezultat rasta dimenzija vjetroagregata pojavili novi transportni izazovi u transportu pojedinih komponenata. No, reakcija industrije već je dovela do novih (netradicionalnih) rješenja poput vozila sa posebnim upravljačkim i manevarskim sposobnostima (uključujući i tzv. *blade lifter* sustav), integriranih vozila s pomoćnim dizalicama radi prolaska određenih prepreka ili modularna izvedba golemih komponenata (lopatica) te

¹⁹¹ Primjerice National Renewable Energy Centre (NAREC), UK, za testiranje lopatica do 100 m dužine; ORE Catapult, UK, ili Clemson University testing facility, USA, za testiranje pogonskog sklopa vjetroagregata jedinične snage do 15 MW.

njihovo konačno integriranje na samim lokacijama vjetroelektrana. Stoga se daljnji rast dimenzija ne vidi kao bitno ograničenje za razvoj vjetroelektrana iako će izazovi biti značajni.

Ključni tehnološki trendovi danas i u budućnosti, koji će dovesti do daljnjeg snižavanja niveliranog troška proizvodnje iz vjetroelektrana, mogu se sabrati na sljedeći način:

- unaprjeđenje rotorskog dijela vjetroagregata (dimenzije, design, materijali)
- rast stupa vjetroagregata u visinu
- integrirani design vjetroagregata
- unaprjeđeno trajanje i pouzdanost komponenata (posebno prijenosnog multiplikatora)
- rast jedinične snage
- pogonsko upravljanje vjetroagregatom u normalnom pogonu i rubnim atmosferskim uvjetima
- standardizacija u proizvodnim procesima
- upravljanje na razini vjetroelektrane
- produžetak životnog vijeka vjetroagregata
- morske primjene: unaprjeđenje temeljenja u dnu i pontonskog temeljenja u dubokom moru
- unaprjeđeno mikrolociranje vjetroagregata obzirom na kompleksnost režima strujanja, kompleksniji način planiranja (različiti tipovi, visine i veličine vjetroagregata unutar jedne vjetroelektrane)
- prilagodba vjetroagregata specifičnim značajkama lokacije
- unaprjeđenje operativnog održavanja i servisnog procesa
- unaprjeđenje logističke podrške i procesa instalacije vjetroagregata
- standardizacija procesa dekomisije vjetroelektrana i reciklaže korištenih materijala.

8.6. Sunce

8.6.1. Proizvodnja toplinske energije

Tehnologija sustava za pretvaranja Sunčeve topline u korisnu toplinu za pripremu potrošne tople vode sastoji se kolektora, spremnika, cijevnog sustava koje ih povezuje, cirkulacijske pumpe i automatike za regulaciju. Očigledno je da je to jednostavna tehnologija koje se u suštini nije značajno promijenila od nastanka, pa je realno očekivati da će tako i ostati, uz očekivani napredak u nekim dijelovima sustava koji mogu biti učinkovitiji sa pretpostavkom do 10 %. Značajno jeftiniji termosifonski sustavi, gdje su kolektori i spremnici vezani u jednu cjelinu pa nema cijevnog sustava, pumpa i automatike, još uvijek nemaju veliku primjenu u Hrvatskoj kao što imaju u zemljama središnjeg Mediterana (Grčka, Cipar, Turska i sl.). Takvi sustavi imaju najveći potencijal na srednjem i južnom Jadranu gdje je klima sličnija navedenim zemljama, ali se primjenjuju isključivo u kućanstvima. Prosječna veličina sustava u kućanstvima iznosi oko 4 do 8 m². Ukoliko se poveća primjena termosifonskih sustava koji najčešće imaju jedan kolektor od 2 m², prosječna površina po kućanstvu bi se trebala spustiti sa 5 na 4 m².

U sektoru industrije i usluga, kao i dosad a tako i ubuduće, primjenjuju se odvojeni (prethodno opisani sustavi) sa površinom kolektora od 50 do 150 m² za usluge, i preko 150 m² za industriju. Trajnost ove tehnologije procjenjuje se oko 25 godina tako da se ne očekuju dodatna ulaganja u promatranom razdoblju ovog dokumenta, osim minimalnog održavanja (oko 1 % vrijednosti sustava godišnje).

Buduća primjena ove tehnologije ovisit će isključivo o njezinoj cijeni u odnosu na električnu energiju, a ne o njezinom tehnološkom razvoju.

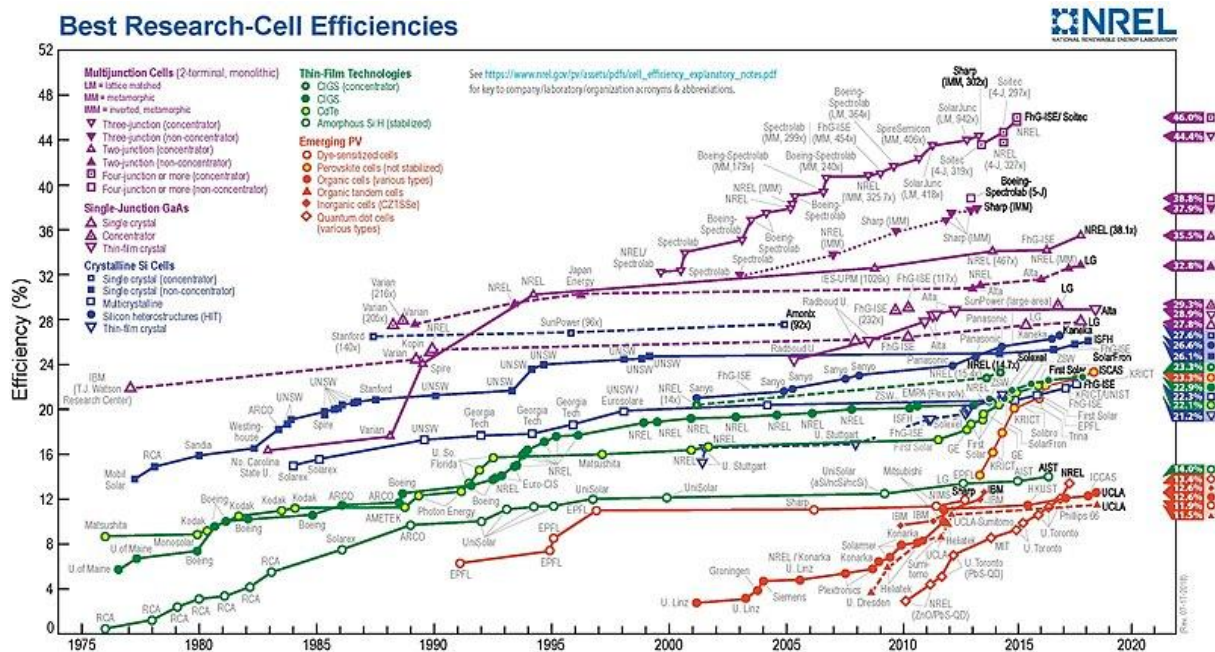
Prema trenutnim cijenama, specifična cijena sustava svedena na 1 m² kolektora iznosi oko 5 000 kn. U navedeni iznos pribrojani su troškovi opreme i usluge montaže. U sektoru kućanstava, gdje je najčešća primjena u obiteljskim kućama prosječna cijena cijelog sustava iznosi oko 20 000 kn zajedno s montažom, od čega je usluga montaže oko 4 000 kn što je oko 20 % od ukupne investicije. Kod većih sustava koji se primjenjuju u uslugama i industriji, također je specifična cijena ista, 5 000 kn no udio usluge montaže je nešto veći i iznosi oko 25 % ukupne cijene sustava.

8.6.2. Fotonaponska tehnologija

Unutar zadnjih 20 godina, ponajviše zahvaljujući raznim financijskim modelima poticanja, fotonaponska 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. Povećanje proizvodnih kapaciteta pratio je pad jedinične cijene fotonaponskog modula, s oko 5 €/W 2008. godine na oko 0,5 €/W u 2018. godini, ovisno o konkretnoj tehnologiji i proizvođaču.

Sunčane ćelije prve generacije, bazirane na kristaliničnom siliciju, praktično su dosegnule svoju tehnološku zrelost, a laboratorijski postignule učinkovitost do 27 % vrlo su blizu teoretskom maksimumu za jednoslojne ćelije. Nadalje, kod proizvodnje sunčanih ćelija prve generacije, osim povećanja proizvodnih kapaciteta, zamjetno je smanjenje debljine *wafera*, čime se smanjuje potrebna količina materijala i energije potrebne za proizvodnju ćelija. 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, te korištenja drugih materijala i struktura s više slojeva zbog povećanja učinkovitosti i stabilizacije temperaturnih gubitaka.

Tankoslojne sunčane ćelije, tzv. sunčane ćelije druge generacije, obuhvaćaju ćelije na bazi cija, galij-arsenida, kadmij-telurida te bakar-indij-galij-selenida (CIGS). Osnovna specifičnost ove generacije je najmanje 10 puta manja debljina *wafera* u odnosu prvu generaciju, što značajno smanjuje troškove proizvodnje. Iako nešto jeftinije u odnosu na ćelije prve generacije, komercijalno dostupni moduli imaju manju učinkovitost te izraženo starenje modula. Najznačajnija, i tržišno najzastupljenija tehnologija je kadmij-telurid, dok ostale tehnologije, iako komercijalno dostupne, zauzimaju manji dio tržišta. 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.



Slika 8.10. Kretanje postignutih učinkovitosti sunčanih ćelija

Izvor: National Renewable Energy Laboratory, www.nrel.gov

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. Najznačajniji porast postignute učinkovitosti imaju ćelije bazirane na perovskitu, čime je otvoren put prema komercijalnoj dostupnosti ove tehnologije. Od ostalih tehnologija mogu se istaknuti organske sunčane ćelije, koje su s nekoliko testnih postrojenja praktično u pretkomercijalnoj fazi rada. 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 fotonaponskih modula, treba uzeti u obzir i tehnološki razvoj izmjenjivača. Današnji izmjenjivači postižu učinkovitosti pretvorbe preko 98 %, što dovoljno govori i njihovoj tehnološkoj zrelosti. Daljnji razvoj izmjenjivača prvenstveno je usmjeren prema novim konceptima: mikroizmjenjivačima, odnosno integraciji izmjenjivača i fotonaponskog modula u jednu cjelinu, optimizacijom rada većeg broja izmjenjivača, razvojem izmjenjivača većih snaga te mogućnostima dodatnih usluga, poput kompenzacije jalove snage i slično.

8.6.3. Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja

Sustavi s koncentriranjem Sunčevog zračenja (engl. *Concentrating Solar Power*; u daljnjem tekstu: CSP) koncentriraju Sunčevo zračenje s veće površine na jednu točku ili liniju, postižući tako i do nekoliko tisuća puta veću snagu po jedinici površine. Postoji cijeli niz izvedbi ovakvih sustava, poput paraboličnog korita, sunčanog tornja, Stirlingovog tanjura itd.

Električna energija generira se slično kao i u klasičnim termoelektranama, pokretanjem turbine spojene na generator, ili pokretanjem termokemijske reakcije. Ovi sustavi prvenstveno su pogodni za područja s visokom udjelom izravne komponente Sunčevog zračenja, poput pustinja i polupustinja, a realizirani projekti tipično su veći nekoliko desetaka megawata i zauzimaju relativno veliku površinu. Dobivenu toplinsku energiju moguće je pohraniti u spremnike topline na bazi otopljenih soli, te je koristiti po potrebi. Osim korištenja spremnika topline, moguća je hibridizacija ovakvih sustava s drugim energentom, najčešće prirodnim plinom.

Krajem 2017. godine, primjena CSP sustava je bila praktično ograničena na područja pustinja, te je njihova ukupna proizvodnja električne energije iznosila samo 2 % električne energije iz fotonaponskih sustava. 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.

8.7. Termoelektrane na plin

Približno 21 % svjetske proizvodnje električne energije danas se temelji na prirodnom plinu. Postoje dvije vrste plinskih elektrana: plinske turbine otvorenog ciklusa (engl. *Open Cycle Gas Turbine*; u daljnjem tekstu: OCGT) i postrojenja kombiniranog ciklusa (engl. *Combined Cycle Gas Turbine*; u daljnjem 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 razvoje u zadnjih nekoliko desetljeća učinkovitost CCGT jedinica je porasla, uz istodobno smanjenje troškova ulaganja i emisija. Očekuje se da će električna učinkovitost CCGT-a povećati do 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, CCGT postrojenja danas su dominantan izbor prilikom izgradnje novih plinskih elektrana.

CCGT tehnologija je snažan konkurent za sve tehnologije proizvodnje energije. Udio plinskih elektrana u proizvodnji električne energije posljednjih se desetljeća brzo povećavao. 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.

8.8. Termoelektrane na ugljen

Oko 42 % svjetske proizvodnje električne energije danas temelji se na izgaranju ugljena. Dominantnu opciju za nove elektrane na ugljen predstavljaju elektrane sa superkritičnim parametrima pare (SCPC). U takvom postrojenju 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 (IGCC). U IGCC postrojenjima koristi se termo-kemijska reakcija s kisikom i parom za pretvaranje goriva u plinovitu smjesu ugljičnog monoksida (CO), vodika (H₂) i ugljičnog dioksida (CO₂), uz male količine sumporovodika (H₂S). Nakon čišćenja, plin se ispušta u plinsku turbinu, a toplina ispušnih plinova se koristi za proizvodnju pregrijane pare (u generatoru pare) koji pokreće parnu turbinu i proizvodi dodatnu električnu energiju. 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 mogu 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.

8.9. Nuklearne elektrane

Nuklearna energija predstavlja jednu od opcija u nastojanjima smanjenja emisije stakleničkih plinova, a to je prepoznati i u dokumentu EU Energy Roadmap 2050. Izvještaj Međudržavnog panela za klimatske promjene (IPCC) iz listopada ove godine (IPCC 1.5C) 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 sedam 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 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 do 2025. ukupno povećati za oko 35 GW, a u razdoblju od 2026. do 2040. za oko 68 GW.

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 smanjila 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 o uporabi 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.

8.9.1. 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, RH ima aktivan nuklearni energetska program i podržala je produljenje rada NE Krško do 2043. godine. RH 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 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 zakonski 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.

8.10. Spremnici energije

Sustavi za pohranu energije odigrat će značajnu ulogu u dekarbonizaciji energetskeg 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.

Sustavi za pohranu energije danas još uvijek nemaju značajnu ulogu u energetici. Na globalnoj razini, 2017. godine snaga takvih sustava spojenih na mrežu procjenjivala se na 176 GW, od čega 169 GW u crnim hidroelektranama (96 %), nakon čega slijedi pohrana toplinske energije s 3,3 GW (1,9 %), elektrokemijske baterije s 1,9 GW (1,1 %) i elektro-mehanička pohrana s 1,1 GW (0,9 %) ¹⁹². Potrebno je istaknuti kako pohrana energije u električnim vozilima nije obuhvaćena ovom statistikom, a kapacitet njihovih baterija procjenjuje se na 40 – 60 GWh ¹⁹².

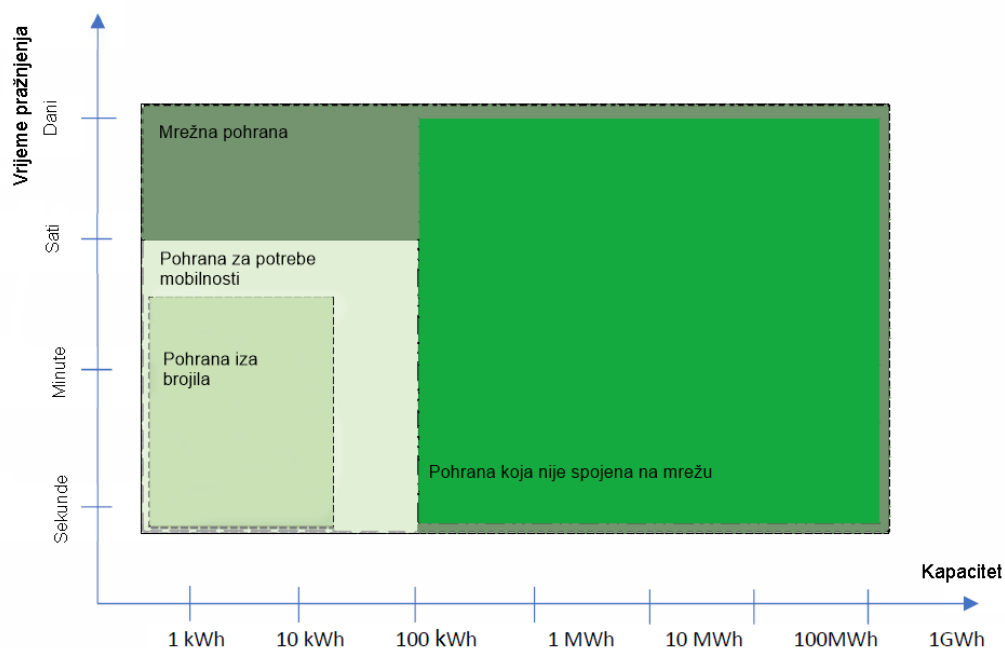
Prema namjeni, sustave za pohranu energije možemo podijeliti na mrežnu pohranu, pohranu iza brojila, pohranu koja nije spojena na mrežu, pohranu za potrebe mobilnosti i pohranu toplinske energije. U okviru ove analize najznačajnije su prve dvije vrste pohrane – mrežna pohrana (stacionarna skladišta energije priključena na elektroenergetsku mrežu) i pohrana iza brojila (omogućava pohranu energije na lokaciji potrošnje električne energije).

Tipične kapacitete sustava za pohranu i trajanje pražnjenja prikazuje slika 8.11. ¹⁹³.

192 IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, http://www.climateactionprogramme.org/images/uploads/documents/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf, pristupljeno 22.8.2017.

P.D.E. and S.P. European Parliament, Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?, 2015

193 REEEM deliverable <http://www.reeem.org/wp-content/uploads/2017/09/REEEM-D2.1a.pdf>



Slika 8.11. Tipični kapaciteti sustava pohrane energije

Izvor: REEEM projekt

Sljedeća tablica prikazuje moguće buduće primjene, usluge i tehnologije.

Tablica 8.14. Primjene, usluge i tehnologije spremnika energije čiji se doprinos očekuje u budućnosti

Primjena	Usluga	Očekivana tehnologija
Mrežna pohrana	<ol style="list-style-type: none"> 1. Odgađanje ulaganja u razvoj mreže 2. Korištenje pohranjene energije u razdobljima viših cijena 3. Crni start 4. Uravnoteženje 5. Ublažavanje zagušenja 6. Rezervna snaga 7. Integracija OIE 8. Regulacija frekvencije 9. Kvaliteta snage 	Li-ion Protočna baterija Komprimirani zrak Superkondenzator Gorivna ćelija Toplinski spremnik Zamašnjak NaS (druge baterije)
Pohrana iza brojila	<ol style="list-style-type: none"> 1. Proizvodnja za vlastite potrebe 2. Integracija OIE 3. Korištenje pohranjene energije u razdobljima viših cijena 4. Upravljanje troškovima za energiju 5. Smanjenje vršne snage 6. Rezervni izvor napajanja 7. Pružanje pomoćnih usluga 	Li-ion Olovna baterija Tekući zrak

Primjena	Usluga	Očekivana tehnologija
Pohrana koja nije spojena na mrežu	<ol style="list-style-type: none"> 1. Napajanje potrošača koji nisu spojeni na mrežu 2. Zamjena dizelskih agregata 3. Integracija OIE 4. Mikromreže 5. Infrastruktura za telekomunikacije 	Olovna baterija Li – ion Komprimirani zrak Protočna baterija Superkondenzator
Pohrana za potrebe mobilnosti	Električna vozila Vozila s gorivnom ćelijom Interakcija vozila i mreže	Li – ion Vodik Protočna baterija Superkondenzator
Pohrana toplinske energije	Sezonska pohrana (grijanje ili hlađenje) Upravljanje vršnim opterećenjem Koncentrirana energija sunca Pohrana i integriranje topline iz OIE Električna energija u toplinu Toplina u električnu energiju Stabilizacija temperature (buffering) Daljinsko grijanje	Spremnik topline Rastopljena sol

U ovoj su analizi najzanimljivije mrežna pohrana i pohrana iza brojlila koje se detaljnije razmatraju u nastavku.

8.10.1. Mrežna pohrana

Ovakvi sustavi obuhvaćaju stacionarna skladišta električne energije na specifičnim lokacijama unutar mreže, a svrha im je pružanje potpore prijenosnim i distribucijskim mrežama u održavanju stabilnosti elektroenergetske mreže. Najvažnije usluge koje pruža mrežna pohrana su:

- odgađanje ulaganja u razvoj mreže: zbog velikih promjena u prostornoj raspodjeli proizvodnih postrojenja i vršnom opterećenju sustava, nužna su velika ulaganja u prijenosnu i distribucijsku mrežu, s ciljem postizanja bolje povezanosti; zahvaljujući sustavima pohrane energije ova je ulaganja moguće odgoditi;
- korištenje pohranjene energije u razdobljima viših cijena: u razdobljima vršnog opterećenja cijene električne energije bivaju najviše; u takvim se slučajevima mrežna pohrana može koristiti tako da se puni u razdoblju nižih cijena, a energija iz skladišta se prodaje u razdoblju vršnog opterećenja, kad su cijene visoke;
- crni start: mrežna pohrana može se koristiti za podmirivanje potražnje za vrijeme manjka proizvodnje; pohrana može napajati potrošače tijekom ispada neke proizvodne jedinice ili osigurati neophodno vrijeme za ulazak u pogon dodatnih elektrana;
- uravnoteženje proizvodnje i potrošnje: razlika između proizvodnje i potrošnje električne energije može utjecati na kvalitetu električne energije; uloga skladišta energije je pokrivanje dijela potrošnje ako je proizvodnja manja od potrošnje, uravnoteženje naglih promjena u potrošnji ili u proizvodnji te smanjenje ili eliminiranje naknada za uravnoteženje;
- ublažavanje zagušenja: skladišta energije smještena na odgovarajuće lokacije mogu smanjiti opterećenje kritičnih točaka mreže i pomoći u izbjegavanju zagušenja;
- rezervna snaga: skladišta energije mogu se koristiti kao rezerva snage u slučaju naglih, neočekivanih i kratkotrajnih pomanjkanja snage u sustavu; na taj način skladišta energije doprinose pouzdanosti sustava;

- integracija OIE: skladišta omogućavaju pohranu energije iz obnovljivih izvora i njeno kasnije korištenje; također skladište omogućava uravnoteženje kratkotrajnih fluktuacija snage obnovljivog izvora;
- regulacija frekvencije i stabilnost sustava: skladišta energije mogu se koristiti kako bi se održala potrebna frekvencija i osigurala stabilnost sustava;
- kvaliteta snage: skladišta mogu sustavu osigurati potporu u slučajevima kratkotrajnih događaja koji utječu na kvalitetu isporučene snage, kao što su kratkotrajna odstupanja napona, frekvencije, prisustvo viših harmonika struje i napona.

Postoji nekoliko komercijalnih i zrelih tehnologija mrežne pohrane energije: crpne hidroelektrane, skladišta komprimiranog zraka, baterijski spremnici (olovni ili litij-ionski) i zamašnjaci. Korištenje baterija brzo raste, zbog modularnosti i brzog odziva. Trenutno najveći baterijski spremnik u EU ima snagu 48 MW i nalazi se na sjeveru Njemačke¹⁹⁴.

8.10.2. Pohrana iza brojila

Ovi se sustavi koriste na lokaciji potrošača, kako komercijalnih (industrijskih i uslužnih) tako i rezidencijalnih (u zgradama i obiteljskim kućama). Najvažnije usluge koje pruža pohrana iza brojila su:

- proizvodnja električne energije za vlastite potrebe: pohrana na lokaciji potrošnje omogućava tranziciju iz centraliziranog u decentralizirani elektroenergetski sustav u kojem potrošači doprinose proizvodnji električne energije i troše energiju koju su sami proizveli;
- integracija OIE: pohrana energije korištena u sprezi s proizvodnjom električne energije iz obnovljivih izvora omogućava kupcu smanjenje količine električne energije kupljene od opskrbljivača; na taj način povećava se pouzdanost opskrbe električnom energijom i omogućava veći udio varijabilnih OIE u sustavu;
- kupci mogu pohranjivati energiju u razdobljima niskih cijena i koristiti ju u razdobljima visokih cijena;
- upravljanje troškovima za energiju: kupac može umanjiti svoj račun za električnu energiju na više načina, primjerice umanjjenjem troška za vršnu snagu;
- smanjenje vršne snage: kupci mogu koristiti prethodno uskladištenu energiju u razdobljima vršnog opterećenja i na taj način umanjiti vlastitu vršnu snagu;
- rezervni izvor napajanja: ova usluga omogućava korisniku namirenje potreba za električnom energijom za vrijeme prekida u napajanju iz vanjske mreže;
- pružanje pomoćnih usluga za potrebe mreže: kada je pohrana energije integrirana u vanjsku električnu mrežu, ona može pružati pomoćne usluge kao što su regulacija i upravljanje frekvencijom.

Korištenje pohrane iza brojila usko je vezano s proizvodnjom električne energije iz OIE na istoj lokaciji, najčešće pomoću fotonaponskih sustava. Očekuje se da će primjena spremnika za pohranu iza brojila biti povezana s porastom korištenja fotonaponskih sustava u kućanstvima. Kombinacija sustava pohrane i proizvodnje električne energije povećava ukupnu fleksibilnost sustava.

¹⁹⁴ <https://news.enecogroup.com/europes-largest-battery-ready-for-its-role-in-the-energy-market/>

Očekuje se da će do veće primjene pohrane iza brojila doći pod uvjetom da krajnji kupac bude izložen tržišnim cijenama električne energije koje ovise o trenutnoj ponudi i potražnji i mijenjaju se u vremenu. Što je kraće vremensko razdoblje unutar kojeg se formira cijena, cjenovni signal će biti precizniji odnosno bliži stvarnom stanju na tržištu električne energije. Kako će kupac koristiti električnu mrežu za preuzimanje električne energije u razdobljima kada je njegova vlastita proizvodnja manja od vlastitih potreba, kao i za pohranu električne energije u razdobljima kada je njegova proizvodnja veća od potrošnje, za sudjelovanje kupaca na tržištu električne energije bit će nužno dizajnirati tarifni sustav tako da potiče potrošnju na mjestu proizvodnje i vrednuje korištenje mreže, kao i ukloniti druge barijere koje se pojavljuju na tržištu.

8.11. 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 Europskog parlamenta i Vijeća od 22. listopada 2014. uspostavi infrastrukture za alternativna goriva (SL L 307, 28. 10. 2014.) 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 smisla 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, koji između ostalog uključuju: električnu energiju, vodik, biogoriva (tekuća ili plinovita biogoriva namijenjena prometu proizvedena iz biomase), sintetička i parafinska goriva, prirodni plin, uključujući bioplina, u plinovitom (stlačeni prirodni plin – SPP) i ukapljenom obliku (ukapljeni prirodni plin – UPP) te ukapljeni naftni plin (UNP).

8.11.1. Električna energija

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

U EU prisutan je značajan trend povećanja proizvodnje električne energije bez emisija CO₂ (proizvodnja iz nuklearnih elektrana te iz obnovljivih izvora energije). U EU prisutan je značajan trend povećanja proizvodnje električne energije bez emisija CO₂ (proizvodnja iz nuklearnih elektrana te iz OIE).

Nastavak trenda povećanja instaliranih kapaciteta i proizvodnje električne energije iz OIE doprinijet će ostvarenju punog cilja elektromobilnosti omogućujući tako mobilnost bez emisije CO₂ gledajući od izvora energije do potrošnje (engl. *well-to-wheel*), međutim isto tako postat će sve izraženiji izazovi u pogledu postizanja ravnoteže proizvodnje i potražnje za električnom

energijom. Upravo u tom segmentu, elektromobilnost može odigrati ključnu ulogu u pružanju fleksibilnosti elektroenergetskom sustavu te tako olakšati integraciju intermitentnih OIE. Ponašajući se kao decentralizirani spremnik električne energije, električna vozila mogu pružiti rješenja kao dio sustava naprednih mreža. Punjenjem električnih vozila može se upravljati na način da se odvija istodobno s raspoloživosti OIE. Tako će se postići optimalno iskorištenje instaliranih proizvodnih kapaciteta te izbjeći dodatne troškove. U daljoj budućnosti, kada će broj električnih vozila biti dovoljno velik, očekuje se iskorištavanje potencijala baterija u vozilima da predaju električnu energiju natrag u mrežu u trenucima vršnih opterećenja sustava i u razdobljima manje raspoloživosti energije iz obnovljivih izvora¹⁹⁵.

U pogledu zrelosti tehnologije, može se smatrati da su električna vozila trenutno prisutna na tržištu u visokom stupnju razvijenosti te zauzimaju sve veći udio u ponudi velikog broja proizvođača automobila. Međutim, očekuje se daljnji razvoj tehnologije baterija gdje postoji još veliki prostor za napredak u pogledu poboljšanja performansi kao i cijene baterija.

Proizvodnja električne energije u dinamičnom je procesu tranzicije prema obnovljivim izvorima koji zauzimaju sve veći udio u proizvodnji.

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 preuvjeta 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 elemenata koncepta e-mobilnosti u smislu pružanja novih usluga, između ostalih i mogućnosti pružanja fleksibilnosti elektroenergetskom sustavu, 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 modelske pretpostavke u sklopu predmetnih analiza, ukupni potencijalni kapacitet baterija električnih vozila za pružanje usluga fleksibilnosti, ovisno o scenariju (S2 ili S1), iznositi će između 45 i 70 GWh u 2050. godini, dok će raspoloživi kapacitet u određenom trenutku ovisiti o više faktora, primjerice o udjelu vozila koji su u danom trenutku spojeni s elektroenergetskim sustavom putem sporih punionica, stanja napunjenosti baterije te zadanih postavki vlasnika vozila.

¹⁹⁵ Nužno je regulirati troškove priključenja i pristupa sustava te stvaranja uvjeta u mreži za priključenje i korištenje spremnika energije (npr. baterije, punionice, dizalice topline, bojleri, itd.).

8.11.2. Vodik

Električna vozila s gorivim ćelijama i vodik kao alternativno gorivo predstavljaju važan segment prometnog sektora. Slično kao i električna energija, vodik je energent koji može biti proizveden iz raznih primarnih izvora energije. To uključuje fosilne izvore, poput prirodnog plina i ugljena, i obnovljive izvore, kao što su biomasa i voda uz korištenje OIE (npr. Sunčeva svjetlost, vjetar, valovi ili hidroenergija). Pritom su razvijeni razni tehnološki procesi proizvodnje, uključujući kemijske, biološke, elektrolitičke, fotolitičke i termo kemijske. Svaka od tehnologija u različitoj je fazi razvoja, a svaka od njih nudi jedinstvene mogućnosti, prednosti i izazove. Lokalna dostupnost sirovine, zrelost tehnologije, tržišne primjene i potražnja, pitanja u vezi s politikama i troškovi utjecat će na izbor i vrijeme raznih opcija za proizvodnju vodika.

Elektroliza vode i reformiranje prirodnog plina optimalne su tehnologije proizvodnje vodika trenutno i u bližoj budućnosti. To su dokazane tehnologije koje se mogu koristiti u ranim fazama izgradnje infrastrukture za opskrbu vodikom za sektor prometa. Reformatori prirodnog plina manje veličine imaju ograničenu komercijalnu dostupnost, a nekoliko jedinica ispituje se u demonstracijskim projektima.

U srednjoročnom i dužem roku prihvatljiva tehnologija može biti centralizirana proizvodnja vodika na bazi fosilnih goriva uz hvatanje i skladištenje CO₂. Potrebna su daljnja istraživanja i razvoj procesa apsorpcije i razdvajanja.

Druge metode za proizvodnju vodika daleko su od komercijalizacije i potrebno je dodatno istraživanje i razvoj. Proizvodnja vodika iz biomase treba se dodatno usredotočiti na pripremu i logistiku sirovine, a takva će proizvodnja vjerojatno biti ekonomična samo u proizvodnji velikih razmjera. Fotoelektroliza je u ranoj fazi razvoja, a materijalni troškovi i praktični problemi tek trebaju biti riješeni. Fotobiološki procesi su u vrlo ranoj fazi razvoja, a do sada su postignute tek vrlo male učinkovitosti pretvorbe. Visoko-temperaturni procesi zahtijevaju daljnji razvoj materijala koji se fokusira na visoko-temperaturne membrane i izmjenjivače topline.

Iako već danas postoje zrele tehnologije za proizvodnju vodika, potrebni su znatni naponi da bi se uspostavila infrastruktura za punjenje vozila vodikom. Međutim ipak, korištenje vodika u vozilima ne zahtjeva posebne prilagodbe u pogledu navika putovanja i punjenja vozila.

Vodik pruža mogućnost da ga se promatra kao ključno rješenje za veliko i dugotrajno skladištenje energije. To može biti značajan doprinos rješavanju izazova u pogledu integracije sve većeg broja intermitentnih izvora energije u elektroenergetski sustav.

Potencijal vodika kao goriva je značajan. Vodik se u današnje vrijeme proizvodi u velikim količinama za industrijske primjene. 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 jedna od ključnih prepreka prema širem usvajanju vodika kao goriva za transport. Dostupnost ugljikovodika ne smatra se preprekom u širenju vodika kao budućeg goriva u sektoru prometa.

Dakle, u pogledu dostupnosti i tehnologijama proizvodnje, valja istaknuti svojstvo vodika da se može proizvesti iz bilo kojeg primarnog izvora energije putem različitih procesa proizvodnje, a

koji se međusobno razlikuju u pogledu troškova, učinaka na okoliš, učinkovitosti i zrelosti tehnologije.

8.11.3. Biogoriva i sintetička goriva

S obzirom na to da biogoriva mogu biti proizvedena iz više izvora dijele se na konvencionalna i napredna biogoriva. Konvencionalna biogoriva se odnose na goriva dobivena iz šećera i škroba odnosno iz biljnih ulja, no proizvodnja biogoriva iz takvih izvora u većim količinama je neodrživa i onemogućuje korištenje takvih usjeva u svrhu proizvodnje hrane. 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. Trenutna politika EU vezana za korištenje biogoriva u prometu usmjerena je na razvoj naprednih biogoriva, prevladavanje tržišnih barijera i poboljšanje sustava distribucije i skladištenja.

Sintetičko gorivo je svako tekuće gorivo dobiveno iz ugljena, prirodnog plina ili biomase pa se neka od biogoriva mogu kategorizirati kao sintetička goriva. Mogu se koristiti kao zamjena za konvencionalna goriva uz pretpostavku da zadovoljavaju odgovarajuće standarde. Najpoznatiji proces proizvodnje sintetičkog goriva je Fischer-Tropschova sinteza, a sintetička goriva mogu se proizvesti iz različitih sirovina, pretvarajući biomasu, plin, ugljen ili plastični otpad u tekuća goriva, metan i dimetil eter (DME).

Sintetička parafinska goriva kao što su hidrogenizirana biljna ulja (HVO), goriva dobivena Fischer-Tropschovom sintezom i sl. mogu se miješati u fosilno dizelsko gorivo pri vrlo visokim omjerima, dok se sintetička goriva na bazi metanola i drugih alkohola mogu pomiješati s benzinom; stoga se ta goriva mogu distribuirati, pohraniti i koristiti s postojećom infrastrukturom. Metanol (proizveden iz ugljena) već je široko korišten u Kini i dopušten je do 3 % u EU, no čisti metanol je toksičan, pa se tijekom njegovog korištenja u čistom obliku moraju provoditi posebne mjere opreza. Sintetski plin („syngas“) se ubraja među najkorištenija plinovita sintetička goriva, radi se o mješavini gorivog plina koja se sastoji ponajprije od vodika, ugljičnog monoksida i ostalih primjesa. Sintetička goriva proizvedena iz prirodnog plina imaju emisije stakleničkih plinova usporedive s fosilnim gorivima, no zbog smanjenog udjela sumpora i aromata imaju manji štetni utjecaj na okoliš i zdravlje.

Biogoriva su u velikoj mjeri kompatibilna s vozilima koja pokreću motori s unutarnjim izgaranjem i mogu se pomiješati s postojećim fosilnim gorivima, zbog čega čine značajan dio prioriteta EU o udjelu OIE u prometu do 2020. godine. Direktiva 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 23. travnja 2009. o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora te o izmjeni i kasnijem stavljanju izvan snage direktiva 2001/77/EZ i 2003/30/EZ uvodi obvezujući cilj od 10 % udjela OIE u prometu do 2020. godine. Osim toga, Direktiva 2009/30/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 23. travnja 2009. o izmjeni Direktive 98/70/EZ u pogledu specifikacije benzina, dizelskoga goriva i plinskog ulja i uvođenju mehanizma praćenja i smanjivanja emisija stakleničkih plinova, o izmjeni Direktive Vijeća 1999/32/EZ u pogledu specifikacije goriva koje se koristi na plovilima na unutarnjim plovnim putovima i stavljanju izvan snage Direktive 93/12/EEZ, omogućuje miješanje etanola u benzinsko gorivo do 10 % (v/v) i sadržaj metil estera masnih kiselina 7 % (v/v) u dizelskom gorivu. Direktiva (EU) 2015/1513 Europskog parlamenta i Vijeća od 9. rujna 2015. o izmjeni Direktive 98/70/EZ o

kakvoći benzinskih i dizelskih goriva i izmjeni Direktive 2009/28/EZ o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora uvodi obvezu državama članicama da postave indikativan cilj za biogoriva do 2020. godine. Također, dobavljači goriva imaju obvezu predavati godišnje izvješće o privremenim srednjim vrijednostima procijenjenih emisija od prometa biogoriva.

Revizija Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora donosi značajne izmjene po pitanju ciljeva za 2030. godinu i uloge naprednih biogoriva u prometu. Nizom mjera je potrebno osigurati udio biogoriva od 32 % u potrošnji električne energije, grijanja, hlađenja i sektora prijevoza. Nadalje, do 2030. godine 14 % energije korištene u transportu mora biti proizvedeno iz obnovljivih izvora. Pomorski i zračni promet izuzeti su od ove obaveze.

U okviru cilja od 14 % OIE u transportu u reviziji Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora postoji podcilj za proizvodnju naprednih biogoriva proizvedenih iz sirovina u dijelu A dodatka IX prijedloga, u kojem je navedeno da takva goriva moraju činiti 0,2 % energije u 2022., 1 % u 2025. i 3,5 % u 2030. godini. Sirovine navedene u dijelu A dodatka IX su: alge, (ako se uzgajaju na kopnu u ribnjacima ili fotobioreaktorima), biomasa iz krutog komunalnog otpada, biomasa iz agroindustrijskog otpada koji nije prikladan za hranu ili hranu za životinje, slama itd. Maksimalan doprinos biogoriva proizvedenih iz sirovine koja se koristi kao hrana odnosno stočna hrana bit će zamrznut na razini iz 2020. godine plus dodatnih 1 % s maksimalnim udjelom od 7 % takvog goriva u cestovnom i željezničkom prometu.

Proizvodnja konvencionalnih biogoriva za transport je u 2017. godini iznosila 81 Mtoe, s očekivanim prosječnim rastom proizvodnje od oko 3 % godišnje tijekom idućih pet godina. Daljnje povećanje korištenja biogoriva zahtijevat će poboljšanu klimu u politici i financijske mjere za smanjenje financijskog rizika. Očekuje se da će najveći dio proizvodnje biti smješten u zemljama Latinske Amerike i ne-OECD-ovim azijskim zemljama. U Brazilu se očekuje nova *RenovaBio* politika koja olakšava ulaganja u povećanje kapaciteta proizvodnje biogoriva, a Kina namjerava uvesti smjesu goriva s 10 % etanola u benzinskom gorivu diljem zemlje. To zahtjeva šesterostruko povećanje proizvodnje za zadovoljavanje potražnje i dovelo je do novih investicija u kapacitet proizvodnje etanola.

Proizvodni kapacitet sintetičkih tekućih goriva proizvedenih iz plinovitih goriva je na globalnoj razini oko 5,7 milijuna tona godišnje, no ta se proizvodnja uglavnom odvija izvan Europe. Najveća postrojenja su u Katru, Maleziji i SAD-u, dok u Europi postoji jedna pilot-tvornica u Nizozemskoj.

Procjenjuje se da bi biogoriva i sintetička goriva u transportu do 2030. godine mogla doprinijeti uštedi energije od 12 – 15 %, što predstavlja smanjenje emisija stakleničkih plinova od 8 – 11 %. Kako bi bila smatrana održivima, biogoriva i sintetička goriva moraju postići smanjenje stakleničkih plinova od najmanje 35 % u odnosu na fosilna goriva, što je u 2017. godini povećano na 50 %, u 2018. na 60 % za nova postrojenja, a od 2021. prema revidiranoj Direktivi o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora te granice će biti 65 % za biogoriva i 70 % za sintetička goriva. Prilikom izračuna uštede stakleničkih plinova u obzir se uzimaju emisije tijekom cijelog proizvodnog procesa, što uključuje emisije iz uzgoja, prerade i transporta.

Biogoriva i sintetička goriva mogu pomoći smanjivanju emisije ugljičnog dioksida u zrakoplovnom prometu nudeći obnovljivu alternativu mlaznim gorivima na zrakoplovima. Kako

bi se proizvodnja biogoriva na tržište postigla brže, EU planira izgradnju naprednih postrojenja za proizvodnju biogoriva u Europi. Cilj je korištenje preko 2 milijuna tona biogoriva u zrakoplovnoj industriji do 2020. godine.

8.11.4. Prirodni plin i biometan

Korištenje prirodnog plina kao pogonskog goriva je Europskom strategijom za mobilnost s niskom razinom emisije¹⁹⁶ prezentirano kao važna opcija u budućnosti prijevoza teškog tereta, uz dodatnu napomenu da se potencijal korištenja ukapljenog prirodnog plina (UPP) može značajno povećati ukoliko se u razmatranje uključi biometan. Europsko udruženje za vozila na prirodni i bioplin (NGVA Europe) procjenjuje da će do 2030. godine na cestama EU biti približno 400 000 kamiona na plinski pogon (od kojih će 300 000 biti na UPP pogon). Vezano uz potražnju za prirodnim plinom u cestovnom prometu, NGVA Europe procjenjuje oko 40 bcm do 2030. godine (50 % od toga će biti isporučeno kao UPP). Kako bi se zadovoljile ove projekcije, 20 % ukupnog broja novih vozila za prijevoz lakog i teškog tereta trebalo bi biti na pogon prirodnim plinom.

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 željezničkom prometu.

Strategijom prometnog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine definirana je potreba za investiranje u željezničku infrastrukturu kroz primjenu novih i suvremenih tehnologija, a kako bi Republika Hrvatska uklopila svoj željeznički sustav u transeuropsku željezničku mrežu, s namjerom uključivanja u jedinstveni multimodalni i interoperabilni željeznički sustav. Predviđeno je kako će u narednih desetak godina biti potrebno zamijeniti 70% postojećeg željezničkog voznog parka za prijevoz tereta, a što predstavlja izuzetnu priliku za implementaciju UPP-a u željeznički sustav Republike Hrvatske koji bi time imao priliku postati konkurentniji i ekološki prihvatljiviji u odnosu na druge vidove prometa, kako na nacionalnoj tako i na međunarodnoj razini.

Centar za opskrbu UPP-om kao gorivom, kako za potrebe hrvatskog tržišta tako i za potrebe regije, bit će za terminal za UPP na otoku Krku, dok će distributivni centar biti mjesto za opskrbu UPP-om u Rijeci. U potencijal tržišta regije koja gravitira terminalu za UPP na otoku Krku, odnosno mjestu za opskrbu UPP-om u Rijeci kao distributivnom centru uključene su potrebe prometnog sektora Republike Hrvatske kao i potrebe prometnih sektora Slovenije, Mađarske te Italije za potrebe luka Trst i Venecija.

Od početnih količina koje se u 2020. godini uglavnom odnose na početke implementacije UPP-a kao goriva u pomorski promet sjevernog Jadrana te cestovni promet na osnovnim koridorima TEN-T mreže Hrvatske, Slovenije i Mađarske i kreću se oko 130.000 m³ UPP-a godišnje

¹⁹⁶ Europska strategija za mobilnost s niskom razinom emisije SWD(2016) 244 final

(0,077 bcm/g). U 2025. godini očekuje se da će regija koja gravitira terminalu za UPP na otoku Krku trošiti oko 523.000 m³ UPP-a godišnje kao goriva (0,306 bcm/g), dok se u 2030. godini, implementacijom UPP-a kao goriva u svim prometnim sektorima očekuje da će regija koja gravitira UPP terminalu na otoku Krku trošiti oko 1.323.000 m³ UPP-a godišnje (0,774 bcm/g).

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 pogonskog goriva pozitivno iz perspektive emisija iz vozila, prirodni plin je fosilno gorivo i kao takvo podrazumijeva postupno integraciju s OIE. Važan izazov predstavlja nužnost za izbjegavanjem emisija metana u fazi od izvora do konačnog spremnika. Motori na plinski pogon koji su trenutno na tržištu, iako zadovoljavaju Euro VI standard, nisu prikladni u svim operativnim situacijama. Isti, u usporedbi s dizelskim motorima, trenutno ne generiraju jednaku maksimalnu snagu. Strateška pitanja podrazumijevaju osiguravanje dostatne opskrbe i alokacije biometana kao zamjene za fosilni plin koji, kao i ostala fosilna goriva, dugoročno moraju biti zamijenjena alternativama.

Biometan je obnovljivo gorivo proizvedeno kroz pročišćavanje bioplina nastalog ili iz anaerobne digestije ili sintetiziranjem CO₂ (PtCH₄) do kvalitete prirodnog plina, čime postaje njegova obnovljiva inačica u energetske sektoru. U očekivanju komercijalizacije naprednih biogoriva, biometan proizveden iz sirovina s liste A, dodatka IX (sukladno reviziji Direktive o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora), predstavlja biogorivo koje omogućava ispunjenje zadanih ciljeva u prometu kroz postojeću tehnologiju.

8.11.5.UNP

Razina korištenja ukapljenog naftnog plina (UNP) u sektoru prometa potvrđuje trenutačno visoki stupanj zrelosti tehnologije. Infrastruktura na razini EU 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 bio-propana iz biomase.

8.12. Izdvajanje i geološko skladištenje ugljičnog dioksida

Izgaranje fosilnih goriva (ugljen, nafta, plin) za proizvodnju energije, grijanje, industriju i transport povećava količinu ugljičnog dioksida koja se ispušta u atmosferu. Ugljični dioksid (CO₂) je staklenički plin koji zadržava dio Sunčeve toplote uzrokujući zagrijavanje Zemljine površine te pridonosi klimatskim promjenama. Uz sve veću zastupljenost OIE u strukturi izvora energije na svjetskoj razini, za smanjenje ispuštanja CO₂ u atmosferu potrebno je i dodatno prijelazno rješenje u procesu smanjenja ovisnosti o fosilnim gorivima. Jedno od takvih rješenja

je izdvajanje i vraćanje ugljika koji je izvorno izvađen iz podzemlja u obliku plina, nafte i ugljena, natrag u obliku CO₂¹⁹⁷.

Tehnologija hvatanja i skladištenja CO₂, poznata kao CCS (engl. *Carbon Capture and Storage*), integrira tri odvojena koraka:

1. hvatanje CO₂ iz smjese plinova kao što su dimni plinovi i njihovo tlačenje u tekuće stanje;
2. transport do mjesta skladištenja te
3. 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, ali je praktična primjena ograničena na velike pojedinačne izvore emisije CO₂, zbog velikih troškova same tehnologije za izdvajanje CO₂.

Tehnologije hvatanja CO₂ su navedene u nastavku.

- Sustavi za hvatanje poslije izgaranja (engl. *post-combustion systems*) odvajaju CO₂ od dimnih plinova proizvedenih izgaranjem primarnog goriva u zraku. Ovi sustavi obično koriste otapalo za hvatanje malih količina CO₂ (3-15 % vol.) prisutnih u struji dimnog plina.
- Sustavi za hvatanje prije izgaranja (engl. *pre-combustion systems*) obrađuju primarno gorivo parom i zrakom ili kisikom u prikladnom reaktoru da proizvedu mješavinu sastavljenu uglavnom od ugljičnog monoksida, CO, i vodika, H₂, (tzv. sintetski plin). Dodatni H₂, zajedno s CO₂, proizvodi se reakcijom CO s parom u drugom reaktoru. Nastala se smjesa tada može razdvojiti u dvije struje (CO₂ i H₂). Ako se CO₂ uskladišti, H₂ se može spaliti da se dobije energija i/ili toplina.
- Sustavi za izgaranje goriva u struji kisika (engl. *oxyfuel systems*) za spaljivanje primarnog goriva koriste kisik umjesto zraka i tako proizvode dimne plinove koji se uglavnom sastoje od vodene pare i CO₂. U takvim je dimnim plinovima koncentracija CO₂ visoka, uglavnom veća od 80 % vol. Vodena para se tada uklanja hlađenjem i komprimiranjem plinske struje. Ova tehnologija zahtijeva prethodno izdvajanje kisika iz zraka, do čistoće 95-99 %¹⁹⁸.

Sastav i čistoća CO₂, koji je rezultat procesa kaptiranja, imaju značajan utjecaj na sve daljnje aspekte projekta skladištenja CO₂. Prisutnost određenog postotka drugih tvari, kao što su voda, sumporovodik (H₂S), sumporni i dušični oksidi (SO_x, NO_x), dušik (N₂) i kisik (O₂), djelovat će na fizikalna i kemijska svojstva CO₂ i u vezi s tim na odvijanje pojedinih procesa i njihov učinak. Stoga prisutnost tih tvari treba uzeti u obzir pri projektiranju faza kompresije, transporta i utiskivanja, kao i pri usklađivanju radnih uvjeta, tj. postupaka i opreme.

Ugljični 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 začeptiti opremu i cijevi).

¹⁹⁷ Arts, R. et al. (2011.): Što zapravo znači geološko skladištenje CO₂? Ur: B. Saftić, CO₂GeoNet, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.

¹⁹⁸ Haramija, V. (2012.): Tehnologije hvatanja i zbrinjavanja ugljikovog dioksida, Goriva i maziva, 51, 4 306-328.

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 instalacije kompresora su ključni sljedeći čimbenici: brzina protoka plina, ulazni i izlazni tlak, toplinski kapacitet plina i učinkovitost kompresora. Tehnologija kompresije je dostupna i koristi se u mnogim industrijskim poljima. 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 kako bi se ležišni fluid potisnuo od utisne točke.

Postoje tri glavne mogućnosti za skladištenje CO₂:

1. iscrpljena plinska i naftna polja – dobro poznata zahvaljujući istraživanju i iskorištavanju ležišta ugljikovodika, nude neposrednu mogućnost skladištenja CO₂;
2. slani vodonosnici – imaju velik potencijal skladištenja, ali općenito nisu toliko dobro poznati;
3. duboki slojevi ugljena – opcija za budućnost, nakon što se riješi problem utiskivanja velikog volumena CO₂ u ugljen niske propusnosti.

Trenutno je u svijetu u pogonu 17 CCS postrojenja s kapacitetom od oko 30 Mt godišnje, 5 u izgradnji, te 4 postrojenja u odmakloj fazi planiranja s dodatnim kapacitetom od oko 15 Mt godišnje.

Procjene troškova koji dodatno nastaju u procesu proizvodnje električne energije zbog implementacije CCS-a kreću se u rasponu od 60 do 100 USD po toni CO₂, pri čemu trošak kaptiranja CO₂ iznosi 63-150 USD/MWh, ovisno o odabranoj tehnologiji, odnosno oko 70 % ukupne cijene CCS projekta¹⁹⁹. Važno je i napomenuti kako je zbog nedostatka većeg broja komercijalnih postrojenja i iskustava svaka procjena troška podložna relativno visokoj razini nesigurnosti.

Tablica 8.15. Procjena kapaciteta za skladištenje CO₂ u Republici Hrvatskoj²⁰⁰

Kapacitet skladištenja CO ₂	Kategorija procjene (Pyramid class)	Konzervativna procjena (Mt)
Skladišni kapacitet u akviferima	Teoretski	2 710-4 066
Skladišni kapacitet u poljima ugljikovodika	Efektivno	189
Ukupna procjena skladišnih kapaciteta	Teoretski	2 899-4 255

¹⁹⁹ IEA Publications (2016): 20 Years of Carbon Capture and Storage Accelerating Future Deployment, Paris, 111pp.

²⁰⁰ 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.

Prema analizama Međunarodne agencije za energiju (IEA) i scenariju razvoja energetskog sektora i tehnologija u slučaju ograničavanja porasta temperature za manje od 2°C (tzv. *2 Degrees Scenario – 2DS*) CCS tehnologija u razdoblju nakon 2030. zauzima značajnu ulogu za održavanje razine emisija CO₂.

S daljnjim razvojem tehnologije očekuje se pad troškova i sve veća komercijalna primjena u sektorima poput elektroenergetike, proizvodnji čelika i cementa. Važan doprinos razvoju tehnologije predstavlja i prijenos postojećeg znanja iz djelatnosti eksploatacije nafte i plina, te jasan i stabilan regulatorni okvir.

U posljednje vrijeme se smatra da bi zbrinjavanje CO₂ trebalo razmatrati kroz njegovo korištenje (engl. *Carbon Capture, Utilization and Storage*; u daljnjem 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. Ugljični 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 korištenje²⁰¹. 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 poljima 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.

8.13. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije

Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije (engl. *Levelized Cost of Electricity*; u daljnjem tekstu: LCOE) predstavljaju prethodnu procjenu i usporedbu međusobne konkurentnosti pojedinih opcija/tehnologija za proizvodnju električne energije. Svi troškovi pojedinog projekta/tehnologije svedeni su na trošak proizvodnje jedinične količine električne energije (npr. EUR/MWh). Pri tome je osnovna „skrivena“ pretpostavka da svaka tehnologija isporučuje proizvod jednake kvalitete i u točno potrebnoj količini, bez obzira na stanje u elektroenergetskom sustavu, veličinu proizvodne jedinice i moguća tehnička ograničenja u radu jedinice. Radi se o pojednostavljenom pristupu koji može poslužiti da se u startu iz analize isključe pojedine opcije koje su višestruko skuplje u odnosu na prosječni proizvodni trošak sustava ili najkonkurentnijih tehnologija. LCOE ocjena 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

²⁰¹ 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

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.

8.13.1. Specifične investicije u nove elektrane

Za potrebe analiza prikazanih u nastavku i troškovne usporedbe prethodno opisanih tehnologija, u nastavku se daje pregled LCOE vrijednosti u karakterističnim godinama planskog razdoblja, tj. za 2020. (sadašnja ili polazna točka analize), za 2030. (prva točka od interesa) i za 2050. (krajnja godina analize). Na taj način stječe se uvid u dinamiku promjena u međusobnoj konkurentnosti tehnoloških opcija koje se realno mogu primijeniti do 2050. godine i koje mogu i bitno će utjecati na strukturu proizvodnje električne energije u budućnosti. U tablici 8.16. prikazani su osnovni parametri korišteni za izračun LCOE vrijednosti. Ostale potrebne vrijednosti su u skladu s vrijednostima korištenim u dugoročnom simulacijsko-optimizacijskom modelu (cijene goriva, cijene emisijskih jedinica, diskontna stopa, realni faktori opterećenja i dr.). Svi troškovi su iskazani u eurima iz 2015. godine.

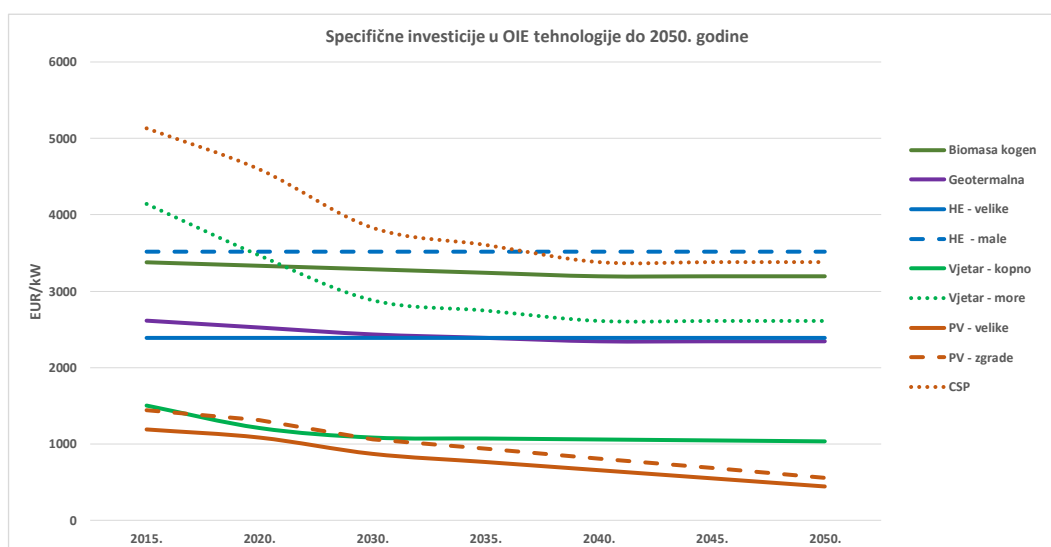
Tablica 8.16. Ulazne pretpostavke za izračun niveliranih troškova proizvodnje električne energije iz pojedinih tehnologija

Tehnologija	Specifična investicija, EUR/kW			Fiksni trošak, EUR/kW/god			Životni vijek, godina
	2020.	2030.	2050.	2020.	2030.	2050.	
HE – velike	2 387,3	2 387,3	2 387,3	63,1	63,1	63,1	60
HE – male	3 513,4	3 513,4	3 513,4	72,1	72,1	72,1	40
Sunčane PV – velike	1 082,8	870,2	445,0	10,8	10,8	10,8	25
Sunčane PV – male	1 315,3	1 063,3	559,1	14,4	12,6	12,6	25
Sunčane CSP	4 594,4	3 828,7	3 378,3	180,2	153,1	135,1	30
Vjetar – kopno	1 205,0	1 080,0	1 030,0	40,0	37,3	36,3	30
Vjetar – more	3 468,3	2 882,8	2 612,5	126,1	108,1	103,6	30
Biomasa – kogen.	3 333,2	3 288,2	3 198,1	126,1	121,6	121,6	30
TE Ugljen	1 801,7	1 801,7	1 801,7	54,1	54,1	54,1	40
TE Plin – CCGT	900,9	900,9	900,9	22,5	22,5	22,5	30
TE Plin – OGT	450,4	450,4	450,4	18,0	18,0	18,0	30
Nuklearna	5 405,2	4 594,4	4 053,9	148,6	148,6	148,6	40

Za pojedine tehnologije relativno je jednostavno utvrditi ukupnu i specifičnu investiciju, kao npr. za generičke projekte termoelektrana (na ugljen, prirodni plin, biomasu). Određene tehnologije nije moguće predstaviti na tako pojednostavljen način jer troškovi mogu biti bitno različiti od projekta do projekta (npr. projekti velikih hidroelektrana), mogu bitno ovisiti o veličini projekta (npr. vjetroparkovi, veća ili manja postrojenja sunčanih PV elektrana) ili o razvijenosti tehnologije ili potrebnih predradnji kako bi se pojedina tehnologija uvela u uporabu (npr. izgradnja prve sunčane CSP elektrane, izgradnja nuklearne elektrane).

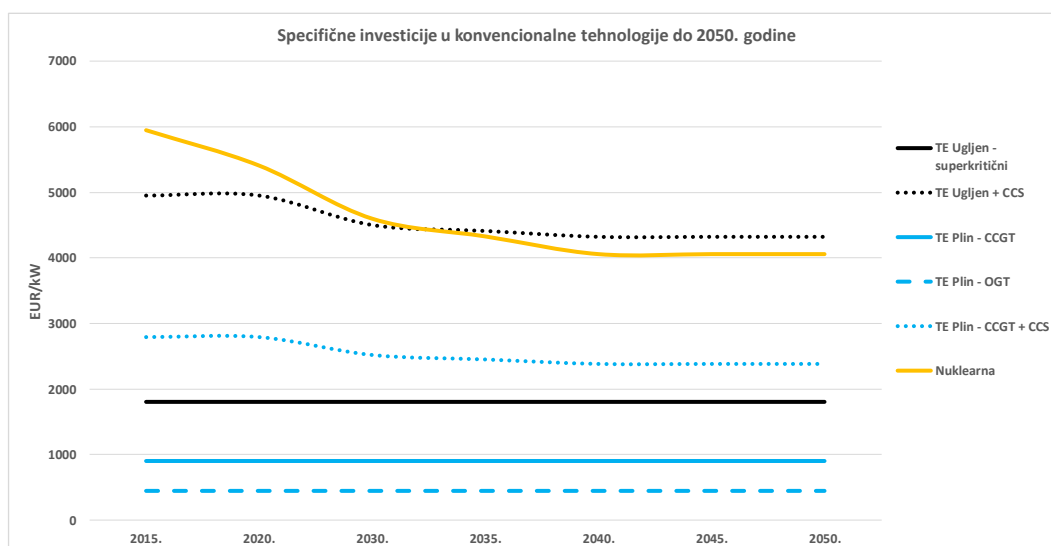
Na slikama 8.12. i 8.13. prikazan je pretpostavljeni očekivani razvoj specifičnih troškova ulaganja u pojedine tehnologije za razdoblje 2015.-2050. godine. Specifična investicija u pojedine tehnologije do 2050. godine prikazana je na sljedećim slikama. Prikazane vrijednosti

su pretpostavke temeljem IEA WEM podataka (World Energy Model korišten za World Energy Outlook publikaciju), temeljem studije Fraunhofer ISE (za sunčane PV elektrane) i internih procjena, osobito u oblasti vjetroelektrana.



Slika 8.12. Specifična investicija u OIE tehnologije

Za OIE izvore očekuje se daljnje smanjenje specifičnog troška, osobito za sunčane elektrane i vjetroelektrane na moru. Neki od projekata VE i PV već danas iskazuju niži trošak od ovdje pretpostavljenog. Za velike i male HE i elektrane na biomasu ne očekuje se tehnološki/troškovni napredak.



Slika 8.13. Specifična investicija u elektrane na fosilna goriva i nuklearne elektrane

Za TE na ugljen i prirodni plin ne očekuje se tehnološki napredak, osim u slučaju CCS opcije. Za nuklearne elektrane pretpostavljena je mogućnost napretka u slučaju većeg korištenja ove opcije za dostizanje ciljeva smanjenja emisije na globalnoj razini (prikazana procjena odnosi se na projekte koji bi se realizirali u Europi).

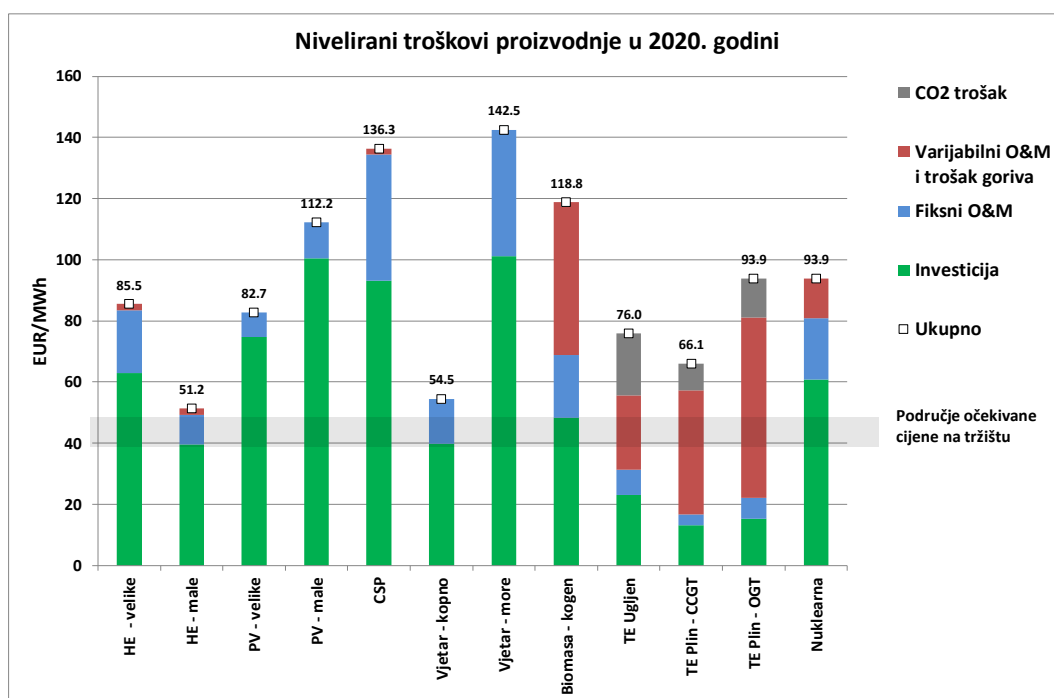
8.13.2. Usporedba niveliranih troškova

Za usporedbu niveliranih troškova važno je poznavati i pretpostavku ekvivalentnog broja sati rada na punoj snazi pojedine elektrane/tehnologije (tj. faktor opterećenja). U analizama prikazanim u nastavku pretpostavljene su sljedeće prosječne vrijednosti tijekom životnog vijeka postrojenja:

- za OIE koje ovise o raspoloživosti primarne energije (HE, VE i PV) pretpostavljen je broj sati rada u skladu s prosječnom očekivanom godišnjom proizvodnjom, tako faktor opterećenja za velike HE iznosi 0,35 (ekvivalent oko 3 000 sati rada na punoj snazi), za male HE 0,85; za VE na kopnu 0,30 (oko 2700 sati); VE na moru 0,35 (3050 sati); PV male 0,14 (1200 sati); PV velike 0,155 (1350 sati); sunčane termalne 0,50 (4400 sati);
- za TE na biomasu/bioplina 0,70 (6150 sati) i geotermalne elektrane 0,60 (5650 sati²⁰²);
- za TE na ugljen 0,75 (6600 sati); TE na plin kombiniranog ciklusa 0,70 (6150 sati); TE na plin otvorenog ciklusa 0,30 (2600 sati) i nuklearne elektrane 0,85 (7450 sati).

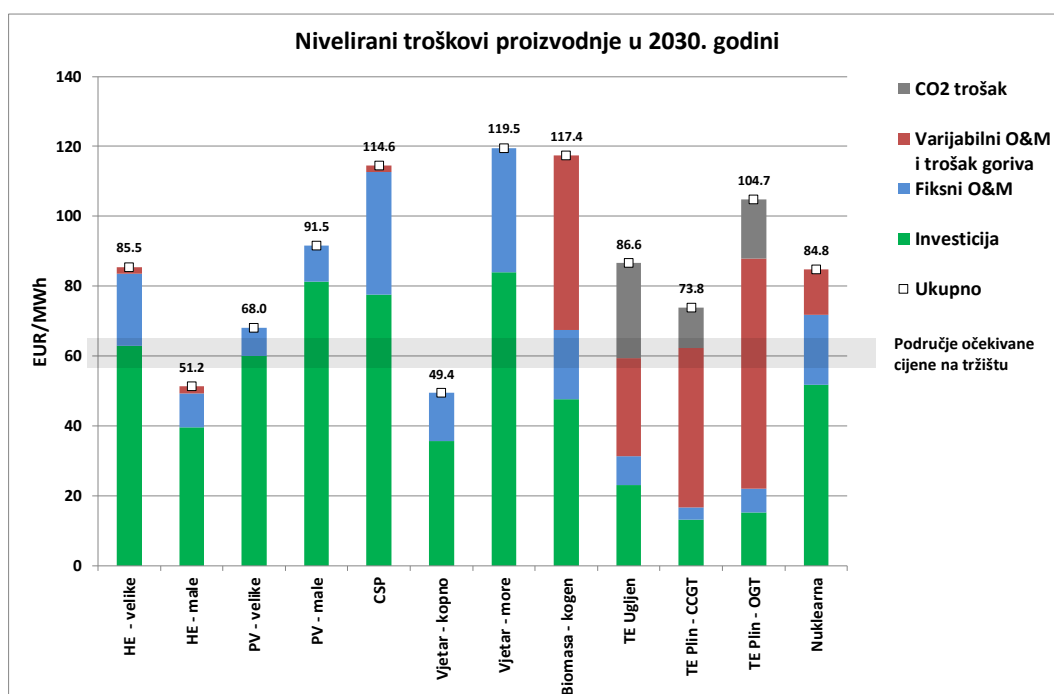
Od razmatranih projekata elektrana u 2020. godini najkonkurentnije su vjetroelektrane (na kopnu) i male HE čiji je očekivani proizvodni trošak ispod 60 EUR/MWh. Zanimljivo je da niti jedna od tehnologija nije dovoljno konkurentna u odnosu na očekivane prosječne tržišne cijene (mada su cijene krajem 2018. godine pokazale uzlazni trend). Konkurentnost TE na fosilna goriva značajno je pogoršana relativno visokom očekivanom razinom cijena emisijskih dozvola (oko 25 EUR/MWh u 2020. godini) – tako da su ove elektrane marginalno konkurentne (tj. mogu nadoknaditi samo varijabilne troškove).

²⁰² Očekivani broj sati pogona geotermalne elektrane je i do 8000 sati godišnje (bruto proizvodnja). Za potrebe prikazane analize uzeta je u obzir relativno visoka vlastita potrošnja ovih postrojenja, te je njihova neto proizvodnja manja i za potrebe usporedbe prosječnog proizvodnog troška na razini neto proizvedene električne energije korišten je manji broj sati rada.



Slika 8.14. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2020. godini

Do 2030. godine pretpostavljen je porast cijena električne energije (na oko 60 EUR/Wh), ali i cijena emisijskih jedinica (na oko 34 EUR/tona CO₂). LCOE vrijednosti za 2030. godinu prikazane su slikom 8.15.

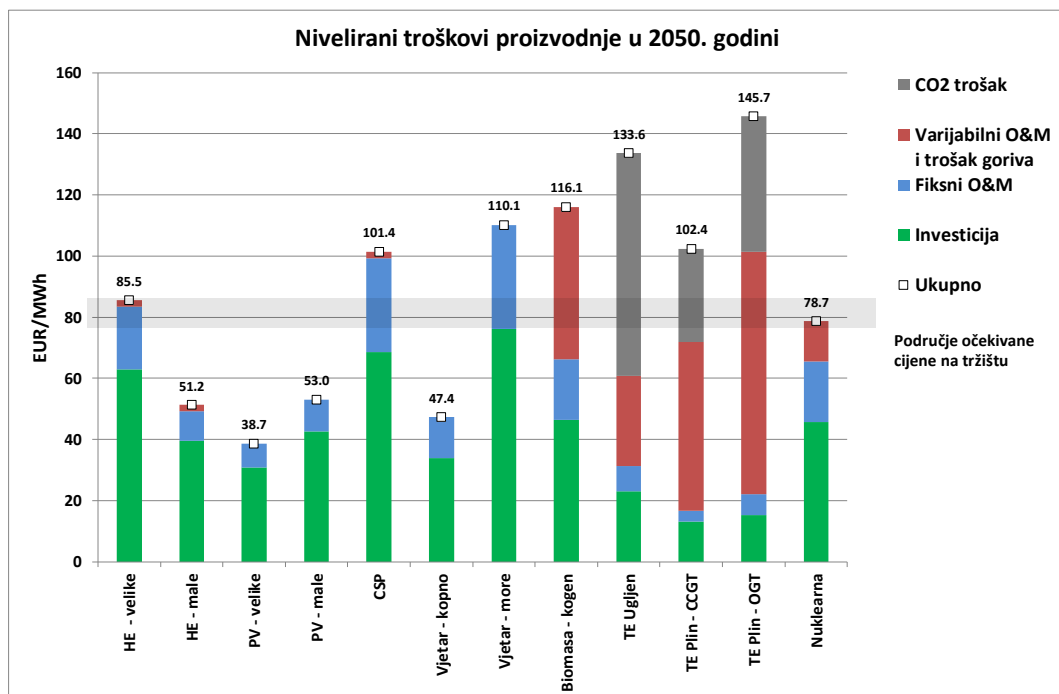


Slika 8.15. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2030. godini

Za pretpostavljene troškove i ostale parametre analize, male HE, vjetroelektrane, sunčane PV (veći projekti) su konkurentni na tržištu, tj. moguća je njihova izgradnja bez izravnih cjenovnih poticaja (u uvjetima idealnog tržišta i zanemarenih troškova integracije elektrana u sustav).

Unatoč povećanim cijenama na tržištu električne energije, zbog daljnjeg povećanja cijene emisijskih dozvola i dalje opada konkurentnost TE na fosilna goriva, a osobito TE na ugljen (zbog većeg utjecaja cijene CO₂ na ukupni proizvodni trošak). TE na plin kombiniranog ciklusa postaju konkurentnije u odnosu na TE na ugljen, ali je upitan faktor opterećenja s kojim ove elektrane mogu sudjelovati na tržištu (pretpostavljeni faktor opterećenja 70 %). Za niže faktore opterećenja, konkurentnost TE na fosilna goriva se dalje pogoršava.

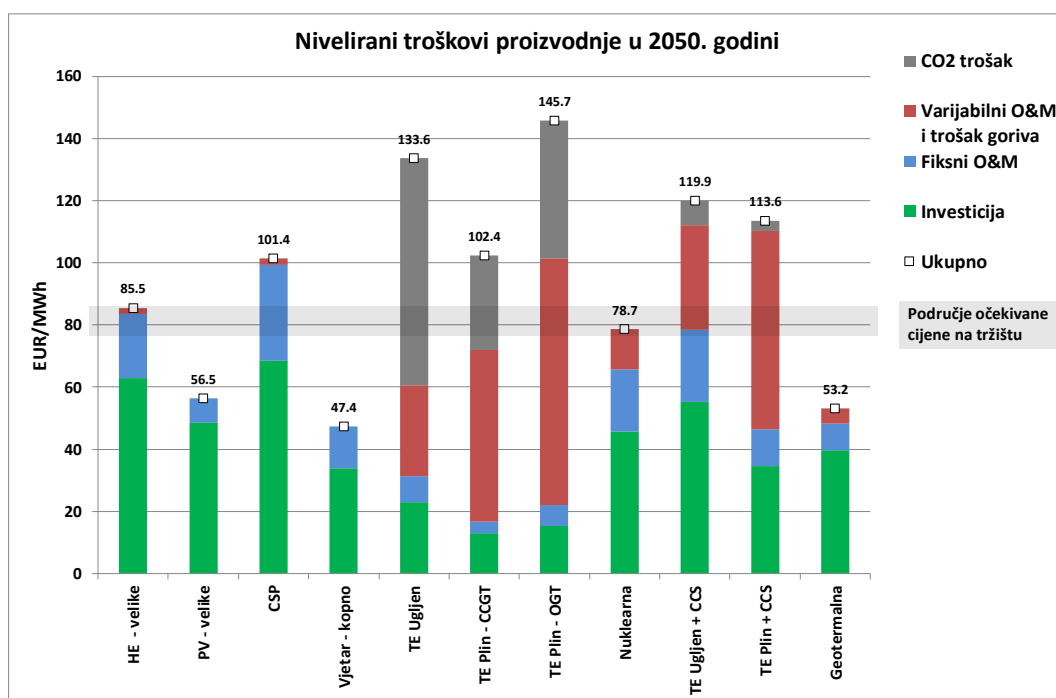
Do 2050. godine očekuje se daljnje smanjenje specifičnih investicija u varijabilne OIE. Očekivana razina cijene na tržištu električne energije dostiže 83 EUR/MWh, a cijena emisijskih dozvola 92 EUR/tona CO₂. Sa slike 8.16. vidljivo je da su u takvom okruženju vjetroelektrane i sunčane PV elektrane najkonkurentniji projekti. Novi projekti nuklearnih elektrana također mogu biti marginalno konkurentni (posljedica relativno snažnog očekivanog smanjenja specifičnih investicija u slučaju značajnije uloge nuklearne energije u dostizanju ciljeva Pariškog sporazuma).



Slika 8.16. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2050. godini

TE na fosilna goriva nisu isplative, primarno zbog velikog udjela troškova za emisije. Radi cjelovitog prikaza na slici 8.17. prikazani su nivelirani troškovi za TE s uključenom CCS opcijom. Jasno je vidljivo da uz pretpostavljeni napredak tehnologije, CCS ne predstavlja konkurentnu opciju čak niti u 2050. godini (uz pretpostavku rješavanje regulatornih i sotalih pitanja vezanih uz primjenu CCS tehnologije).

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.



Slika 8.17. Levelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2050. godini

Pregledom kretanja LCOE vrijednosti u promatranom 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 postaju 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 brzu 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 sunčanih elektrana (fotonaponskih sustava) potaknuta je daljnjim očekivanim snažnim 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 unaprjeđenja. 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).

9. RASPOLOŽIVOST I CIJENE ENERGENATA I EMISIJSKIH DOZVOLA DO 2030./2050. GODINE

9.1. Cijene goriva

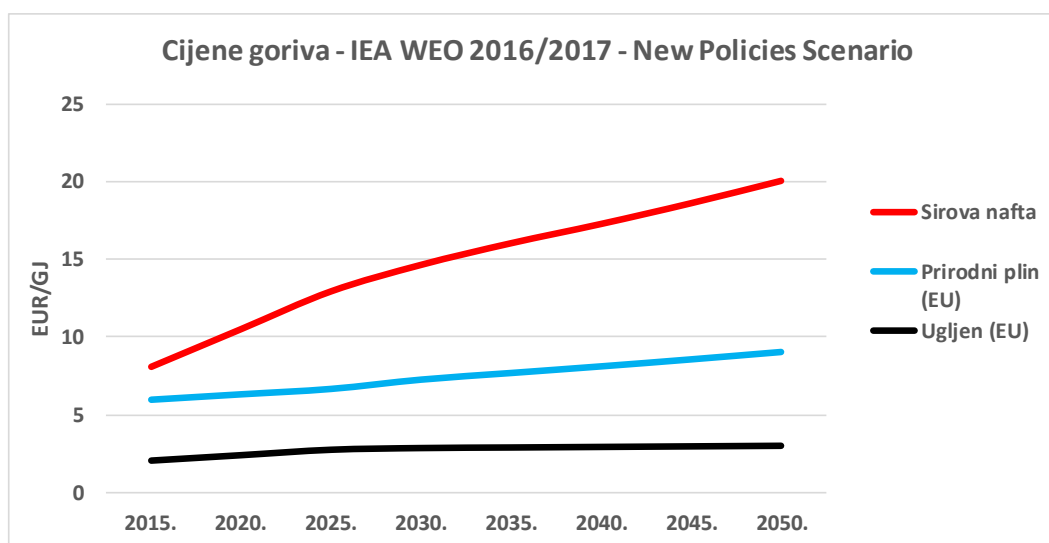
Cijene fosilnih goriva do 2050. godine pretpostavljene su u skladu s predviđanjima Međunarodne agencije za energiju (IEA, World Energy Outlook 2017). Promatra se tzv. scenarij „novih politika“ (engl. *New Policies Scenario*).

Tablica 9.1. 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 9.1. prikazana je razina tako pretpostavljenih cijena za fosilna goriva u EUR/GJ.



Slika 9.1. Cijene fosilnih goriva do 2050. godine

Izvor: IEA WEO 2016/2017 i EIHP obrada

Za prirodni plin i za 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.

9.2. Cijene na tržištu električne energije

Ukupne potrebe za električnom energijom u 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 količina uvoza 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 tablicom 9.2.

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

Tablica 9.2. 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

9.3. Cijene emisijskih jedinica

Za sve elektrane koje koriste fosilna goriva pretpostavljeno je da sudjeluju u europskom sustavu trgovine emisijskim jedinicama. Za potrebe izrade nacionalnih energetske-klimatskih planova Europska komisija je pripremila preporučene razine cijena emisijskih jedinica do 2050. godine koje su prikazane u tablici 9.3. Osnovne cijene izražene su u eurima iz 2013. godine, dok su u tablici 9.3. prikazani i preračunati iznosi na razinu 2015. godine (vrijednosti koje su

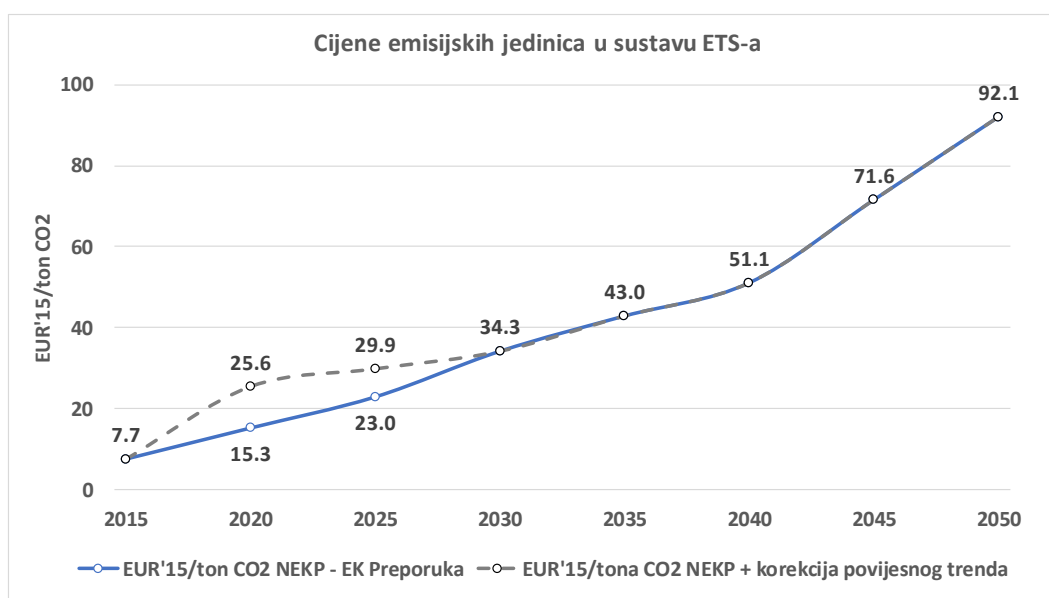
korištene u analizama) i u eurima iz 2016. godine (vrijednosti koje se također navode u dokumentima Europske komisije).

Tablica 9.3. 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

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 i prikazane su na slici 9.2.



Slika 9.2. Očekivana cijena emisijskih jedinica do 2050. godine

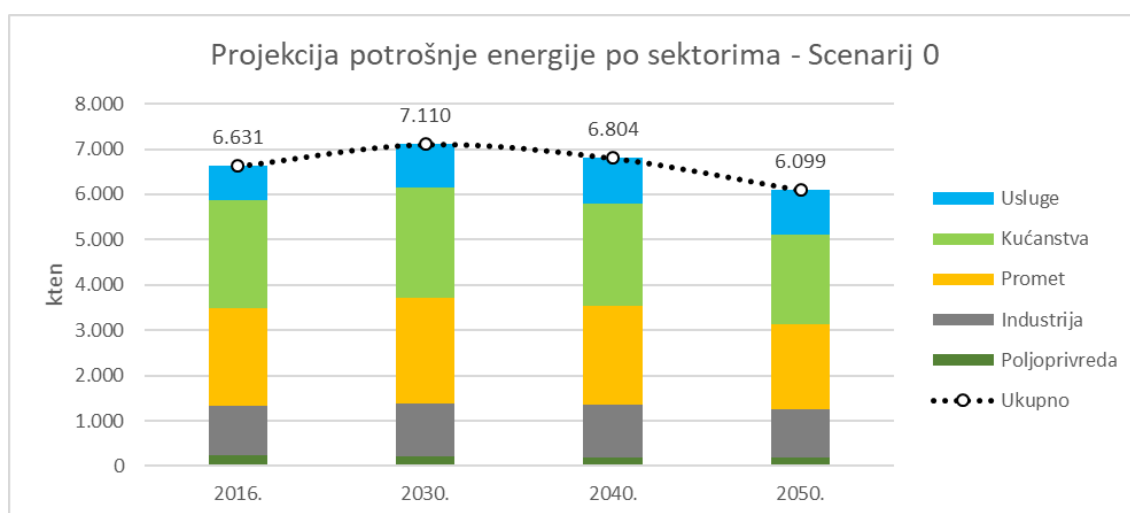
Izvor: EU Reference Scenario 2016 i EIHP analiza

10. REZULTATI SCENARIJA RAZVOJA DO 2030./2050.

10.1. Scenarij S0 – razvoj uz postojeće mjere

10.1.1. Potrošnja energije

U Scenariju S0 (razvoj uz postojeće mjere) u razdoblju do 2020. godine očekuje se lagani porast ukupne finalne energije unatoč snažnim mjerama za povećanje energetske učinkovitosti na svim razinama, osobito u području poboljšanja toplinske izolacije i intenzivne obnove stambenog fonda. Nakon 2020. godine, strukturne, tehnološke i mjere poboljšanja energetske učinkovitosti dostižu razinu koja omogućava postupno smanjenje finalne potrošnje. U 2050. godini očekuje se finalna potrošnja 8 % manja u odnosu na 2016. godinu.

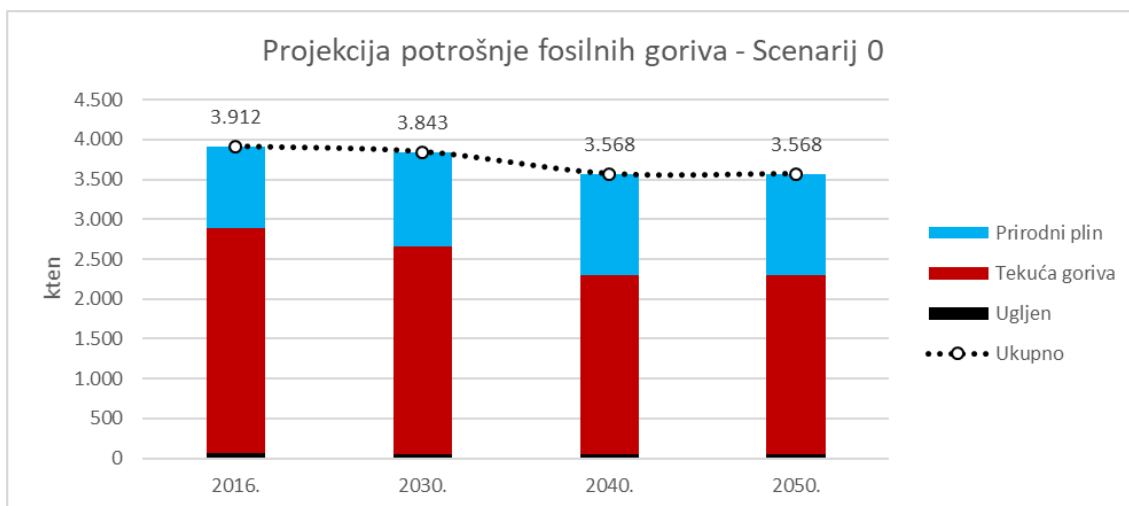


Slika 10.1. Projekcija potrošnje energije po sektorima (Scenarij S0)

Promatrano po kategorijama potrošnje, u razdoblju do 2050. godine najveće smanjenje potrošnje finalne energije očekuje se u prometu i sektoru kućanstava. U istom razdoblju finalna potrošnja u sektoru usluga i industrije ostaje na približno istoj razini.

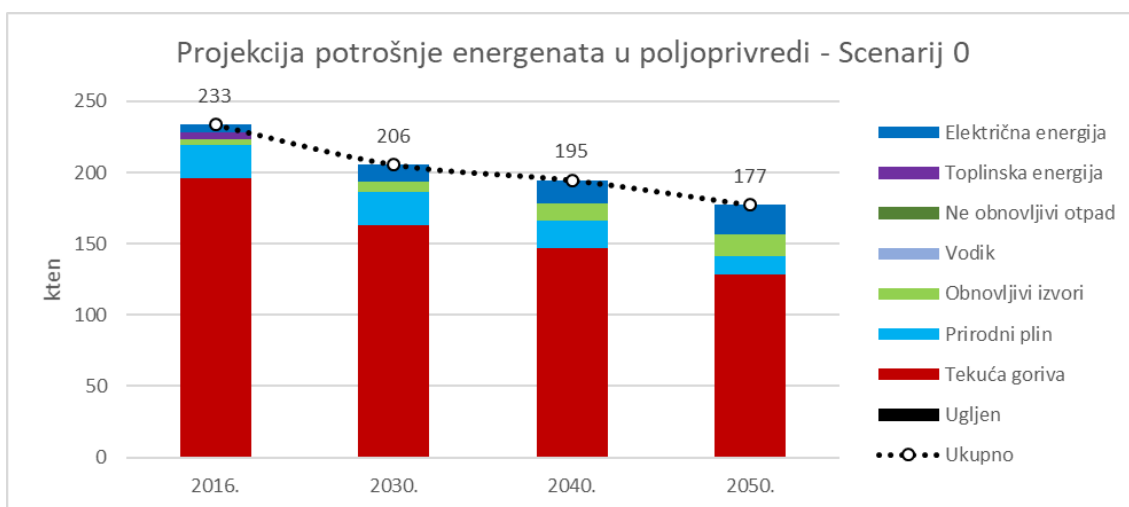
Unatoč značajnijoj ulozi industrije u gospodarstvu, zbog tehničkog napretka ne očekuje se porast potrošnje korisne toplinske energije.

Potrošnja fosilnih goriva u finalnoj potrošnji će se do 2050. godine smanjiti za 10%. Udio obnovljivih izvora energije (ogrjevno drvo, moderna biomasa, sunčeva energija i biogoriva) značajno se povećava. Ako se ovome dodaju električna i toplinska energija proizvedene iz OIE (obnovljivi izvori energije), udio OIE u zadovoljenju finalne potrošnje iznosi više od polovice ukupne finalne potrošnje. Moderni sustavi za biomasu postupno istiskuju ogrjevno drvo iz uporabe.



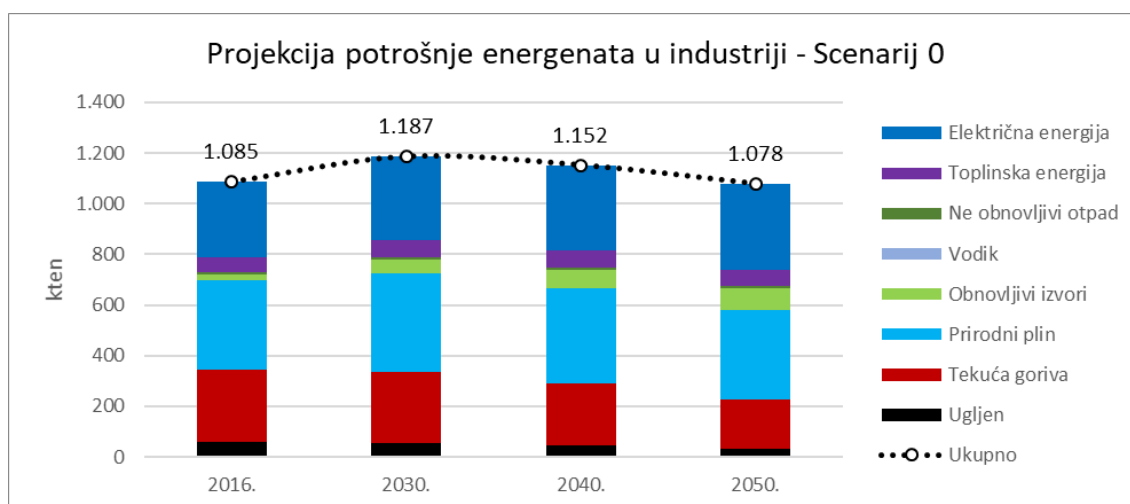
Slika 10.2. Projekcija strukture potrošnje fosilnih goriva (Scenarij S0)

Potrošnja električne energije značajno se povećava u svim kategorijama te se očekuje da će do 2050. godine biti 1,3 puta veća u odnosu na 2016. U kombinaciji s proizvodnjom električne energije bez emisije CO₂ ovakav razvoj potrošnje omogućava dostizanje zadanih ciljeva smanjenje ukupne emisije CO₂. Udio električne energije u finalnoj potrošnji u 2050. godini dostiže 28 %.



Slika 10.3. Projekcija potrošnje energenata u poljoprivredi (Scenarij S0)

U strukturi potrošnje energije u poljoprivredi dominira tekuće gorivo, koje se koristi kao pogonsko gorivo, a takav će se trend zadržati do 2050. godine pri čemu će do kraja razdoblja udio fosilnih goriva u ukupnoj potrošnji energije u poljoprivredi biti iznad 80 %.

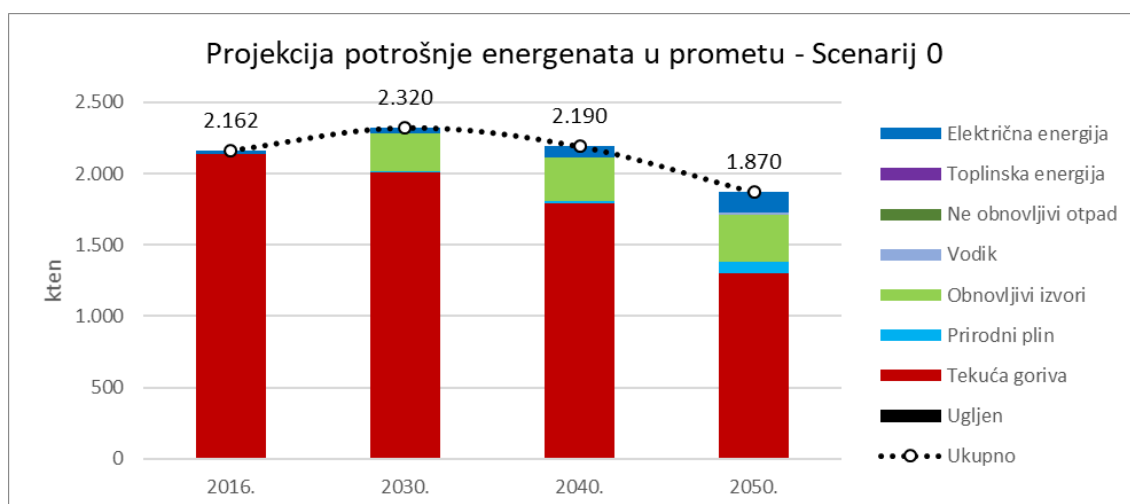


Slika 10.4. Projekcija potrošnje energenata u industriji (Scenarij S0)

Ukupna potrošnja energije u industriji ima konveksan oblik s blagim rastom u razdoblju do 2030. godine, a onda pad potrošnje u razdoblju do 2050. godine.

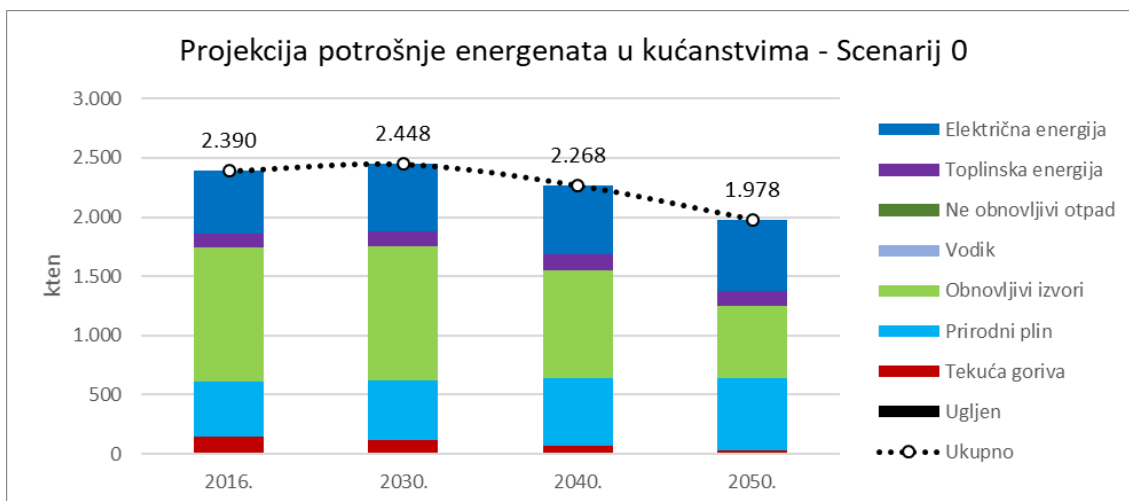
U industrijskom sektoru ne očekuje se značajna izmjena strukture potrošenih energenata što je posljedica zahtjevnosti promjene industrijskih procesa. Do kraja razdoblja udio fosilnih energenata u potrošnji energije u industriji iznosit će iznad 50 %.

U 2050. godini značajan doprinos u procesima koji zahtijevaju izravnu toplinu osiguravat će prirodni plin i tekuća goriva.



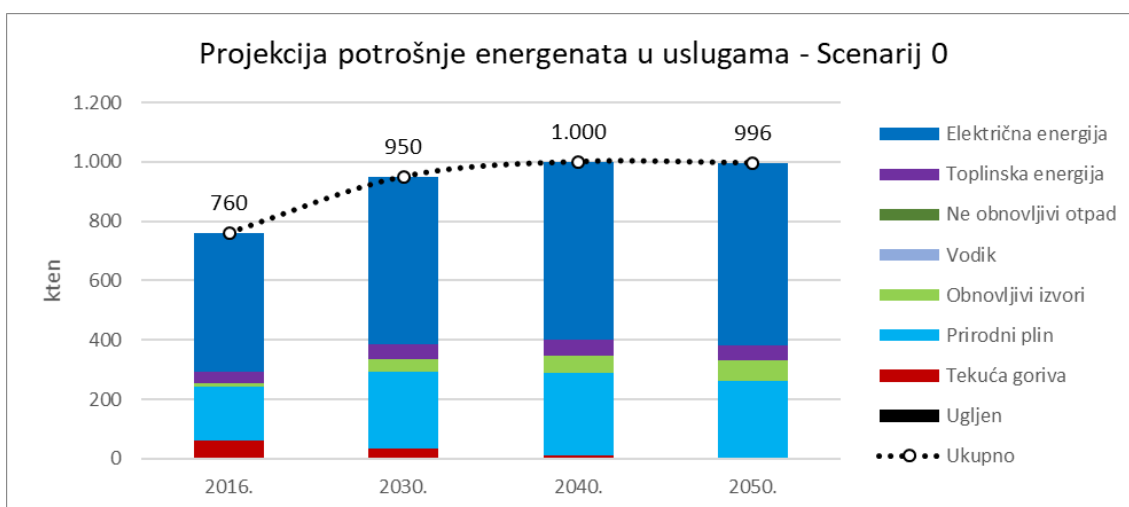
Slika 10.5. Projekcija potrošnje energenata u prometu (Scenarij S0)

U prometu se očekuje smanjenje ukupne potrošnje energije za 13 % u odnosu na 2016. godinu. Osim toga, ne očekuje se značajna promjena strukture korištenih energenata pri čemu će u 2050. godini tekuća goriva zauzimati 70 posto ukupne potrošnje energije u prometu.



Slika 10.6. Projekcija potrošnje energenata u kućanstvima (Scenarij S0)

Kao rezultat postojećih mjera energetske politike i postojećeg tehnološkog napretka potrošnja energenata u kućanstvima će se do 2050. godine smanjiti za 17 % u odnosu na 2016. godinu. Tako blago smanjenje potrošnje rezultat je postojećih trendova povećanje razine energetske učinkovitosti u zgradarstvu te sporijom penetracijom učinkovitijih tehnologija za grijanje, poput dizalica topline.



Slika 10.7. Projekcija potrošnje energenata u uslugama (Scenarij S0)

Rast potrošnje energije u uslužnom sektoru bit će zaustavljen oko 2040. godine nakon čega će do 2050. godine stagnirati. Glavni pokretač porasta potrebne energije je povećana aktivnost uslužnog sektora i povećanje ukupne površine u tom sektoru, dok je trend smanjenja potrošnje uglavnom određen povećanjem razine energetske učinkovitosti u zgradarstvu, slično kao i u sektoru kućanstava.

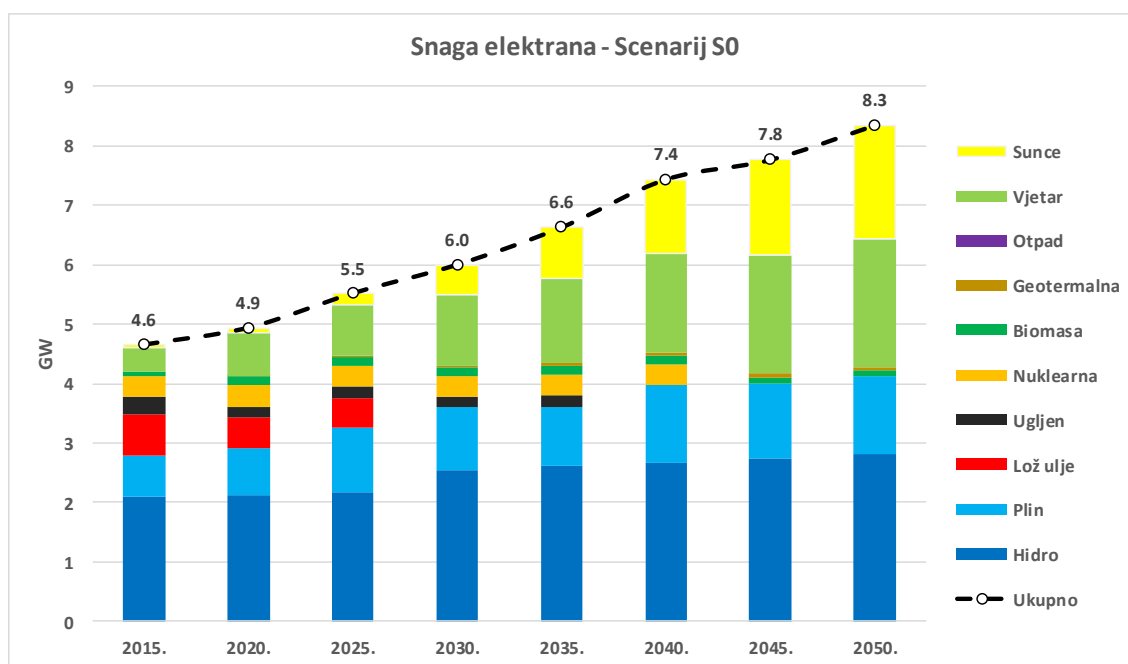
Neenergetska potrošnja energenata uvelike ovisi o razvojnim scenarijima industrijske proizvodnje. U slučaju prirodnog plina to se odnosi na razinu proizvodnje Petrokemije d.d. za koju je pretpostavljeno da će zadržati proizvodnju na razini današnje.

10.1.2. Proizvodnja električne energije

Snaga elektrana

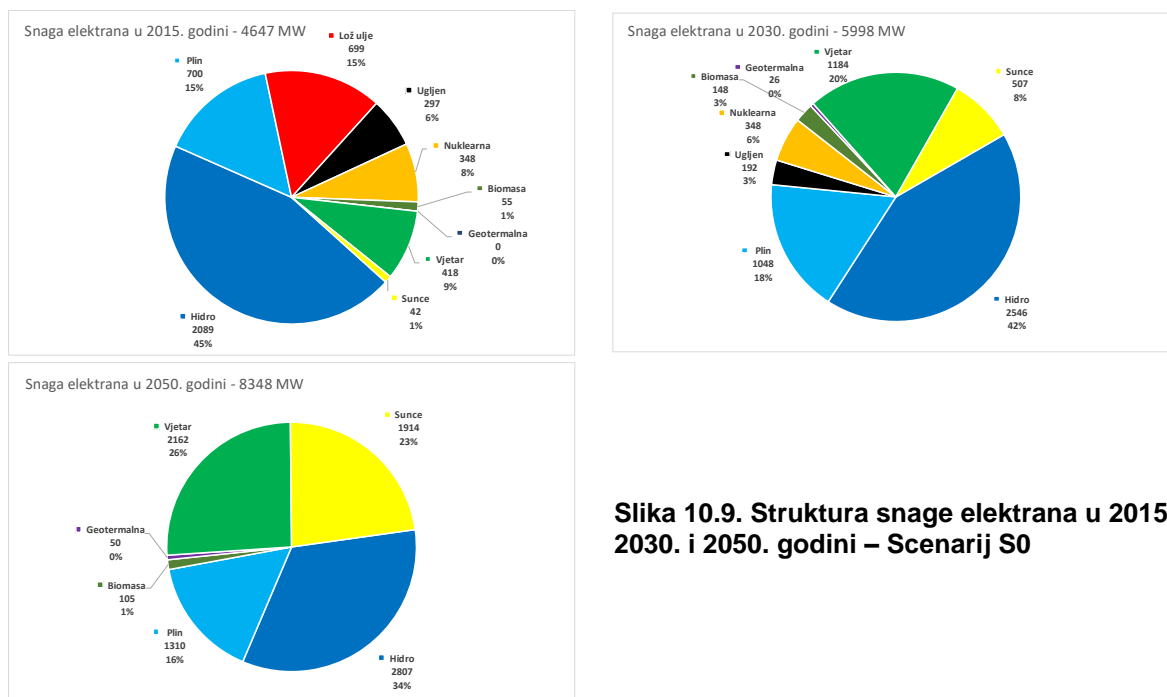
Izgradnja elektrana za zadovoljenje potreba za električnom energijom u Scenariju S0 prikazana je u tablici 17.1 i na slici 10.8.

Prema scenariju s postojećim mjerama ukupna snaga elektrana raste s 4,65 GW²⁰³ u 2015. 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 200 MW novih elektrana.



Slika 10.8. Snaga elektrana do 2050. godine – Scenarij S0

²⁰³ Navedena snaga uključuje i dio snage u NE Krško koji se koristi za opskrbu hrvatskog EES a.



Slika 10.9. Struktura snage elektrana u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij S0

Prema Scenariju S0 do 2030. godine snaga hidroelektrana dostiže 2 546 MW. Do kraja promatranog razdoblja gradi ukupna snaga hidroelektrana dostiže 2 807 MW. U strukturi ukupne snage udio HE postupno opada s 45 % u 2015., na 42 % u 2030. i na 34 % u 2050. godini.

Postojeće TE na loživo ulje izlaze iz pogona do 2025. godine. Ove elektrane već danas se ne koriste u redovitom pogonu jer visokim proizvodnim troškom ne mogu konkurirati ostalim opcijama na tržištu. Nema nove izgradnje 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.

Za potrebe zadovoljenja toplinske potrošnje u pogonu ostaju kogeneracijske TE na plin. Dio toplinskih potreba 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. Ukupna snaga TE na plin u 2030. godini iznosila bi 1 310 MW

Snaga elektrana na biomasu iznosi 105 MW u 2050. godini, dok je identificirani potencijal geotermalnih lokacija praktično u potpunosti iskorišten. Težište proizvodnje električne energije iz biomase je na krutoj/drvoj biomasu. Kapaciteti za proizvodnju bioplina se usmjeravaju na

sektor prometa (proizvodnja biometana). Ukupna snaga i odnos između pojedinih tehnologija u konačnici će ovisiti o uvjetima na tržištu.

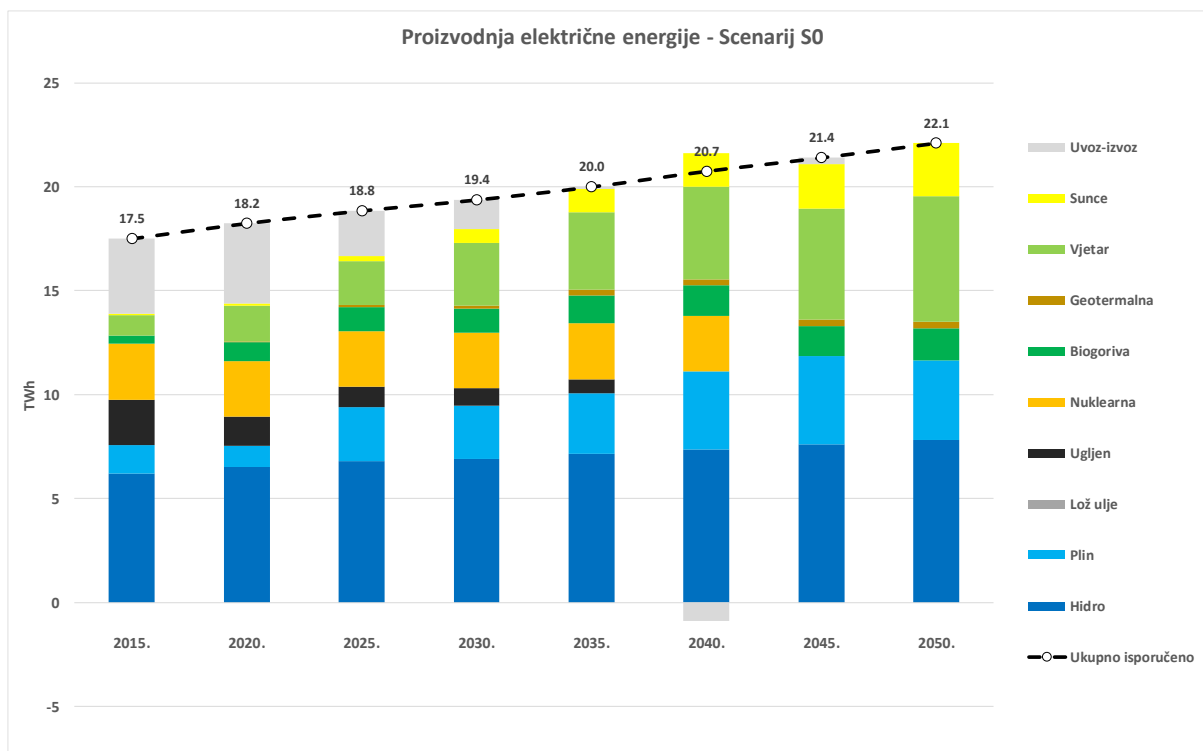
Najveća promjena u strukturi snage elektrana očekuje se na području promjenjivih obnovljivih izvora. Snaga vjetroelektrana (VE) i sunčanih fotonaponskih (PV) sustava se višestruko povećava. S početnih 418 MW u 2015. godini, snage VE raste na 1 180 MW u 2030., tj. na 2 160 MW u 2050. godini. Svi projekti odnose se na elektrane na kopnu, tj. pučinske VE se nisu pokazale konkurentne (za pretpostavljenu razinu troškova i tehnološkog razvoja). U prosjeku se tijekom tridesetogodišnjeg razdoblja gradi 60 MW novih VE godišnje, što je skoro jednako brzi stupanj razvoja zabilježen u zadnjih deset godina od kada se VE počinju integrirati u EES RH.

Istovremeno se razvija veliki broj PV 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 razdoblju razvoj PV projekata bio ograničen 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 očekuje se ukupna snaga od 500 MW u PV projektima, tj. u prosjeku oko 40 MW godišnje. Do 2050. godine ukupna snaga PV elektrana dostigla bi oko 1900 MW, tj. u prosjeku je potrebno graditi oko 70 MW godišnje.

Udio VE i PV u ukupnoj snazi elektrana u 2030. godini iznosio bi 31 %, a u 2050. godini 49 %.

Proizvodnja električne energije

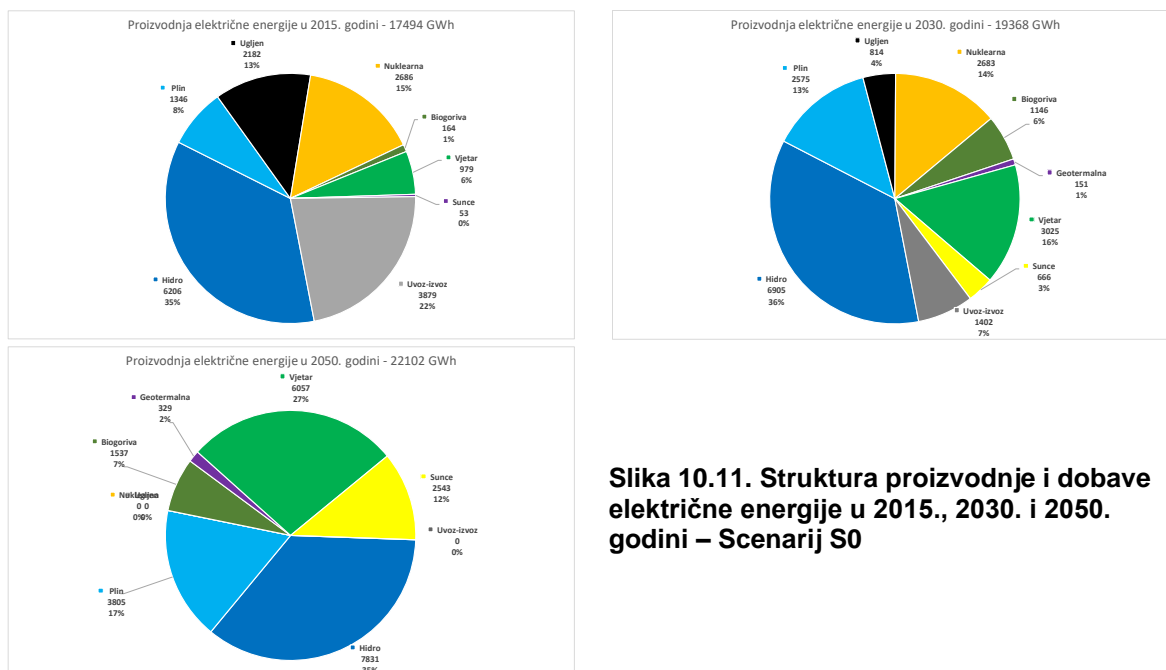
U skladu s promjenom strukture proizvodnih kapaciteta, promatrano plansko razdoblje donosi promjene u smislu strukture proizvodnje električne energije kako je to prikazano tablicom 17.2. i slikom 10.10.



Slika 10.10. Proizvodnja električne energije – Scenarij S0

U 2015. godini struktura zadovoljenja potreba za električnom energijom temeljila se na domaćoj proizvodnji u hidroelektranama (35 %), TE na ugljen (13 %), TE na plin (8 %), dok su TE na biomasu, VE i PV sudjelovale s oko 7 %. Preostale potrebe zadovoljene su iz uvoza, iz NE Krško (15 %) i kupovinom na tržištu (22 %). Relativno veliki uvoz je posljedica povoljnih cijena na tržištu kojima domaće elektrane ne mogu konkurirati, iako postoji dovoljno proizvodnih kapaciteta u Hrvatskoj.

U razdoblju do 2030. godine dolazi do promjene strukture proizvodnje i dobave u korist domaćih elektrana, prije svega novoizgrađenih VE i PV, dok se udio uvoza električne energije smanjuje na oko 4 % ukupnih potreba. Smanjenje uvoza posljedica je pretpostavke da se će postupno smanjivati neto uvoz električne energije, ali mogućnost razmjene (uvoza i izvoza) i dalje postoji. Proizvodnja TE na ugljen se smanjuje pod utjecajem povećanih cijena emisijskih dozvola. Ukupna proizvodnja iz fosilnih goriva dostiže 17 %, što je smanjenje u odnosu na ostvarenih 21 % u 2015. godini.



Slika 10.11. Struktura proizvodnje i dobave električne energije u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij S0

Ukupna proizvodnja iz varijabilnih izvora dostiže 3,66 TWh (3,0 TWh iz VE i 0,66 TWh iz PV) ili 19 % od ukupnih potreba. Udio svih OIE dostiže 62 % ukupnih potreba. Preostale potrebe pokrivaju se uvozom (uključujući NE Krško).

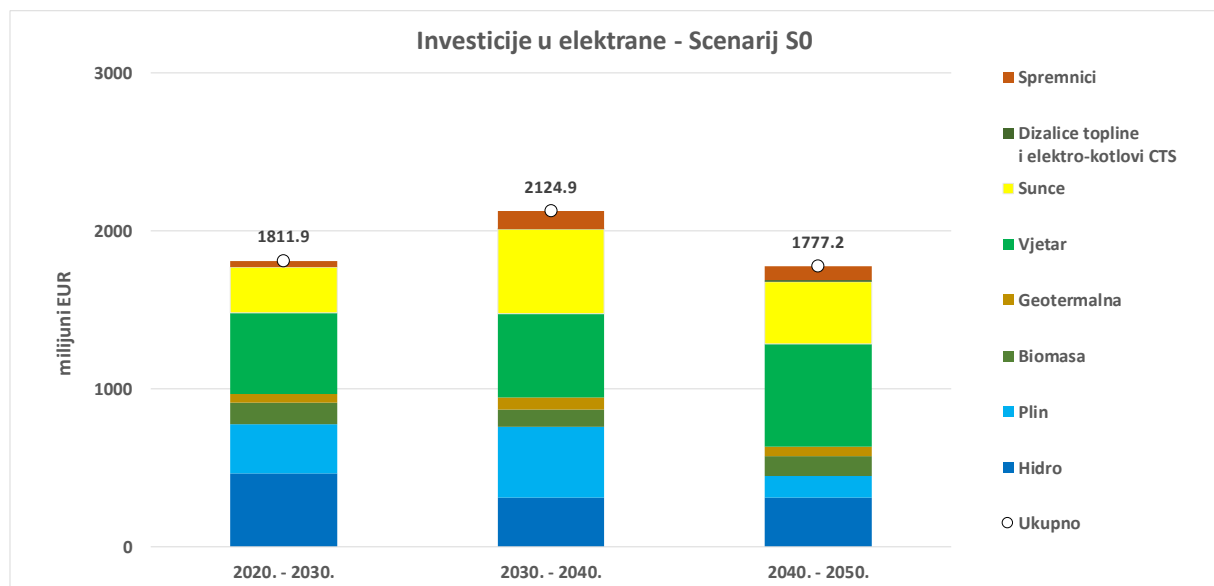
Do 2050. godine pretpostavlja se da je neto razmjena sa susjednim sustavima približno u ravnoteži, te se na godišnjoj razini bilanca zatvara proizvodnjom iz domaćih elektrana. Trećina potreba ili 35 % zadovoljava se proizvodnjom HE, a 39 % iz VE i PV. Ukupni udio OIE dostiže 83 % (bez crnog rada HE). Udio TE na plin iznosi 17 %. Na krajnji rezultat i strukturu proizvodnje nakon 2040. godine bitno utječe pretpostavka o produljenju dozvole za NE Krško. U slučaju da nema produljenja životnog vijeka potrebno je ovu proizvodnju nadomjestiti iz novih izvora (očekivano OIE). Analize ukazuju da bi nuklearna opcija do 2050. godine mogla biti konkurentna na tržištu (ovisno o cijenama) i u slučajevima kada bi na tržištu na raspolaganju bile manje proizvodne jedinice s troškovima izgradnje nižim u odnosu na današnje troškove za projekte 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).

Do 2030. godine identificirana je potreba izgradnje oko 100 MW spremnika energije (baterija) za uravnoteženje sustava, tj. ukupno 300 MW do 2050. godine. Kapacitet spremnika energije utvrđen dugoročnim modelom uzima u obzir očekivanu razinu varijabilnosti iz VE i PV 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 sprezi sa 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.

Godišnja emisija ugljikova dioksida iz proizvodnje električne energije (uključivo rad kogeneracija) u 2030. godini iznosi 1767 tisuća tona, tj. smanjena je za 53 % u odnosu na 1990. godinu ili za 63 % u odnosu na 2005. godinu. Do 2050. godine emisija opada na oko 1300 tisuća tona, tj. smanjenje za 63% u odnosu na 1990. godinu ili za 73% u odnosu na 2005. godinu.

Investicije u proizvodnju električne energije

Ukupne investicije u elektrane, spremnike i dizalice topline u razdoblju od 2020. do 2050. godine procijenjene su na 5,71 milijardi EUR kako je prikazano slikom 10.12. i tablicom 17.3. Polovica navedenog iznosa odnosi se na VE i PV projekte.



Slika 10.12. Ulaganja u elektrane – Scenarij S0

10.1.3. Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže

Razvoj prijenosne mreže do 2030. godine

Planiranje razvoja prijenosne mreže dužnost je tvrtke HOPS d.o.o., koja redovito (godišnje) izrađuje desetogodišnje planove razvoja prijenosne mreže s detaljnijom razradom petogodišnjih i trogodišnjih planova, a koji su rezultat usvojenih kriterija planiranja mreže, trenutnih informacija o planovima kretanja potrošnje električne energije u zemlji i karakteristikama potrošnje (maksimalna i minimalna satna potrošnja, godišnja krivulja trajanja opterećenja, sezonska maksimalna satna potrošnja i dr.), prostorne raspodjele potrošnje, te izgradnje i priključka na prijenosnu mrežu novih proizvodnih postrojenja. Desetogodišnje planove razvoja odobrava HERA, a financijska sredstva potrebna za provođenje planova razvoja osiguravaju se kroz naknadu za prijenos električne energije. Nacionalni desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže usklađuje se s desetogodišnjim planovima razvoja prijenosne

mreže čitave Europe (*Ten Year Network Development Plan - TYNDP*) koje periodički (svake dvije godine) izrađuje udruženje europskih operatora prijenosnih sustava (ENTSO-E).

Posljednji odobreni nacionalni desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže obradio je razdoblje od 2018.-2027. godine, te su u istom procijenjena potrebna financijska sredstva za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže u iznosu od oko 6 milijardi kuna (5,8 milijardi kuna investicija HOPS-a bez priključka novih korisnika), od čega je oko 1,5 milijarda kuna predviđeno za investiranje u sljedećem trogodišnjem razdoblju. U ukupno predviđenim ulaganjima značajan dio odnosi se na revitalizaciju prijenosne mreže (2,8 milijardi kuna odnosno 47 % ukupnih ulaganja), investicije od sustavnog značaja (1,6 milijardi kuna odnosno 27 % ukupnih ulaganja), zamjene i rekonstrukcije te ostala ulaganja (0,7 milijardi kuna, 11 % ukupnih ulaganja), ulaganja u susretne objekte s ODS-om (0,53 milijardi kuna, 9 % ukupnih ulaganja), SINCO.GRID projekt (0,2 milijarde kuna, 3 % ukupnih ulaganja), te elektroenergetske uvjete priključenja (0,17 milijardi kuna, 3 % ukupnih ulaganja). U investicijama od sustavnog značaja uključene su i investicije za unaprjeđenje sustava vođenja i ICT infrastrukturu u iznosu od 178 milijuna kuna za naredno desetogodišnje razdoblje.

Desetogodišnjim planom razvoja definirana je potreba za sljedećim investicijski zahtjevnim pojačanjima/revitalizacijama mreže:

- pojačanje 400 kV mreže na zagrebačkom području izgradnjom novog DV 2x400 kV Tumbri – Veleševac, koji se spaja s postojećim DV 2x400 Žerjavinec – Veleševac, te se formiraju nove veze 2x400 kV Tumbri – Žerjavinec i 400 kV Ernestinovo – Tumbri,
- izgradnja TS 220/110 kV Vodnjan,
- zamjena podmorskih kabela na dionicama vodova Crikvenica – Krk, Dugi Rat – Nerežišća, Nerežišća – Starigrad, Krk – Lošinj i Starigrad – Blato,
- ugradnja dvije varijabilne prigušnice 200 Mvar i 100 Mvar, te statičkog Var kompenzatora snage 250 Mvar u sklopu SINCRO.GRID projekta, priključenih na mrežu 220 kV,
- zamjena vodiča i povećanje prijenosne moći vodova 220 kV Zakučac – Konjsko i Senj – Melina,
- zamjena vodiča i povećanje prijenosne moći na određenom broju vodova 110 kV, te zamjene vodiča bez povećanja prijenosne moći na najstarijim vodovima u mreži 110 kV i
- zamjena većeg broja energetskih transformatora 220/110 kV i 110/x kV.

Opisana financijska ulaganja i plan razvoja prijenosne mreže u idućem desetogodišnjem razdoblju određeni su temeljem sljedećih ulaznih pretpostavki:

- vršno opterećenje sustava u iznosu od 3 832 MW u 2027. godini,
- priključak novih elektrana i kupaca prema ugovorima o priključku sklopljenim do kraja 2017. godine,
- izgradnja i priključak na prijenosnu i distribucijsku mrežu vjetroelektrana ukupne snage 1 028 MW,
- bez novih sunčanih elektrana priključenih na prijenosnu mrežu,
- bez značajnije izgradnje distribuiranih izvora električne energije i
- uz izgradnju 18 novih TS 110/x kV kao susretnih objekata HOPS-a i HEP ODS-a.

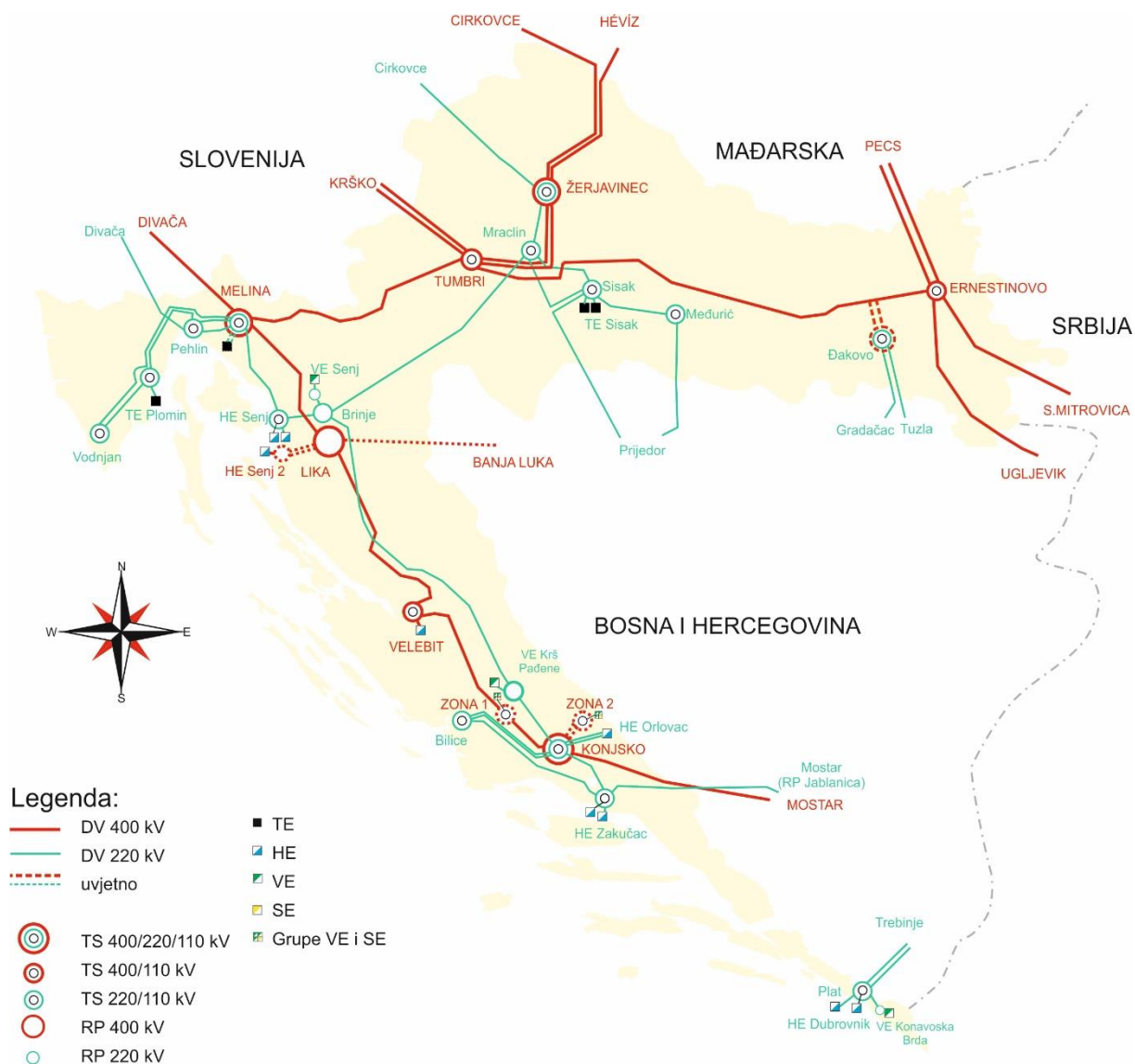
Imajući u vidu ulazne pretpostavke za planiranje razvoja prijenosne mreže temeljem scenarija S0 iz ovog dokumenta (razvoj uz postojeće mjere), novelirani desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže trebalo bi prilagoditi uzimajući u obzir sljedeće:

- planirano je vršno opterećenje na razini prijenosne mreže u iznosima od 2 930 MW u 2020. godini, te 3 103 MW u 2030. godini, što je za oba vremenska presjeka bitno manje od pretpostavke koju je koristio HOPS za izradu posljednjeg desetogodišnjeg plana razvoja,
- planirana je izgradnja i priključak na 110 kV mrežu jedne nove HE (snage ~36 MW) u 2024. godini, te priključak na mrežu 220 kV (400 kV) druge HE (snage ~378 MW) u 2026. godini,
- predviđen je ulazak u pogon novog CCGT bloka snage 150 MW na području Zagreba u 2023. godini, izgradnja još jednog takvog bloka na drugoj lokaciji s značajnim toplinskim konzumom, te dodatna izgradnja novih plinskih blokova/bloka ukupne snage 150 MW u 2028. godini,
- izgradnja ukupno 1 184 MW u vjetroelektranama, što je povećanje u odnosu na postojeću izgrađenost VE (576 MW) od 608 MW, koji se raspoređuju temeljem do sada (listopad 2018.) sklopljenih ugovora o priključku na prijenosnu ili distribucijsku mrežu (novih 597 MW),
- izgradnja ukupno 133 MW u sunčanim elektranama priključenim na prijenosnu mrežu (trenutno su kroz izradu preliminarnih studija priključka na prijenosnu mrežu svoj interes iskazala četiri projekta ukupne snage 445 MW, svi smješteni na području Dalmacije),
- ostanak u pogonu TE Plomin 2 do promatranog vremenskog presjeka, te nastavak preuzimanja polovice proizvodnje NE Krško.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prijenosnu mrežu (uključujući priključke novih konvencionalnih elektrana, vjetroelektrana i sunčanih elektrana, te razne ostale troškove identificirane u desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže 2018.-2027.), imajući u vidu prethodno opisane ulazne pretpostavke, u razdoblju do 2030. godine, iznosila do 6,2 milijardi kuna, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak do 520 milijuna kuna/godišnje. Financijska sredstva potrebna za razvoj/revitalizaciju prijenosne mreže osigurala bi se većim dijelom iz naknade za prijenos 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 većeg dijela investicija već sadržanih u službenom desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže u razdoblju 2018.-2027. godine, od investicijski zahtjevnijih dodatnih aktivnosti na razvoju mreže izdvajamo sljedeće:

- povećanje prijenosne moći DV 220 kV Konjsko – Krš Pađene – Brinje u srednjoročnom razdoblju (okvirno do 2023. godine) zamjenom alučelnih vodiča HTLS vodičima, u cilju prihvata proizvodnje VE i SE na području Dalmacije,
- formiranje jednog do najviše dva „zonska priključka“ odnosno TS 400/110 kV, na odgovarajući način spojene sa 400 kV i 110 kV mrežom, preko kojih bi se energija proizvedena u VE i SE prenosila 400 kV mrežom u udaljenija područja, u slučaju da lokalna 110 kV mreža više ne može preuzeti cjelokupnu proizvodnju tih elektrana,
- od novih međudržavnih/interkonekcijskih vodova u razdoblju do 2030. godine moguća je izgradnja novog DV 400 kV Lika – Banja Luka ukoliko tehno-ekonomske analize pokažu opravdanost njegove izgradnje.



Slika 10.13. Predvidiva topologija 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2030. godine (scenarij S0)

Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže potrebno je osigurati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (kroz mehanizam uravnoteženja i dijelom kroz naknadu za prijenos električne energije), odnosno za nabavu dijela pomoćnih usluga sustava (prvenstveno regulaciju frekvencije i snage), a koja se preliminarno mogu procijeniti na iznos do 340 milijuna kuna/godišnje temeljem postojećih cijena P/f regulacijskih rezervi i cijena energije proizvedene u regulaciji (ovaj iznos ovisit će o nizu faktora poput pogrešaka u predviđanju proizvodnje VE i SE, proizvodnim postrojenjima koje će pružiti potrebne regulacijske rezerve, eventualnom razvoju tržišta pomoćnih usluga, raspoloživosti tih usluga na strani distribucijske mreže i/ili od strane kupaca priključenih na prijenosnu mrežu, dijeljenju usluga/zajedničkoj nabavi sa ostalim operatorima sustava u okruženju te općenito o cijenama po kojim će HOPS moći osigurati regulacijske rezerve). Potrebno je naglasiti da će predviđenu razinu integracije VE i SE do razmatranog vremenskog presjeka 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 navedenih troškova uravnoteženja mogu se očekivati i povećani troškovi otklanjanja zagušenja u mreži kroz redispečing proizvodnih postrojenja i ostale raspoložive mjere.

Razvoj prijenosne mreže do 2050. godine

Prema Scenariju S0 prikazanih analiza u razdoblju do 2050. godine očekuje se određena transformacija elektroenergetskog sektora, prvenstveno u dijelu proizvodnje električne energije, koja dovodi do sljedećih važnih pretpostavki bitnih za planiranje prijenosne mreže:

- na području RH ne očekuje se veliki porast potrošnje električne energije, niti veliki porast maksimalnog opterećenja na razini prijenosne mreže, iz demografskih razloga kao i radi predviđene visoke izgradnje distribuiranih izvora električne energije te primjene mjera energetske učinkovitosti (predviđeno vršno opterećenje na razini prijenosne mreže iznosi 3 294 MW u 2040. godini, odnosno 3 471 MW u 2050. godini),
- prema planu izgradnje/izlaska iz pogona proizvodnih postrojenja do 2040. godine očekuje se izlazak iz pogona TE Plomin 2, a u razdoblju do 2045. godine očekuje se prekid isporuke električne energije za potrebe RH iz NE Krško,
- proizvodnja električne energije u RH u 2050. godini temeljit će se na hidroelektranama, vjetroelektranama, sunčanim elektranama, plinskim elektranama i različitim distribuiranim izvorima,
- izgradnja VE predviđa se do razine 1 684 MW u 2040. godini (dodatnih 500 MW u odnosu na 2030. godinu), te 2 162 MW u 2050. godini (dodatnih 478 MW u odnosu na 2040. godinu), priključenih na prijenosnu mrežu,
- s obzirom na sadašnje procjene vjetropotencijala u RH, većina vjetroelektrana bit će smještena u primorskom dijelu zemlje i na području Like, dok se u ostatku zemlje ne očekuje značajnija izgradnja istih,
- ukupna izgradnja SE predviđa se do razine 1 245 MW u 2040. godini, te 1 914 MW u 2050. godini, uz priključak na prijenosnu mrežu oko 400 MW u 2050. godini, što je povećanje za oko 267 MW u odnosu na 2030. godinu,
- pretpostavlja se da će većina novih SE biti izgrađena na područjima visokog solarnog potencijala (od Istre, otoka do južnog dijela zemlje),
- ukupna instalirana snaga hidroelektrana na kraju planskog razdoblja iznositi će oko 2 800 MW, što je povećanje od 261 MW u odnosu na planiranu veličinu izgradnje 2030. godine,
- konkretne lokacije za nove hidroelektrane nisu određene, no pretpostavlja se izgradnja jedne dodatne reverzibilne elektrane snage oko 150 MW prvenstveno radi regulacijskih potreba u sustavu,
- instalirana snaga plinskih elektrana iznosila bi 1 290 MW u 2040. godini, te 1 310 MW u 2050. godini, što je povećanje od 262 MW u odnosu na planiranu veličinu izgradnje 2030. godine,
- lokacije novih plinskih elektrana nisu određene, no za potrebe definiranja okvirnog plana razvoja prijenosne mreže pretpostavit će se da će u pogon ulaziti srednje veliki blokovi (pojedinačnih snaga oko 100-150 MW), smješteni na lokacijama ili u blizini lokacija postojećih TE-TO ili TE.

Prethodno opisane pretpostavke nisu dovoljne da se točnije definira plan razvoja prijenosne mreže budući da u postojećem trenutku nisu poznate lokacije pojedinačnih proizvodnih objekata na području RH na kraju promatranog razdoblja. Temeljem opisanih pretpostavki moguće je postaviti općenite smjernice za razvoj prijenosne mreže, te vrlo grubo procijeniti troškove izgradnje visokonaponske mreže do 2050. godine, imajući u vidu sljedeće:

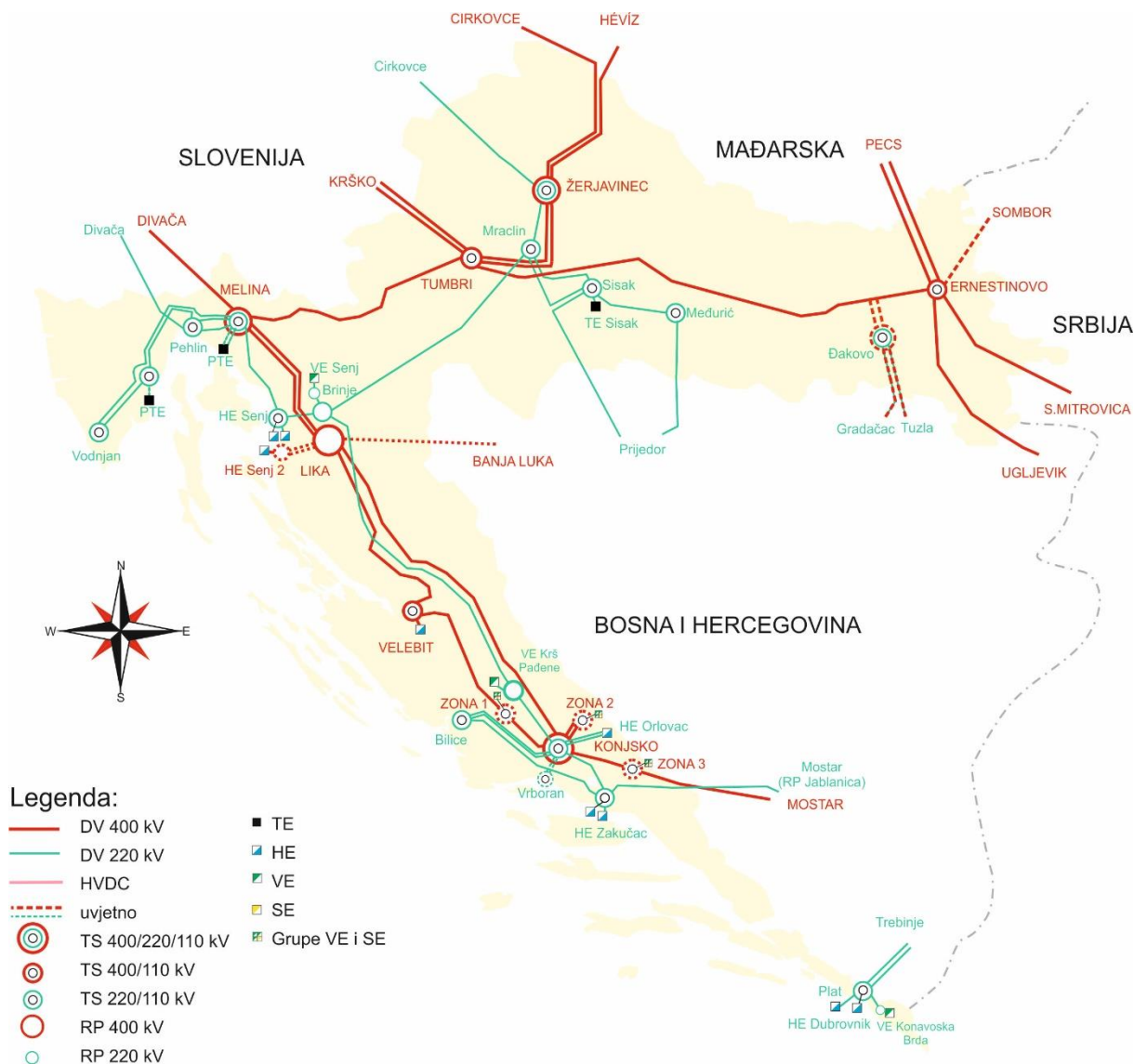
- potrebna izgradnja visokonaponske mreže ovisit će o mogućoj istodobnosti proizvodnje hidroelektrana, vjetroelektrana i sunčanih elektrana pri čemu će biti potrebno odrediti najveće i najmanje realno moguće istodobne snage proizvodnje iz svih proizvodnih objekata koji će električnu energiju proizvoditi iz OIE (HE, VE, SE), imajući u vidu i susjedne zemlje te šire regionalno područje,
- planiranje razvoja prijenosne mreže više se neće moći provoditi analizom mogućih stanja prijenosnog sustava u satima nastanka maksimalnog i minimalnog opterećenja, te predviđenog angažmana elektrana u tim satima, već će u analizu trebati uključiti puno veći broj mogućih pogonskih stanja koja će obuhvatiti različite razine istodobnog angažmana pojedinačnih elektrana i istodobne satne potrošnje unutar elektroenergetskog sustava,
- prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže u analizu će trebati uključiti i velik broj scenarija vezanih za prijenosne sustave u okruženju te tržišne prilike u promatranim kritičnim satima, imajući u vidu da će vjerojatno i u susjednim zemljama doći do intenzivne izgradnje varijabilnih proizvodnih izvora električne energije, a čija će povremena izuzetno visoka proizvodnja vjerojatno koincidirati s proizvodnjom tih izvora na području RH.

Veća očekivana varijabilnost tokova energije u prijenosnoj mreži radi visoke instalirane snage vjetroelektrana i značajne proizvodnje na distribucijskoj mreži, u odnosu na postojeće stanje, ukazuje na eventualnu potrebu daljnjeg jačanja 400 kV mreže na pravcu sjever (šire riječko područje) – jug (šire splitsko područje).

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 prijenosnu mrežu u razdoblju od 2030. do 2050. godine iznosila do 8,3 milijardi kuna, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak do 414 milijuna kuna/godišnje.

Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže dugoročno će biti potrebno osiguravati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (nabavu dijela pomoćnih usluga sustava), a koja se za kraj razmatranog razdoblja do 2050. godine grubo mogu procijeniti na iznos do 280 milijuna kuna/godišnje, temeljem pretpostavke o smanjenju prosječne pogreške planiranja proizvodnje VE na 2 % instalirane snage VE, te postojećih cijena P/f regulacijskih rezervi i cijena energije proizvedene u regulaciji. Osim navedenih troškova uravnoteženja mogu se očekivati i povećani troškovi otklanjanja zagušenja u mreži kroz redispečing proizvodnih postrojenja i ostale raspoložive mjere.



Slika 10.14. Skica predviđene topologije 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2050. godine (scenarij S0)

10.1.4. Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže

Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže detaljno je opisan u okviru scenarija ubrzanе energetske tranzicije (Scenarij 1, poglavlje 10.2.4).

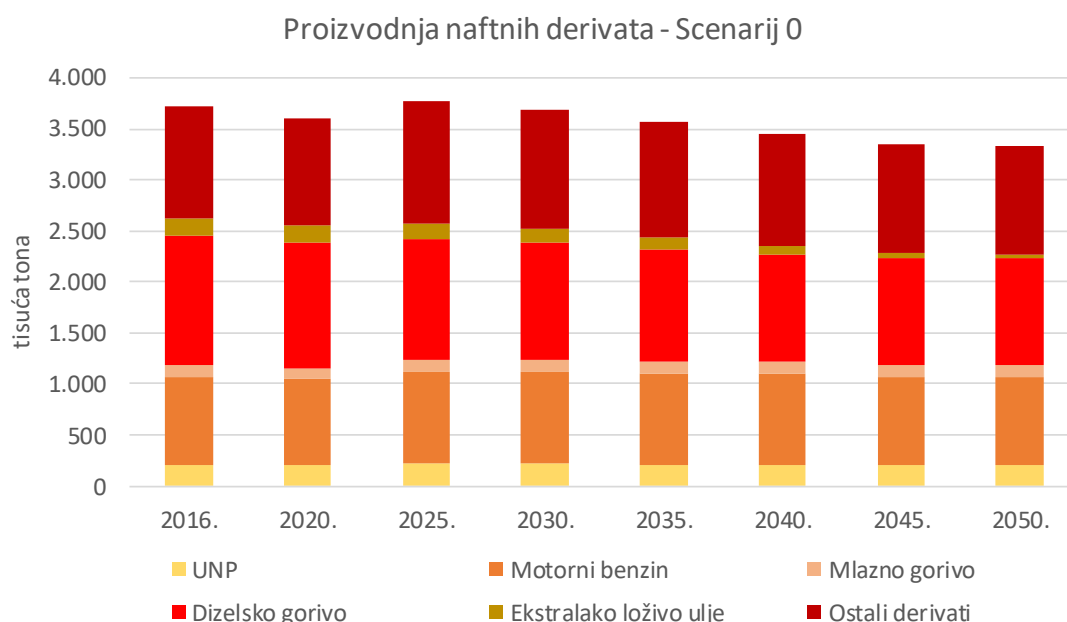
Scenarij S0 se tijekom prva dva promatrana desetljeća u smislu očekivane razine opterećenja u distribucijskoj mreži gotovo podudara sa Scenarijem 2, a tijekom posljednjeg desetljeća promatranog horizonta sagledavanja razvoja distribucijske mreže primjetna je razlika u odnosu na Scenarij 2 i nešto više u odnosu na Scenarij 1.

Za procjenu potrebnih ulaganja u razvoj distribucijske mreže potrebno je izraditi novi dugoročni strateški (master) plan, koji će vrednovati promatrane scenarija razvoja i sve varijable koje utječu na određivanje vrste, dinamike, načina i iznosa ulaganja u distribucijsku mrežu.

Vrednujući rizike koji utječu na mogućnost detaljnog planiranja razvoja distribucijske mreže, a osobito nepoznate lokacije distribuirane proizvodnje i strukturu priključenja po naponskim razinama distribucijske mreže, moguće je procijeniti kako bi u slučaju Scenarija S0 od 2040. do 2050. godine potrebna ulaganja mogla biti niža od prosječno 1 milijardu kuna, koliko je procijenjeno za potrebe Scenarija 1.

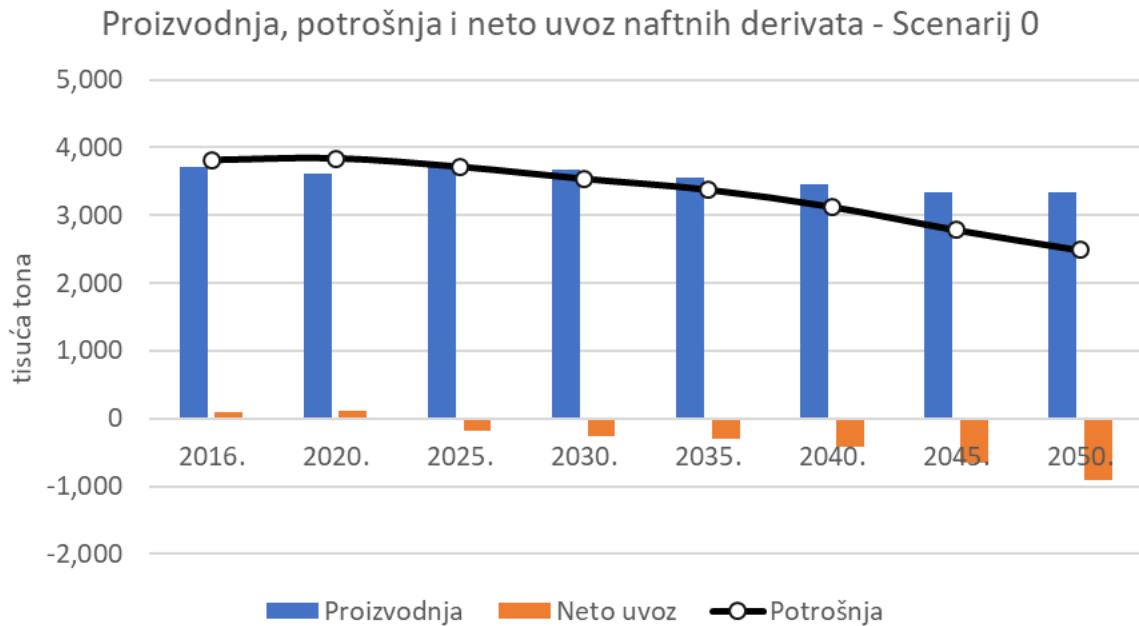
10.1.5. Proizvodnja naftnih derivata

Prema Scenariju S0, do 2030. godine pretpostavljena je godišnja proizvodnja derivata između 3,6 i 3,8 milijuna tona. Nakon 2030. godine očekuje se blago smanjenje proizvodnje u skladu sa pretpostavljenim smanjenjem potrošnje naftnih derivata uzrokovanim prvenstveno povećanjem broja električnih vozila u cestovnom prometu. Navedene projekcije proizvodnje napravljene su uz uvjet investiranja u modernizaciju rafinerija (projekt tzv. duboke prerade) čime bi se povećao udio proizvodnje bijelih derivata a time i konkurentnost rafinerija na domaćem i stranim tržištima. Završetak modernizacije predviđen je do 2025. godine.



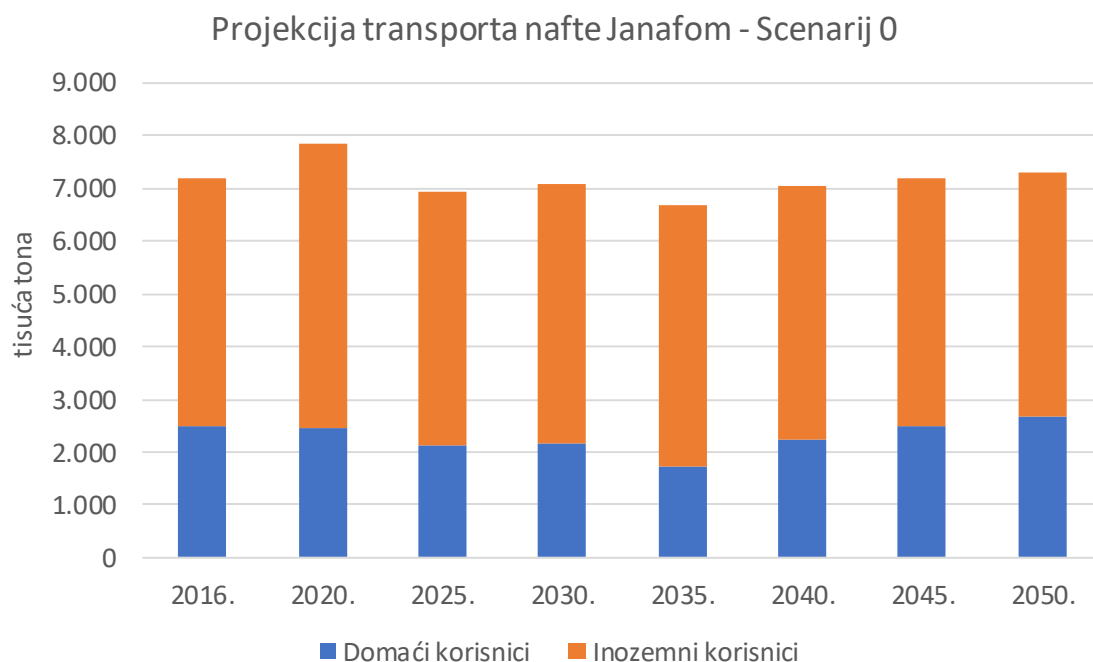
Slika 10.15. Projekcija proizvodnje naftnih derivata (Scenarij S0)

Na sljedećoj slici prikazano je predviđeno kretanje proizvodnje naftnih derivata, potrošnje i neto uvoza (izvoza) u razdoblju do 2050. godine. Prema projekcijama, proizvodnja derivata će pratiti smanjenje potrošnje derivata sve do 2040. godine uz blago povećanje neto izvoza koji 2040. godine doseže oko 400 000 t. Nakon 2040. godine predviđeno je značajnije povećanje neto izvoza čime prerada rafinerija ostaje na razini iznad 3,3 milijuna tona derivata.



Slika 10.16. Projekcija proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata (Scenarij S0)

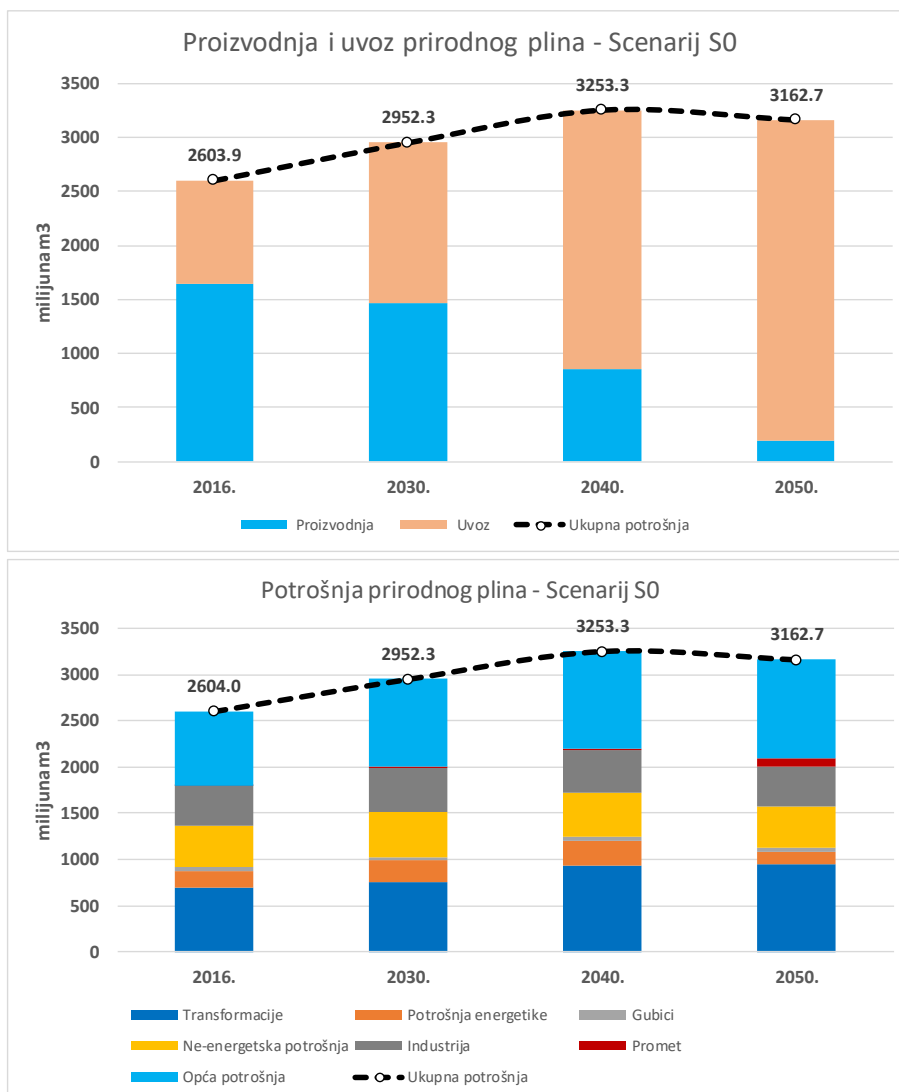
U skladu sa proizvodnjom domaće sirove nafte i kondenzata te preradom u rafinerijama određene su količine sirove nafte koje će se transportirati Janafom za domaće i inozemne korisnike do 2050. godine. Pri tome su u obzir uzete projekcije potrošnje naftnih derivata i prerade rafinerija u okruženju kao i proizvodnja sirove nafte. Prema rezultatima modela, transport nafte će do 2020. godine dosegnuti gotovo 8 milijuna tona nakon čega će se smanjiti te će se kretati između 6,6 i 7,3 milijuna tona do 2050. godine. 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.



Slika 10.17. Projekcija transporta nafte Janafom (Scenarij S0)

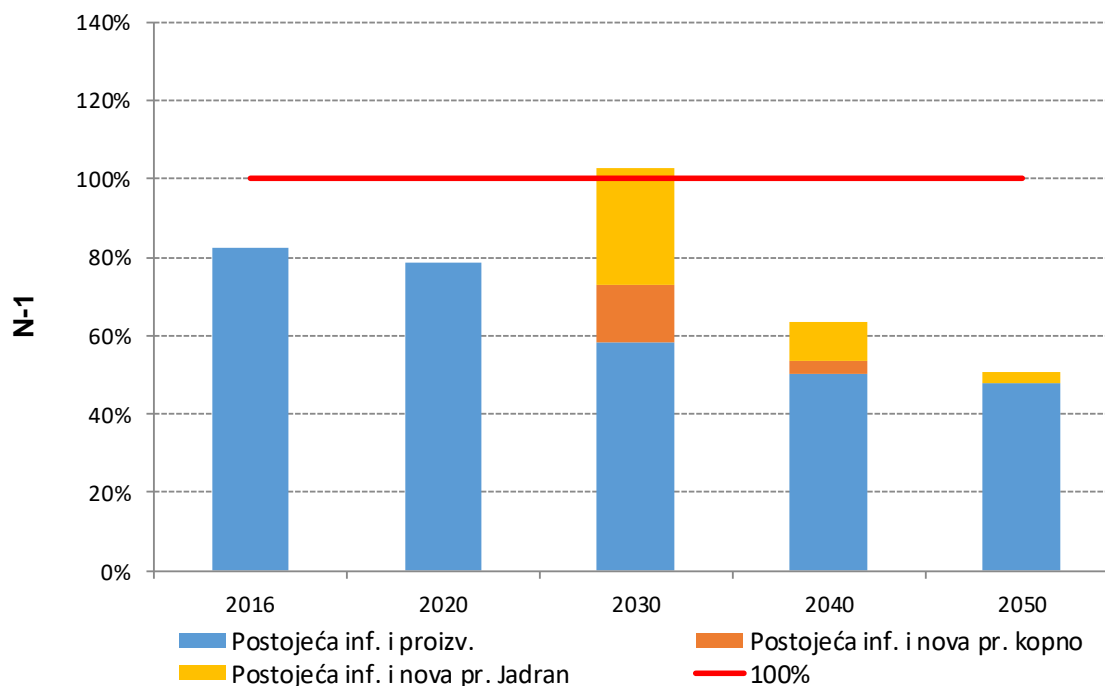
10.1.6. Sektor prirodnog plina

U slučaju očekivane potrošnje plina prema Scenariju S0, uz postojeću infrastrukturu i očekivani pad proizvodnje, N-1 pokazatelj se smanjuje s oko 80 % u 2016. godini na oko 50 % u 2050. godini. U scenariju potrošnje S0, pokazatelj N-1 je minimalno zadovoljen samo u 2030. godini, ako se ostvare predviđanja o novoj proizvodnji plina na kopnu i Jadranu.



Slika 10.18. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina – Scenarij S0

Za postizanje vrijednosti pokazatelja N-1 iznad 100 %, uz potrošnju plina iz Scenarija S0 i proizvodnju iz postojećih polja, potrebno je odmah osigurati novi dobavni kapacitet u iznosu od minimalno 4 mil. m³/dan te u 2030. godini još 7-8 mil. m³/dan. S obzirom na značajan rast potrošnje, nova proizvodnja na kopnu neće imati značajnijeg dugoročnog utjecaja na iznos N-1 pokazatelje te potrebno osigurati nove kapacitete u istoj godini i kapacitetu kao i bez nje. Proizvodnja iz Jadrana imat će značajniji pozitivan utjecaj na N-1 pokazatelj pa je novih 7-8 mil. m³/dan potrebno osigurati nešto kasnije u 2040. godini.

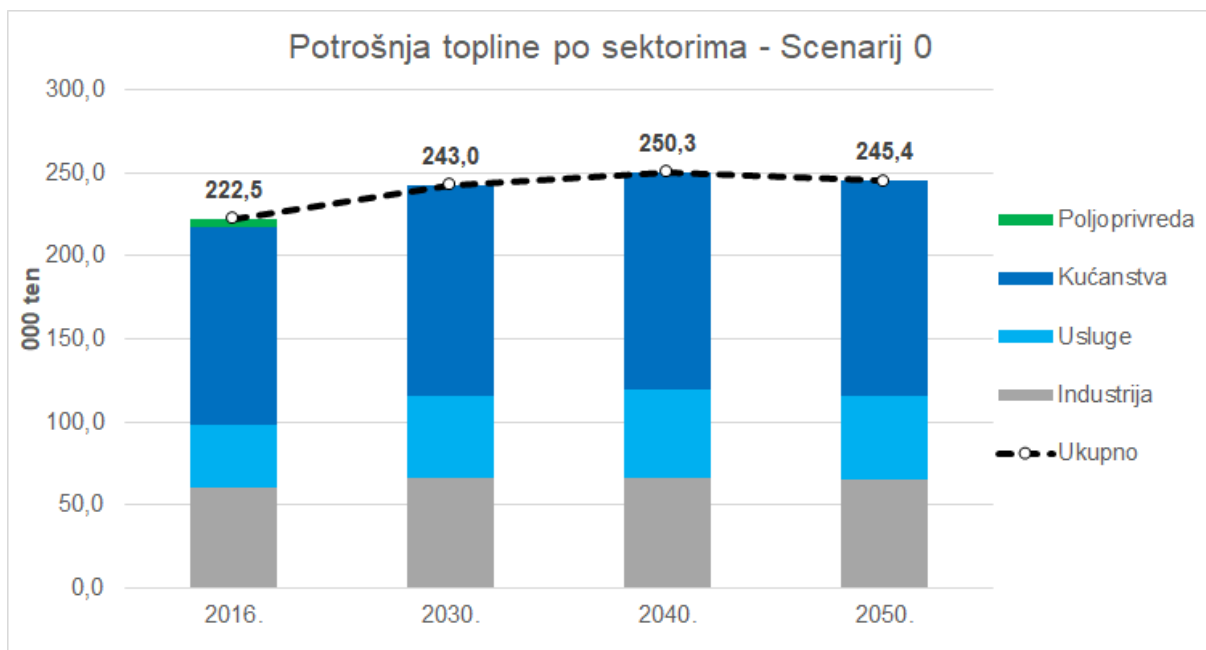


Slika 10.19. Pokazatelj N-1 za potrošnju prema Scenariju S0

10.1.7. Toplinarstvo

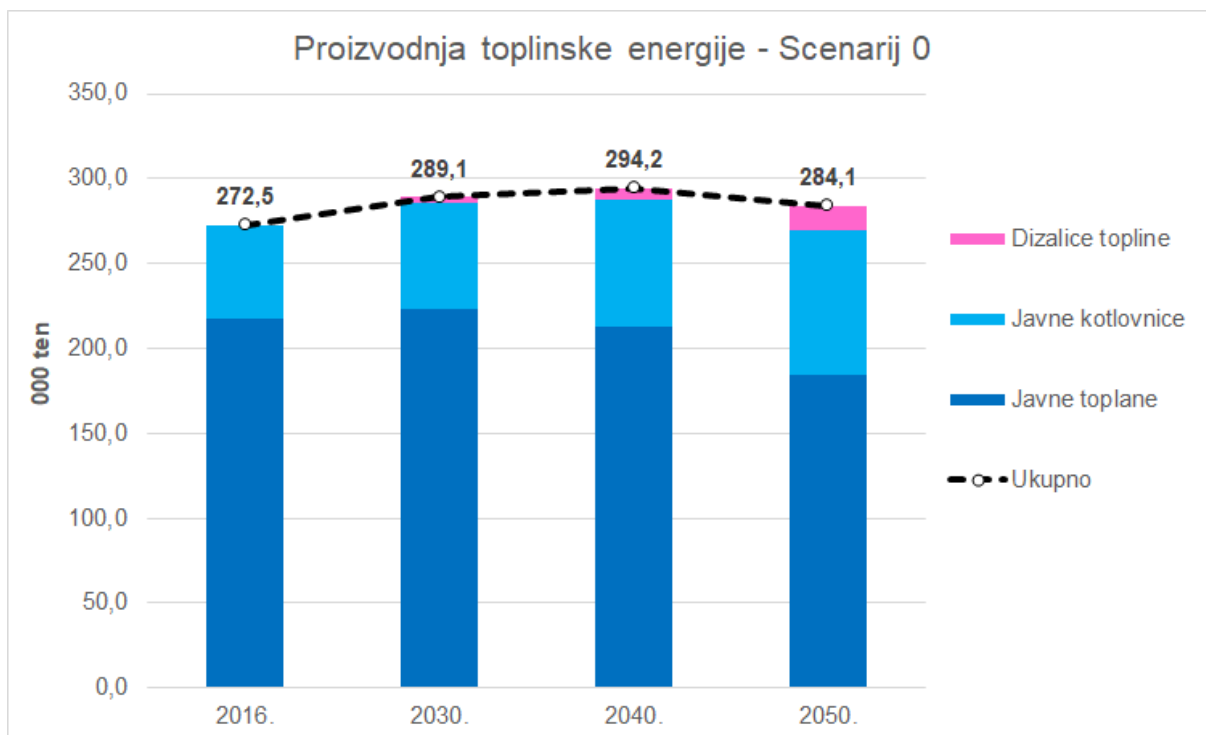
Prema Scenariju S0, udio potrošnje finalne energije u sektoru kućanstva iz toplinarstva u ukupnoj energiji kućanstava blago raste do 2040. godine, nakon čega se zadržava na približno jednakoj razini do 2050. godine. Slična dinamika bilježi se u i u sektoru usluga. U sektoru industrije potrošnja je otprilike na jednakoj razini tijekom promatranog razdoblja.

Promatrajući sektor toplinarstva, projicirana potrošnja toplinske energije u industriji je u blagom porastu te u 2050. godini iznosi oko 65 kten. U sektoru kućanstva projicirano je kontinuirano povećanje potrošnje toplinske energije sa 119 kten u 2016. godini na 129 kten u 2050. godini, što je rezultat spore energetske obnove stambenog fonda i smanjenih ulaganja u obnovu postojećeg sustava toplinarstva. U sektoru usluga potrošnja toplinske energije raste s 38 kten u 2016. godini na 53 kten u 2030. godini nakon čega se očekuje postupno smanjenje potrošnje na 51 kten u 2050. godini. Ukupno povećanje potražnje za toplinskom energijom iz sektora toplinarstva u razdoblju od 2016. do 2050. godine iznosi 10 %.



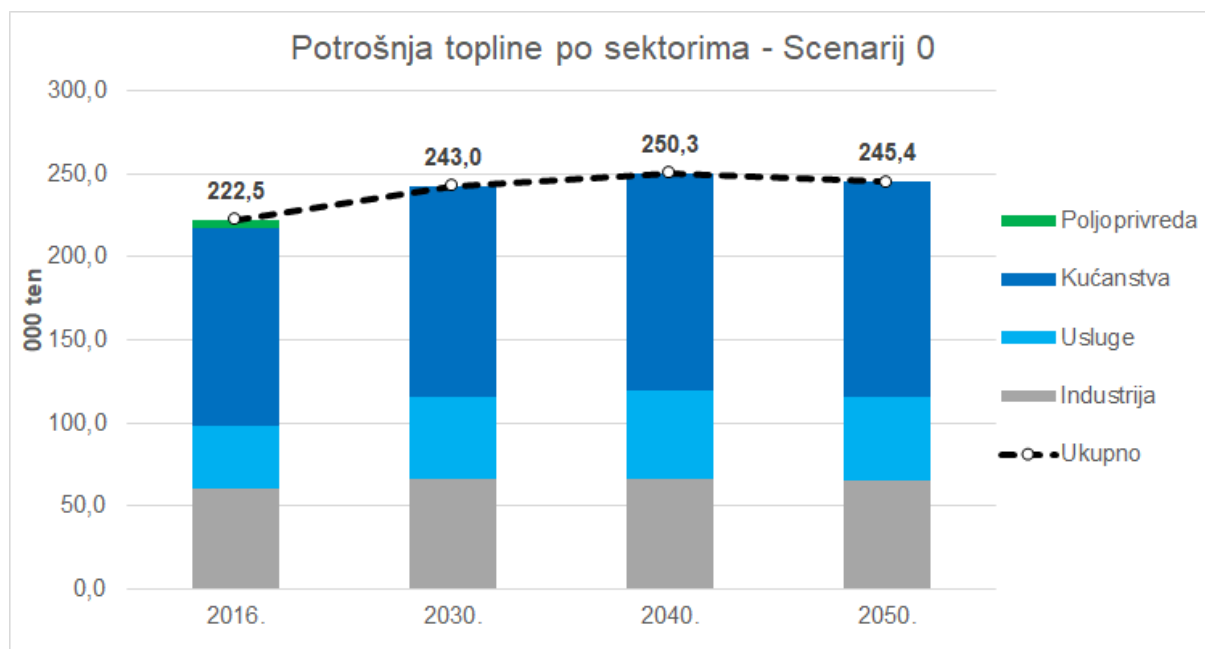
Slika 10.20. Finalna potrošnja toplinske energije po sektorima potrošnje – Scenarij S0

Najveći udio u proizvodnji toplinske energije u 2016. godini odnosi se na javne toplane (80 %) dok je udio javnih kotlovnica iznosio oko 20 %. Projicirani udio dizalica topline se do 2050. blago povećava te iznosi 5 % dok je istovremeno udio proizvodnje toplinske energije iz javnih toplana smanjen na 65 %. Udio javnih kotlovnica bi prema Scenariju S0 u 2050. godini iznosio oko 30 %.



Slika 10.21. Proizvodnja toplinske energije – Scenarij S0

Promatramo li proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline prema korištenim energentima, najzastupljeniji energent u 2016. godini bio je prirodni plin s udjelom od 75 %. Nakon njega slijede kruta biomasa, bioplin te ekstra lako lož ulje i loživo ulje. Udio prirodnog plina će se smanjivati do 2050. godine te će iznositi svega 40 % (prema Scenariju S0) dok će se povećavati udio krute biomase i električne energije za dizalice topline.

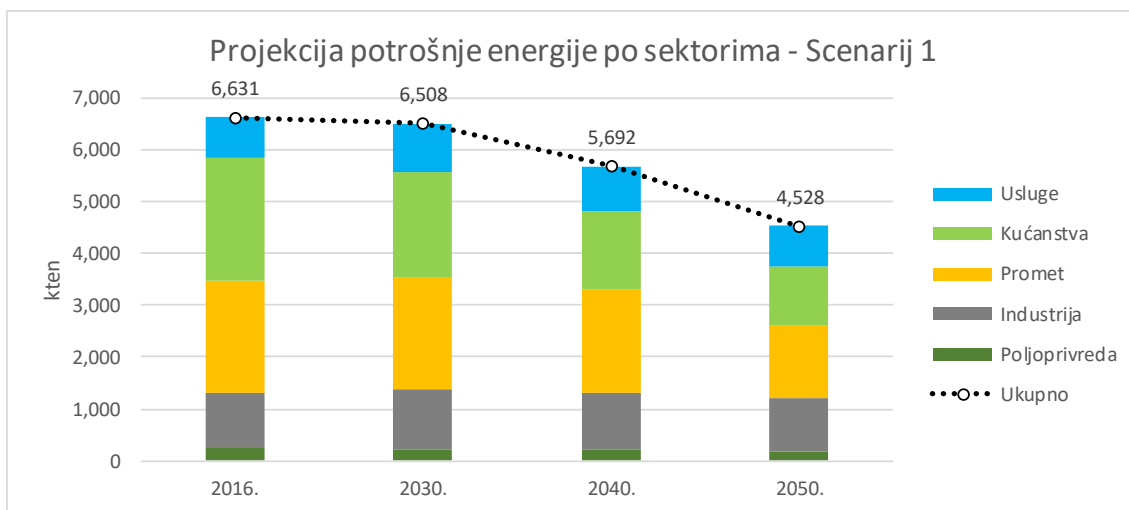


Slika 10.22. Potrošnja energenata za proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline – Scenarij S0

10.2. Scenarij S1 – ubrzana energetska tranzicija

10.2.1. Potrošnja energije

U Scenariju 1 (ubrzana energetska tranzicija) u razdoblju do 2020. godine očekuje se lagani porast ukupne finalne energije unatoč snažnim mjerama za povećanje energetske učinkovitosti na svim razinama, osobito u području poboljšanja toplinske izolacije i intenzivne obnove stambenog fonda. Nakon 2020. godine, strukturne, tehnološke i mjere poboljšanja energetske učinkovitosti dostižu razinu koja omogućava postupno smanjenje finalne potrošnje. U 2050. godini očekuje se finalna potrošnja 30 % manja u odnosu na 2016. godinu.

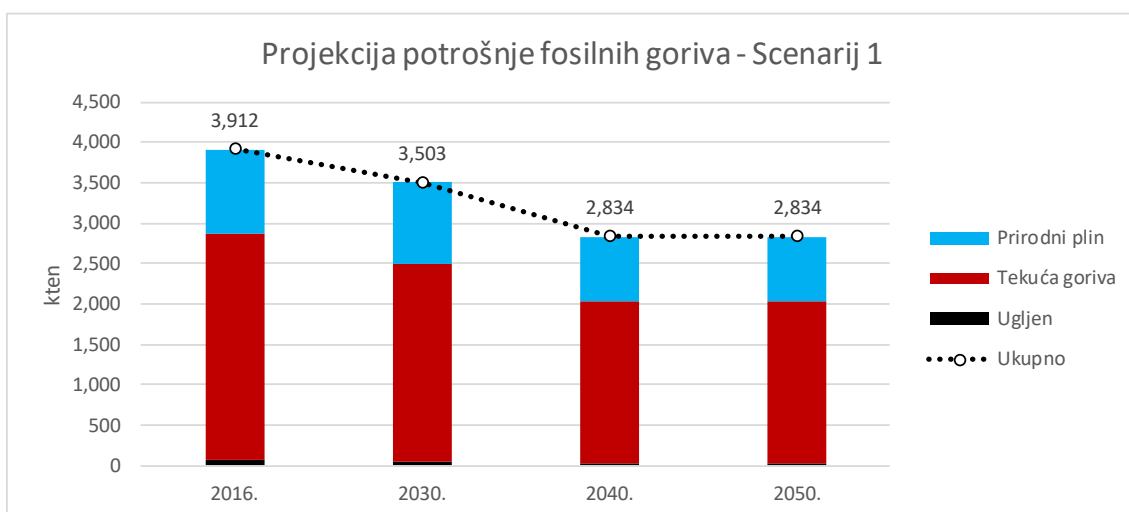


Slika 10.23. Projekcija potrošnje energije po sektorima (Scenarij 1)

Promatrano po kategorijama potrošnje, u razdoblju do 2050. godine najveće smanjenje potrošnje finalne energije očekuje se u prometu i sektoru kućanstava. U istom razdoblju finalna potrošnja u sektoru usluga i industrije ostaje na približno istoj razini.

Unatoč značajnijoj ulozi industrije u gospodarstvu, zbog tehničkog napretka ne očekuje se porast potrošnje korisne toplinske energije.

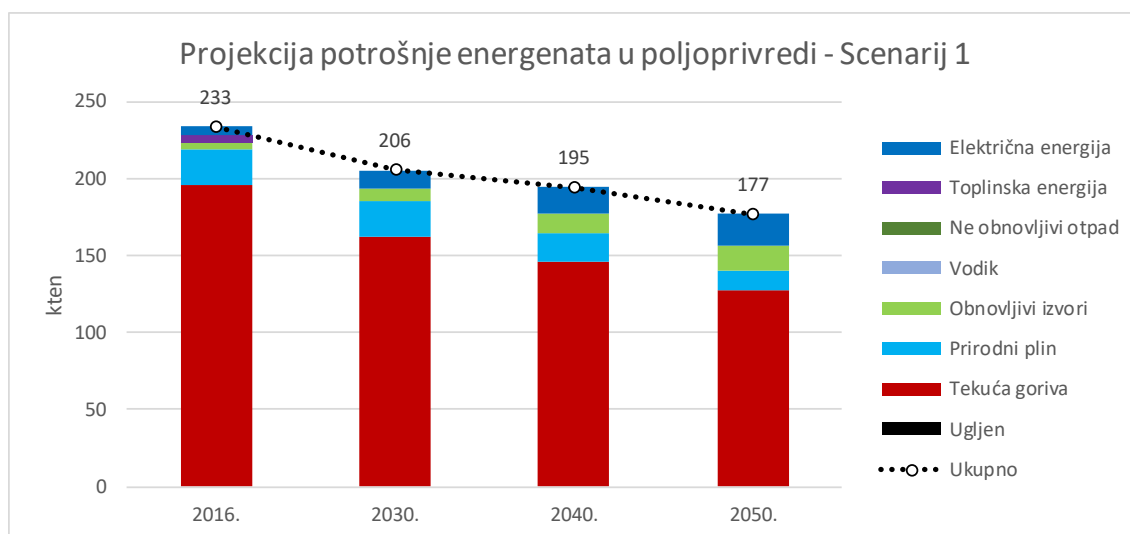
Potrošnja fosilnih goriva u finalnoj potrošnji će se do 2050. godine smanjiti na oko dvije trećine sadašnjih potreba. Udio OIE (ogrjevno drvo, moderna biomasa, sunčeva energija i biogoriva) značajno se povećava. Ako se ovome dodaju električna i toplinska energija proizvedene iz OIE, udio OIE u zadovoljenju finalne potrošnje iznosi više od polovice ukupne finalne potrošnje. Moderni sustavi za biomasu postupno istiskuju ogrjevno drvo iz uporabe.



Slika 10.24. Projekcija strukture potrošnje fosilnih goriva (Scenarij 1)

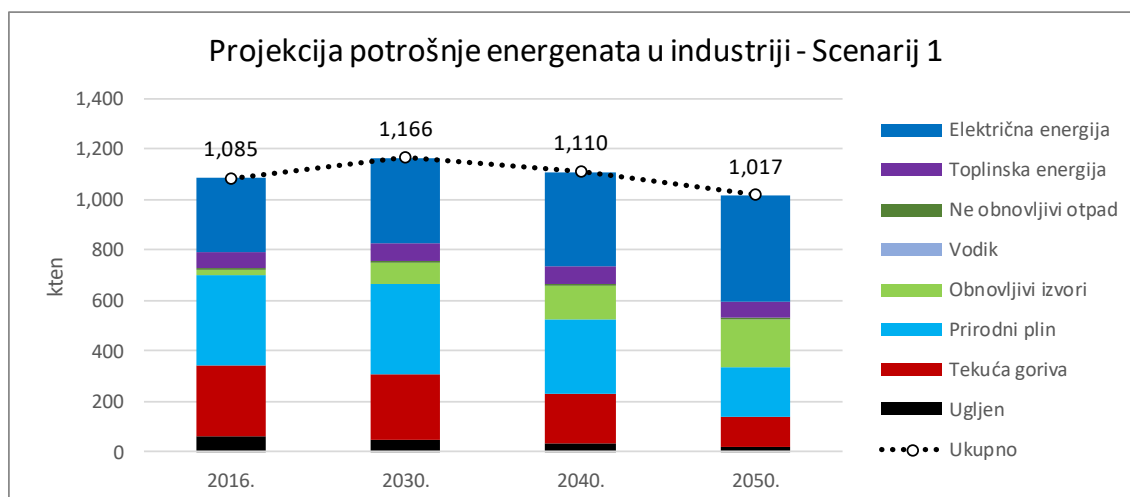
Potrošnja električne energije značajno se povećava u svim kategorijama te se očekuje da će do 2050. godine biti 1,73 puta veća u odnosu na 2016. godinu. U kombinaciji s proizvodnjom električne energije bez emisije CO₂ ovakav razvoj potrošnje omogućava dostizanje zadanih

ciljeva smanjenje ukupne emisije CO₂. Udio električne energije u finalnoj potrošnji u 2050. godini dostiže 45 %, što je 2,4 puta više u odnosu na današnjih oko 19 %. To je ujedno i paradoks, jer se većom potrošnjom električne energije (naravno “čiste”) ostvaruje značajnije ukupno smanjenje emisije CO₂.



Slika 10.25. Projekcija potrošnje energenata u poljoprivredi (Scenarij 1)

U strukturi potrošnje energije u poljoprivredi dominira dizelsko gorivo, koje se koristi kao pogonsko gorivo, a takav će se trend zadržati do 2050. godine pri čemu će kroz cijelo razdoblje udio fosilnih goriva u ukupnoj potrošnji energije u poljoprivredi biti iznad 87 %.



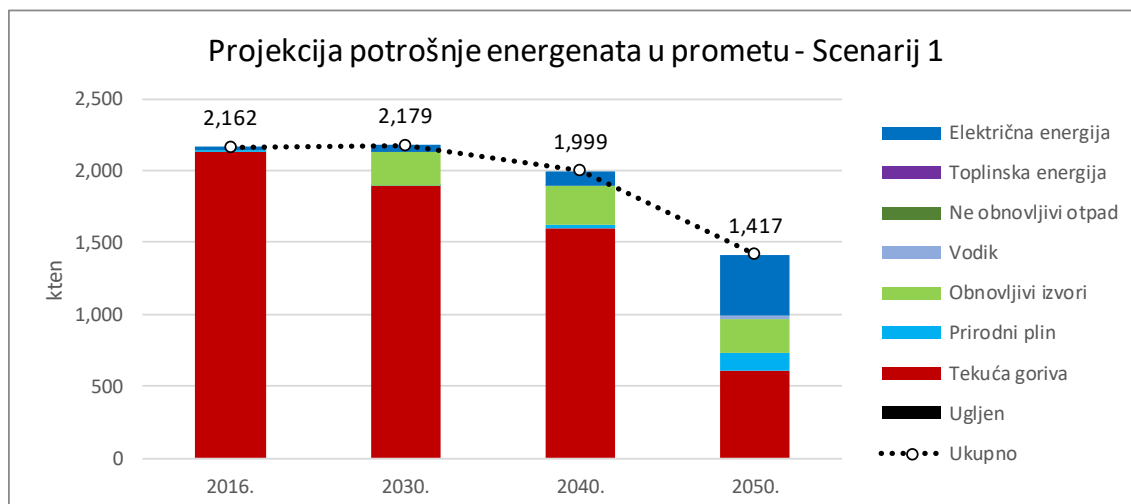
Slika 10.26. Projekcija potrošnje energenata u industriji (Scenarij 1)

Ukupna potrošnja energije u industriji ima konveksan oblik s blagim rastom u razdoblju do 2030. godine, a onda pad potrošnje u razdoblju do 2050. godine.

U industrijskom sektoru očekuje se značajna izmjena strukture potrošenih energenata što snažno ovisi o mogućnostima promjene industrijskih procesa. Do 2050. godine potrošnja fosilnih energenata će znatno pasti, u većini slučajeva više od 50 % manje u odnosu na referentnu 2016. godinu. Iz upotrebe će u potpunosti nestati ogrjevno drvo, loživo ulje i UNP,

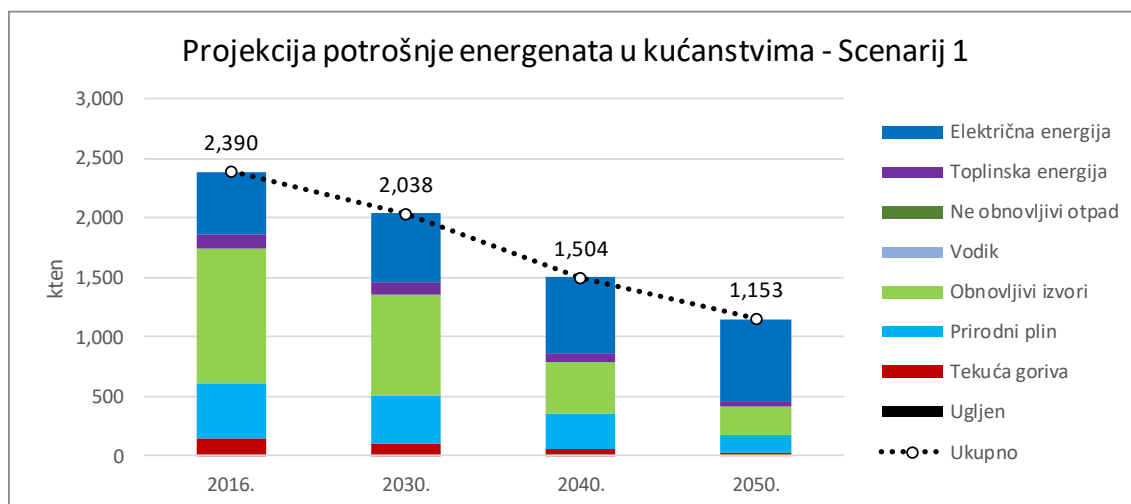
a osim naftnog koksa i prirodnog plina ostali će fosilni energenti biti zastupljeni u manjim količinama.

U 2050. godini značajan doprinos u procesima koji zahtijevaju izravnu toplinu osiguravat će biomasa u obliku peleta, briketa i sl. te prirodni plin. U ostalim procesima električna energija zauzet će dominantnu ulogu.



Slika 10.27. Projekcija potrošnje energenata u prometu (Scenarij 1)

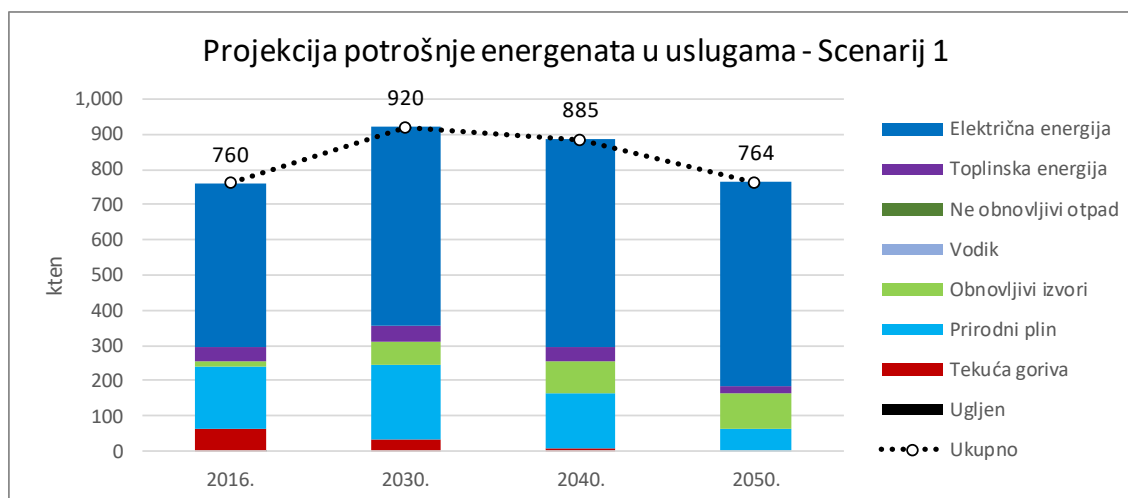
U prometu se očekuje smanjenje ukupne potrošnje energije za 34 % u odnosu na 2016. godinu. Osim toga, očekuje se i značajna promjena strukture korištenih energenata pri čemu će u 2050. godini električna energija zauzimati udio od 30 % a dizelsko gorivo 24 %.



Slika 10.28. Projekcija potrošnje energenata u kućanstvima (Scenarij 1)

Kao rezultat cijelog niza mjera energetske politike i tehnološkog napretka potrošnja energenata u kućanstvima će se do 2050. godine smanjiti za 50 % u odnosu na 2016. godinu. Tako snažno smanjenje potrošnje rezultat je dvaju trendova: povećanja razine energetske učinkovitosti u zgradarstvu čime se smanjuje potrebna energija za grijanje prostora te veća penetracija učinkovitijih tehnologija za grijanje, poput dizalica topline. Do kraja promatranog

razdoblja očekuje se nestanak ogrjevnog drva iz uporabe pri čemu će jedan dio preuzeti moderni oblici biomase u obliku grijanja na pelete, brikete i sječku.



Slika 10.29. Projekcija potrošnje energenata u uslugama (Scenarij 1)

Rast potrošnje energije u uslužnom sektoru bit će zaustavljen oko 2030. godine nakon čega će se do 2050. godine vratiti na razinu iz 2016. godine. Glavni pokretač porasta potrebne energije je povećana aktivnost uslužnog sektora i povećanje ukupne površine u tom sektoru, dok je trend smanjenja potrošnje uglavnom određen povećanjem razine energetske učinkovitosti u zgradarstvu, slično kao i u sektoru kućanstava.

Neenergetska potrošnja energenata uvelike ovisi o razvojnim scenarijima industrijske proizvodnje. U slučaju prirodnog plina to se odnosi na razinu proizvodnje Petrokemije d.d. za koju je pretpostavljeno da će zadržati proizvodnju na razini današnje.

Postojeći kapaciteti proizvodnje čvrstih biogoriva (drvni i agro peleti, briketi...) iznose oko 167 ktoe/god. sa sirovinskom osnovicom dostatnom za povećanje proizvodnje do 580 ktoe, što omogućava realizaciju predviđenog scenarija oko korištenja moderne biomase za potrebe grijanja na vlastitoj sirovini.

U pogledu proizvodnje naprednih biogoriva (biodizel, bioetanol, biomlazno gorivo i biopropan) za potrebe prijevoza, moguća je proizvodnja naprednih biogoriva na temelju vlastite sirovinske osnovice za biorafinerije. Sirovinska osnovica je djelomično raspoloživa u dijelu agro-ostataka (slama i kukuruzovina), ali i sekundarne biomase (granjevina, drvni ostaci). Pretpostavlja se da će se dio sirovine morati uzgajati u obliku energetske usjeva (800 000 t) za koje će biti potrebno oko 108 000 ha u 2040. godini, kada je potražnja za tom vrstom biogoriva na najvišoj razini. Za potrebe biometana u prijevozu, u ovom scenariju se predviđa korištenje biometana od 143,56 milijuna m³. Procijenjeni potencijal proizvodnje bioplina iz deponijskog plina i biootpada iz prehrambeno – prerađivačke industrije te biorazgradivog dijela komunalnog otada uz postrojenja na bioplin na poljoprivrednu sirovinu koja su izgrađena, a čiji je ugovor o proizvodnji električne energije istekao, omogućava ispunjenje udjela biometana, uz značajne pozitivne promjene na području proizvodnje biometana i korištenja sirovine iz otpada za proizvodnju bioplina.

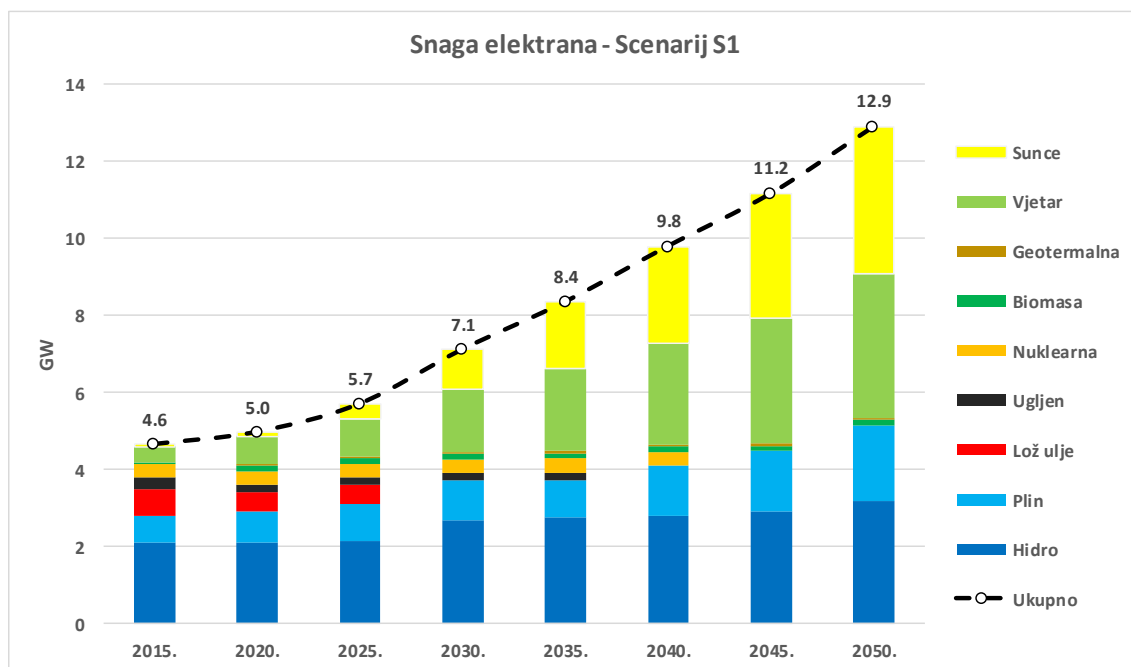
10.2.2. Proizvodnja električne energije

Snaga elektrana

Izgradnja elektrana za zadovoljenje potreba za električnom energijom u Scenariju 1 prikazana je u tablici 17.4. i na slici 10.30.

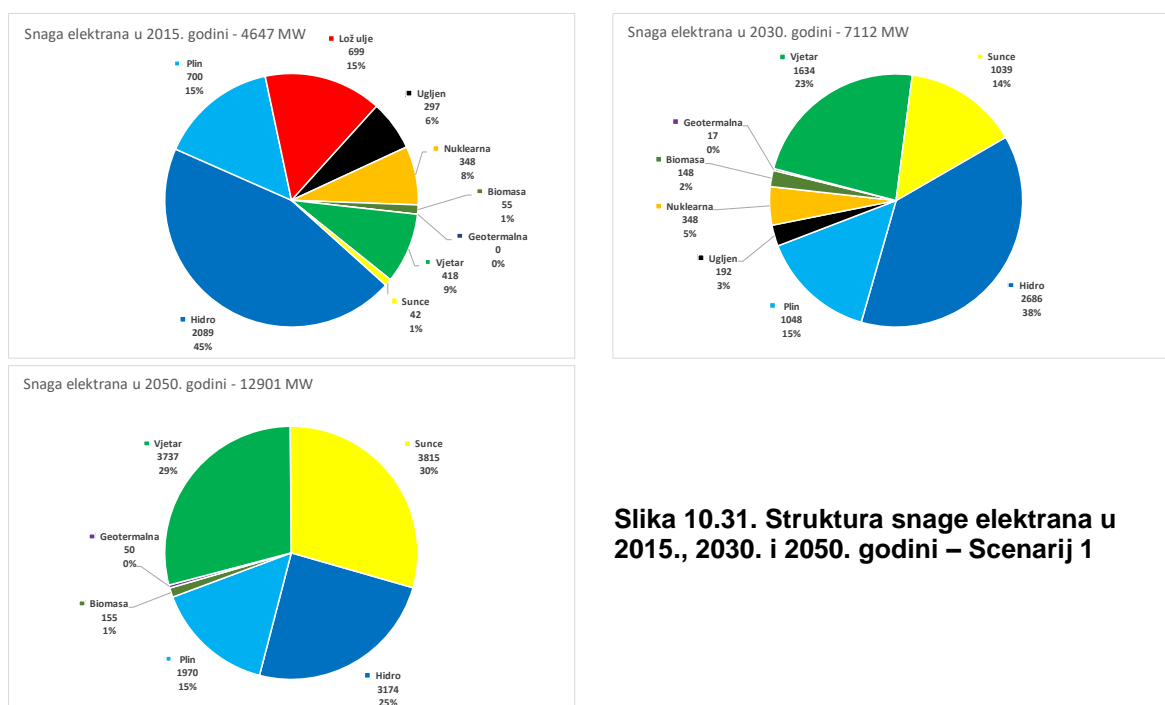
Prema ovom scenariju ukupna snaga elektrana raste s 4,65 GW²⁰⁴ u 2015. godini na 7,1 GW u 2030., tj. na 12,9 GW u 2050. godini, tj. povećava se za skoro tri puta do kraja promatranog razdoblja. Prosječno je godišnje potrebno izgraditi oko 350 MW novih elektrana.

Osnovni razlog značajnom povećanju snage je promjena strukture, tj. izgradnja velikog broja OIE s relativno niskim faktorom opterećenja koji je određen prirodom korištenih primarnih izvora energije (vjetar, sunce i vodne snage).



Slika 10.30. Snaga elektrana do 2050. godine – Scenarij 1

²⁰⁴ Navedena snaga uključuje i dio snage u NE Krško koji se koristi za opskrbu hrvatskog EES a.



Slika 10.31. Struktura snage elektrana u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 1

Prema ovom scenariju do 2030. godine snaga hidroelektrana bi porasla na 2 686 MW, od čega 150 MW u jednoj reverzibilnoj HE. Preostala izgradnja odnosi se na dva projekta – HE Kosinj i HE Senj 2 kojima bi se značajno povećala snaga te preraspodijelila proizvodnja u smislu povećanja udjela vršne energije. Do kraja razdoblja gradi se dodatnih 637 MW (od čega 150 MW su reverzibilne), čime ukupna snaga hidroelektrana dostiže 3 174 MW. Grade se protočne HE i male HE. U strukturi ukupne snage udio HE postupno opada s 45 % u 2015., na 33 % u 2030., tj. na 25 % u 2050. godini.

Do kraja razdoblja pretpostavljen je izlazak iz pogona NE Krško i postojećih jedinica na lokaciji Plomin. Nema nove izgradnje TE na ugljen, u prvom redu zbog utjecaja očekivanog snažnog porasta cijene emisijskih dozvola. Postojeće TE na loživo ulje izlaze iz pogona do 2025. godine. Ove elektrane već danas se ne koriste u redovitom pogonu jer visokim proizvodnim troškom ne mogu konkurirati ostalim opcijama na tržištu.

Za potrebe zadovoljenja toplinske potrošnje u pogonu ostaju kogeneracijske TE na plin. Dio toplinskih potreba zadovoljava se i izgradnjom velikih dizalica topline. Ovo tehnološko rješenje se nameće zbog snažnog smanjenja toplinske potrošnje uzrokovano 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 koje izlaze iz pogona i na kojima postoje infrastrukturni preduvjeti mogu se iskoristiti za izgradnju novih jedinica. Ukupna snaga TE na plin u 2030. godini iznosila bi 1 050 MW.

Snaga elektrana na biomasu se povećava do ukupno 155 MW u 2050. godini, dok je identificirani potencijal geotermalnih lokacija praktično u potpunosti iskorišten. Težište proizvodnje električne energije iz biomase je na krutoj/drvenj biomasu. Kapaciteti za proizvodnju bioplina se usmjeravaju na sektor prometa (biometan).

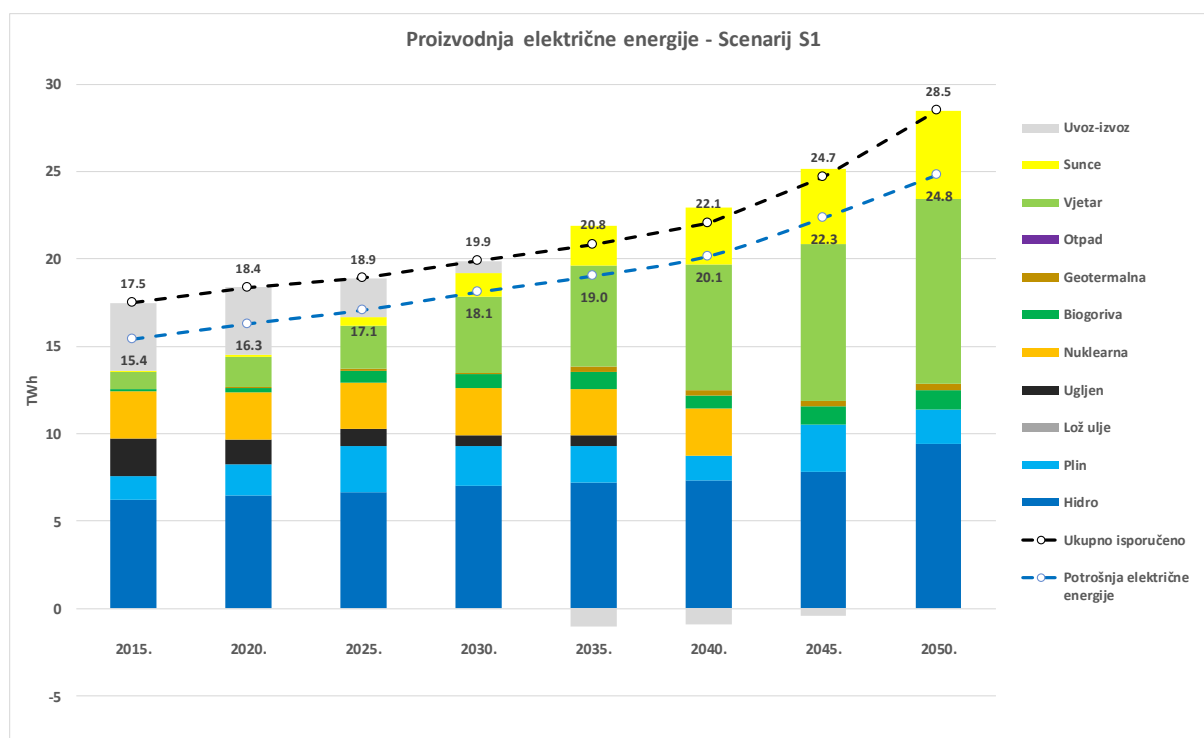
Najveća promjena u strukturi snage elektrana očekuje se na području promjenjivih izvora. Snaga vjetroelektrana (VE) i sunčanih fotonaponskih (PV) sustava se višestruko povećava. S početnih 418 MW u 2015. godini, snage VE raste na oko 1 600 MW u 2030., tj. na oko 3 700 MW u 2050. godini. Svi projekti odnose se na elektrane na kopnu, tj. pučinske VE se nisu pokazale konkurentne (za pretpostavljenu razinu troškova i tehnološkog razvoja). 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 PV 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 razdoblju razvoj PV 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 PV 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 PV projekte (s naglaskom na jadranski dio), a preostala snaga podjednako na projekte na mreži distribucije i prijenosa. Do 2050. godine ukupna snaga PV elektrana dostigla bi oko 3 800 MW.

Udio VE i PV u ukupnoj snazi elektrana u 2030. godini iznosio bi 37 %, a u 2050. godini 60 %.

Proizvodnja električne energije

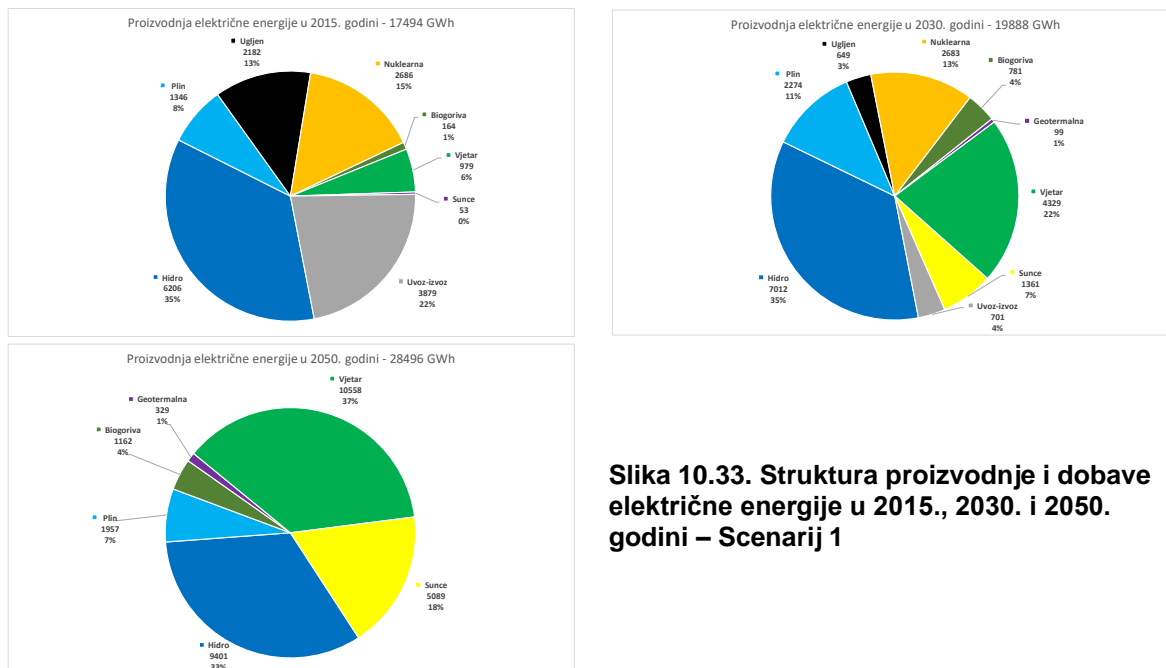
U skladu s promjenom strukture proizvodnih kapaciteta, promatrano plansko razdoblje donosi velike promjene u smislu strukture proizvodnje električne energije kako je to prikazano tablicom 17.5. i slikom 10.32.



Slika 10.32. Proizvodnja električne energije – Scenarij 1

U 2015. godini struktura zadovoljenja potreba za električnom energijom temeljila se na domaćoj proizvodnji u hidroelektranama (35 %), TE na ugljen (13 %), TE na plin (8 %), dok su TE na biomasu, VE i PV sudjelovale s oko 7 %. Preostale potrebe zadovoljene su iz uvoza, iz NE Krško (15 %) i kupovinom na tržištu (22 %), što je više od jedne trećine. Ovakav rezultat je posljedica povoljnih cijena na tržištu kojima domaće elektrane ne mogu konkurirati, iako postoji dovoljno kapaciteta za zadovoljenje potrošnje u Hrvatskoj.

U razdoblju do 2030. godine dolazi do promjene strukture proizvodnje i dobave u korist domaćih elektrana, prije svega novoizgrađenih VE i PV, dok se značajno smanjuje uvoz električne energije na oko 4 % ukupnih potreba. Smanjenje uvoza je posljedica pretpostavke da će se postupno smanjivati količine raspoložive električne energije na tržištu, ali mogućnost razmjene i dalje postoji (tj. neto razmjena je jednaka nuli). Proizvodnja TE na ugljen se smanjuje pod utjecajem povećanih cijena emisijskih dozvola. Ukupna proizvodnja iz fosilnih goriva dostiže 14 %, što je značajno smanjenje u odnosu na 21 % u 2015. godini.



Slika 10.33. Struktura proizvodnje i dobave električne energije u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 1

Ukupna proizvodnja iz varijabilnih izvora dostiže 5,7 TWh (4,3 TWh iz VE i 1,4 TWh iz PV) ili 29 % od ukupnih potreba. Udio svih OIE dostiže 67 % ukupnih potreba (proizvodnja hidroelektrana umanjena je za proizvodnju reverzibilnih HE temeljem crpljenja vode jer se ta proizvodnja ne računa u obnovljivu). Preostale potrebe pokrivaju se dobavom iz NE Krško.

Do 2050. godine pretpostavlja se da je neto razmjena sa susjednim sustavima jednaka nuli, te se na godišnjoj razini bilanca zatvara proizvodnjom iz domaćih elektrana. Trećina potreba zadovoljava se proizvodnjom HE (značajno je povećan rad crpnih HE na kraju razdoblja), a 55 % iz VE i PV. Ukupni udio OIE dostiže 88 % (bez crpnog rada HE). Udio TE na plin iznosi 7 %.

Na krajnji rezultat i strukturu proizvodnje 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 nisko-uglične elektrane. 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).

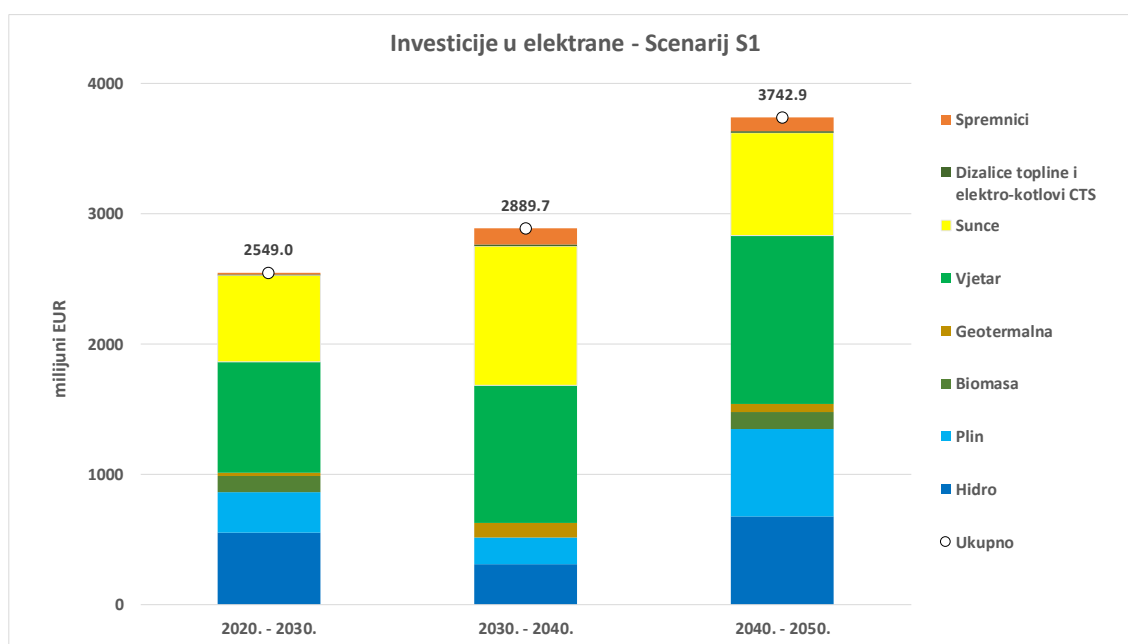
Do 2030. godine identificirana je potreba izgradnje oko 100 MW spremnika energije (baterija) za uravnoteženje sustava, tj. ukupno 400 MW do 2050. godine. Kapacitet spremnika energije utvrđen dugoročnim modelom uzima u obzir očekivanu razinu varijabilnosti iz VE i PV postrojenja. U povećanju fleksibilnosti 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 sprezi sa 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.

Godišnja emisija ugljičnog dioksida iz proizvodnje električne energije (uključivo rad kogeneracija) u 2050. godini iznosi 673 tisuća tona, tj. smanjena je za 82 % u odnosu na 1990. godinu ili za 85 % u odnosu na 2005. godinu.

Investicije u proizvodnju električne energije

Ukupne investicije u elektrane, spremnike i dizalice topline u razdoblju od 2020. do 2050. godine procijenjene su na 9,18 milijardi EUR kako je prikazano slikom 10.34. i tablicom 17.6. Najveći dio investicija odnosi se na VE i PV projekte.



Slika 10.34. Ulaganja u elektrane – Scenarij 1

10.2.3. Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže

Razvoj prijenosne mreže do 2030. godine

Imajući u vidu ulazne pretpostavke za planiranje razvoja prijenosne mreže temeljem dva naredna scenarija iz ovog dokumenta (scenarij 1 i scenarij 2), novelirani desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže trebalo bi prilagoditi uzimajući u obzir sljedeće:

- planirano je vršno opterećenje na razini prijenosne mreže u iznosima od 2 938 MW (scenarij 1) / 2 931 MW (scenarij 2) u 2020. godini, te 3 251 MW (scenarij 1) / 3 083 MW (scenarij 2) u 2030. godini, što je u oba scenarija bitno manje od pretpostavke koju je koristio HOPS za izradu posljednjeg desetogodišnjeg plana razvoja,

- za oba scenarija planirana je izgradnja i priključak na 110 kV mrežu jedne nove HE (snage ~36 MW) u 2024. godini, priključak na mrežu 220 kV (400 kV) druge HE (snage ~380 MW) u 2026. godini, te izgradnja i priključak na mrežu 110 kV nove CHE (snage ~150 MW) u 2028. godini,
- za oba scenarija predviđen je ulazak u pogon novog CCGT bloka snage 150 MW na području Zagreba u 2023. godini, te izgradnja novih plinskih blokova/bloka ukupne snage 300 MW u 2028. godini,
- izgradnja ukupno 1 634 MW (scenarij 1) / 1 364 MW (scenarij 2) u vjetroelektranama, što je povećanje u odnosu na postojeću izgrađenost VE (576 MW) od 1 058 MW (scenarij 1) odnosno 788 MW (scenarij 2), koji se raspoređuju temeljem do sada (listopad 2018.) sklopljenih ugovora o priključku na prijenosnu ili distribucijsku mrežu (novih 597 MW) te dodatnih 461 MW (scenarij 1) odnosno 191 MW (scenarij 2) u ostalim projektima (pretpostavlja se da će ti projekti biti iz grupe projekata ukupne snage 518 MW koji imaju trenutno važeće PEES, odnosno projekata ukupne snage 840 MW koji su pozitivno završili postupak procjene utjecaja na okoliš),
- izgradnja ukupno 387 MW (scenarij 1), odnosno 144 MW (scenarij 2), u sunčanim elektranama priključenim na prijenosnu mrežu s okvirnom prostornom raspodjelom od 30 MW - 82 MW u kontinentalnom dijelu zemlje i 113 MW - 305 MW u jadranskom dijelu (trenutno su kroz izradu preliminarnih studija priključka na prijenosnu mrežu svoj interes iskazala četiri projekta ukupne snage 445 MW, svi smješteni na području Dalmacije),
- ostanak u pogonu TE Plomin 2 do promatranog vremenskog presjeka, te nastavak preuzimanja polovice proizvodnje NE Krško.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prijenosnu mrežu (uključujući priključke novih konvencionalnih elektrana, vjetroelektrana i sunčanih elektrana, te razne ostale troškove identificirane u desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže 2018.-2027.), imajući u vidu prethodno opisane ulazne pretpostavke, u razdoblju do 2030. godine iznosila oko 8,2 milijardi kuna u scenariju 1, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak od 686 milijuna kuna/godišnje. U scenariju 2 taj bi se trošak blago smanjio do maksimalnog iznosa 7,9 milijardi kuna, odnosno prosječno 666 milijuna kuna godišnjih ulaganja. Financijska sredstva potrebna za razvoj/revitalizaciju prijenosne mreže osigurala bi se većim dijelom iz naknade za prijenos 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.

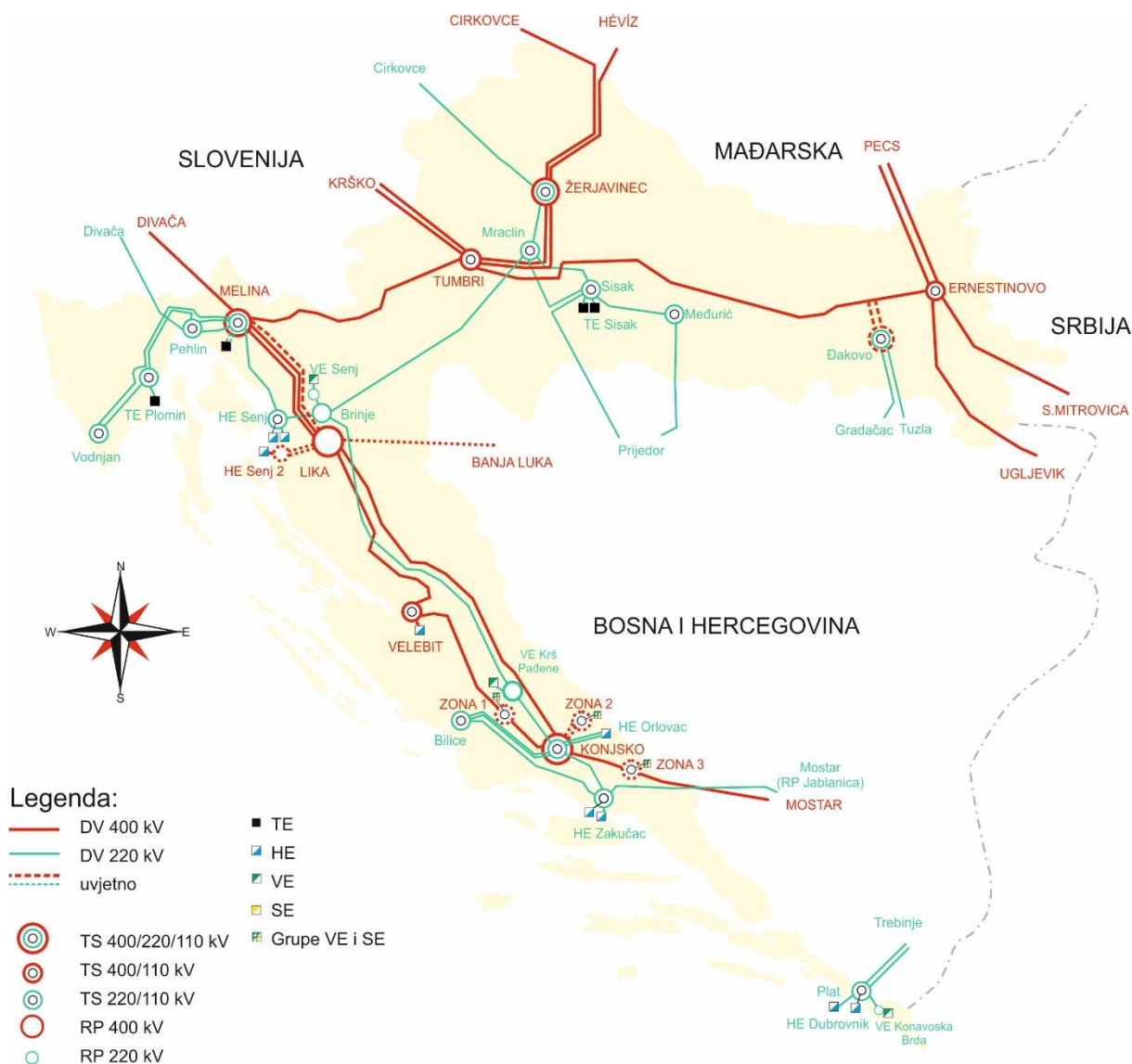
Osim većeg dijela investicija već sadržanih u službenom desetogodišnjem planu razvoja prijenosne mreže u razdoblju 2018.-2027. godine, od investicijski zahtjevnijih dodatnih aktivnosti na razvoju mreže izdvajamo sljedeće:

- povećanje prijenosne moći DV 220 kV Konjsko – Krš Pađene – Brinje u srednjoročnom razdoblju (okvirno do 2023. godine) zamjenom alučelnih vodiča HTLS vodičima, u cilju prihvata proizvodnje VE i SE na području Dalmacije,
- izgradnja novog DV 400 kV Konjsko – Lika u dugoročnom razdoblju (okvirno do 2030. godine) radi nastavka izgradnje VE i SE, te proširenje RP 400 kV Lika predviđenog za izgradnju u sklopu priključka na mrežu HE Senj 2 predvidivo 2026. godine,
- izgradnja DV (2x)400 kV Lika – Melina radi otklanjanja mogućih ograničenja u prijenosu proizvodnje HE, VE i SE na području Dalmacije i Like prema širem riječkom području,
- formiranje barem dva do tri „zonska priključka“ odnosno TS 400/110 kV, na odgovarajući način spojene sa 400 kV i 110 kV mrežom, preko kojih bi se energija proizvedena u VE i SE prenosila 400 kV mrežom u udaljenija područja, u slučaju da lokalna 110 kV mreža više ne može preuzeti cjelokupnu proizvodnju tih elektrana (predvidive lokacije za „zonske

priključke“ su šire područje Drniša/Knina i Sinja, no konačne lokacije ovisit će o lokacijama i snagama novih VE i SE predviđenih za priključak na prijenosnu mrežu),

- od novih međudržavnih/interkonekcijskih vodova u razdoblju do 2030. godine moguća je izgradnja novog DV 400 kV Lika – Banja Luka ukoliko tehno-ekonomske analize pokažu opravdanost njegove izgradnje.

Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže potrebno je osigurati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (kroz mehanizam uravnoteženja i dijelom kroz naknadu za prijenos električne energije), odnosno za nabavu dijela pomoćnih usluga sustava (prvenstveno regulaciju frekvencije i snage), a koja se preliminarno mogu procijeniti na iznos do 425 milijuna kuna/godišnje za scenarij 1, odnosno do 375 milijuna kuna/godišnje za scenarij 2, temeljem postojećih cijena P/f regulacijskih rezervi i cijena energije proizvedene u regulaciji (ovaj iznos ovisit će o nizu faktora poput pogrešaka u predviđanju proizvodnje VE i SE, proizvodnim postrojenjima koje će pružati potrebne regulacijske rezerve, eventualnom razvoju tržišta pomoćnih usluga, raspoloživosti tih usluga na strani distribucijske mreže i/ili od strane kupaca priključenih na prijenosnu mrežu, dijeljenju usluga/zajedničkoj nabavi sa ostalim operatorima sustava u okruženju te općenito o cijenama po kojim će HOPS moći osigurati regulacijske rezerve). Potrebno je naglasiti da će predviđenu razinu integracije VE i SE do razmatranog vremenskog presjeka 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.



Slika 10.35. Predvidiva topologija 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2030. godine

Osim navedenih troškova uravnoteženja mogu se očekivati i povećani troškovi otklanjanja zagađenja u mreži kroz redispečing proizvodnih postrojenja i ostale raspoložive mjere.

S obzirom da je HOPS odgovoran za pouzdanost i raspoloživost sustava opskrbe električnom energijom te ispravnu koordinaciju sustava proizvodnje, prijenosa i distribucije uz odgovornost za vođenje elektroenergetskog sustava na način kojim se postiže sigurnost isporuke električne energije, u budućem će razdoblju trebati pratiti funkcioniranje elektroenergetskog sustava s povećanom razinom integracije varijabilnih izvora električne energije, te pravovremeno obavijestiti nadležne institucije u slučaju bilo kakvog ugrožavanja sigurnosti isporuke električne energije, uključujući i prijedlog eventualne primjene dozvoljenih mehanizama za razvoj proizvodnih kapaciteta.

Razvoj prijenosne mreže do 2050. godine

Prema Scenariju 1 prikazanih analiza u razdoblju do 2050. godine očekuje se značajna transformacija elektroenergetskog sektora, prvenstveno u dijelu proizvodnje električne energije, koja dovodi do sljedećih važnih pretpostavki bitnih za planiranje prijenosne mreže:

- na području RH ne očekuje se veliki porast potrošnje električne energije, niti veliki porast maksimalnog opterećenja na razini prijenosne mreže, iz demografskih razloga kao i radi predviđene visoke izgradnje distribuiranih izvora električne energije te primjene mjera energetske učinkovitosti (predviđeno vršno opterećenje na razini prijenosne mreže iznosi 3 584 MW u 2040. godini, odnosno 4 364 MW u 2050. godini), uz zadržavanje omjera između minimalnog i maksimalnog opterećenja sustava od oko 0,4,
- prema planu izgradnje/izlaska iz pogona proizvodnih postrojenja do 2040. godine očekuje se izlazak iz pogona TE Plomin 2, a u razdoblju do 2045. godine očekuje se prekid isporuke električne energije za potrebe RH iz NE Krško,
- proizvodnja električne energije u RH u 2050. godini temeljit će se na hidroelektranama, vjetroelektranama, sunčanim elektranama i plinskim elektranama, što znači da će radi nedostatka „temeljnih“ (engl. *base load*) elektrana i dominacije varijabilnih izvora električne energije opterećenja prijenosne mreže biti znatno promjenljivija od današnjih, te će mrežu trebati dimenzionirati na način da sa propisanom sigurnošću omogući vrlo promjenjive iznose i pravce prijenosa električne energije unutar sustava i na granicama s drugim sustavima,
- zbog tako određene strukture proizvodnih postrojenja, a uz pretpostavku da će i ostale zemlje u regiji bazirati svoju proizvodnju električne energije na obnovljivim izvorima, upitno je na koji način će sunčane elektrane i/ili vjetroelektrane plasirati svoju proizvodnju na tržištu i po kojoj cijeni, imajući u vidu da će iste ili slične klimatske okolnosti istodobno postojati i u susjednim zemljama pa su moguća razdoblja značajnog viška ili manjka proizvodnje na širem regionalnom području, što implicira potrebu daljnjeg jačanja regionalne mreže i veza prema udaljenijim europskim zemljama,
- izgradnja VE predviđa se do razine 2 634 MW u 2040. godini, te 3 737 MW u 2050. godini, u cijelosti priključene na prijenosnu mrežu,
- s obzirom na sadašnje procjene vjetropotencijala u RH, većina vjetroelektrana bit će smještena u primorskom dijelu zemlje i na području Like, dok se u ostatku zemlje ne očekuje značajnija izgradnja istih,
- ukupna izgradnja SE predviđa se do razine 2 514 MW u 2040. godini, te 3 815 MW u 2050. godini, uz priključak na prijenosnu mrežu oko 1 000 MW u 2050. godini, što je povećanje za oko 600 MW u odnosu na 2030. godinu,
- pretpostavlja se da će većina novih SE (oko 600 MW ukupno) biti izgrađena na područjima visokog solarnog potencijala (od Istre, otoka do južnog dijela zemlje), dok će se ostatak od oko 400 MW realizirati u kontinentalnom dijelu zemlje, pri čemu će se instalirane snage pojedinačnih objekata izgrađenih u razdoblju 2030. – 2050. godine kretati do iznosa od 50 MW (isto pretpostavlja priključak na mrežu 110 kV okvirno 12 novih SE u promatranom razdoblju),
- ukupna instalirana snaga hidroelektrana na kraju planskog razdoblja iznositi će 3 174 MW, što je povećanje od 487 MW u odnosu na planiranu veličinu izgradnje 2030. godine (2 686 MW),
- konkretne lokacije za nove hidroelektrane nisu određene, no pretpostavlja se izgradnja jedne dodatne reverzibilne elektrane snage 150 MW na kraju planskog razdoblja prvenstveno radi regulacijskih potreba u sustavu,
- instalirana snaga plinskih elektrana iznosila bi 1 290 MW u 2040. godini, te 1 970 MW u 2050. godini, što je povećanje od 922 MW u odnosu na planiranu veličinu izgradnje 2030. godine,

- lokacije novih plinskih elektrana nisu određene, no za potrebe definiranja okvirnog plana razvoja prijenosne mreže pretpostavit će se da će u pogon ulaziti veći blokovi smješteni na lokacijama ili u blizini lokacija postojećih TE-TO ili TE,
- unutar razmatranog razdoblja moguć je priključak na prijenosnu mrežu više baterija za skladištenje električne energije s ciljem povećanja regulacijskih sposobnosti sustava u cjelini, ukupne snage 334 MW, nedefiniranih lokacija, za koje je pretpostavljeno da će imati manje instalirane snage (pojedinačno 20 MW do 40 MW, ukupno desetak lokacija s priključkom na 110 kV mrežu unutar postojećih ili novih transformatorskih stanica, smještenih po mogućnosti što bliže većim grupama vjetroelektrana za čije balansiranje proizvodnje su baterije namijenjene).

Prema Scenariju 2 u dugoročnom razdoblju do 2050. godine također se očekuje značajna transformacija elektroenergetskog sektora ali uz nižu stopu porasta potrošnje i posljedično s nižom izgradnjom novih proizvodnih postrojenja u odnosu na Scenarij 1:

- predviđeno vršno opterećenje na razini prijenosne mreže iznosi 3 335 MW u 2040. godini, odnosno 3 824 MW u 2050. godini,
- prema planu izgradnje/izlaska iz pogona proizvodnih postrojenja i u ovom se scenariju očekuje izlazak iz pogona TE Plomin 2 i prekid isporuke električne energije za potrebe RH iz NE Krško,
- struktura proizvodnih postrojenja na području RH ne mijenja se u odnosu na prethodno opisani scenarij (HE, plinske elektrane, SE i VE),
- izgradnja VE predviđa se do razine 2 064 MW u 2040. godini, te 2 792 MW u 2050. godini, u cijelosti priključene na prijenosnu mrežu, s lokacijama uglavnom na području Dalmacije i Like,
- ukupna izgradnja SE predviđa se do razine 1 800 MW u 2040. godini, te 2 692 MW u 2050. godini, uz priključak na prijenosnu mrežu oko 400 MW u 2050. godini, što je povećanje za 256 MW u odnosu na 2030. godinu,
- pretpostavlja se da će SE s priključkom na prijenosnu mrežu imati prostornu raspodjelu u 2050. godini od 172 MW u kontinentalnom dijelu zemlje, te 228 MW na Jadranu, uz zadržavanje pretpostavke da će se instalirane snage pojedinačnih objekata izgrađenih u razdoblju 2030. – 2050. godine kretati do iznosa od 50 MW (isto pretpostavlja priključak na mrežu okvirno 5 novih SE u promatranom razdoblju),
- ukupna instalirana snaga hidroelektrana na kraju planskog razdoblja iznositi će 2 978 MW, što je povećanje od 292 MW u odnosu na planiranu veličinu izgradnje 2030. godine (2 686 MW),
- konkretne lokacije za nove hidroelektrane nisu određene, no pretpostavlja se također izgradnja jedne dodatne reverzibilne elektrane snage 150 MW na kraju planskog razdoblja prvenstveno radi regulacijskih potreba u sustavu,
- instalirana snaga plinskih elektrana iznosila bi 1 290 MW u 2040. godini, te 1 670 MW u 2050. godini, što je povećanje od 622 MW u odnosu na planiranu veličinu izgradnje 2030. godine,
- lokacije novih plinskih elektrana nisu određene, no za potrebe definiranja okvirnog plana razvoja prijenosne mreže pretpostavit će se da će u pogon ulaziti veći smješteni na lokacijama ili u blizini lokacija postojećih TE-TO ili TE,
- u odnosu na Scenarij 1 zadržava se ista pretpostavka oko kapaciteta ugrađenih baterija na prijenosnu mrežu (ukupno 334 MW).

Prethodno opisane pretpostavke u oba scenarija nisu dovoljne da se točnije definira plan razvoja prijenosne mreže budući da u postojećem trenutku nisu poznate lokacije pojedinačnih proizvodnih objekata na području RH na kraju promatranog razdoblja, kao ni lokacije za potencijalnu ugradnju baterija kao djelomičnog rješenja za skladištenje električne energije u razdobljima viškova proizvodnje iz varijabilnih izvora energije. Temeljem opisanih pretpostavki

iz oba scenarija moguće je postaviti općenite smjernice za razvoj prijenosne mreže, te vrlo grubo procijeniti troškove izgradnje visokonaponske mreže do 2050. godine, imajući u vidu sljedeće:

- potrebna izgradnja visokonaponske mreže ovisit će o mogućoj istodobnosti proizvodnje hidroelektrana, vjetroelektrana i sunčanih elektrana pri čemu će biti potrebno odrediti najveće i najmanje realno moguće istodobne snage proizvodnje iz svih proizvodnih objekata koji će električnu energiju proizvoditi iz obnovljivih izvora energije (HE, VE, SE), imajući u vidu i susjedne zemlje te šire regionalno područje,
- planiranje razvoja prijenosne mreže više se neće moći provoditi analizom mogućih stanja prijenosnog sustava u satima nastanka maksimalnog i minimalnog opterećenja, te predviđenog angažmana elektrana u tim satima, već će u analizu trebati uključiti puno veći broj mogućih pogonskih stanja koja će obuhvatiti različite razine istodobnog angažmana pojedinačnih elektrana i istodobne satne potrošnje unutar elektroenergetskog sustava,
- prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže u analizu će trebati uključiti i velik broj scenarija vezanih za prijenosne sustave u okruženju te tržišne prilike u promatranim kritičnim satima, imajući u vidu da će vjerojatno i u susjednim zemljama doći do intenzivne izgradnje varijabilnih proizvodnih izvora električne energije, a čija će povremena izuzetno visoka proizvodnja vjerojatno koincidirati s proizvodnjom tih izvora na području RH.

Preliminarna sagledavanja moguće istovremene proizvodnje HE, VE i SE te moguće istodobne razine potrošnje električne energije unutar sustava u promatranom kratkom vremenskom razdoblju (na primjer jedan sat) ukazuje na potrebu da u 2050. godini za Scenarij 1 prijenosna mreža treba biti izgrađena na način da uz zadovoljavajuću sigurnost pogona omogućava razmjene električne energije sa susjednim sustavima nekoliko tisuća MWh/h izvoza i uvoza električne energije/snage u pojedinim kritičnim satima (pri čemu se očekuje znatno veća razina najvećeg izvoza u odnosu na najveći uvoz), uz dodatnu izloženost tranzitima za potrebe trećih strana koji će ovisiti o izgrađenosti proizvodnih postrojenja u okolnim zemljama i trenutnim prilikama na tržištu električne energije. Za Scenarij 2 najveći očekivani izvoz i uvoz električne energije/snage smanjuje se u odnosu na Scenarij 1, no još uvijek iznosi red veličine od nekoliko tisuća MWh/h. Prethodno opisane pretpostavke trebati će u budućnosti provjeriti detaljnim analizama istodobnosti hidro, vjetro i solarnog potencijala te tržišnim simulacijama koje će uključiti šire regionalno područje te uzeti u obzir planove razvoja zemalja u širem okruženju. Alternativa značajnijim pojačanjima prijenosne mreže u cilju omogućavanja povremenih visokih iznosa izvoza električne energije može biti ograničavanje proizvodnje pojedinih elektrana do razine koju može poduprijeti prijenosna mreža ili izgradnja dodatnih spremnika električne energije u odnosu na ovom strategijom pretpostavljene veličine (baterije i reverzibilne hidroelektrane), no konačnu odluku o pojačanjima prijenosne mreže s ciljem održavanja povremenih visokih iznosa izvoza električne energije trebalo bi odrediti temeljem detaljnih tehnološko-ekonomskih analiza koje će pokazati odnos koristi i troškova pojedinih rješenja (visoka ulaganja u mrežu, povremeno ograničavanje proizvodnje OIE, dodatni spremnici energije ili kombinacija prethodno navedenog).

Visoka očekivana varijabilnost tokova energije u prijenosnoj mreži i očekivani visoki iznosi povremenog izvoza ili uvoza energije ukazuju na potrebu daljnjeg jačanja 400 kV mreže, posebno u dijelovima zemlje gdje se predviđa značajnija koncentracija vjetroelektrana i solarnih elektrana, te na potrebu dodatne izgradnje međudržavnih vodova 400 kV prema susjednim zemljama kako bi se podržao izvozni potencijal proizvodnih postrojenja na području RH u satima kada će dolaziti do izrazitih viškova proizvodnje električne energije (na primjer

Slovenijom na potezu od TS 400/220/110 kV Melina do TS 400/220/110 kV Divača, Mađarskom na potezu od TS 400/110 kV Drava do TS Heviz, Srbijom na potezu od Ernestinova do Sombora, Bosnom i Hercegovinom na potezu od TS 400/220/110 kV Konjsko do TS 400/220/110 kV Mostar te eventualno na potezu od nove TS 400/(220)/110 kV Đakovo do TS 400/220/110 kV Tuzla i TS 220/110 kV Gradačac, uključujući i eventualnu izgradnju HVDC podmorske veze snage od 1 000 MW do 2 000 MW prema Italiji ako se dokaže tehnokonomski opravdanost takvog povezivanja).

Ukoliko pretpostavimo da će se sunčane elektrane s priključkom na prijenosnu mrežu graditi zbog ograničenja u prostoru u relativno manjim veličinama izgradnje (na primjer do 50 MW) izgledno je da će velik broj pojedinačnih objekata biti priključeno na 110 kV mrežu, koja u slučaju njihove značajnije koncentracije na pojedinom području neće biti u mogućnosti preuzeti cjelokupnu proizvodnju iz velikog broja takvih proizvodnih objekata. U tom će slučaju biti potrebno formirati zonske priključke većeg broja sunčanih elektrana izgradnjom novih TS 400/110 kV i povezivanjem istih na mreže pripadnih naponskih razina. Slična pretpostavka može se primijeniti i na nove vjetroelektrane, koje će očekivano biti sve većih instaliranih snaga pa će kod pojedinačnih objekata biti opravdano realizirati direktne priključke na 400 kV ili u manjoj mjeri 220 kV mrežu.

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 (izgledne lokacije dugoročno mogu biti postojeća TS 220/110 kV Đakovo ovisno o porastu potrošnje promatranog dijela zemlje, TS 400/110 kV Drava u sjeverozapadnom dijelu EES, TS 400/110 kV u zapadnom ili sjeverozapadnom dijelu zagrebačkog područja, TS 400/110 kV na području Istre, te TS 400/110 kV na širem zadarskom području) ovisno o prostornoj raspodjeli potrošnje električne energije.

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.

S obzirom da se ukazuje potreba za daljnjom izgradnjom mreže 400 kV, koja će biti izuzetno promjenljivo opterećena ovisno o trenutnim prilikama u sustavu s visokom integracijom VE i SE, pojavit će se potreba za izgradnjom novih kompenzacijskih postrojenja odgovarajućih snaga koja bi preuzimala reaktivnu energiju koja nastaje pri niskim opterećenjima 400 kV vodova. Nova kompenzacijska postrojenja (VSR i/ili SVC tipa) trebalo bi graditi istodobno pri svakoj izgradnji novog 400 kV dalekovoda kako bi se izbjegao problem dugotrajne pojave visokih napona u mreži, te omogućila učinkovita regulacija napona sa strane HOPS-a, neovisno o generatorima priključenim na sustav.

Iako se predviđaju dodatna pojačanja 400 kV mreže, te izgradnja novih TS 400/(220)/110 kV za potrebe napajanja kupaca u razdobljima niske proizvodnje varijabilnih izvora električne energije, odnosno za potrebe preuzimanja energije u razdobljima visoke proizvodnje tih izvora, operatoru sustava treba omogućiti da u slučaju ugrožene sigurnosti pogona privremeno ograničava proizvodnju pojedinih elektrana dok se ne postigne pogonsko stanje kada sigurnost više neće biti ugrožena. Dugoročno se očekuje daljnji razvoj tehnika i procedura vođenja elektroenergetskog sustava, uz primjenu niza modernih alata koji bi trebali omogućiti visoku razinu automatizacije sustava vođenja, te unaprjeđenje komunikacije s drugim sudionicima na tržištu električne energije i koordinacije s ostalim operatorima prijenosnih sustava u regiji i šire, eventualno uz postojanje europskih regionalnih koordinacijskih centara. Pri tom će od posebne važnosti biti održavanje visoke sigurnosti cjelokupnog sustava vođenja kako bi se onemogućili kibernetički napadi koji mogu ugroziti pogon elektroenergetskog sustava i napajanje kupaca električnom energijom.

Izgradnja mreže 220 kV očekivano će stagnirati, a pojedine dionice dugoročno je moguće iskoristiti za izgradnju novih 400 kV vodova (posebno na potezima Konjsko – Brinje, Senj – Brinje, Brinje – Mraclin i Senj – Melina) ukoliko se pokaže da je nove trase vrlo teško ili nemoguće osigurati radi ekoloških ili ekonomskih ograničenja. Ovisno o lokacijama novih VE i SE, te porastu potrošnje u južnom dijelu EES, eventualno će biti potrebno izgraditi novi DV 2x220 kV koji bi povezao TS 220/110 kV Plat na području Dubrovnika i novu TS 400/220/110 kV na širem području Ploča koja bi se izgradila prvenstveno kao zonski priključak za nove proizvodne objekte (VE i SE) smještene na području od Makarske do Ploča.

Uz predviđeni nastavak revitalizacije, mrežu 110 kV trebat će na pojedinim dionicama pojačavati, prvenstveno koristeći HTLS vodiče veće prijenosne moći. Potrebe pojačanja mreže 110 kV ovisit će o porastu potrošnje na pojedinim područjima, priključku novih VE, SE, HE i baterija, te eventualnom priključku novih velikih kupaca Podmorske kabele 110 kV koji nisu predviđeni za zamjenu u razdoblju do 2030. godine trebat će dugoročno zamijeniti novima, ovisno o njihovom stvarnom stanju. Isto vrijedi i za podzemne kabele izgrađene prije 2000. godine, posebno za postojeće kabele 110 kV na području grada Zagreba.

S obzirom na očekivani životni vijek energetskih transformatora od 50 godina, dugoročno se može očekivati zamjena velikog broja transformatora 400/x kV, 220/110 kV i 110/x kV, uz korištenje energetski učinkovitijih jedinica u pojedinim slučajevima većih prividnih snaga. Ovisno o stvarnim potrebama i budućim analizama moguće je da se pokaže nužnost korištenja transformatora s mogućnošću regulacije kuta (upravljanja aktivnom snagom) na pojedinim lokacijama, posebno unutar transformatorskih stanica koje će se izgraditi kao dio zonskih priključaka novih VE i SE. Ugradnja *phase-shifting* transformatora 400/400 kV radi regulacije tokova snaga na međudržavnim granicama ili unutar interne mreže zasad se ne očekuje, no eventualna potreba za istima ovisit će o budućem razvoju regionalnog tržišta električne energije i razvoju okolnih elektroenergetskih sustava (potreba za ovim transformatorima može se pojaviti u slučaju nekontroliranih tokova snaga preko hrvatske prijenosne mreže uzrokovanih varijabilnošću proizvodnje u okolnim zemljama, a koji bi mogli ugroziti sigurnost pogona prijenosne mreže te time i sigurnost opskrbe kupaca električnom energijom).

Prilikom daljnjeg razvoja prijenosne mreže operator sustava procjenjivat će stvarne potrebe i tehno-ekonomsku opravdanost primjene modernih visokotehnoloških rješenja poput ugradnje

DTR sustava (određivanje opteretivosti vodiča u realnom vremenu), HTLS vodiča na nadzemnim dalekovodima, SVC postrojenja, različitih tipova FACTS postrojenja, visokovodljivih kabela, prigušnica za ograničavanje struja kvara (FCL) i HVDC veza. Modernizacija prijenosnog sustava ultimativni je cilj kojem treba težiti, no samo ako je korist od pojedinačnih rješenja veća od njihovih troškova imajući u vidu očekivani životni vijek promatranog postrojenja/jedinice/uređaja.

Ograničenja koja se već danas javljaju prilikom planiranja razvoja prijenosne mreže, a realno je očekivati čak i njihovo intenziviranje u dugoročnom razdoblju, su sljedeća:

- problematika pronalaska novih koridora za nadzemne vodove uzimajući u obzir potrebne prilagodbe planova prostornog uređenja, ekološka ograničenja i rješavanje imovinsko-pravnih odnosa duž trasa dalekovoda, radi čega će HOPS sve više morati koristiti postojeću infrastrukturu i trase, na primjer ugradnjom vodiča veće prijenosne moći na postojećim vodovima ili eventualno kabliranje pojedinih kraćih dionica nadzemnih dalekovoda,
- dugo vremensko razdoblje potrebno za pripremu izgradnje i samu izgradnju nadzemnih dalekovoda, radi čega će HOPS trebati za najvažnije projekte pravovremeno dovršiti sve pripreme aktivnosti kako bi što prije mogao krenuti u izgradnju kada se pokaže realna potreba za promatranim pojačanjem mreže,
- osiguravanje potrebne P/f regulacijske rezerve u sustavu koja će se koristiti radi potreba uravnoteženja proizvodnje i potrošnje električne energije u svakom trenutku, odnosno minimiziranja odstupanja prekograničnih razmjena u odnosu na unaprijed planirane razmjene u mjeri koja je propisana pravilima rada u europskoj kontinentalnoj interkonekciji, a za koje ova strategija predviđa da će se u potpunosti osigurati iz akumulacijskih i reverzibilnih hidroelektrana, plinskih elektrana i baterija priključenih na prijenosni sustav,
- velik broj nesigurnih ulaznih faktora, vrlo utjecajnih na planiranje razvoja prijenosne mreže, prvenstveno u izgradnji, lokacijama i instaliranim snagama novih proizvodnih postrojenja, te dugoročnim tržišnim prilikama u širem okruženju, koje uzrokuju potrebu izgradnje robusne i fleksibilne mreže, odnosno dovode do potrebe donošenja odluka o financiranju izgradnje novih objekata u mreži i regulatornog odobrenja tih odluka u trenutku kada još uvijek nije moguće sa dovoljnom sigurnošću procijeniti tehno-ekonomsku korist pojedinačnih investicija,
- pravovremeno osiguravanje dostatnih financijskih sredstava za provođenje investicijskih planova, posebno u situacijama kada veći broj novih korisnika mreže (pretežito proizvođača) uzrokuje potrebu sistemskih pojačanja mreže koja se smatraju stvaranjem tehničkih uvjeta u mreži za priključak svih tih korisnika, te u situacijama kada iz različitih razloga postoje određena regulatorna ograničenja u određivanju naknada za prijenos električne energije (regulatorno odobrenje za financiranje investicija iz mrežarine potrebno je pravovremeno dobiti za sve investicije koje pokazuju tehno-ekonomsku opravdanost izgradnje uz nizak stupanj ili učinkovitu kontrolu rizika koji nastaje zbog budućih nesigurnosti).

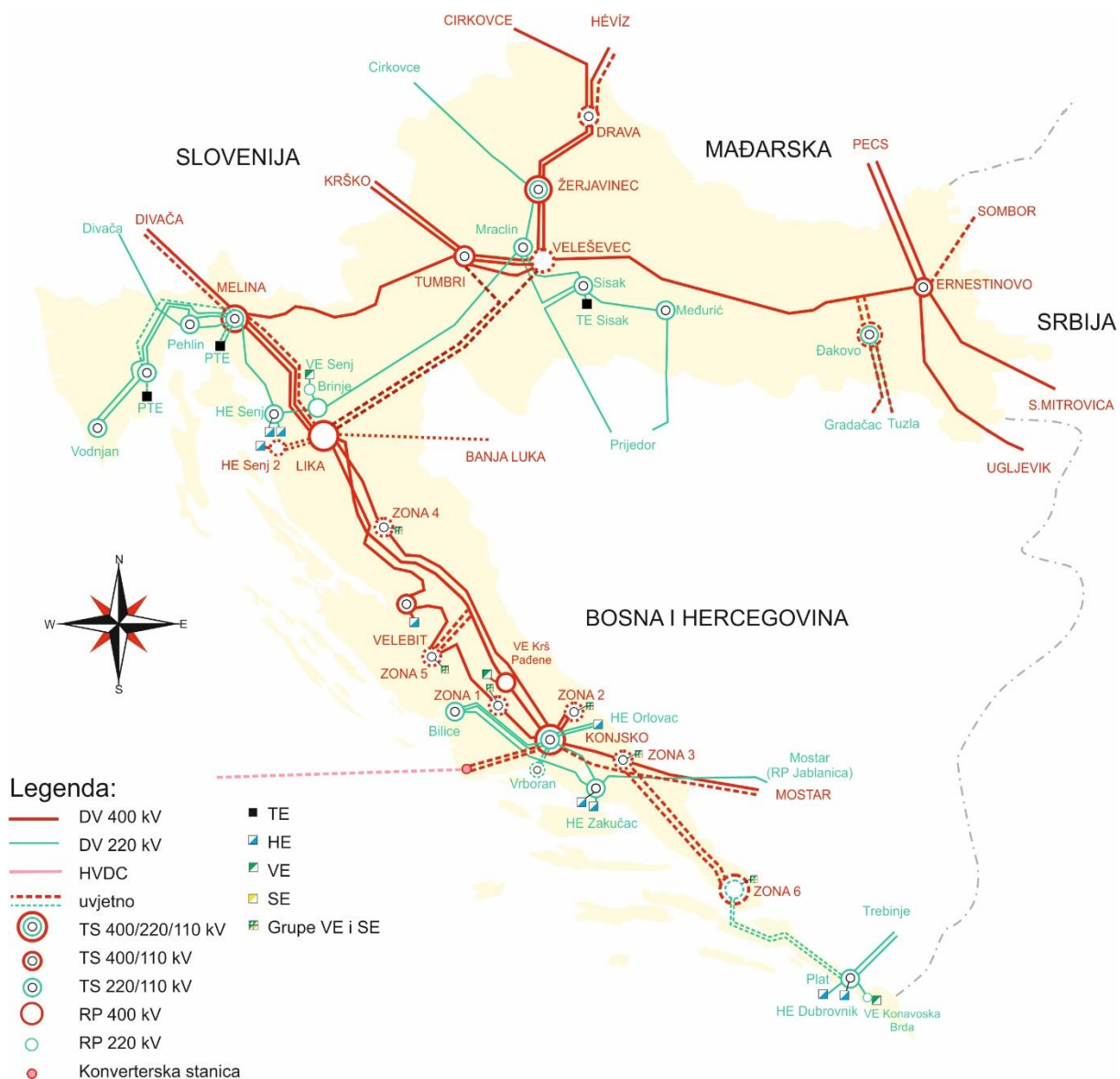
Ostali tehnički izazovi koji su povezani s visokom integracijom obnovljivih izvora električne energije, baterija i ostalih postrojenja koja koriste za priključak na mrežu pretvarače i ostale uređaje energetske elektronike, a koji će se rješavati na europskoj razini, očekivano su smanjenje inercije sustava radi izlaska iz pogona većih proizvodnih sinkronih generatora te s tim povezane očekivane veće fluktuacije frekvencije i veće brzine promjene frekvencije, problem koordinacije i podešenja zaštita pri visokoj integraciji OIE s niskim doprinosom strujama kratkih spojeva, 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, kao i HVDC postrojenja, morati biti izveden u skladu s odgovarajućom regulativom EU, 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.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prijenosnu mrežu u razdoblju od 2030. do 2050. godine iznosila do 14,7 milijardi kuna u scenariju 1, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak do 737 milijuna kuna/godišnje. U scenariju 2 taj bi se trošak smanjio na najviše 9,9 milijardi kuna, odnosno prosječno 494 milijuna kuna godišnjih ulaganja. Razlika u procijenjenim troškovima za oba scenarija proizlazi iz manje potrebe izgradnje prijenosne mreže u Scenariju 2 radi niskog porasta potrošnje električne energije, te očekivano manjih iznosa povremenog izvoza energije što otklanja potrebu značajnijih pojačanja prekograničnih veza.

Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže dugoročno će biti potrebno osiguravati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (nabavu dijela pomoćnih usluga sustava), a koja se za kraj razmatranog razdoblja do 2050. godine grubo mogu procijeniti na iznos do 400 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 1, odnosno do 330 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 2, temeljem pretpostavke o smanjenju prosječne pogreške planiranja proizvodnje VE na 2 % instalirane snage VE, te postojećih cijena P/f regulacijskih rezervi i cijena energije proizvedene u regulaciji.

Osim navedenih troškova uravnoteženja mogu se očekivati i povećani troškovi otklanjanja zagušenja u mreži kroz redispečing proizvodnih postrojenja i ostale raspoložive mjere.



Slika 10.36. Skica predvidive topologije 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2050. godine

10.2.4. Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže

Intenzivna integracija distribuiranih izvora u distribucijsku mrežu, tradicionalne i nove zadaće operatora distribucijskog sustava, kao i razvoj usluga i tržišta električne energije, ubrzano mijenjaju značajke distribucijske mreže. U mreži s dvosmjernim tokovima snage, nužna su inovativna tehnička rješenja u nadzoru, vođenju, mjerenju i relejnoj zaštiti čime distribucijska mreža od tradicionalno pasivne postaje aktivna i napredna.

Osnovne dužnosti operatora distribucijskog sustava bile su i 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,

lokalnih energetske zajednice, neovisnih agregatora, spremnika električne energije i punionica električnih vozila.

ODS postaje sve značajniji čimbenik tržišta električne energije, zbog čega je potrebno redefinirati njegovu buduću ulogu i zadatke. ODS dobiva ulogu u osiguravanju sigurnosti opskrbe električnom energijom i ulogu nepristranog oslonca tržišta električne energije. Od tradicionalne uloge operatora „pasivne“ mreže, ODS se treba razvijati u operatora distribucijskog sustava, kojem na raspolaganju stoji mogućnost korištenja usluga fleksibilnosti proizvodnje i potrošnje (uključivo i spremnika električne energije), te nabave pomoćnih usluga od strane korisnika mreže priključenih na distribucijski sustav. Trenutno je stupanj uporabe potonjeg u vrlo ranoj fazi. U skoroj budućnosti nužna je prilagodba propisa koji će omogućiti korisnicima mreže sudjelovanje na tržištu električne energije (izravno ili posredstvom agregatora), a u tom je smislu u distribucijskom sustavu nužno uvođenje sustava naprednog mjerenja, intenzivna obnova, modernizacija i automatizacija mreže, te unaprjeđenje informacijsko-komunikacijskih sustava.

Razvoj distribucijskog sustava treba ići u smjeru pripreme mreže za daljnje povećanje broja distribuiranih izvora energije, kupaca s vlastitom proizvodnjom i električnih vozila. ODS treba razvijati i upravljati distribucijskim sustavom na optimalan način, pri tome i uz korištenje usluga korisnika mreže, npr. odziva potrošnje, fleksibilnost i spremnika električne energije.

Ključna opredjeljenja u pogledu razvoja djelatnosti distribucije električne energije su:

- jedinstveni ODS, s nezavisnim poslovnim položajem unutar HEP Grupe,
- napredni mjerni sustav,
- napredna mreža.

Jedinstveni ODS

Poštivanje načela objektivnosti, razvidnosti i nepristranosti mora biti temeljno opredjeljenje, stalna zadaća i obveza operatora distribucijskog sustava:

- objektivnost, u smislu pravednog i jednakog odnosa prema svim korisnicima mreže i sudionicima na tržištu električne energije,
- razvidnost u smislu:
 - poslovanja i provedbi poslovnih procesa koji se odnose na djelatnost distribucije električne energije,
 - pružanja informacija potrebnih radi učinkovitog pristupa (priključenja na mrežu) i korištenja mreže,
- nepristranost, u smislu sprječavanja postupaka kojima se na bilo koji način ograničava ili onemogućava pristup i/ili korištenje mreže,

U interesu je Republike Hrvatske na cijelom njenom području osigurati ujednačenu kvalitetu i uvjete pristupa i korištenja distribucijske mreže u kojem je smislu *ključno da poslove operatora distribucijskog sustava obavlja isključivo jedan operator.*

Sustav naprednog mjerenja

Napredni mjerni uređaji su uređaji ugrađeni na obračunskim mjernim mjestima krajnjeg kupca čija je osnovna namjena mjerenje njegove potrošnje, dok se sustav naprednog mjerenja

odnosi 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. Sustav naprednog mjerenja je "središnji sustav" koji objedinjuje prikupljanje podataka i komunikaciju unutar distribucijske mreže. Većinu funkcionalnosti koje predviđa prijedlog paketa „Čista energija za sve Europljane“ nije moguće razviti bez sustava naprednog mjerenja. Upravljanje potrošnjom jedan je od najvažnijih razloga uvođenja naprednih mjernih uređaja te naprednih mreža. Pritom sustav naprednog mjerenja ima ključnu ulogu pružajući informacije o trenutnom opterećenju sustava.

Napredne mreže i sustavi naprednog mjerenja odigrat će ključnu ulogu i u omogućavanju fleksibilnosti korisnika mreže; potencijal fleksibilnosti odziva potrošnje moguće je ostvariti korištenjem odgovarajućih mrežnih tarifa i naprednih mjernih uređaja. Napredno mjerenje s kraćim razdobljima i obračunom potrošnje električne energije omogućavaju vremenski promjenjive tarife, tarifiranje snage te izravno upravljanje potrošnjom.

Postojeći tarifni modeli su za veliku većinu korisnika mreže temeljeni na volumetrijskom pristupu. Nedvojbeno je kako će u budućem razdoblju biti nužna njihova promjena u pogledu:

- sve većeg udjela tarifnog elementa snage u naknadi za korištenje mreže i
- raspodjele troškova korištenja mreže na pojedine kategorije korisnika mreže (primjerice uvođenje naknade za korištenje mreže i za proizvođače električne energije).

Prilikom izgradnje naprednog mjernog sustava potrebno je omogućiti sigurnost podataka i komunikacije sustava naprednog mjerenja te privatnosti i podataka krajnjeg kupca u skladu s zakonodavnim okvirom EU.

Na zahtjev krajnjeg kupca podaci o iznosu predane i preuzete električne energije trebaju biti dostupni putem standardiziranog sučelja ili daljinski, kako krajnjem kupcu, tako i trećoj strani koju je krajnji kupac za to ovlastio. Krajnjem kupcu treba pružiti punu informaciju o svim mogućnostima koje napredno mjerenje pruža u pogledu očitavanja brojila i nadzora potrošnje električne energije i o prikupljanju i obradi osobnih podataka.

Napredna mreža

Uvriježeno je shvaćanje: „Napredna mreža je električna mreža 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 električne energije.“

Glavna smjernica razvoja distribucijskog sustava u Republici Hrvatskoj podrazumijeva implementaciju koncepta napredne mreže. Naprednim je mrežama svojstvena složena interakcija (tehnička, informacijsko-komunikacijska i poslovna) između operatora prijenosnog i distribucijskog sustava, te operatora i korisnika mreže. Izgradnja naprednih mreža je postupni kontinuirani proces koji podrazumijeva učenje i postupno uvođenje naprednih funkcionalnosti, i usvajanje inovativnih tehnoloških rješenja i metodologija.

Napredne mreže u Republici Hrvatskoj trebaju omogućiti jeftiniju i veću integraciju obnovljivih izvora, kupaca s vlastitom proizvodnjom, smanjenje broja prekida napajanja i troškova neisporučene električne energije, smanjenje potrebe za novim investicijama u mrežu, uvođenje električnih vozila i njihovo fleksibilno punjenje te optimalno korištenje energetske izvora i uštedu električne energije. Sustav naprednog mjerenja je središnji sustav koji objedinjuje prikupljanje podataka i komunikaciju unutar napredne mreže. Zbog toga mnoge funkcionalnosti naprednih mreža nije moguće razviti bez sustava naprednog mjerenja.

Za HEP ODS prioriteta su:

- povećanjem pouzdanosti opskrbe i kvalitete napona,
- automatizacija i upravljanje „po dubini“ distribucijske mreže (nadograđivanje SCADA sustava s naprednim DMS funkcionalnostima),
- sanacija distribucijske mreže po kriteriju naponskih prilika i opterećenja,
- ugrađivati opremu 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 (to jest, „uravnoteženje proizvodnje i potrošnje“).

U pogledu novih (inovativnih) tehnologija i metodologija kojima se smanjuju troškovi razvoja distribucijskih mreža, a zadovoljavaju očekivani zahtjevi od distribucijskih mreža s povećanjem razine integracije obnovljivih izvora energije, aktivnih krajnjih kupaca, spremnika električne energije i punionica električnih vozila, razvoj distribucije mreže do 2050. koji je prikazan u nastavku podrazumijeva izmjene i dopune propisa, modela tržišta električne energije, regulatornog okvira i razvoj distribucijskog sustava koji uključuje:

- Upravljanje (gospodarenje) električnom energijom koju korisnici mreže predaju u distribucijsku mrežu,
 - Potrebno omogućiti napredno upravljanje distribucijskom mrežom u pogledu ograničavanja razine predaje električne energije u distribucijsku mrežu iz proizvodnih postrojenja korisnika mreže. Predmetno ograničenje trebalo bi se odnositi na tek nekoliko sati u godini. Na taj bi se način ograničila potreba za planiranjem izgradnje distribucijske mreže za granične slučajeve koji se rijetko pojavljuju u pogonu. Uz odgovarajuće naknade za predmetne usluge korisnici mreže se potiču na uporabu spremnika električne energije.
- Odziv potrošnje
 - Obuhvaća promjene koje je krajnji kupac spreman napraviti u svojem obrascu potrošnje električne energije kao izravan odziv na tržišne signale ili na aktiviranje usluge sustavu koju je krajnji kupac ponudio samostalno ili putem agregatora. Preduvjet je krajnje kupce električne energije izložiti promjenjivim cijenama kako bi na njih mogli reagirati. Učinkovit odziv potrošnje od sudionika zahtijeva poduzimanje odgovarajućih aktivnosti što podrazumijeva da su mu raspoložive informacije o cijenama i omogućena fizička mogućnost aktivacije,
- Aktivni doprinos korisnika mreže održavanju napona u distribucijskoj mreži

- Mogućnosti pogona proizvodnih postrojenja u pogledu reguliranja napona jalovom snagom trebaju biti proširene u odnosu na trenutno važeće propise (proširiti zahtjeve na proizvodna postrojenja),
- Uvođenje novih tehnologija
 - Automatska regulacija napona kod TR SN/NN, naponskih stabilizatora i regulatora, sekcionalizatora i automatskih prekidača, naprednih indikatora kvarova, izoliranih SN vodiča, visoko-temperaturnih vodiča, uporaba spremnika energije.

Za uvođenje naprednih brojila i sustava potrebno je osigurati odgovarajući stabilni regulatorni okvir koji će poticati troškovno učinkovito ulaganje u mrežu, energetska učinkovitost i pouzdanost napajanja.

Za primjenu naprednih mreža potrebno je:

- inicirati izradu Nacionalne platformu za uspostavu naprednih mreža, usredotočenu na sustav i korisnike mreže, a potom na prijenosnu i distribucijsku mrežu te na tržište električne energije,
- utvrditi Model arhitekture napredne mreže,
- ustrajati na ostvarenju prikladne i sveobuhvatne IKT infrastrukture, kojom se mogu prikupljati i distribuirati u širokom rasponu podaci i informacije te ostvarivati pogonske funkcije u sustavu,
- temeljne funkcije i rješenja naprednih mreža razmotriti s odgovarajućih tehničkih, ekonomskih i organizacijskih gledišta.

Strateške smjernice razvoja distribucijske mreže

Važećom Metodologijom i kriterijima za planiranje razvoja distribucijske mreže određene su sljedeće glavne strateške smjernice:

1. postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV,
2. postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje naponske razine 35(30) kV gdje je to gospodarski opravdano,
3. jednostavne strukture kablskih srednjenaponskih mreža radi jednostavnije automatizacije mreže u narednom razdoblju,
4. povezivanje nadzemnih srednjenaponskih mreža gdje je to gospodarski opravdano,
5. upotreba naprednih tehničkih rješenja za povećanje pouzdanosti, poput daljinskog ili automatskog upravljanja u 10(20) kV mrežama, automatske regulacije napona ovisne o opterećenju u transformatorskim stanicama 110/SN i automatske kompenzacijske regulacijske prigušnice za uzemljenje 10(20) kV mreže i
6. koordinirani razvoj mreže niskog napona i transformacije SN/NN interpolacijom TS 10(20)/0,4 kV s transformatorima većih instaliranih snaga u kablskim mrežama niskog napona visoko urbaniziranih gradskih područja, ugradnja pojednostavljenih TS 10(20)/0,4 kV s transformatorima male nazivne snage, radi skraćivanja izvoda niskog napona i sanacije naponskih prilika u ruralnim područjima te zamjena dotrajalih nadzemnih vodova niskog napona malog presjeka novim dionicama izvedenim SKS-om.

Potrebe razvoja distribucijske mreže

Promjene u strukturi i značajkama distribucijske mreže tijekom proteklih 20 godina (u odnosu na stanje 31.12.2016. godine) ukazuju na dosljednu primjenu strateških smjernica razvoja distribucijske mreže:

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

Ostvarena godišnja investicijska ulaganja u mrežu HEP ODS-a u razdoblju od 2013. do 2017. godine prikazuje tablica 10.1. U prosjeku je godišnje realizirano ulaganja u vrijednosti 912 milijuna kuna, od čega se 30 % odnosilo na obnovu postojeće distribucijske mreže, 38 % na nove objekte, ostale investicije i razvoj te 32 % na elektroenergetske uvjete i priključenje korisnika mreže.

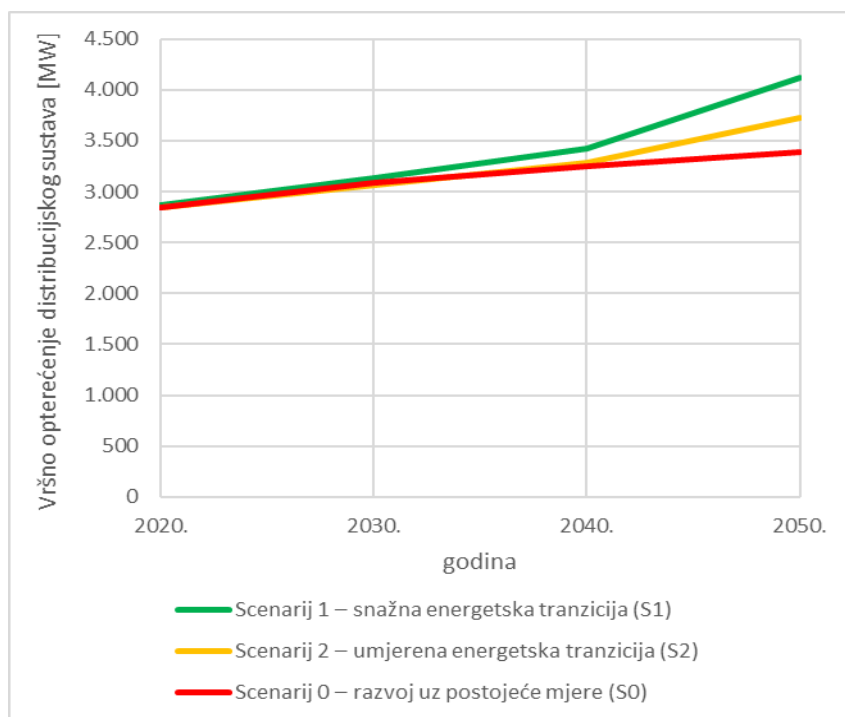
Tablica 10.1. Ostvarena godišnja investicijska ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju od 2013. do 2017. godine u milijunima kuna

Vrsta investicije	2013.	2014.	2015.	2016.	2017.
Priprema investicija	14,4	17,8	10,7	20,0	27,9
Zamjene i rekonstrukcije	206,9	276,8	268,6	268,9	228,0
Revitalizacije	5,7	19,3	16,8	21,9	19,2
Sanacije i obnove	2,6	1,5	0,8	0,4	0,1
Novi objekti	187,8	210,4	146,6	153,2	126,9
Ostale investicije i razvoj	100,8	133,8	225,2	191,3	208,2
Elektroenergetski uvjeti i priključenje	361,8	219,5	250,0	301,1	313,3
Ukupno	879,9	879,1	918,7	956,8	923,5

Izvor: Godišnje izvješće o radu Hrvatske energetske regulatorne agencije za 2017. godinu, HEP ODS

Trenutno važeći plan HEP ODS-a odnosi se na desetogodišnje razdoblje 2018.-2027. Ukupna planirana ulaganja u razvoj distribucijske mreže u desetogodišnjem razdoblju (2018.- 2027.) iznose 10,35 milijardi kn, sa strukturom koja približno odgovara strukturi ulaganja u prethodnom razdoblju.

Scenarijima porasta potrošnje električne energije i opterećenja predviđen je porast opterećenja za razini distribucijske mreže (uvaživši utjecaj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu) što je prikazano na slici 10.37. Razvidno je kako se promatrani scenariji (Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2) zanemarivo razlikuju do 2040. godine, vrednujući pri tome rizike koji utječu na mogućnost detaljnog planiranja razvoja distribucijske mreže, a osobito nepoznate lokacije distribuirane proizvodnje i strukturu priključenja po naponskim razinama distribucijske mreže.



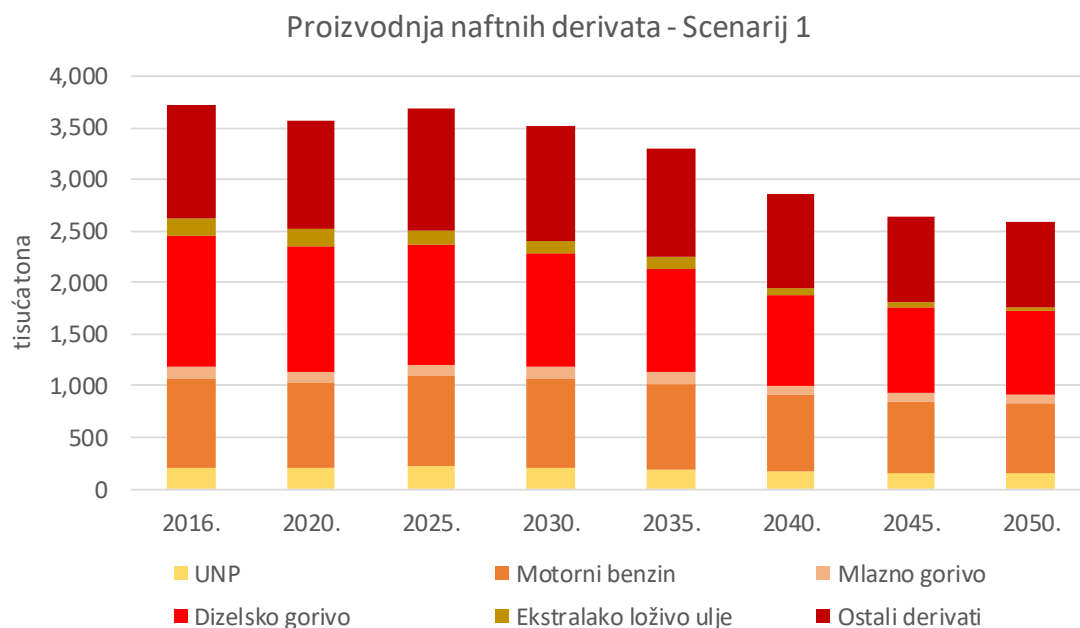
Slika 10.37. Vršno opterećenje za razini distribucijske mreže (vrednovan utjecaj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu)

Kako je navedeno u poglavlju 10.1.4., za procjenu potrebnih ulaganja u razvoj distribucijske mreže potrebno je izraditi novi dugoročni strateški (master) plan. Analizom postojećeg stanja distribucijske mreže i unapređenja postignutog u prethodnom 20-godišnjem razdoblju, za potrebna ulaganja u razvoj distribucijske mreže vrijede sljedeće procjene:

1. u slučaju Scenarija 1 procjenjuje se kako bi razina ulaganja oko 1 milijarde kuna godišnje mogla biti dostatna tijekom promatranog razdoblja,
2. u slučaju Scenarija S0 i Scenarija 2 procjenjuje se kako su moguća nešto niža potrebna ulaganja u razdoblju od 2040. do 2050. godine,
3. navedena ulaganja uključuju:
 - a. smanjenje gubitaka s postojeće razine 8 % na 4 % do 5 %,
 - b. unapređenje pouzdanosti opskrbe korisnika mreže,
 - c. prijelaz najvećeg dijela distribucijske mreže srednjeg napona na pogonski napon 20 kV do 2040. godine,
 - d. 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,
 - e. primjenu naprednog mjernog sustava,
 - f. značajno povećanje razine priključenja distribuiranih izvora (distribuirane proizvodnje i spremnika električne energije) te pogon distribucijske mreže uz primjenu funkcionalnosti napredne mreže,
 - g. poticanje proizvodnje električne energije u distribucijskoj mreži koja se troši na lokaciji i podudara vremenski s potrošnjom električne energije („uravnoteženje proizvodnje i potrošnje“),
4. okvirno, prioriteti ulaganja u distribucijski sustav (u smislu povećanja udjela u strukturi ukupnih ulaganja) su sljedeći:
 - a. do 2030. – napredni mjerni sustav do 2025. godine i pilot projekti naprednih mreža,
 - b. do 2040. – napredna mreža (faza I: modernizacija i automatizacija, napredne funkcije vođenja),
 - c. do 2050. – napredna mreža (faza II: integrirani distribucijski sustav prilagodljiv promjenama, optimiran u pogledu resursa uz aktivno sudjelovanje korisnika mreže, sposoban spriječiti krizne događaje).

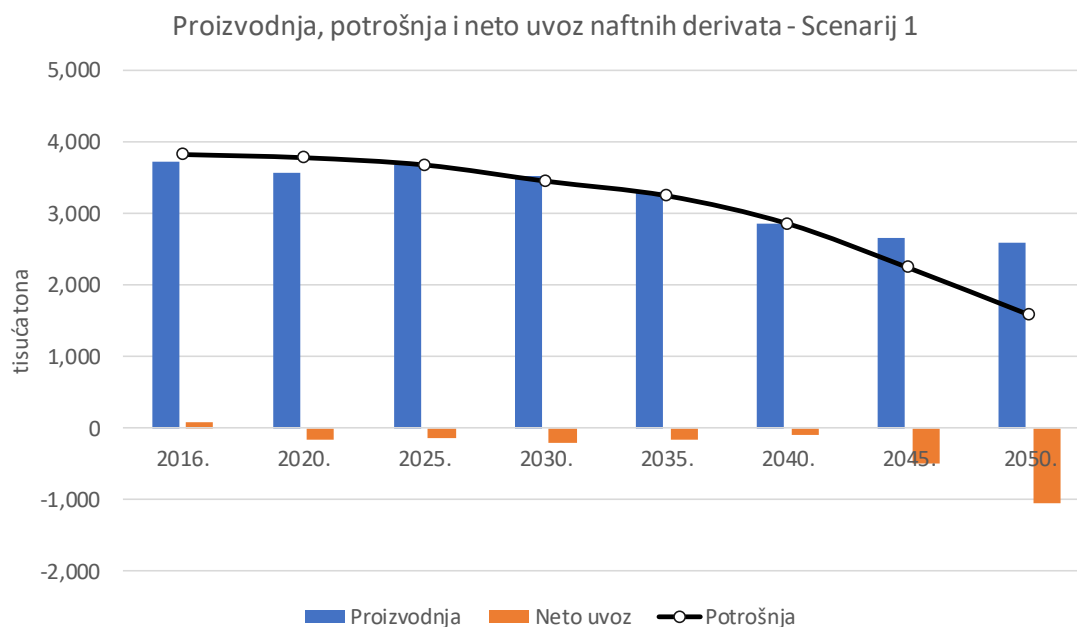
10.2.5. Proizvodnja naftnih derivata

Godišnja proizvodnja naftnih derivata 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. Pad proizvodnje nakon 2030. godine prati pretpostavljeno smanjenje potrošnje naftnih derivata uzrokovano prvenstveno povećanjem broja električnih vozila u cestovnom prometu. Navedene projekcije proizvodnje napravljene su uz uvjet investiranja u modernizaciju rafinerija (projekt tzv. duboke prerade) čime bi se povećao udio proizvodnje bijelih derivata a time i konkurentnost rafinerija na domaćem i stranim tržištima. Završetak modernizacije predviđen je do 2025. godine.



Slika 10.38. Projekcija proizvodnje naftnih derivata (Scenarij 1)

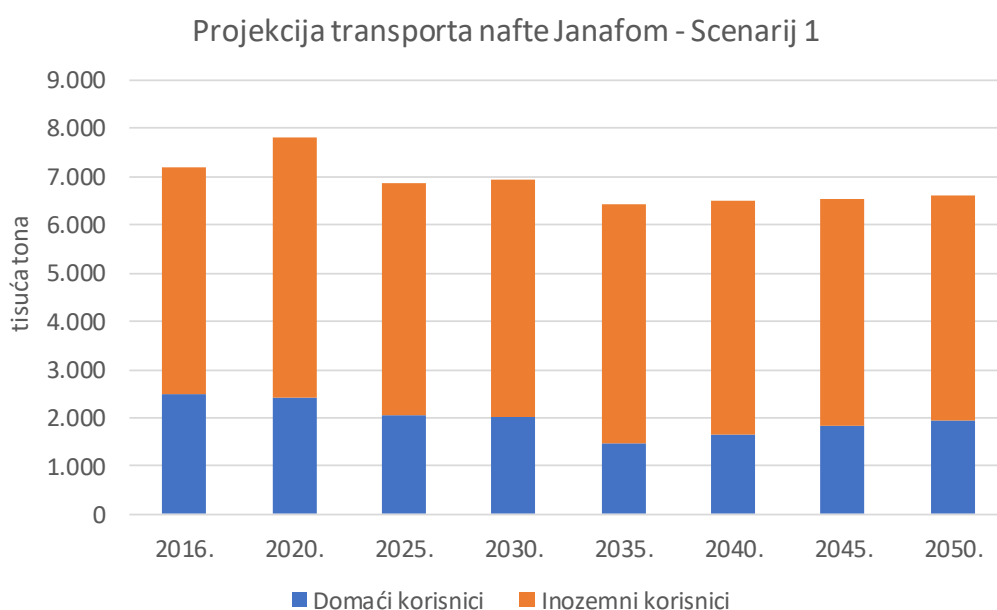
Na sljedećoj slici prikazano je predviđeno kretanje proizvodnje naftnih derivata, potrošnje i neto uvoza (izvoza) u razdoblju do 2050. godine. Prema projekcijama, proizvodnja derivata će pratiti smanjenje potrošnje derivata sve do 2040. godine pri čemu neto izvoz iznosi oko 200 000 t. Nakon 2040. godine predviđeno je povećanje neto izvoza čime prerada rafinerija ostaje na razini iznad 2,5 milijuna tona derivata.



Slika 10.39. Projekcija proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata (Scenarij 1)

U skladu sa proizvodnjom domaće sirove nafte i kondenzata te preradom u rafinerijama određene su količine sirove nafte koje će se transportirati Janafom za domaće i inozemne

korisnike do 2050. godine. Pri tome su u obzir uzete projekcije potrošnje naftnih derivata i prerade rafinerija u okruženju kao i proizvodnja sirove nafte. Prema rezultatima modela, transport nafte će do 2020. godine dosegnuti gotovo 8 milijuna tona nakon čega će se smanjiti te će se kretati između 6 i 7 milijuna tona do 2050. godine. 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.



Slika 10.40. Projekcija transporta nafte Janafom (Scenarij 1)

10.2.6. Sektor prirodnog plina

Analiza razvoja plinskog sektora prikazana je u okviru Scenarija 1, dok su u Scenariju 2 navedeni osnovni komentari koji se odnose na prilike pretpostavljene tim scenarijem.

Europski koridori opskrbe

U Europi je u 2017. godini potrošeno oko 532 milijardi m³ prirodnog plina od čega se oko 70 % uvozi. U istoj godini plinovodima je uvezeno 423 milijarde m³, a samo 66 milijardi m³ je uvezeno kao UPP. Oko 40 % plina se uvozi iz Rusije, 25 % iz Norveške dok ostale zemlje sudjeluju sa znatno manjim pojedinačnim udjelima.

Plin se u Europu plinovodima dostavlja iz Rusije, Norveške te manjim dijelom iz Afrike. U istočnu i središnju Europu plin se dostavlja plinovodom Sjeverni tok (Nord Stream) koji povezuje Rusiju i Njemačku, sustavom Yamal-Europe koji Rusiju i istočnu i središnju Europu povezuje preko Bjelorusije i Poljske, dok se preko sjeverne Ukrajine s Rusijom povezuju Slovačka, Mađarska i Poljska, a preko južne Ukrajine Rumunjska, Bugarska, Grčka i Turska sustavom Trans-Balkan plinovoda. Ukupni kapacitet plinovoda kojima se preko Ukrajine povezuje Europa iznosi oko 140 milijardi m³ godišnje.

Uzimajući u obzir političku nestabilnost u Ukrajini i dotrajalost transportnog sustava, najveće zemlje potrošači plina u Europi, premda deklarativno žele smanjiti ovisnost o ruskom plinu, nastoje osigurati stabilnost opskrbe plinom izgradnjom plinovoda Sjeverni tok 2 (Nord Stream 2), kojim bi se ukupni kapacitet izravne dobave iz Rusije prema Njemačkoj povećao s postojećih 55 milijardi m³ godišnje na 110 milijardi m³ godišnje.

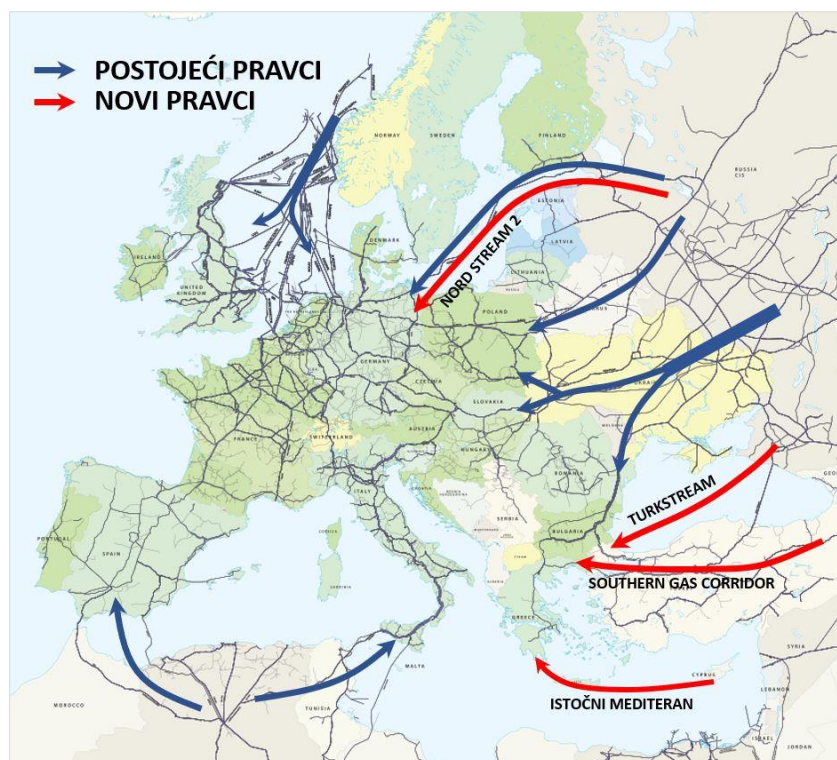
Isto tako, Rusija nakon odustajanja od plinovoda Južni tok (South Stream), koji je na Balkan preko Crnog mora i Bugarske trebao dopremiti 63 milijarde m³ plina godišnje, završava izgradnju plinovoda Turski tok (TurkStream) koji kao i planirani Južni tok preko Crnog mora, ali preko Turske na Balkan dostavlja 31,5 milijardi m³ plina godišnje.

Izgradnjom ova dva plinovoda Rusija i zemlje korisnici raspolagat će s kapacitetom od 140 milijardi m³ plina kojim će se u moći supstituirati ukrajinski dobavni pravac.

Osim navedenih dobavnih koridora iz Rusije u izgradnji je i prva faza Južnog koridora (Southern Gas Corridor) čiji je cilj opskrba Europe plinom iz Kaspijskog bazena i Bliskog istoka. Na ruti od Azerbajdžana do Europe projekt se sastoji od plinovoda Južni Kavkaz (South Caucasus pipeline) koji prolazi Azerbajdžanom i Gruzijom, Trans-Anatolijskog plinovoda (TANAP) koji prolazi Turskom i Trans-Adriatic plinovoda (TAP) koji preko Grčke i Albanije povezuje Italiju i Tursku.

Europske zemlje, ako im to geografske okolnosti dozvoljavaju, odlučuju se na razvoj terminala za UPP kako bi povećale sigurnost i diversifikaciju opskrbe, no zbog globalnog tržišta UPP-a i utjecaja visokih cijena plina na azijskim tržištima, cijena UPP-a je često nekonkurentna plinu koji plinovodima dolazi u Europu.

Isto tako područje Istočnog Mediterana može biti još jedan, ne tako veliki kao prije navedeni koridori, no i dalje značajan diversifikacijski dobavni pravac za Europu.



Slika 10.41. Postojeći i planirani europski koridori opskrbe plinom

Razvojni projekti na jugoistoku Europe nastavak su razvoja odvojaka ovih plinskih koridora i spajanja postojećih i planiranih terminala za UPP s većim tržištima.

Razvoj projekata u Jugoistočnoj Europi

Razvoj projekata u jugoistočnoj Europi temelji se primarno na kreiranju interkonekcija koje bi plin iz većih koridora, terminala za UPP ili domaće proizvodnje doveli do većih tržišta ili područja koja još nisu opskrbljena plinom.

Većina planiranih projekata su u kompeticiji jedni s drugim, te neki jesu a neki nisu određeni kao projekti od zajedničkog interesa EU-a.

Za Hrvatsku su najznačajniji projekti terminal za UPP na otoku Krku i povezani evakuacijski plinovodi Omišalj-Zlobin za najmanji kapacitet transporta UPP-a prema susjednim tržištima, te Zlobin-Kozarac za veći kapacitet te Kozarac-Slobodnica i sustav Bosiljevo-Lučko-Rogatec za najveći kapacitet koji omogućuje dobavu i transport većih količina plina iz terminala za UPP prema susjednim tržištima.

Jadransko jonski plinovod (IAP) omogućio bi dobavu plina iz TAP-a za Hrvatsku i zemlje u regiji te mogući transport prema Mađarskoj, Sloveniji i Austriji. Za značajniji transport prema trećim zemljama, IAP bi bilo poželjno izraditi s većim promjerom i izraditi dodatni plinovod između Splita i Bosiljeva ili dodatne kompresorske stanice.

Sustav plinovoda EASTMED dostavlja bi plin iz istočnog Mediterana preko Krete do Grčke i Italije. Spojem EASTMED-a na TAP i IAP omogućila bi se opskrba plinom i zemalja na ruti IAP-a, no ova interkonekcija nije još ozbiljnije razmatrana niti planirana.

Sustavima interkonekcija Grčka-Bugarska (IGB), Turska-Bugarska (ITB), EASTRING i Bugarska-Rumunjska-Mađarska-Austrija (BRUA) omogućio bi se transport plina iz TAP-a i Turskog toka prema većim tržištima u regiji, pravcima koji zbog slabo razvijenog i relativno malog tržišta zaobilaze zemlje WB6.

Navedeni projekti su nominirani i/ili definirani kao projekti od zajedničkog interesa Europske unije, no u pripremi je i projekt koji bi trebao trasom Južnog toka dopremiti plin iz Turskog toka od Turske preko Bugarske i Srbije do Mađarske. Projekt nije značajno publiciran u medijima, no pokrenuti su postupci za izuzećem od primjene EU direktiva i prvi neobvezujući postupci ispitivanja tržišta. Ovaj projekt poznat je pod nazivom TurkStream odvajak.



Slika 10.42. Razvoj dobavnih pravaca u Jugoistočnoj Europi

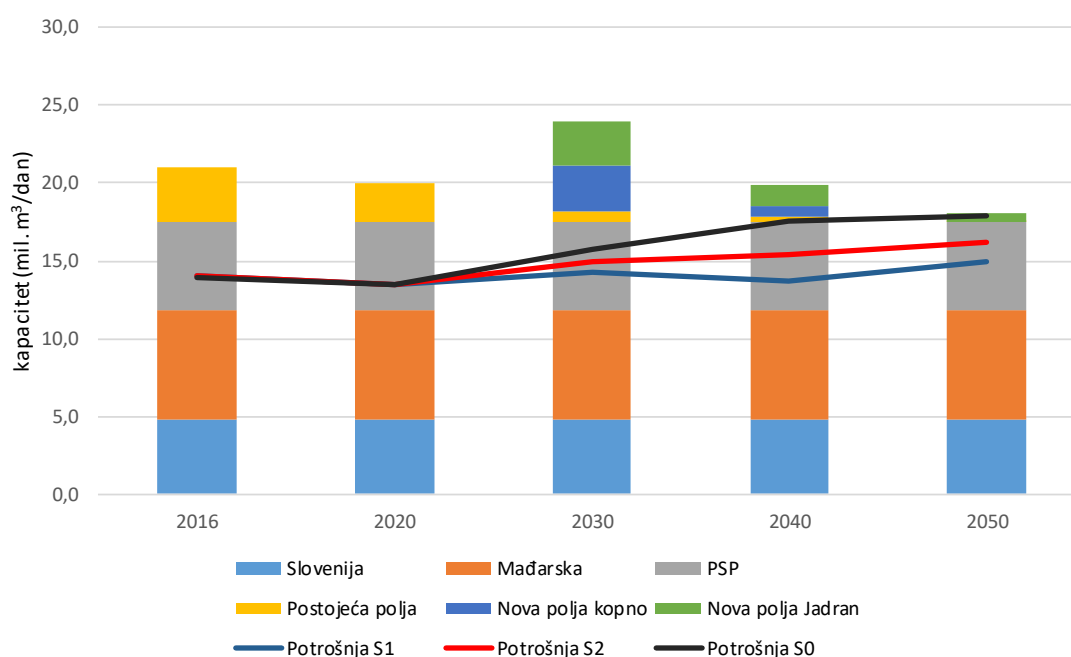
Razvoj plinskog sustava u Hrvatskoj

Razvoj plinskog sustava u Hrvatskoj uvjetovan je razvojem tržišta plina i potrebom osiguravanja odgovarajuće razine sigurnosti opskrbe plinom. U smislu 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.

U scenarijima S1 i S2 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

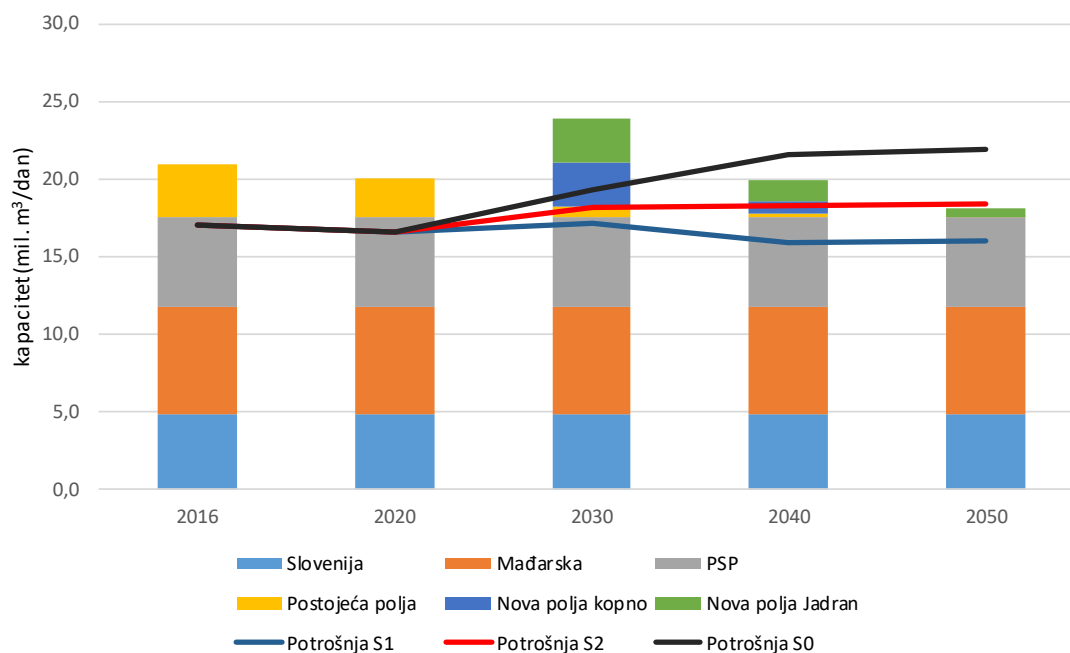
potrošnje dogodile krajem veljače ili kasnije kada na PSP Okoli uslijed prirodnih karakteristika skladišta/ležišta dolazi do pada maksimalnog kapaciteta povlačenja plina iz skladišta. Ako bi se ostvarila očekivanja o novim ulaganjima i pronalasku novih plinskih polja tada bi kapaciteti postojećih sustava uvoza i nove proizvodnje zadovoljavale potrebe za plinom u vršnim razdobljima kod prosječne zime u 2030. i 2040. godini.

U scenariju S0 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 10.43. 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 postojeći izvori 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 scenarijima S0 i S2 bilo potrebno osigurati nove izvore dobave plina.



Slika 10.44. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod iznimno hladne zime

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 scenariju S0 dodatne kapacitete treba osigurati u duplo većem iznosu.

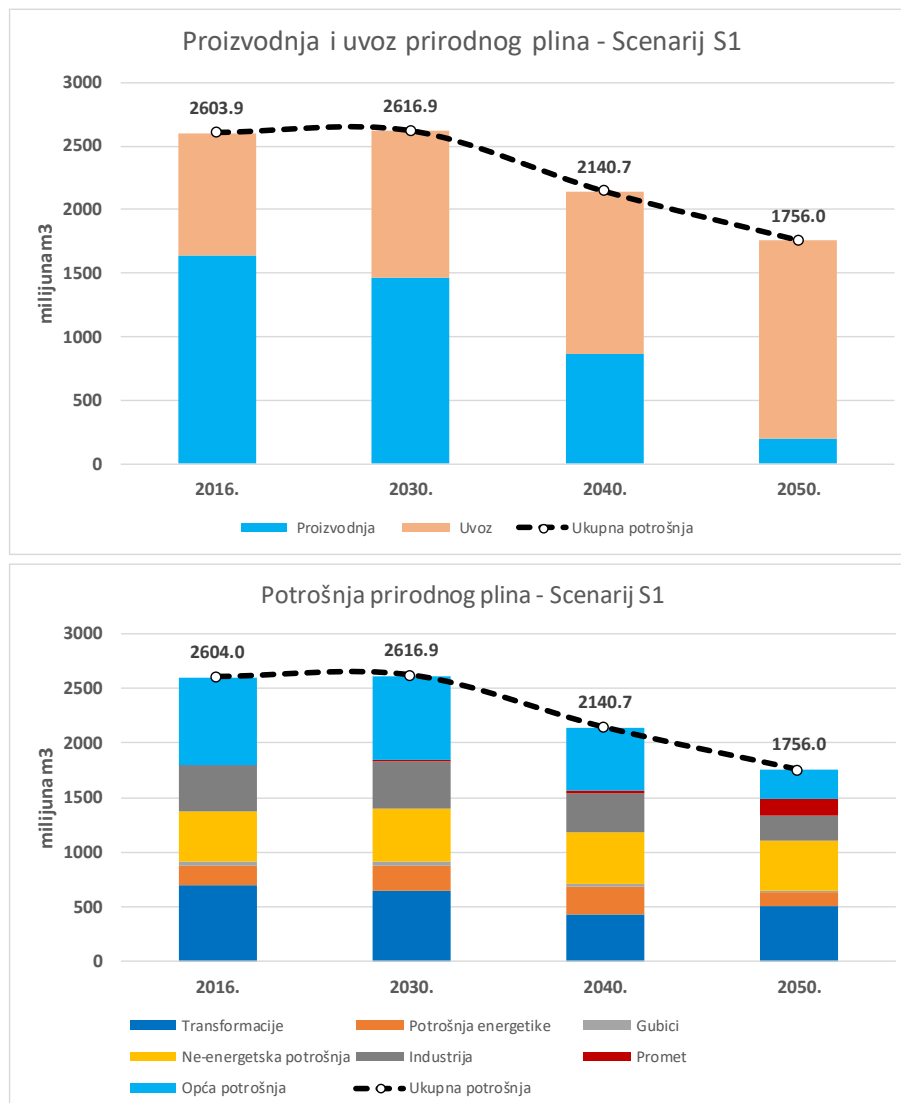
Odgovarajuća razina sigurnosti opskrbe plinom određena je na razini EU direktivom 2009/73/EZ od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina i stavljanju izvan snage Direktive 2003/55/EZ gdje je „sigurnost” definirana kao sigurnost opskrbe prirodnim plinom i tehnička sigurnost. Prema Uredbi (EU) 2017/1938 od 25. listopada 2017. o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe plinom i stavljanju izvan snage Uredbe (EU) br. 994/2010 sigurnost opskrbe plinom odgovornost je koju dijele poduzeća za prirodni plin, države članice i Europska Komisija u okviru područja djelovanja i nadležnosti svakog od njih.

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).

Plinska infrastruktura obuhvaća mrežu za transport plina, uključujući spojne plinovode i proizvodna postrojenja, terminale za UPP i sustave skladišta plina.

Tehnički kapacitet sve preostale raspoložive plinske infrastrukture u slučaju poremećaja najveće pojedinačne plinske infrastrukture mora biti ista ili veća od ukupne dnevne potražnje za plinom u danu iznimno visoke potražnje za plinom kakva se prema statističkoj vjerojatnosti javlja jedanput u 20 godina. Rezultati dobiveni kriterijem N-1 moraju iznositi najmanje 100 %.

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.

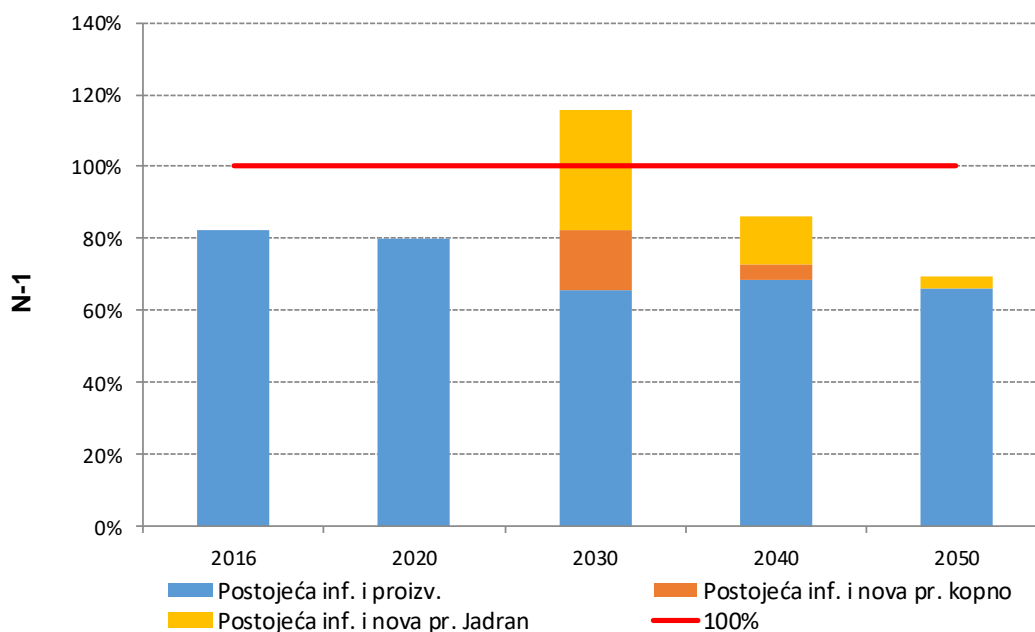


Slika 10.45. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina – Scenarij S1

U slučaju očekivane potrošnje plina prema Scenariju 1 uz postojeću infrastrukturu i očekivani pad postojeće proizvodnje, N-1 pokazatelj se smanjuje s oko 80 % u 2016. godini na oko 65 % u 2050. godini. Premda se potrošnja plina do 2050. godine znatno smanjuje, ukupno vršno opterećenje raste zbog porasta kapaciteta plinskih elektrana koje rade relativno kratko vrijeme kada nema proizvodnje električne energije iz sunca i vjetra. N-1 kriterij je u scenariju potrošnje S1 zadovoljen samo u 2030. godini ako se ostvare predviđanja o novoj proizvodnji plina na kopnu i u Jadranu.

Za postizanje pokazatelja N-1 iznad 100 % uz potrošnju iz Scenarija 1 i postojeću proizvodnju potrebno je odmah osigurati novi dobavni kapacitet u iznosu od minimalno 3,5 mil. m³/dan te u 2030. godini još 3 mil. m³/dan. Uz novu proizvodnju na kopnu, umjesto 3 mil. m³/dan u 2030. godini potrebno je osigurati 2 mil. m³/dan u 2040. godini, a uz dodatnu novu proizvodnju i na Jadranu potrebno je umjesto u 2040. osigurati novih 2 mil. m³/dan u 2050. godini.

Realizacija projekta terminala za UPP na otoku Krku identificirana je kao glavna mjera diversifikacije putova i izvora opskrbe prirodnim plinom, odnosno za postizanje pokazatelja N-1.



Slika 10.46. Pokazatelj N-1 za scenarij potrošnje S1

Diversifikacija dobave i povećanje učinkovitosti transportnog sustava

Premda je Republika Hrvatska jedna od rijetkih država u regiji koja nema dugoročni ugovor s Rusijom o opskrbi plinom (desetogodišnji ugovor PPD-a i Gazproma za opskrbu plinom nije sklopljen uz sudjelovanje Vlade te prema njemu hrvatski kupci nemaju nikakvih obveza), te ima relativno dobro razvijeno veleprodajno tržište plina, skoro cjelokupni uvoz plina dolazi iz Rusije. Isto tako Hrvatska se nalazi na kraju transportnog lanca iz Rusije te je sukladno tome cijena plina relativno visoka.

Stoga je nužno 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.

Početak 2019. godine bit će omogućen transport plina u smjeru Slovenije, a krajem 2019. godine bit će izgrađena kompresorska stanica KS1 kojom će se povećati mogućnost transporta plina prema Mađarskoj te je u skladu s time potrebno stvoriti ostale tehničke i regulatorne uvjete kojima bi se tranzit plina prema susjednim zemljama učinio isplativijim.



Slika 10.47. Projekti u funkciji diversifikacije opskrbe i povećanja učinkovitosti transportnog sustava

Planirani projekti povećanja sigurnosti dobave

Terminal za UPP na otoku Krku

Tvrtka LNG Hrvatska d.o.o. je osnovana s namjerom izgradnje i upravljanja infrastrukture potrebne za prihvata, skladištenje i uplinjavanje ukapljenog prirodnog plina. Terminal za UPP će se nalaziti u općini Omišalj na otoku Krku. Projekt je važan čimbenik diversifikacije opskrbe prirodnim plinom i povećanja sigurnosti opskrbe prirodnim plinom srednje i jugoistočne Europe.

Također, terminal za UPP na otoku Krku pružit će mogućnost implementacije UPP-a kao ekološki prihvatljivog pogonskog goriva u pomorskom, riječnom, željezničkom i teškom kamionskom prometu Republike Hrvatske i gravitirajućih tržišta Italije, Slovenije, Austrije i Mađarske, čija je primjena u skladu s MARPOL konvencijom, očekivanom primjenom ECA područja na Jadranu te Direktivom 94/14/EU koju su članice Europske unije implementirale u svoja zakonodavstva. Očekivano regionalno tržište UPP-a kao goriva, a koje gravitira terminalu za UPP na otoku Krku u 2030. godini kreće se u količinama od 1.323.000 m³ UPP-a godišnje (0,774 bcm/g).

Idejom uspostave plinovodne poveznice Baltik - Jadran, koja bi svoja uporišta imala u terminalima za UPP u Poljskoj i Hrvatskoj, ovaj bi projekt od regionalnog prerastao u transregionalni i otvorio još šire razvojne mogućnosti. Zahvat tog koncepta-poduhvata prerasta skupinu zemalja V4+ (Poljska, Slovačka, Češka, Mađarska i Hrvatska) koje su ga pokrenule jer su interes za njega pokazale i druge zemlje, susjedne i one u širem okruženju (Ukrajina, Rumunjska, Slovenija...) te je prerastao u Inicijativu triju mora (Baltik, Jadran, Crno more).

Veličina terminala za UPP ovisi o zainteresiranosti tržišta te je u prvoj fazi planirana izgradnja FSRU broda (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, ukupni kapacitet terminala za UPP porastao bi na 12 mil.m³/dan, a dodatnom izgradnjom plinovoda Kozarac-Slobodnica kapacitet bi porastao na 19 mil.m³/dan.

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

Podzemno skladište plina Grubišno Polje

PSP Grubišno Polje planira se izgraditi na eksploatacijskom polju ugljikovodika "Grubišno Polje". Kako se radi o do sada neiscrpljenom plinskom polju, prije izgradnje podzemnog skladišta plina nužna je prethodna faza projekta u smislu inicijalnog crpljenja plina iz ležišta. 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 ogrjevnice sezone. Glavna zadaća ovog podzemnog skladišta plina bilo bi pokrivanje vršnih potreba za plinom u plinskom sustavu RH 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 skladištem 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.

Transportni sustav u funkciji nove dobave

Plinovodni sustav za evakuaciju plina iz terminala za UPP sastoji se od tri skupine plinovoda: Omišalj - Zlobin (DN1000, 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 zajedno s izgradnjom terminala početkom 2020. godine.

IAP – Jadransko-jonski plinovod omogućio bi dobavu plina iz TAP-a za Hrvatsku i zemlje u regiji te mogućí 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. Predviđena investicija u RH iznosi oko 2,2 milijarde kn.

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.

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

Transportni 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 omogućuje kreiranje unutarnjih petlji koje povećavaju sigurnost opskrbe plinom.

Plinovod 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 plinovod Kneginec - Varaždin II (DN 300, 7 km) nužna je zbog dotrajalosti postojećeg plinovoda koji je jedini izvor prirodnog plina šireg područja grada Varaždina, grada Čakovca i 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 za sigurnu opskrbu središnje Hrvatske i zamjenu dotrajalih plinovoda koji ne zadovoljavaju tehničke i sigurnosne standarde.

Plinovod Osijek – Vukovar (DN300, 30km) (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, 18km) osigurat će se sigurna i pouzdana opskrba kupaca 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, 47km) rekonstruirati 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 sustav u funkciji izvoza

Plinovodnim sustavima Lička Jesenica - Bihać (DN 400/500, 30 km), Zagvozd - Posušje (DN500, 22 km) i Slobodnica - B. 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 ovisi o interesu susjednih zemalja i ekonomskoj opravdanosti izgradnje.

Jadransko jonskim plinovodom (IAP) je osim transporta plina iz TAP-a prema RH i dalje, moguće opskrbljivati plinom Bosnu i Hercegovinu, Crnu Goru, Albaniju i Kosovo plinom iz UPP terminala na otoku Krku ili plinom koji dolazi iz Slovenije i Mađarske.

Izgradnjim interkonekciju HR/SRB (Slobodnica-Sotin-Bačko Novo Selo) i nove interkonekcije HR/SLO (Lučko-Zabok-Rogatec) omogućio bi se novi transport plina prema Srbiji te povećanje kapaciteta spoja sa Slovenijom. U slučaju izgradnje traka Turskog toka kroz Srbiju, ovaj smjer bi se mogao koristiti kao tranzitni pravac od Srbije prema Sloveniji, Austriji i Italiji.

Osim prije navedenih plinovoda potrebno je u narednom petogodištu 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.



Slika 10.48. Razvoj plinskog transportnog sustava

Distribucija prirodnog plina

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 čeličnih plinovoda (ukupna duljina je 2 416 km) 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 „pametnog“ mjerenja. U cilju 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.

10.2.7. Toplinarstvo

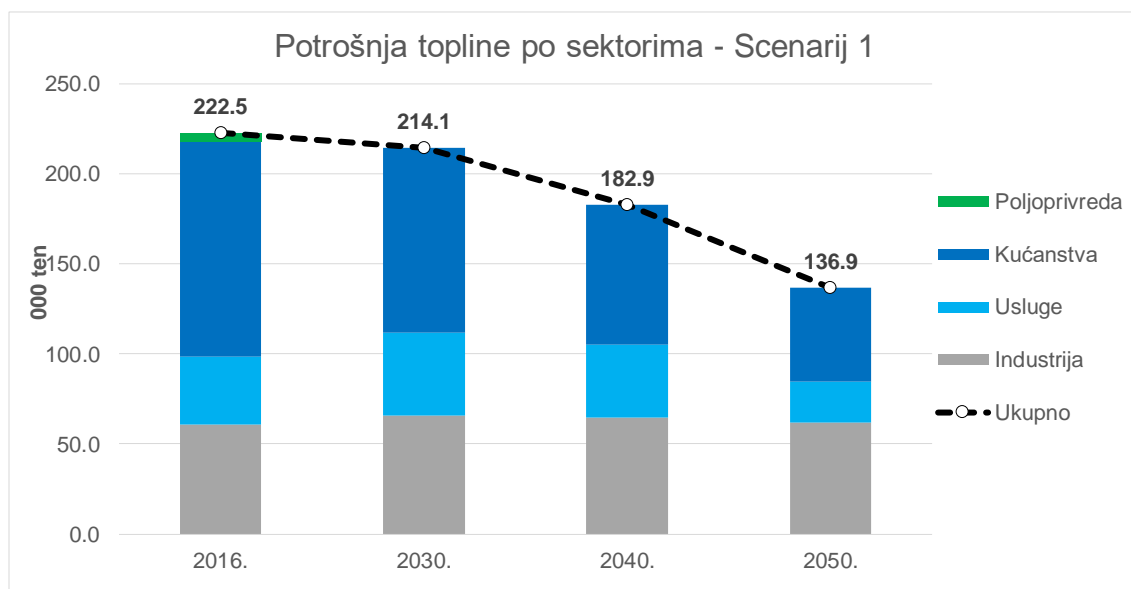
Prema Scenariju 1, udio potrošnje finalne energije u sektoru kućanstva iz toplinarstva u ukupnoj energiji u tom sektoru se polagano smanjuje, bez obzira na pretpostavljeno povećanje

broja priključenih potrošača. Činjenica da se finalna potrošnja toplinske energija smanjuje dok broj priključenih potrošača blago raste (na razini cca 10 000 dodatno priključenih potrošača) proizlazi iz intenzivne obnove stambenog fonda.

Slična je situacija i u sektoru usluga, te se bilježi pad finalne potrošnje nakon 2030. koja do 2050. pada na polovicu vrijednosti.

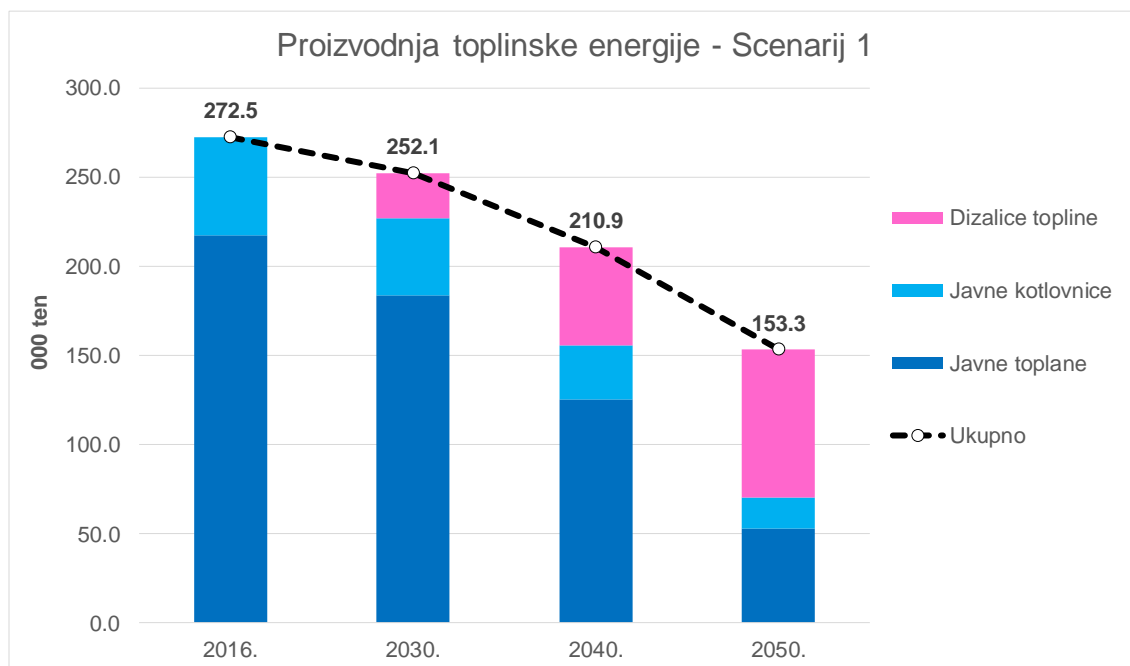
U sektoru industrije potrošnja je otprilike na jednakoj razini u svim godinama projekcije.

Promatrajući sektor toplinarstva, projicirana potrošnja toplinske energije u industriji je u blagom porastu te u 2050. godini iznosi oko 62 ktoe. U sektoru kućanstva projicirano je kontinuirano smanjenje potrošnje toplinske energije sa oko 119 ktoe u 2016. godini na oko 52 ktoe u 2050. godini, što je rezultat značajnih ulaganja u energetske obnovu stambenog fonda. U sektoru usluga dolazi do blagog porasta potrošnje toplinske energije sa 38 ktoe u 2016. godini na oko 46 ktoe u 2030. godini nakon čega je predviđeno postupno smanjenje potrošnje na oko 23 ktoe u 2050. godini. Ukupno smanjenje potražnje za toplinskom energijom iz sektora toplinarstva u razdoblju od 2016. do 2050. godine iznosi gotovo 40 %.



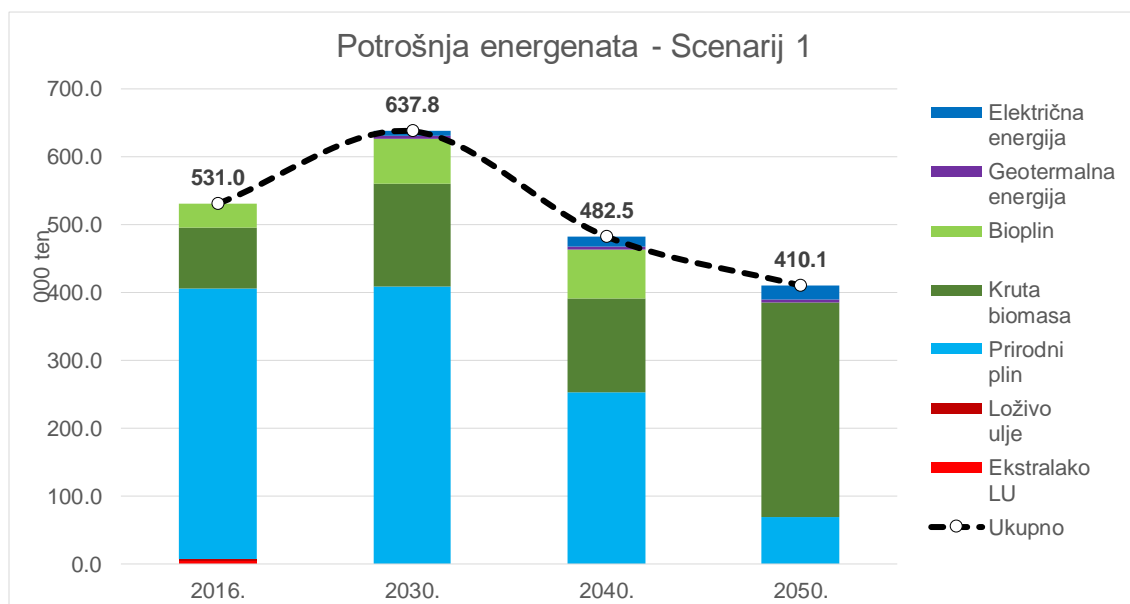
Slika 10.49. Finalna potrošnja toplinske energije po sektorima potrošnje – Scenarij 1

Najveći udio u proizvodnji toplinske energije u 2016. godini odnosi se na javne toplane (80 %) dok je udio javnih kotlovnica iznosio oko 20 %. Projicirani udio dizalica topline se do 2050. kontinuirano povećava te iznosi čak 54 % dok je istovremeno udio proizvodnje toplinske energije iz javnih toplana smanjen na 34 %. Udio javnih kotlovnica bi prema Scenariju 1 u 2050. godini iznosio oko 11 %.



Slika 10.50. Proizvodnja toplinske energije – Scenarij 1

Promatramo li proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnicama i dizalicama topline prema korištenim energentima, najzastupljeniji energent u 2016. godini bio je prirodni plin sa udjelom od 75 %. Nakon njega slijede kruta biomasa, bioplin te ekstra lako lož ulje i loživo ulje. Udio prirodnog plina će se smanjivati do 2050. godine te će iznositi svega 17 % (prema Scenariju 1) dok će se povećavati udio krute biomase i električne energije za dizalice topline.



Slika 10.51. Potrošnja energenata za proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnicama i dizalicama topline – Scenarij 1

Osnovna polazna pretpostavka u analizama razmatranih scenarija je povećanje energetske učinkovitosti u svim dijelovima energetskog sustava: proizvodnje, transporta/prijenosa,

distribucije i potrošnje energije. Izravna posljedica je smanjenje ukupnih potreba za toplinom što ima dalekosežni utjecaj na umrežene sustave, osobito sustave kakvi su toplinarstvo i prirodni plin, tj. stalno smanjenje potrošnje topline i plina, smanjenje prodaje topline i plina te povećanje specifičnih troškova održavanja mreža. To zahtjeva od svih podsustava, toplinskog i plinskog da sinergijski doprinesu smanjenju troškova i izbjegavanju nepotrebnih i/ili dugoročno neisplativih ulaganja.

Gradovi i lokalne zajednice će u razvoju vlastitih sustava morati sagledati postojeće stanje i raspoloživost pojedinih opcija te se kroz proces integriranog/zajedničkog planiranja i korištenja resursa i prostora odlučiti za moguća i troškovno učinkovita rješenja (zoniranje, izbjegavanje dvostrukih mreža na istim područjima i dr.). U velikoj mjeri će budućnost plinskih sustava i toplinarstva ovisiti o dinamici obnove zgrada, jer je potrošnja plina ili topline nakon obnove znatno manja. Obnova zgrada, odnosno smanjenje potrošnje energije nakon obnove zgrada, otvara ne samo pitanje razvoja novih plinskih ili toplinskih sustava, nego pred tvrtke koje se bave distribucijom i prodajom plina i topline postavlja nove izazove, jer će kroz istu mrežu distribuirati manje količine energije što će izravno utjecati na specifične troškove po isporučenoj jedinici energije i zahtjevat će revidiranje tarifnih sustava.

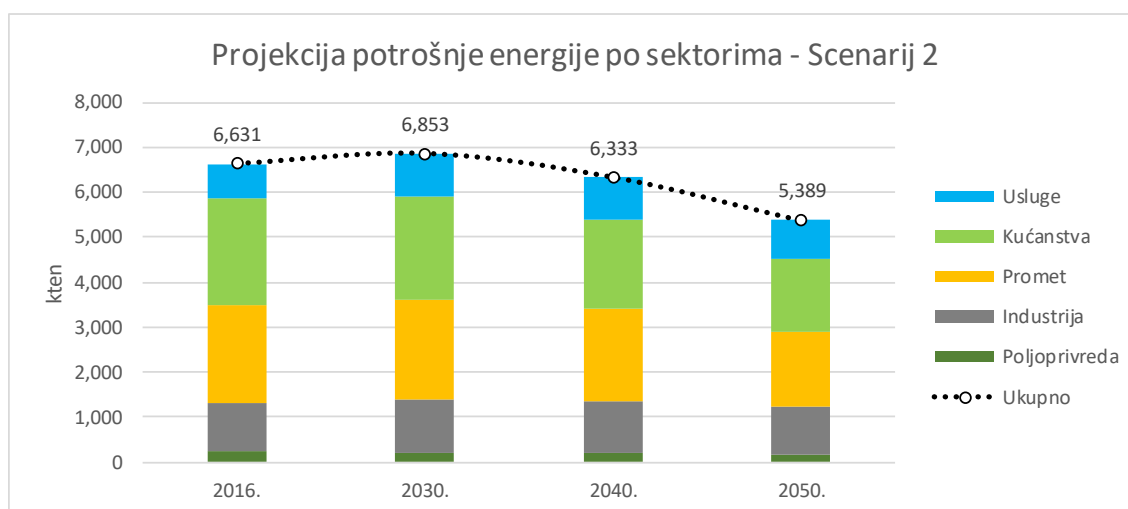
10.3. Scenarij S2 – umjerena energetska tranzicija

10.3.1. Potrošnja energije

Scenarij 2 predviđa umjerene trendove energetske tranzicije. U razdoblju do 2025. godine očekuje se porast potrošnje ukupne finalne energije što je pet godina kasnije u usporedbi sa Scenarijem 1. Nakon 2025. godine, strukturne, tehnološke i mjere poboljšanja energetske učinkovitosti dostižu razinu koja omogućava postupno smanjenje finalne potrošnje. U 2050. godini očekuje se finalna potrošnja 19 % manja u odnosu na 2016. godinu, što je 10 % veća potrošnja energije u usporedbi sa Scenarijem 1.

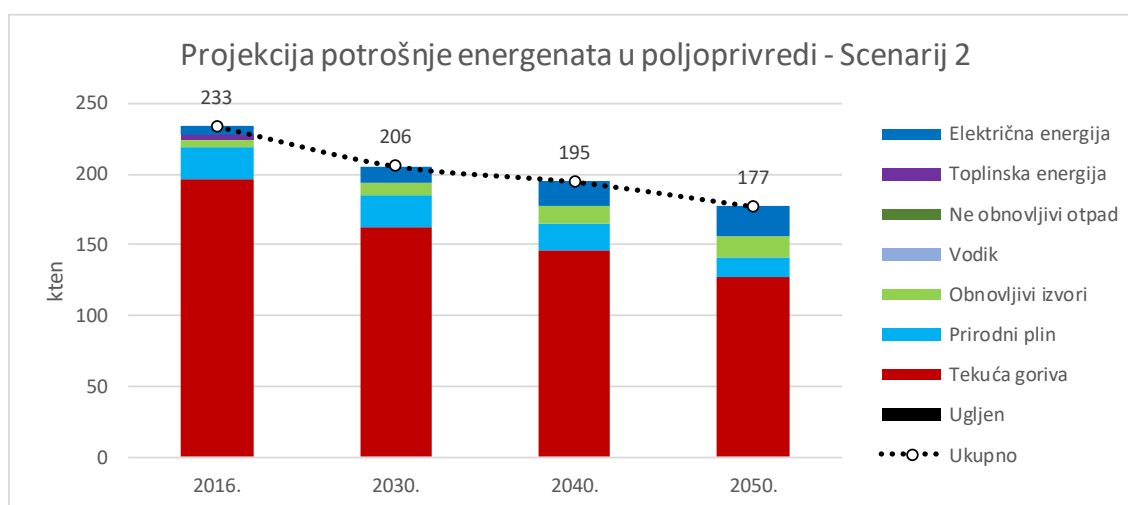
Promatrano po kategorijama potrošnje, u razdoblju do 2050. godine očekuje se značajnije smanjenje finalne potrošnje u prometu i sektoru kućanstava, dok će u istom razdoblju finalna potrošnja u sektoru usluga i industrije i neenergetske potrošnje ostati na približno istoj razini.

Potrošnja fosilnih goriva u finalnoj potrošnji će se do 2050. godine smanjiti za jednu trećinu, a udio obnovljivih izvora energije (ogrjevno drvo, moderna biomasa, sunčeva energija i biogoriva) značajno se povećava, premda manje nego u Scenariju 1. Moderni sustavi za biomasu postupno istiskuju ogrjevno drvo iz uporabe, a CTS se koristi na istoj razini kao i 2016. godine.



Slika 10.52. Projekcija potrošnje energije po sektorima (Scenarij 2)

Potrošnja energije u poljoprivredi u razdoblju do 2050. godine konstantno se smanjuje i u 2050. godini dolazi na 28 % nižu razinu potrošnje. U strukturi potrošnje energije u poljoprivredi dominira dizelsko gorivo, koje se koristi kao pogonsko gorivo, a takav će se trend zadržati do 2050. godine pri čemu će kroz cijelo razdoblje udio fosilnih goriva u ukupnoj potrošnji energije u poljoprivredi biti iznad 87 %.

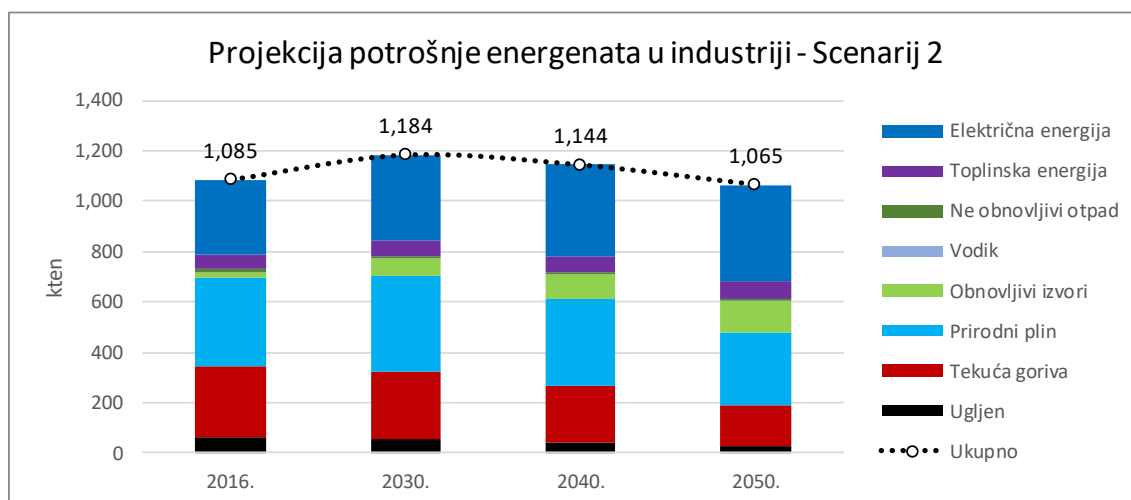


Slika 10.53. Projekcija potrošnje energenata u poljoprivredi (Scenarij 2)

Ukupna potrošnja energije u industriji ima konveksan oblik s blagim rastom u razdoblju do 2030. godine, a onda pad potrošnje u razdoblju do 2050. godine.

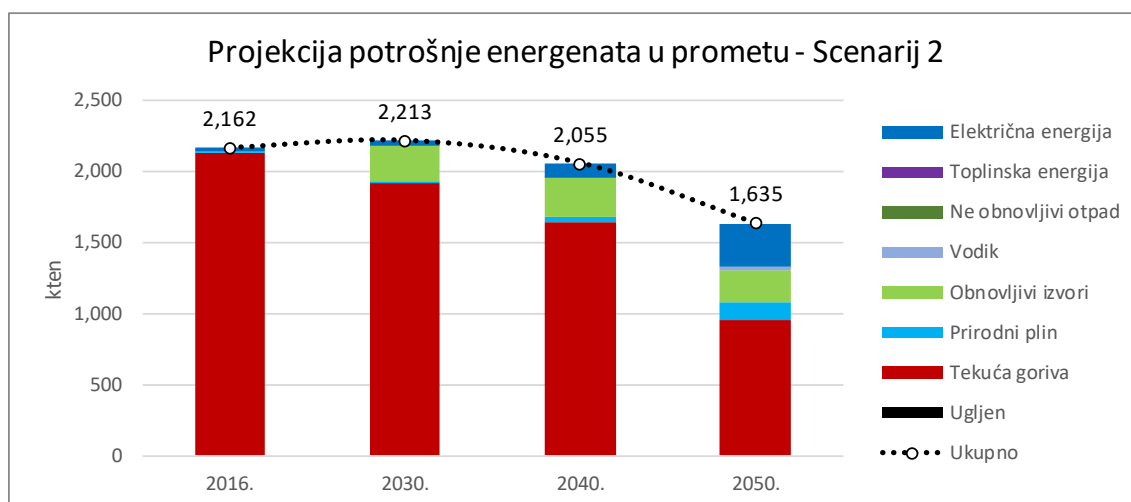
Scenarij 2 ne razlikuje se znatno u ukupnoj potrošnji energije u odnosu na Scenarij 1, a promjena strukture potrošenih energenata nije tako značajna kao u scenariju S1. U 2050. godinu potrošnja prirodnog plina bit će 19 %, ugljena 65 %, a ekstra lako loživo ulje 30 % manja u odnosu na 2016. godinu, a iz upotrebe će u potpunosti nestati ogrjevno drvo, loživo ulje i UNP.

U 2050. godini značajan doprinos u procesima koji zahtijevaju izravnu toplinu osiguravat će biomasa u obliku peleta, briketa i sl. te prirodni plin. U ostalim procesima električna energija zauzet će dominantnu ulogu.



Slika 10.54. Projekcija potrošnje energenata u industriji (Scenarij 2)

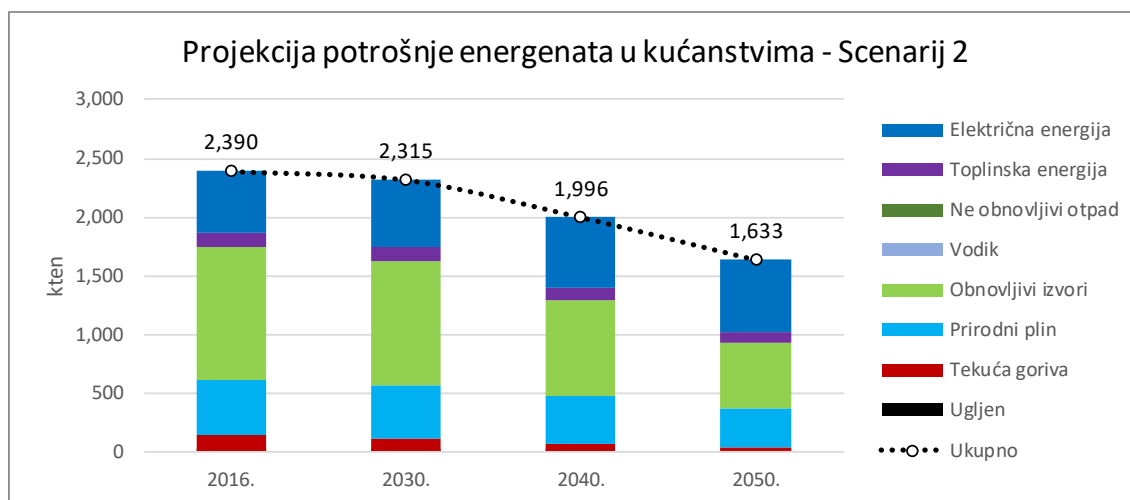
U prometu se očekuje smanjenje ukupne potrošnje energije za 24 % u odnosu na 2016. godinu. Osim toga, očekuje se i značajna promjena strukture korištenih energenata pri čemu će u 2050. godini električna energija zauzimati udio od 19 posto, a tekuće gorivo 34 posto.



Slika 10.55. Projekcija potrošnje energenata u prometu (Scenarij 2)

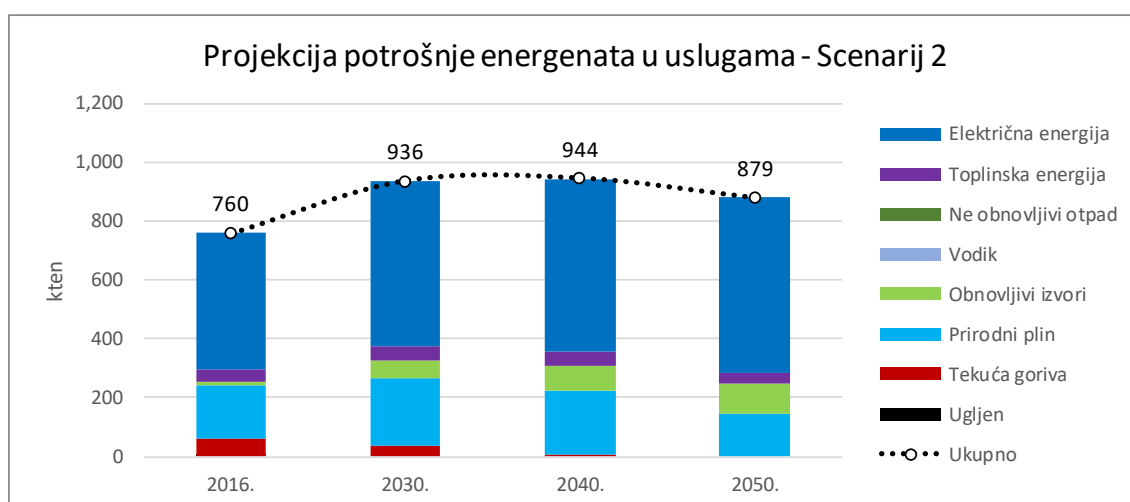
Kao rezultat cijelog niza mjera energetske politike i tehnološkog napretka, s intenzitetom manjim nego u scenariju S1, potrošnja energenata u kućanstvima će se do 2050. godine smanjiti za 32 % u odnosu na 2016. godinu. Tako snažno smanjenje potrošnje rezultat je dvaju trendova povećanje razine energetske učinkovitosti u zgradarstvu čime se smanjuje potrebna energija za grijanje prostora te veća penetracija učinkovitijih tehnologija za grijanje, poput dizalica topline. Do kraja promatranog razdoblja očekuje se smanjenje potrošnje ogrjevnog drva za 81 % te prestanak upotrebe loživog ulja. Potrošnja prirodnog plina smanjit će se za 27

% i zauzimat će 21 % u strukturi ukupne potrošnje energenata dok će električna energija zauzimati 38 %, u usporedbi s današnjih 22 %.



Slika 10.56. Projekcija potrošnje energenata u kućanstvima (Scenarij 2)

Rast potrošnje energije u uslužnom sektoru bit će zaustavljen oko 2035. godine. Glavni pokretač porasta potrebne energije je povećana aktivnost uslužnog sektora i povećanje ukupne površine u tom sektoru, dok je trend smanjenja potrošnje uglavnom određen povećanjem razine energetske učinkovitosti u zgradarstvu, slično kao i u sektoru kućanstava. Dominantan energent je električna energija s udjelom od 70 % u 2050. godini, dok će prirodni plin zauzimati 17 % u strukturi potrošnje energenata.



Slika 10.57. Projekcija potrošnje energenata u uslugama (Scenarij 2)

Neenergetska potrošnja energenata uvelike ovisi o razvojnim scenarijima industrijske proizvodnje. U slučaju prirodnog plina to se odnosi na razinu proizvodnje Petrokemije d.d. za koju je pretpostavljeno da će zadržati proizvodnju na razini današnje.

Scenarij 2 predviđa veću potrošnju toplinske energije od Scenarija 1 te ostavlja tradicionalnu biomasu – ogrjevno drvo kao energent za grijanje u kućanstvima i to oko 3,04 (2030. godina)

i 1,51 (2050. godina) milijuna tona, ukoliko se pretpostavi da neće biti modernih oblika biomase. Za predviđene udjele moderne biomase, potrebno je otvoriti nove kapacitete proizvodnje čvrstih biogoriva (drvni i agro-peleti, briketi...) jer postojeći kapaciteti nisu dovoljni. Neophodno je usmjeriti goriva iz biomase na domaće tržište čime se potrošnja ogrjevnog drva smanjuje na 1,88 milijuna tona u 2030. godini te na 0,35 milijuna tona do 2050. godine. Iako je povećana potražnja za biomasom u ovom scenariju, njena raspoloživost u potencijalima je ostvariva.

U pogledu proizvodnje naprednih biogoriva (biodizel, bioetanol, bioplazno gorivo i biopropan) za potrebe prijevoza, moguća je proizvodnja naprednih biogoriva na temelju vlastite sirovinske osnovice za biorafinerije. Sirovinska osnovica je djelomično raspoloživa u dijelu agro-ostataka (slama i kukuruzovina), ali i sekundarne biomase (granjevina, drvo ostaci). Pretpostavlja se da će se dio sirovine (837 000 t) morati uzgajati u obliku energetskih usjeva za koje će biti potrebno oko 113 000 ha u 2040. godini, kada je potražnja za tom vrstom biogoriva na najvišoj razini. Za potrebe biometana u prijevozu, u ovom scenariju se predviđa korištenje biometana na najvišoj razini u 2040. godini u ekvivalentu 46 MW_e postrojenja na bioplin ili 86,08 milijuna m³ biometana što je ostvarivo kroz usmjeravanje postojećih kapaciteta te stvaranjem pozitivnog okruženja za proizvodnju bioplina iz, do sada, slabije korištenog izvora (deponijskog plina i biootpada iz prehrambeno – prerađivačke industrije te biorazgradivog dijela komunalnog otpada).

10.3.2. Proizvodnja električne energije

Snaga elektrana

Dvije su osnovne razlike između Scenarija 1 i Scenarija 2:

- potrošnja električne energije u Scenariju 2 je manja u odnosu na Scenarij 1. Razlika u potrošnji u 2050. godini iznosi oko 10 %, tj. oko 2,3 TWh (na ovaj iznos potrebno je dodati gubitke u prijenosu i distribuciji),
- izgradnja VE i PV se odvija usporeno.

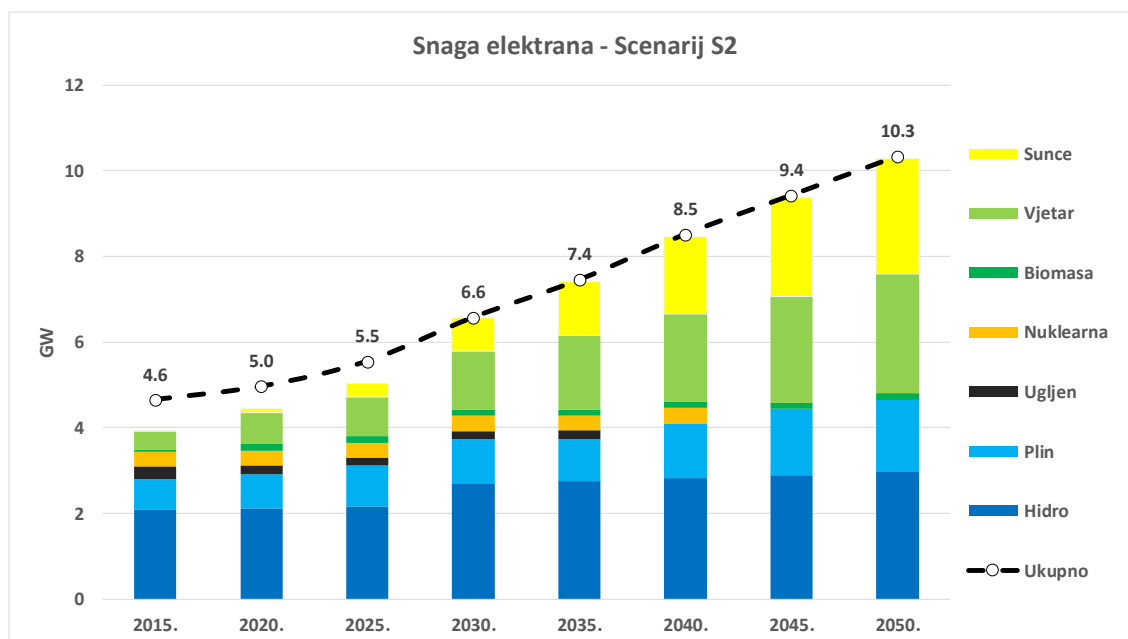
Izgradnja elektrana za zadovoljenje potreba za električnom energijom u Scenariju 2 prikazana je u tablici 17.7. i slikom 10.58.

U Scenariju 2 ukupna snaga elektrana raste s 4,65 GW²⁰⁵ u 2015. 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 260 MW novih elektrana. Sporija izgradnja je izravna posljedica niže pretpostavljene potrošnje u ovom scenariju.

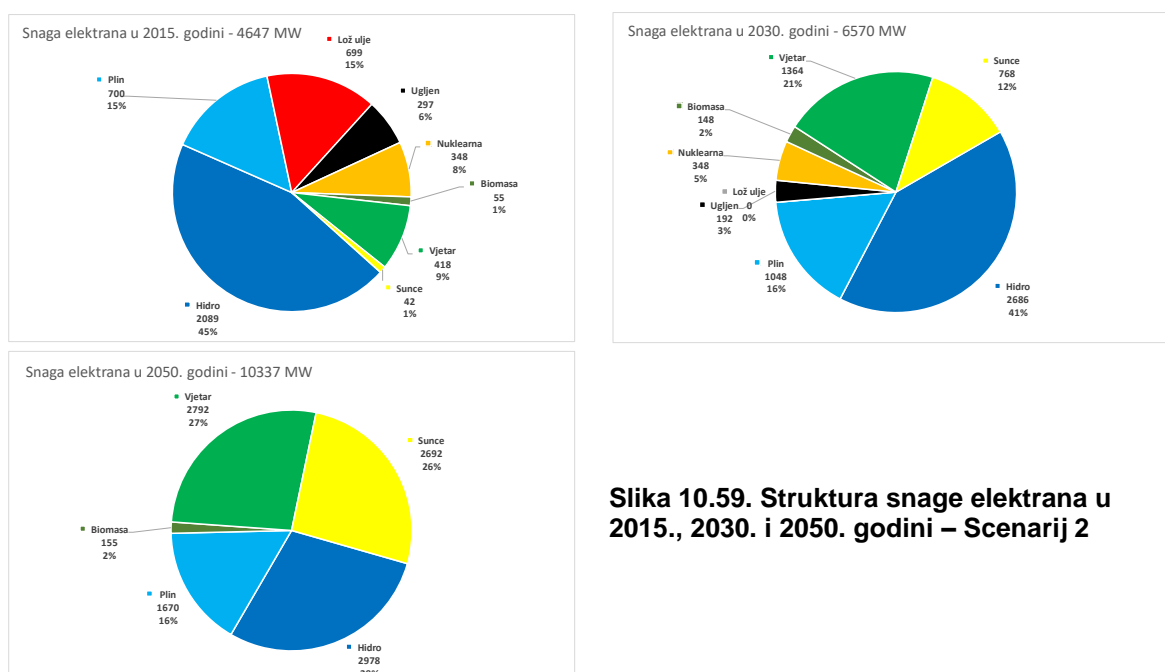
Izgradnja OIE je i dalje značajna, ali je sporija u odnosu na Scenarij 1. Razlog usporene izgradnje OIE je pretpostavljena niža spremnost sustava za integracijom varijabilnih izvora.

²⁰⁵ Navedena snaga uključuje i dio snage u NE Krško koji se koristi za opskrbu hrvatskog EES a.

Ipak, ukupno promatrano, OIE opcije poput vjetra i sunčanih elektrana ostaju konkurentne, osobito nakon 2030. godine i sve dublje prodiru na tržište.



Slika 10.58. Snaga elektrana do 2050. godine – Scenarij 2



Slika 10.59. Struktura snage elektrana u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 2

Prema ovom scenariju do 2030. godine snaga hidroelektrana raste na 2 686 MW, tj. jednako kao u Scenariju 1 s obzirom da se radi o istim projektima za koje je pretpostavljeno da će ući u pogon do 2030. godine (HE Kosinj i HE Senj 2 te jedna reverzibilna HE). Do kraja razdoblja ukupna snaga hidroelektrana dostiže 2 978 MW. U strukturi ukupne snage udio HE postupno opada s 45 % u 2015., na 41 % u 2030., tj. na 29 % u 2050. godini.

Jednako kao u Scenariju 1, i u Scenariju 2 do kraja razdoblja pretpostavljen je izlazak iz pogona NE Krško i postojećih jedinica na lokaciji Plomin. Nema izgradnje novih TE na ugljen.

Za potrebe zadovoljenja toplinske potrošnje u pogonu ostaju kogeneracijske TE na plin. Dio toplinskih potreba zadovoljava se i izgradnjom velikih dizalica topline, ali je njihov udio manji u odnosu na Scenarij 1. Plinske jedinice se koriste za osiguranje rezerve sustava. Lokacije postojećih elektrana koje izlaze iz pogona i na kojima postoje infrastrukturni preduvjeti mogu se iskoristiti za izgradnju novih plinskih jedinica. Ukupna snaga TE na plin u 2030. godini dostiže 1 680 MW. Snaga elektrana na biomasu se povećava do ukupno 155 MW u 2050. godini, dok je identificirani potencijal geotermalnih lokacija praktično u potpunosti iskorišten.

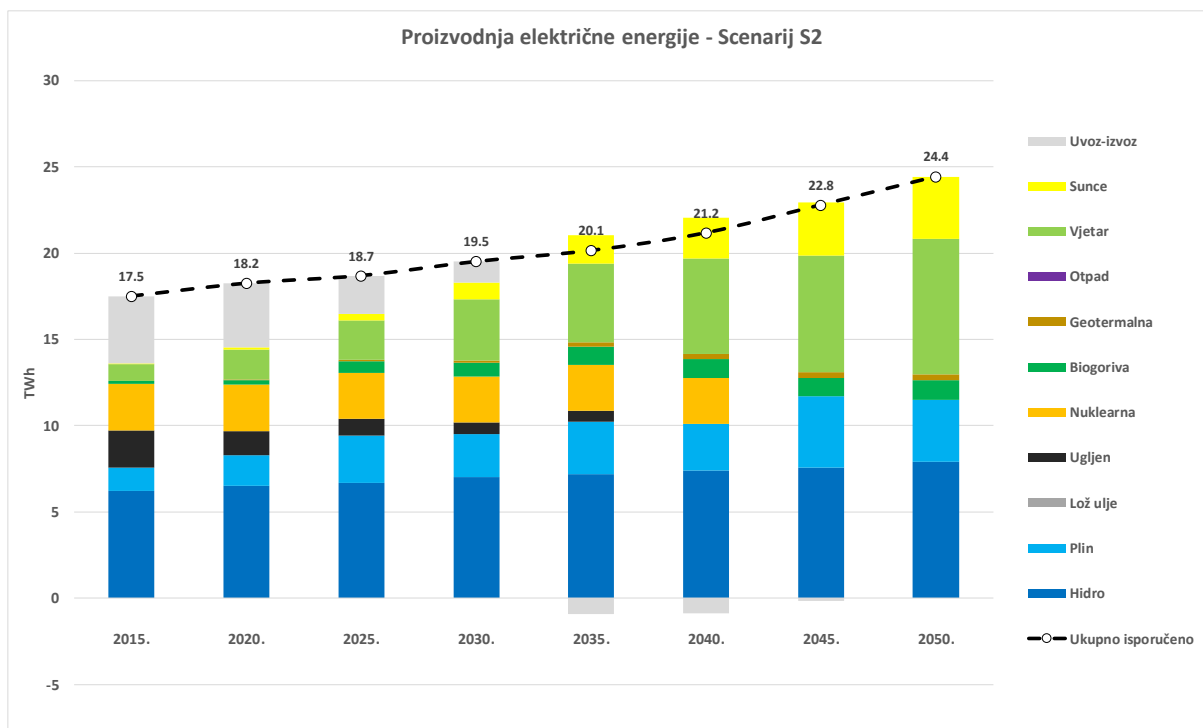
Najveća promjena u strukturi snage elektrana očekuje se na području promjenjivih izvora. Snaga vjetroelektrana (VE) i sunčanih fotonaponskih (PV) sustava se višestruko povećava. S početnih 418 MW u 2015. godini, snage VE raste na oko 1 360 MW u 2030., tj. na oko 2 700 MW u 2050. godini (1 000 MW manje u odnosu na Scenarij 1). Svi projekti odnose se na elektrane na kopnu, tj. pučinske VE se nisu pokazale konkurentne (za pretpostavljenu razinu troškova i tehnološkog razvoja). 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. Dodatni napor bit će potreban na razvoju i izgradnji prijenosne mreže koje bi trebala prihvatiti nove objekte i proizvodnju, mada je izgradnja bitno manja.

Istovremeno se razvija veliki broj PV projekata gdje se prioritet kao i u Scenariju 1 daje tzv. integriranim elektranama, tj. projektima koji se realiziraju na mjestima potrošnje, na razini kućanstava, poslovnih zgrada javnog i uslužnog sektora i industrijskih postrojenja. Do 2030. godine predviđeno je priključenje oko 770 MW u PV projektima. Ovaj cilj je manje ambiciozan u odnosu na Scenarij 1, ali će zahtijevati da se definira povoljan ekonomski i financijski okvir te se osiguraju tehnički uvjeti za priključenje postrojenja projekata. Oko 470 MW se odnosi na integrirane PV projekte, a preostala snaga od 300 MW podjednako na objekte na mreži distribucije i prijenosa. Do 2050. godine ukupna snaga PV elektrana dostigla bi oko 2 700 MW (1 100 MW manje u odnosu na Scenarij 1).

Udio VE i PV u ukupnoj snazi elektrana u 2030. godini iznosio bi 33 %, a u 2050. godini 53 %.

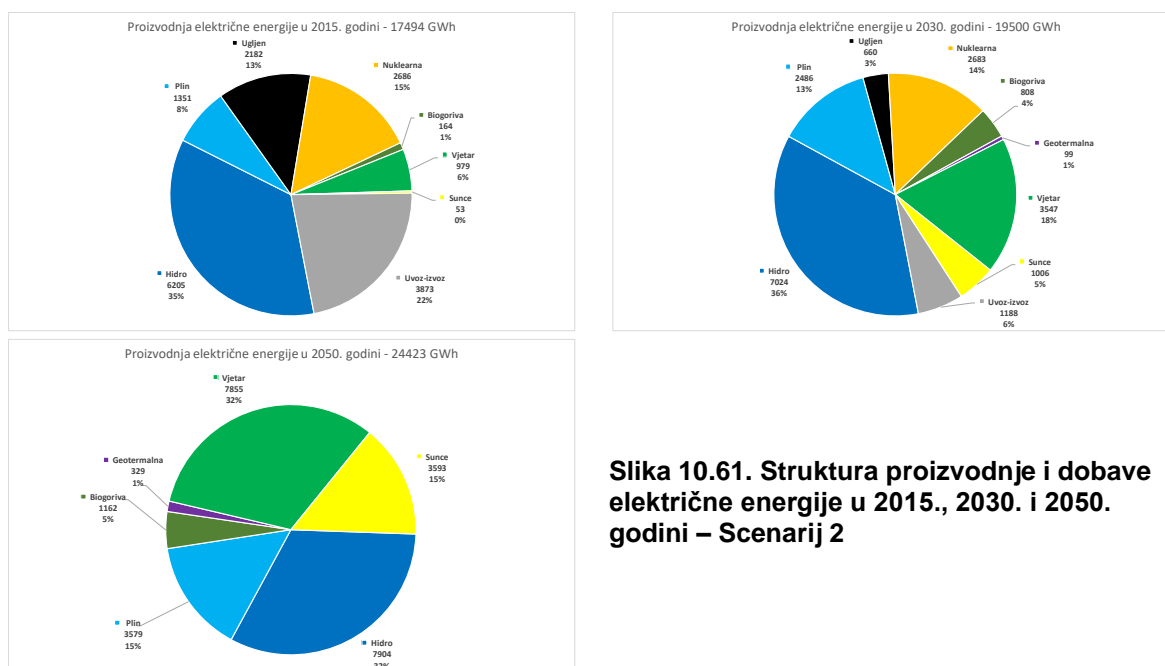
Proizvodnja električne energije

Promjena strukture proizvodnje električne energije za Scenarij 2 prikazana je tablicom 17.8. i slikom 10.60.



Slika 10.60. Proizvodnja električne energije – Scenarij 2

U razdoblju do 2030. godine raste proizvodnja iz domaćih elektrana, prije svega novoizgrađenih HE, VE i PV, dok se značajno smanjuje uvoz električne energije na oko 6 % ukupnih potreba. Smanjenje uvoza je posljedica pretpostavke da se će postupno smanjivati količine raspoložive električne energije na tržištu, ali mogućnost razmjene i dalje postoji. Proizvodnja TE na ugljen se smanjuje pod utjecajem povećanih cijena emisijskih dozvola (istovremeno TE Plomin 1 je izvan pogona). Ukupna proizvodnja iz fosilnih goriva dostiže 16 %.



Slika 10.61. Struktura proizvodnje i dobave električne energije u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 2

Ukupna proizvodnja iz varijabilnih izvora dostiže 4,5 TWh (3,5 TWh iz VE i 1,0 TWh iz PV) ili 23 % od ukupnih potreba. Udio svih OIE dostiže 62 % ukupnih potreba (proizvodnja hidroelektrana umanjena je za proizvodnju reverzibilnih HE temeljem crpljenja vode jer se ta proizvodnja ne računa u obnovljivu). Preostale potrebe pokrivaju se dobavom iz NE Krško (14 %).

Do 2050. godine pretpostavlja se da je neto razmjena sa susjednim sustavima jednaka nuli, te se na godišnjoj razini bilanca zatvara proizvodnjom iz domaćih elektrana (pretpostavljen je izlazak iz pogona NE Krško do 2045. godine²⁰⁶). Trećina potreba zadovoljava se proizvodnjom HE, a 47 % iz VE i PV zajedno. Ukupni udio OIE dostiže 84 % (bez crpnog rada HE). Udio TE na plin iznosi 15 %.

Rezultati analiza su pokazali da u izgradnja nove nuklearne jedinice u promatranom razdoblju nije konkurentna, uz pretpostavljene i očekivane cijene i vrstu razmatranih tehnologija. Međutim to ne znači da ovu opciju treba u potpunosti isključiti, osobito s obzirom da RH ima aktivan nuklearni program i potrebnu razinu znanja i ljudskih resursa, tj. povoljne preduvjete za mogući razvoj novih projekata i/ili sudjelovanje u projektima u susjednim sustavima. Nesigurnost oko razvoja novih, manjih i fleksibilnih reaktora još uvijek je visoka jer ne postoji komercijalno dostupan dizajn na međunarodnom tržištu.

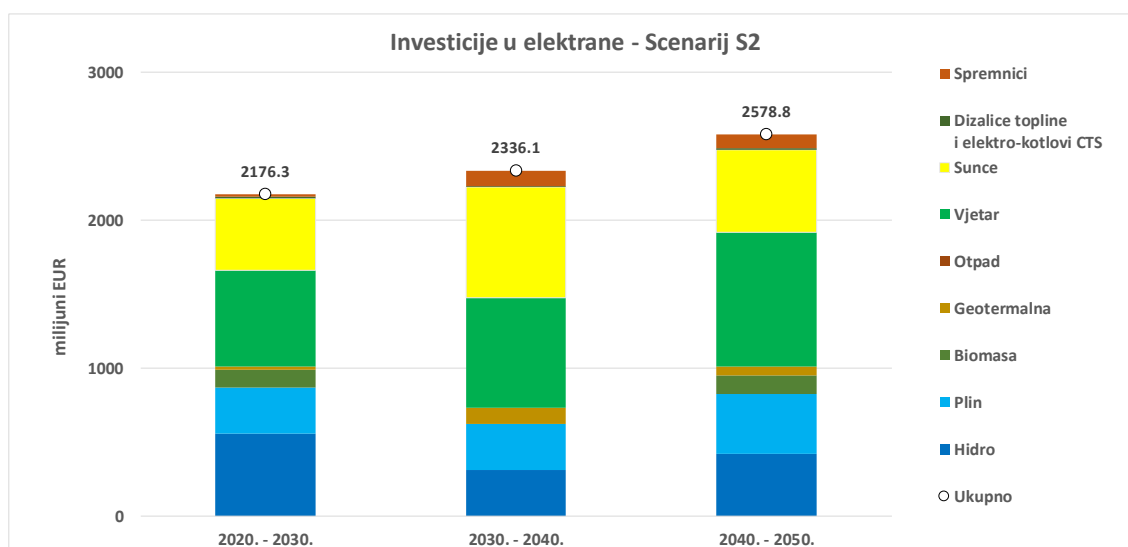
Do 2030. godine identificirana je potreba izgradnje oko 100 MW spremnika energije (baterija) za uravnoteženje sustava, tj. ukupno 400 MW do 2050. godine. Ovaj iznos jednak je kao i u Scenariju 1, ali je ukupna fleksibilnost sustava manja s obzirom na manju instaliranu snagu reverzibilnih HE i plinskih TE.

Godišnja emisija ugljičnog dioksida iz proizvodnje električne energije (uključivo rad kogeneracija) u 2050. godini iznosi 1,28 milijuna tona, tj. smanjena je za 66 % u odnosu na 1990. godinu ili za 71 % u odnosu na 2005. godinu.

Investicije u proizvodnju električne energije

Ukupne investicije u elektrane, spremnike i dizalice topline u razdoblju od 2020. do 2050. godine procijenjene su na 7,09 milijardi EUR kako je prikazano slikom 10.62 i tablicom 17.9. Najveći dio investicija odnosi se na VE i PV, ukupno 4,09 milijardi eura ili 57 % ukupnih investicija.

²⁰⁶ Pretpostavke u skladu s trenutno očekivanom razdoblju licenci od 60 godina, mada postoje naznake da će u pojedinim državama vlasnici elektrana tražiti produljenje licenci na razdoblje od 80 i više godina.



Slika 10.62. Ulaganja u elektrane – Scenarij 2

10.3.3. Razvoj prijenosne elektroenergetske mreže

Razvoj prijenosne mreže detaljno je obrađen za oba scenarija u okviru opisa Scenarija 1. Ovdje se ponavljaju najvažniji zaključci koji se odnose na troškove ulaganja koji se mogu očekivati prema Scenariju 2.

Razvoj prijenosne mreže do 2030. godine

Planirano vršno opterećenje na razini prijenosne mreže u Scenariju 2 iznosi 2 931 MW u 2020. godini, odnosno 3 083 MW u 2030. godini. Istovremeno je očekivana izgradnja VE i PV elektrana manja u odnosu na Scenarij 1.

U Scenariju 2 ulaganja u prijenosnu mrežu se blago smanjuju u odnosu na Scenarij 1 i iznose maksimalno do 7,9 milijardi kuna, odnosno prosječno 666 milijuna kuna godišnjih ulaganja.

Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže potrebno je osigurati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava, odnosno za nabavu dijela pomoćnih usluga sustava, a koja se za Scenarij 2 preliminarno mogu procijeniti na iznos do najviše 375 milijuna kuna/godišnje.

Razvoj prijenosne mreže do 2050. godine

Za Scenarij 2 najveći očekivani izvoz i uvoz električne energije/snage smanjuje se u odnosu na Scenarij 1, no još uvijek iznosi red veličine od nekoliko tisuća MWh/h.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prijenosnu mrežu u razdoblju od 2030. do 2050. godine iznosila do najviše 9,9 milijardi kuna, odnosno prosječno 494 milijuna kuna godišnjih ulaganja. Razlika u procijenjenim troškovima u odnosu na Scenarij 1 proizlazi iz manje potrebe izgradnje prijenosne mreže u Scenariju 2 radi niskog porasta potrošnje električne energije, te očekivano manjih iznosa povremenog izvoza energije što otklanja potrebu značajnijih pojačanja prekograničnih veza.

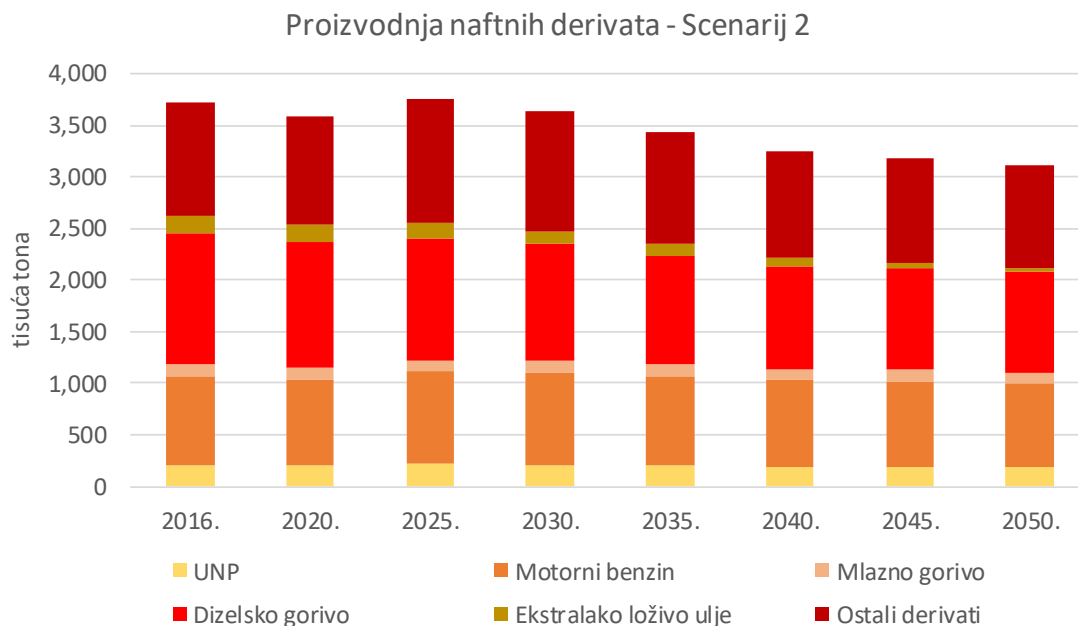
Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže dugoročno će biti potrebno osiguravati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (nabavu dijela pomoćnih usluga sustava), a koja se za kraj razmatranog razdoblja do 2050. godine grubo mogu procijeniti na iznos do 330 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 2.

10.3.4. Razvoj distribucijske elektroenergetske mreže

Scenarij 2 se od Scenarija 1 značajnije razlikuje tijekom posljednjeg desetljeća promatranog horizonta sagledavanja razvoja distribucijske mreže (u smislu očekivane razine opterećenja u distribucijskoj mreži). Vrednujući rizike koji utječu na mogućnost detaljnog planiranja razvoja distribucijske mreže, a osobito nepoznate lokacije distribuirane proizvodnje i strukturu priključenja po naponskim razinama distribucijske mreže, moguće je procijeniti kako bi u slučaju Scenarija 2 od 2040. do 2050. godine potrebna ulaganja mogla biti nešto niža od prosječno 1 milijardu kuna, koliko je procijenjeno za potrebe Scenarija 1.

10.3.5. Proizvodnja naftnih derivata

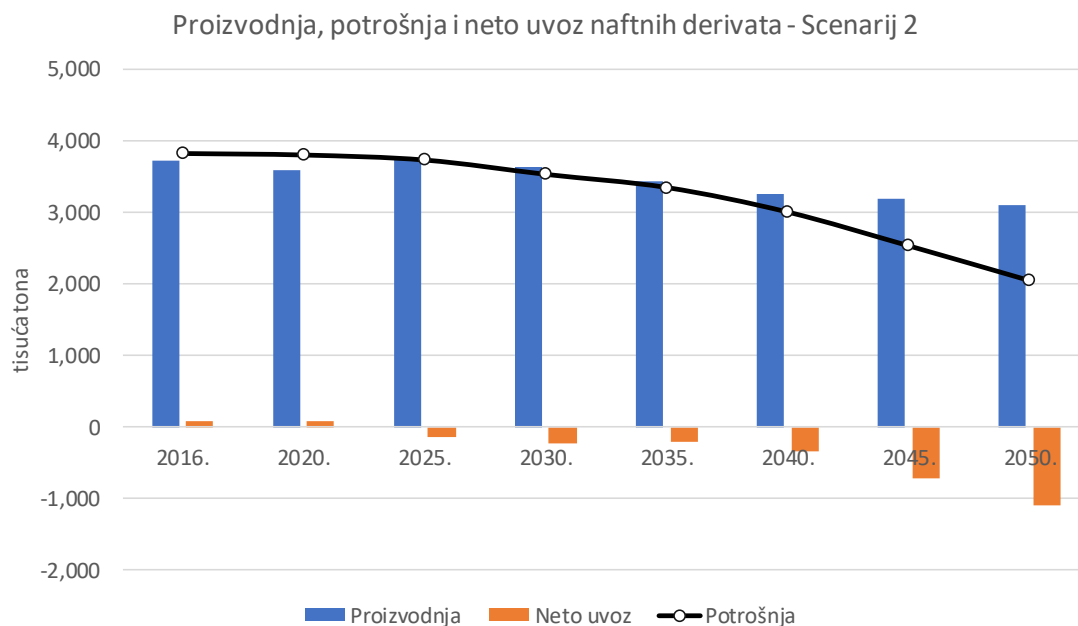
Prema Scenariju 2 otprilike ista razina proizvodnje zadržana je do 2030. godine nakon čega slijedi postupni pad proizvodnje i zadržavanje na razini nešto većoj od 3,0 milijuna tona. Pad proizvodnje nakon 2030. godine prati pretpostavljeno smanjenje potrošnje naftnih derivata prema Scenariju 2. Kao u Scenariju 1, projekcije proizvodnje napravljene su uz uvjet investiranja u modernizaciju rafinerija.



Slika 10.63. Projekcija proizvodnje naftnih derivata (Scenarij 2)

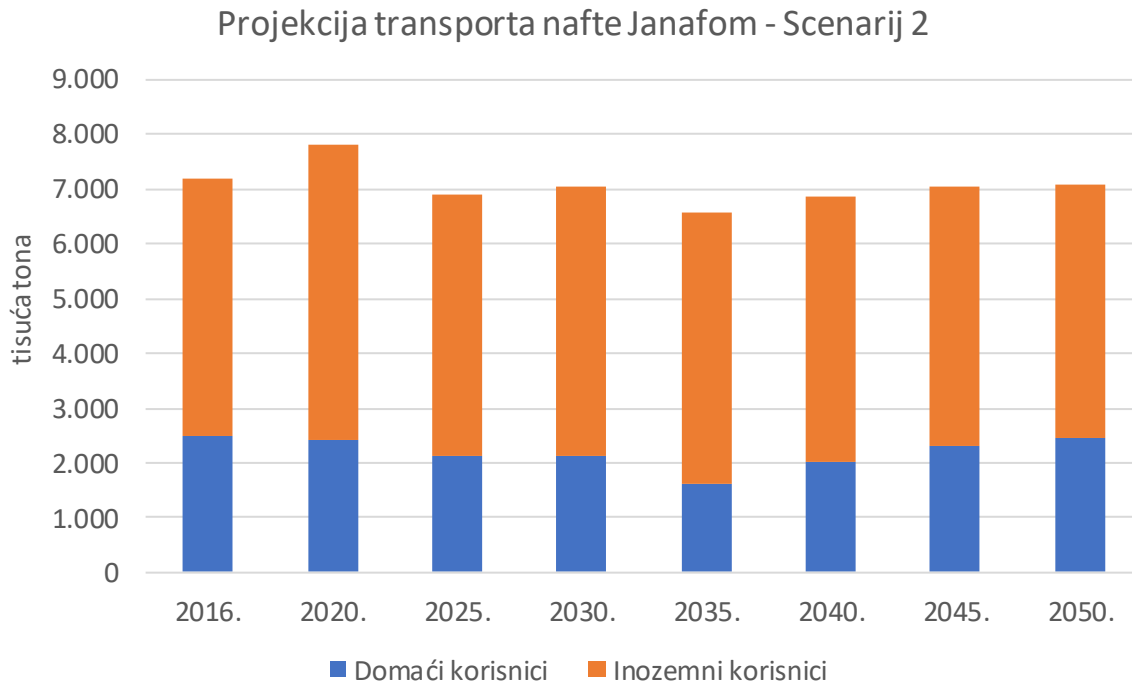
Proizvodnja naftnih derivata prati potrošnju naftnih derivata u Hrvatskoj sve do 2035. godine pri čemu godišnji neto izvoz iznosi oko 200 000 t. Nakon 2035. godine dolazi do značajnijeg smanjenja ukupne potrošnje naftnih derivata koja 2050. godine iznosi oko 2 milijuna t. Nakon 2040. godine predviđeno je postupno povećanje neto izvoza koje u 2050. godini iznosi oko 1,1

milijun tona. U skladu s time, proizvodnja naftnih derivata je u cijelom promatranom razdoblju iznad 3 milijuna tona godišnje.



Slika 10.64. Projekcija proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata (Scenarij 2)

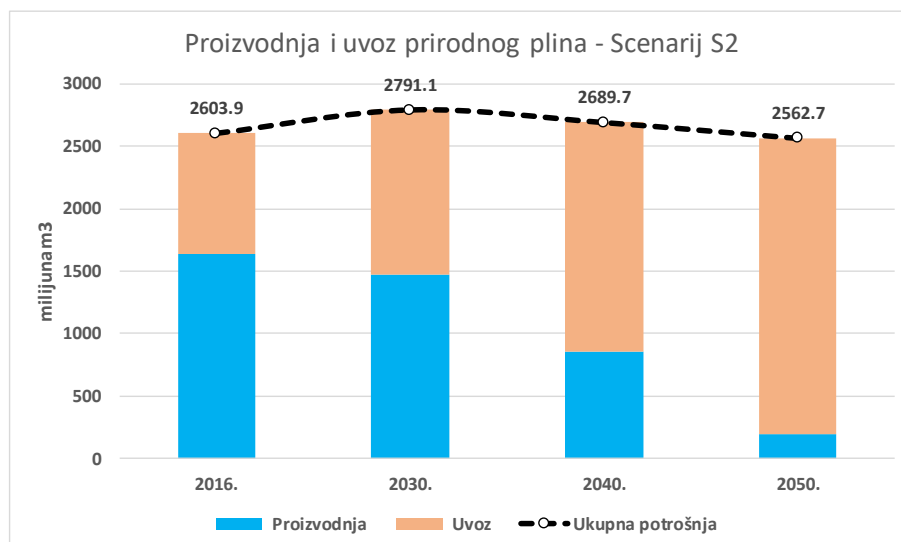
Prema Scenariju 2 transport nafte će do 2020. godine porasti za oko 600 000 t, i to prvenstveno zbog potreba inozemnih korisnika. Nakon toga će uslijediti pad transportiranih količina za domaće korisnike kao posljedica povećanja domaće proizvodnje sirove nafte ali i postupnog smanjenja prerade rafinerija. Nakon 2020. godine transportirane količine nafte će se kretati između 6,5 i 7,1 milijuna tona.

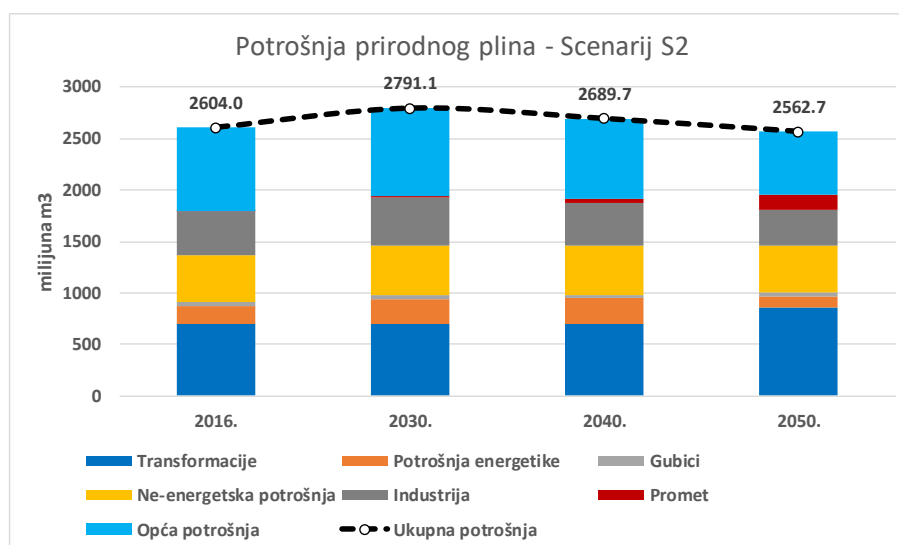


Slika 10.65. Projekcija transporta nafte Janafom (Scenarij 2)

10.3.6. Sektor prirodnog plina

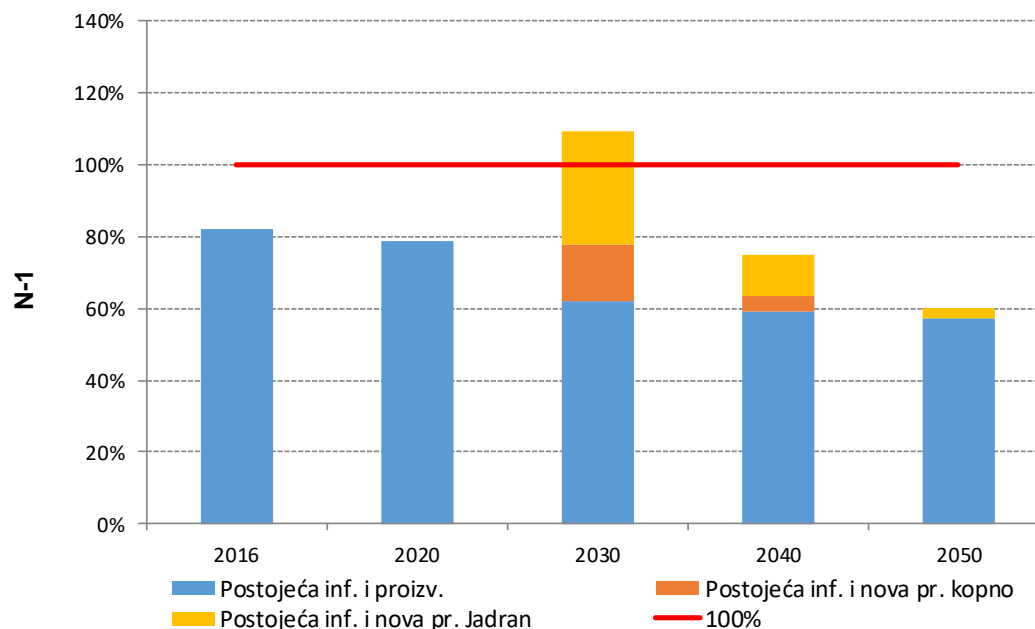
U slučaju očekivane potrošnje plina prema Scenariju 2 uz postojeću infrastrukturu i očekivani pad postojeće proizvodnje, N-1 pokazatelj se smanjuje s oko 80 % u 2016. godini na ispod 60 % u 2050. godini. N-1 kriterij je u scenariju potrošnje S2 zadovoljen samo u 2030. godini ako se ostvare predviđanja o novoj proizvodnji plina na kopnu i u Jadranu.





Slika 10.66. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina – Scenarij S2

Za postizanje kriterija N-1 iznad 100 % uz potrošnju plina iz Scenarija 2 i postojeću proizvodnju potrebno je odmah osigurati novi dobavni kapacitet u iznosu od minimalno 4 mil. m³/dan te u 2030. godini još 4 mil. m³/dan. Uz novu proizvodnju na kopnu umjesto 4 mil. m³/dan u 2030 godini potrebno je osigurati 3 mil. m³/dan u 2040. godini, a uz dodatnu novu proizvodnju i na Jadranu potrebno je u 2040. osigurati novih 3 mil. m³/dan i dodatnih 1 mil. m³/dan u 2050. godini ili samo 4 mil. m³/dan u 2040. godini.



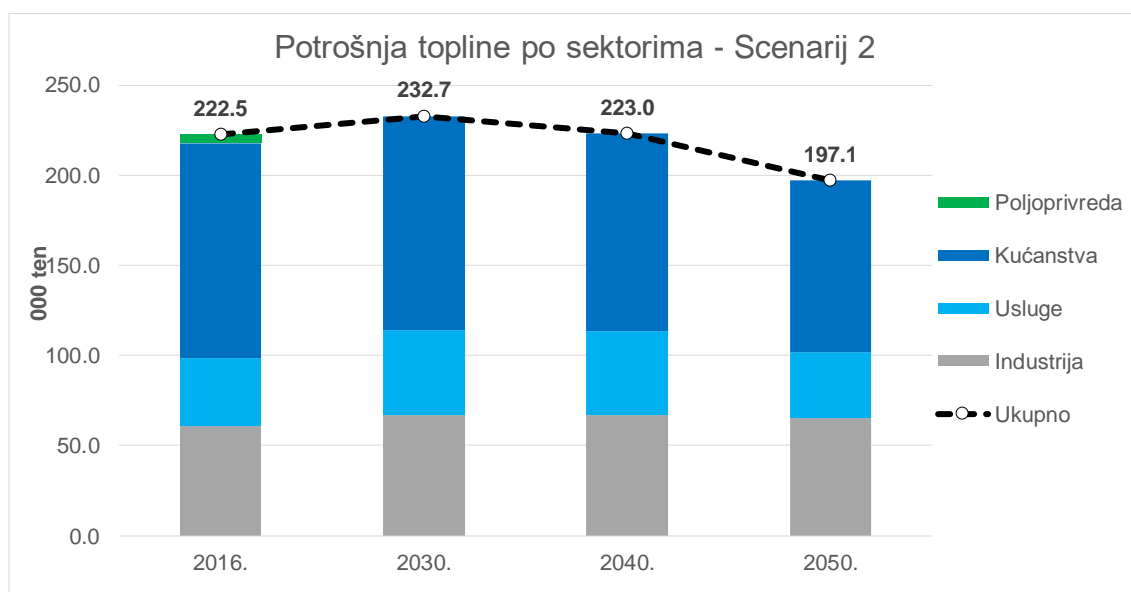
Slika 10.67. Pokazatelj N-1 za potrošnju prema Scenariju 2

10.3.7. Toplinarstvo

Prema Scenariju 2, udio potrošnje finalne energije u sektoru kućanstva iz toplinarstva u ukupnoj energiji blago pada (48 % u 2050. godini u odnosu na 54 % u 2016. godini). Jednako

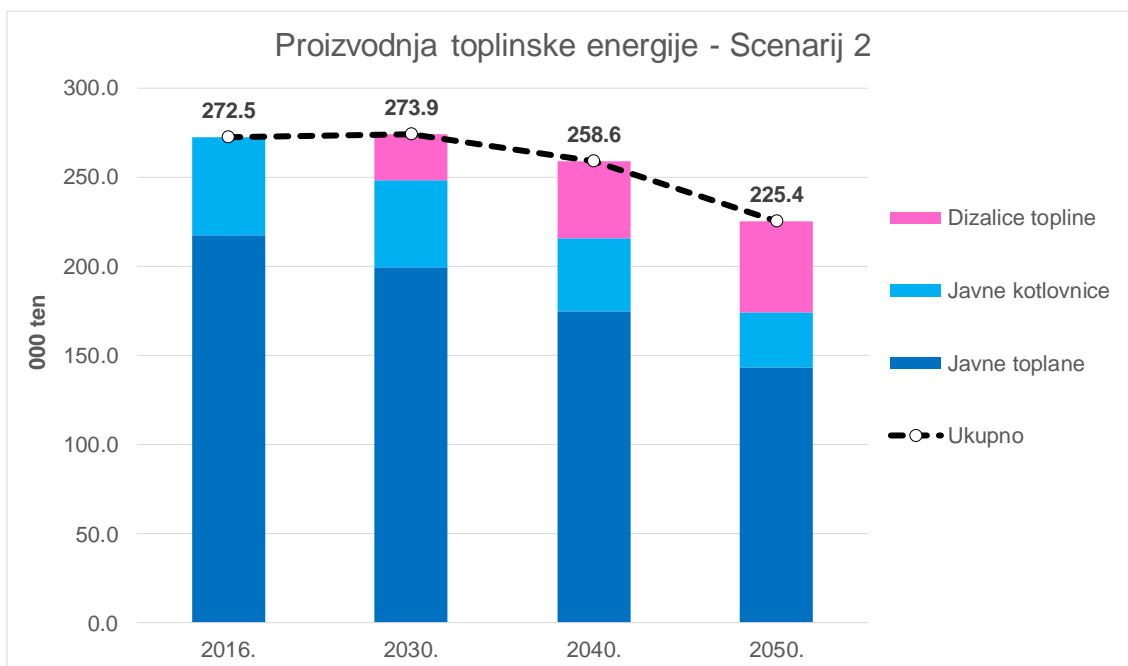
kao u Scenariju 1, predviđa se i veći broj stambenih jedinica koje će biti priključene na toplinarstvo.

Prema Scenariju 2, projicirana potrošnja toplinske energije u industriji je u porastu te u 2050. godini iznosi oko 65 ktoe. U sektoru kućanstva projicirano je kontinuirano smanjenje potrošnje toplinske energije (sporije nego u Scenariju 1) sa oko 119 ktoe u 2016. godini na oko 95 ktoe u 2050. godini. U sektoru usluga dolazi do blagog porasta potrošnje toplinske energije sa 38 ktoe u 2016. godini na oko 48 ktoe u 2030. godini nakon čega je predviđeno postupno smanjenje potrošnje na oko 37 ktoe u 2050. godini. Ukupno smanjenje potražnje za toplinskom energijom iz sektora toplinarstva u razdoblju od 2016. do 2050. godine iznosi oko 11 %.



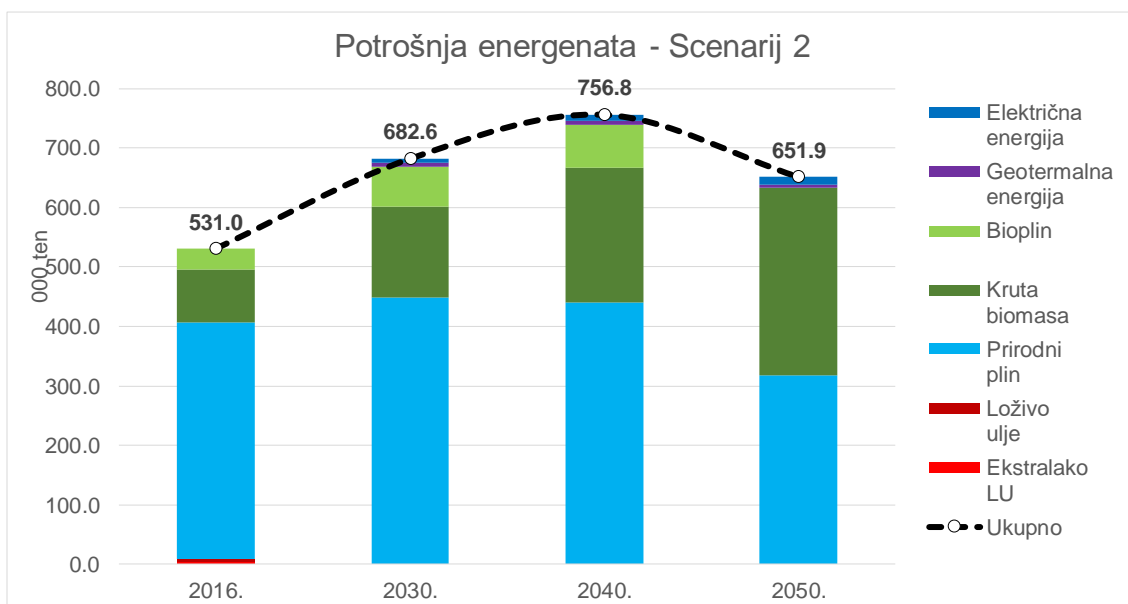
Slika 10.68. Finalna potrošnja toplinske energije u sektorima potrošnje – Scenarij 2

Najveći udio u proizvodnji toplinske energije u 2016. godini odnosi se na javne toplane (80 %) dok je udio javnih kotlovnica iznosio oko 20 %. Projicirani udio proizvodnje toplinske energije iz dizalica topline se do 2050. kontinuirano povećava te iznosi oko 22 % dok je istovremeno udio proizvodnje toplinske energije iz javnih toplana smanjen na 63 %. Udio javnih kotlovnica bi prema Scenariju 2 u 2050. godini iznosio oko 14 %.



Slika 10.69. Proizvodnja toplinske energije – Scenarij 2

Promatramo li proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline prema korištenim energentima, najzastupljeniji energent u 2016. godini bio je prirodni plin sa udjelom od 75 %. Nakon njega slijede kruta biomasa, bioplin te ekstralako lož ulje i loživo ulje. 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, bioplina i električne energije za dizalice topline.



Slika 10.70. Potrošnja energenata za proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline (Scenarij 2)

10.4. Usporedba scenarija

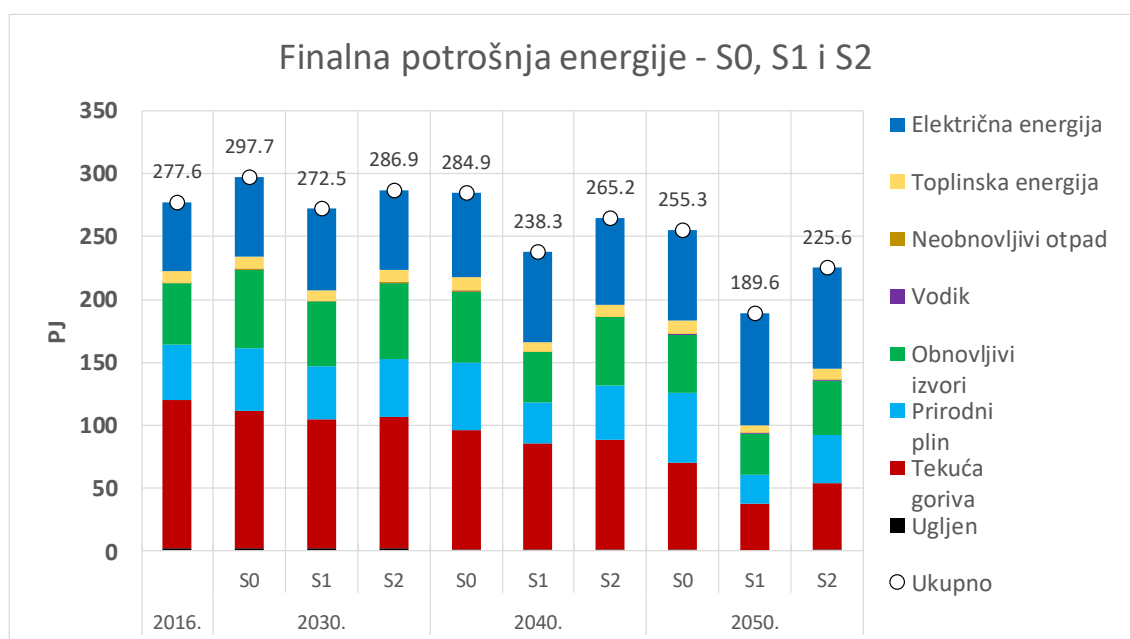
U nastavku su uspoređeni odabrani pokazatelji razmatranih scenarija. Uspoređeni su sljedeći pokazatelji:

- finalna potrošnje energije,
- ukupna potrošnja energije i vlastita opskrbljenost (na razini ukupne potrošnje energije),
- udio OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji energije,
- udio OIE u ukupnoj potrošnji energije i
- udio OIE u proizvodnji i zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom.

Usporedba emisije stakleničkih plinova, na godišnjoj razini u odabranim karakterističnim godinama i kumulativno u promatranom razdoblju, prikazana je u poglavlju 11.1.4.

10.4.1. Finalna potrošnja energije

Finalna potrošnja energije se odnosi na energetske potrošnje (tj. ne sadrži ne-energetske potrošnje raznih oblika energije). U nastavku je prikazana usporedba finalne potrošnje energije za analizirane scenarije.

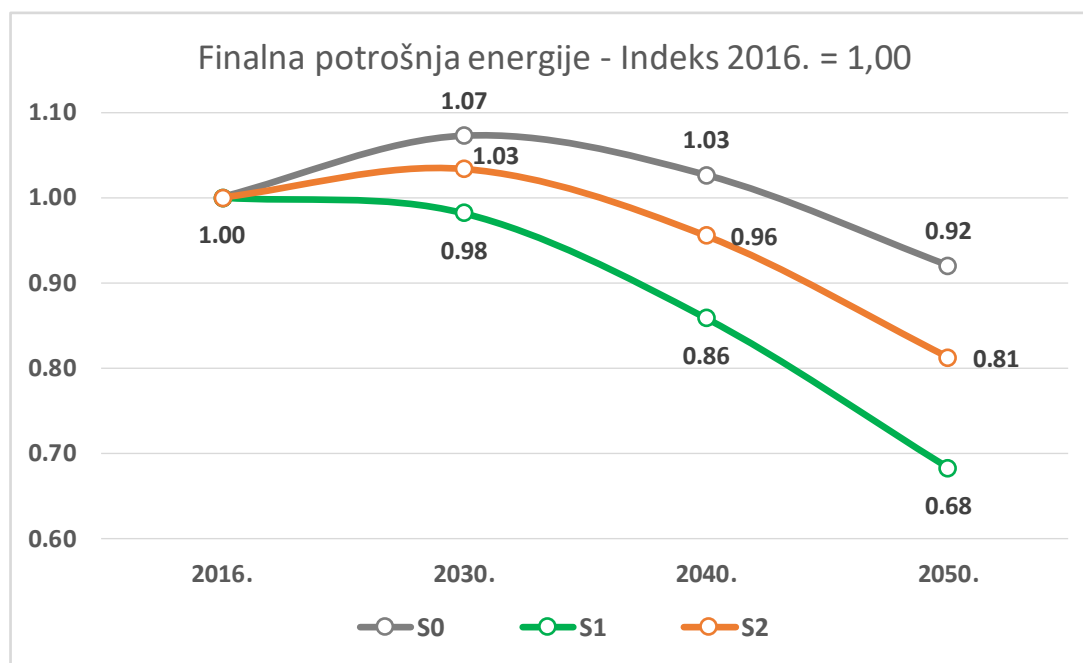


Slika 10.71. Finalna potrošnja energije – Scenarij S0, S1 i S2

U 2016. godini najveći udio u finalnoj potrošnji imala su tekuća goriva (42,4 %), a do kraja promatranog razdoblja njihova upotreba se smanjuje na 19,6 % u Scenariju 1, tj. na 23,5 % u Scenariju 2. Istovremeno se udio električne energije s oko 20 % na početku razdoblja do 2030. godine povećava na 23,7 % u S1, tj. na 22 % u S2. Do 2050. električna energija postaje primarni oblik energije u finalnoj potrošnji s udjelom od 47 % u Scenariju 1, dok je u Scenariju 2 prelazak na električnu energiju usporen i udio iznosi 35 %. Osnovni razlog ovako značajnim promjenama strukture je istiskivanje tekućih goriva iz prometa i njihova zamjena električnom

energijom, općenito povećanje energetske učinkovitosti te istiskivanje drugih oblika energije (fosilna goriva i tradicionalno ogrjevno drvo).

Potrošnja u Scenariju S0 je veća od potrošnje 2016. godine sve do 2045. godine, da bi u 2050. godini iznosila 8% manje u odnosu na početak razdoblja. Razlog povećanju finalne potrošnje energije u ovom scenariju je sporija obnova fonda zgrada.



Slika 10.72. Finalna potrošnja energije – promjena u odnosu na 2016. godinu – Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2

Do 2050. godine finalna potrošnja energije se u oba scenarija smanjuje. U odnosu na baznu godinu, u Scenariju 1 ukupno očekivano smanjenje iznosi 5,12 PJ ili 3 % do 2030. godine, tj. 88 PJ ili 33 % do 2050. godine. U Scenariju 2 finalna potrošnja energije se lagano povećava do 2030. godine, a zatim se do kraja razdoblja smanjuje za 20 % ili za ukupno 52 PJ u odnosu na baznu godinu.

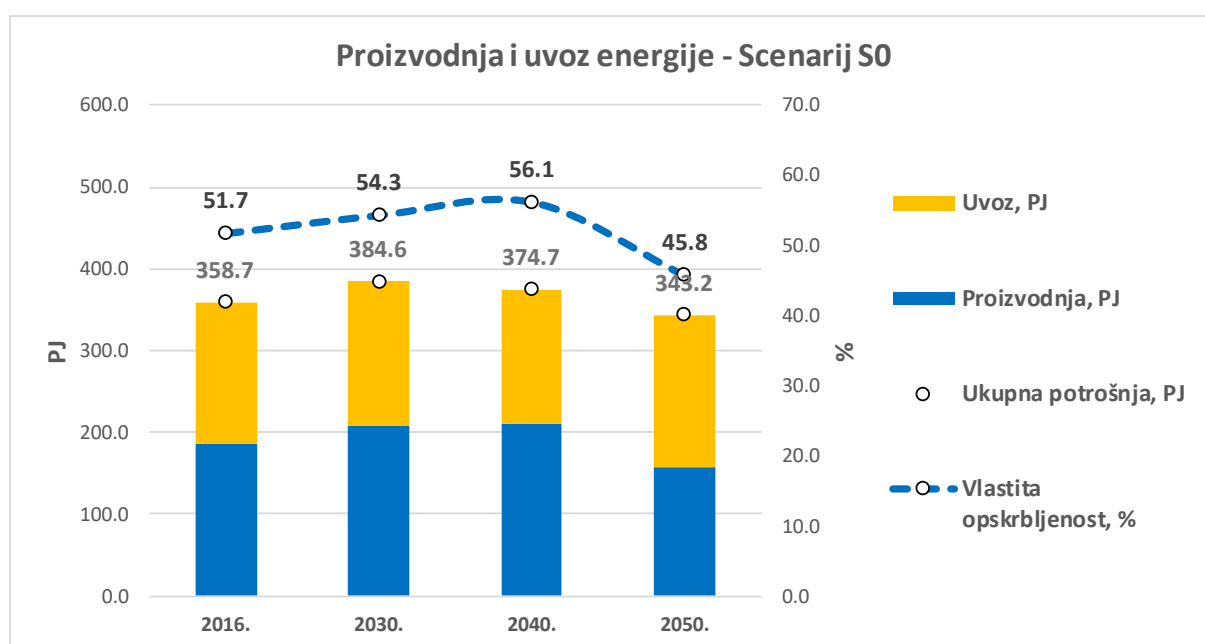
U tablici 10.2. prikazana je usporedba finalne potrošnje energije u odnosu na 2005. godinu, tj. godinu u odnosu na koju se iskazuju nacionalni ciljevi uštede energije u okviru EU.

Tablica 10.2. Usporedba očekivane finalne potrošnje energije u odnosu na 2005. godinu

		2005.	2016.	2030.	2040.	2050.
Finalna potrošnja energije, PJ	Scenarij S0	265,5	277,6	297,7	284,9	255,3
	Scenarij 1			272,5	238,3	189,6
	Scenarij 2			286,9	265,2	225,6
Promjena u odnosu na 2005., PJ	Scenarij S0	-	12,1	32,2	19,4	-10,1
	Scenarij 1			7,0	-27,2	-75,9
	Scenarij 2			21,4	-0,3	-39,9
Promjena u odnosu na 2005., %	Scenarij S0	-	4,6	12,1	7,3	-3,8
	Scenarij 1			2,6	-10,2	-28,6
	Scenarij 2			8,1	-0,1	-15,0

10.4.2. Ukupna potrošnja energije i vlastita opskrbljenost

Jedan od važnih pokazatelja razvoja je razina vlastite opskrbljenosti energijom, tj. udio domaćih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije koja je prikazana u nastavku za analizirane scenarije.

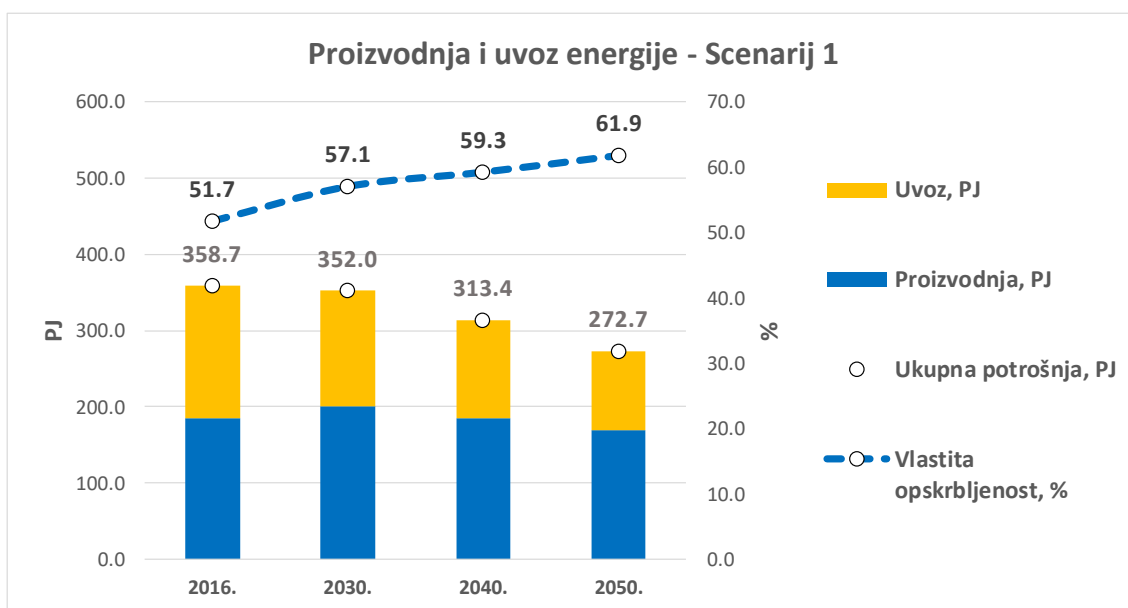


Slika 10.73. Vlastita opskrbljenost energijom – Scenarij S0

Prema Scenariju S0 ukupna potrošnja energije se zadržava na razini sadašnje te lagano opada pred kraj razdoblja. Vlastita opskrbljenost najprije raste, a zatim snažno opada nakon 2040. godine zbog smanjenja domaće proizvodnje nafte i prirodnog plina.

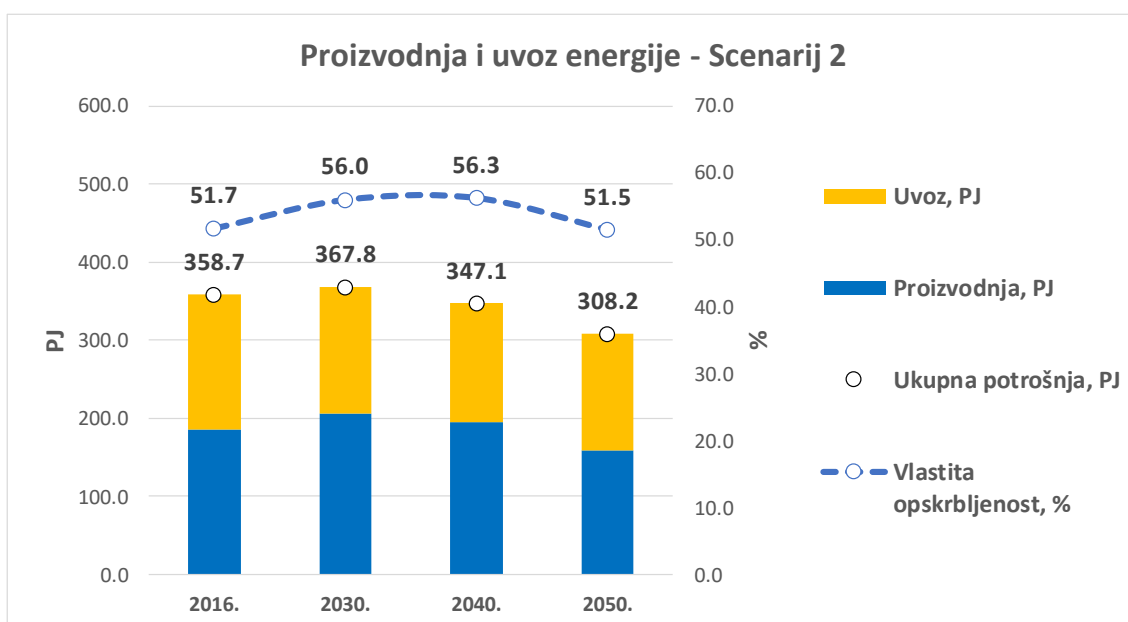
Ukupna potrošnja energije u Scenariju 1 stagnira do 2030. godine i zatim se do 2050. godine smanjuje za jednu četvrtinu u odnosu na početnu godinu. U Scenariju 1 vlastita opskrbljenost energijom se stalno povećava i sa sadašnjih oko 51 % dostiže 57 % u 2030. godini, tj. skoro 62 % u 2050. godini (unatoč opadanju domaće proizvodnje pojedinih oblika energije). Razlog povećanju je snažno povećanje energetske učinkovitosti (tj. smanjenje ukupnih potreba za

energijom) te postupni prelazak mnogih aktivnosti na korištenje električne energije koja se većinom zadovoljava iz lokalno raspoloživih OIE. Istovremeno opada domaća proizvodnja tekućih i plinovitih goriva. Iako se apsolutna potrošnja fosilnih oblika energije smanjuje, njihov udio u 2050. godini iznosi oko 43 % ukupne potrošnje (Scenarij 1), tj. 53 % u Scenariju 2.



Slika 10.74. Vlastita opskrbljenost energijom – Scenarij 1

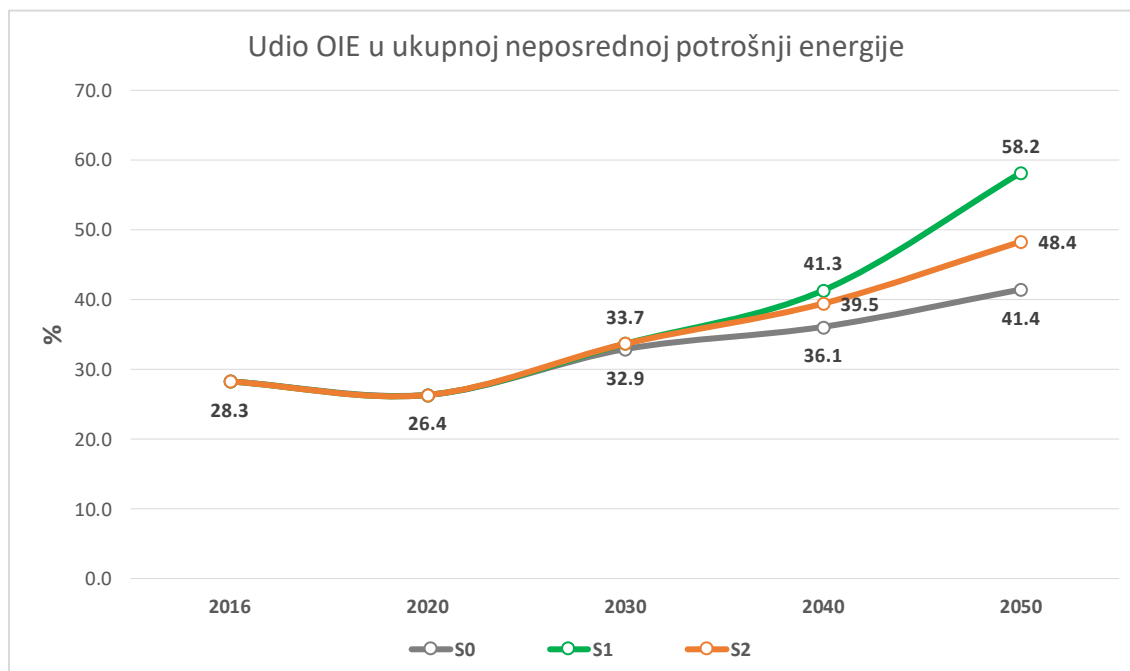
Ukupna potrošnja energije do 2050. godine se smanjuje i u Scenariju 2 – ali za svega 14 % u odnosu na baznu godinu. U Scenariju 2 vlastita opskrbljenost se najprije povećava na 56 % u 2030. godini (sličan trend kao i u Scenariju 1), stagnira do 2040. godine te se zatim smanjuje prema kraju razdoblja. Osnovni razlog ovakvom kretanju je sporije smanjenje ukupnih potreba za energijom u ovom scenariju, te veći utjecaj smanjenja proizvodnje fosilnih goriva iz domaćih izvora. Osim toga, proizvodnja energije iz domaćih izvora u Scenariju 2 je nešto manja u odnosu na Scenarij 1 (manja proizvodnja električne energije iz OIE).



Slika 10.75. Vlastita opskrbljenost energijom – Scenarij 2

10.4.3. Udio OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije

Udio OIE u ukupnoj neposrednoj potrošnji energije (ili u ukupnoj finalnoj potrošnji energije) prikazan je za sve scenarije na sljedećoj slici.



Slika 10.76. Udio OIE u ukupnoj finalnoj (neposrednoj) potrošnji energije

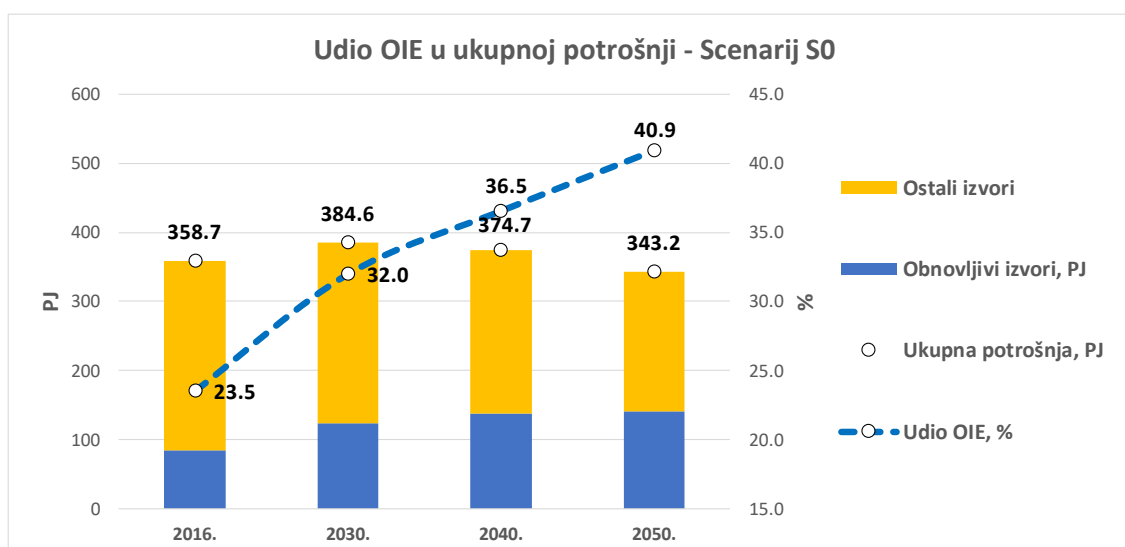
U svim scenarijima udio OIE se povećava. U razdoblju do 2030. godine očekivani udio OIE je na razini oko 33% u svim scenarijima. Do 2050. godine najveći udio OIE postiže se u Scenariju 1 (58 %), zatim u Scenariju 2 (48 %), dok je najmanji udio u Scenariju S0 – oko 41 %.

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.

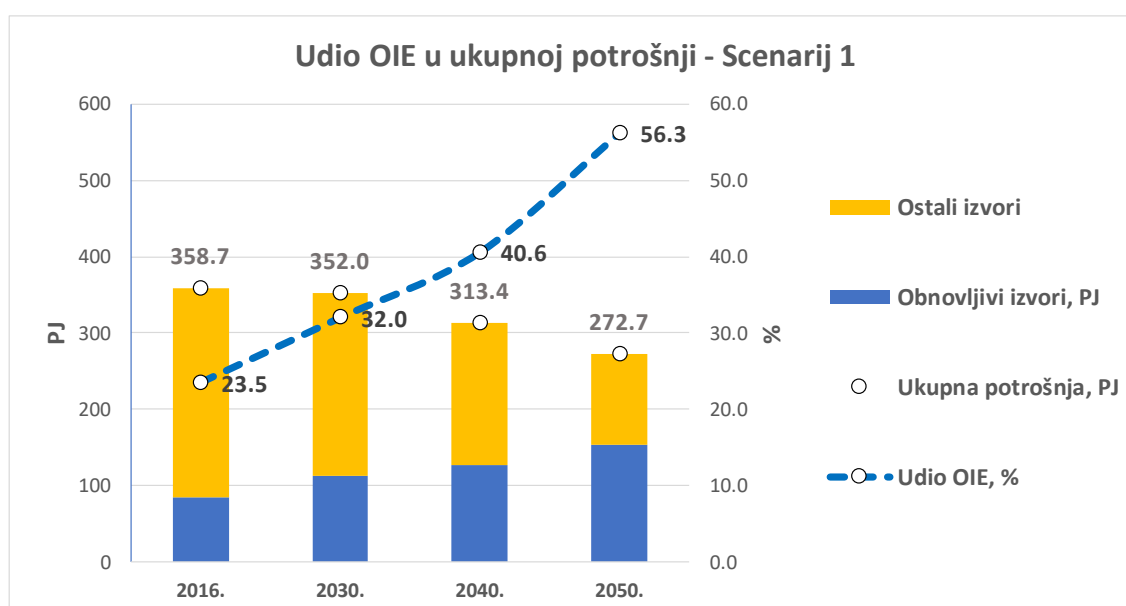
U Scenariju 2 dinamika povećanja udjela OIE je usporena s obzirom na veću potrošnju i manji razvoj OIE.

10.4.4. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije

U nastavku je prikazan udio OIE u ukupnoj potrošnji energije (ukupne potrebe za energijom, tj. zbroj proizvodnje i uvoza umanjen za izvoz energije) za analizirane scenarije.



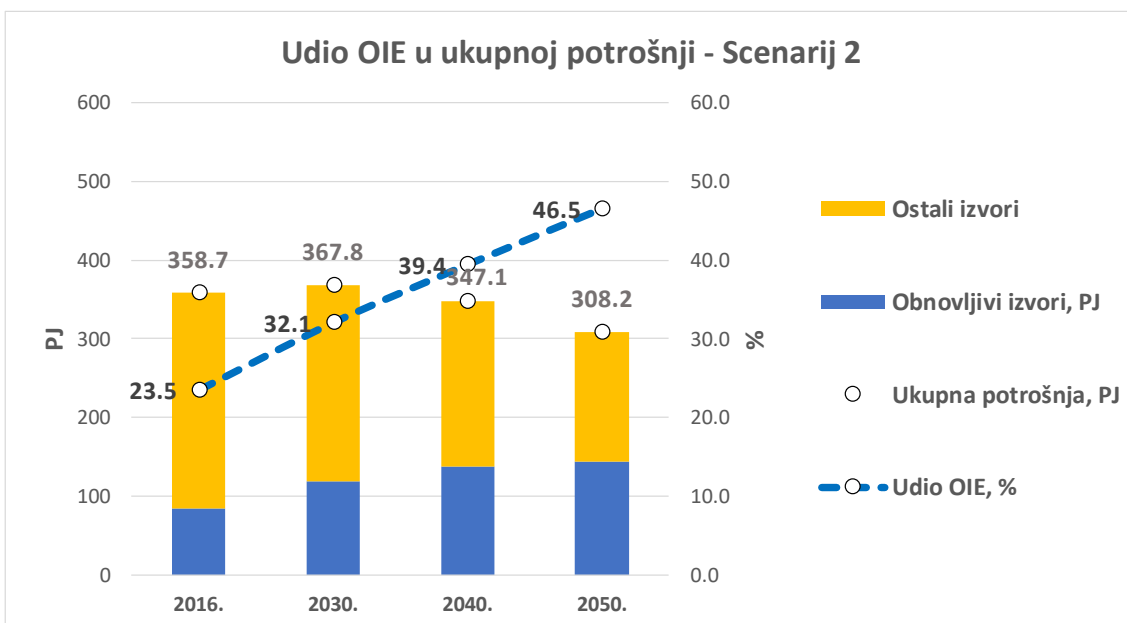
Slika 10.77. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije – Scenarij S0



Slika 10.78. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije – Scenarij 1

U Scenariju 1 udio OIE u ukupnoj potrošnji energije raste s 23,5 % u 2016. godini na 32 % u 2030. te na visokih 56,3 % u 2050. Relativno brzo povećanje udjela OIE je posljedica stalnog povećanja udjela potrošnje električne energije u potrošnji, povećanje proizvodnje električne energije iz OIE i općenito smanjenje ukupne potrošnje energije.

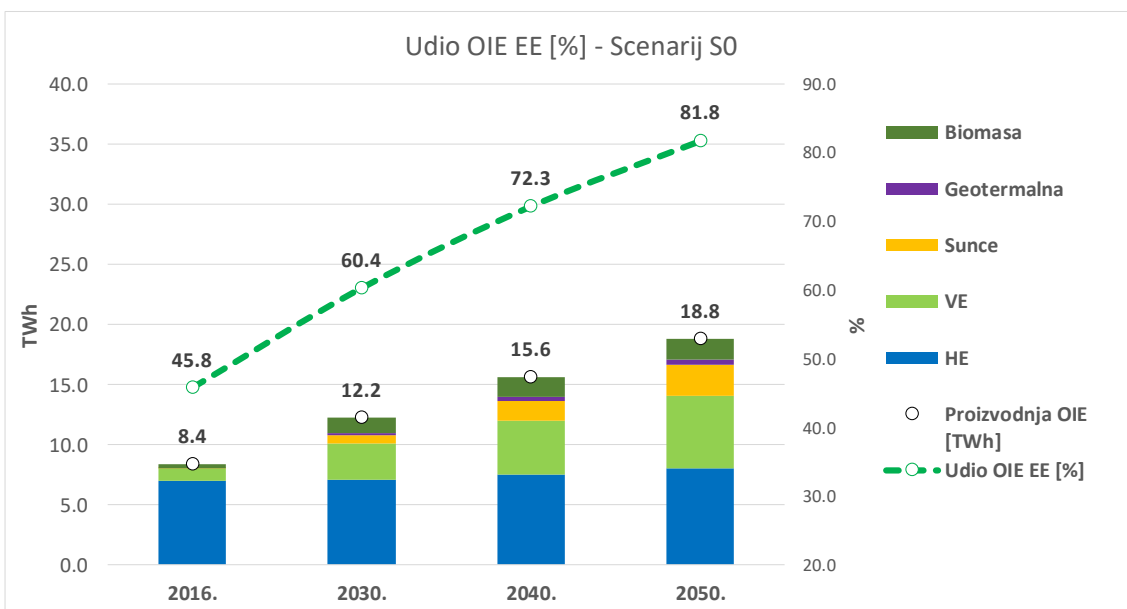
U Scenariju 2 udio OIE u ukupnoj potrošnji se također povećava, ali je struktura povećanja različita u odnosu na Scenarij 1. U Scenariju 1 se zbog manjih mjera povećanja energetske učinkovitosti koristi više ogrjevnog drveta. Do 2030. u oba scenarija dostiže se jednak udio, dok u Scenariju 2 na kraju razdoblja udio OIE iznosi 46,5 %.



Slika 10.79. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije – Scenarij 2

10.4.5. Udio OIE u proizvodnji električne energije

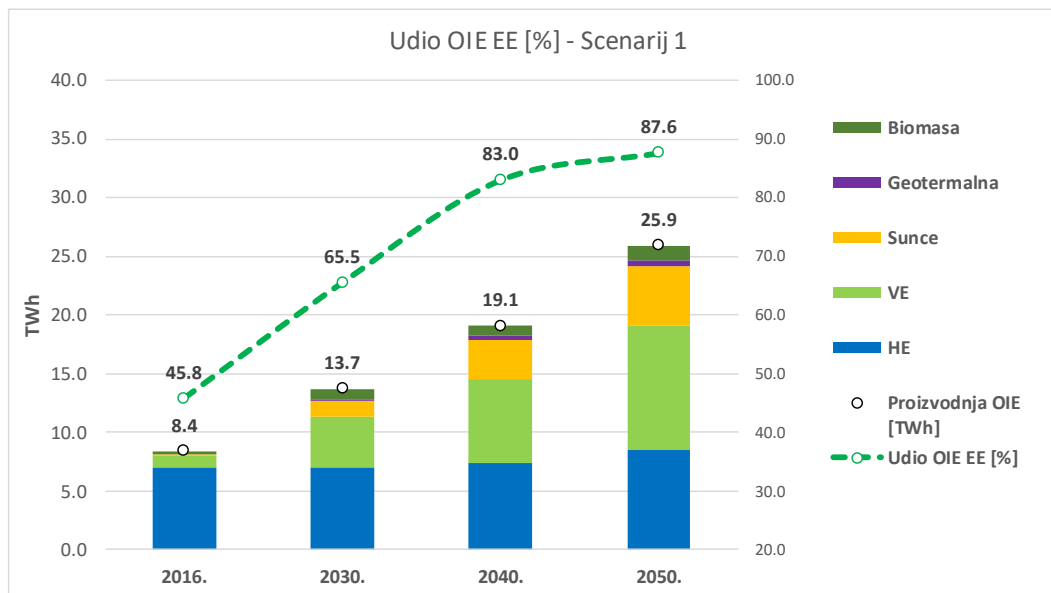
U svim scenarijima povećava se udio električne energije proizvedene iz OIE što za rezultat ima smanjenje emisije ugljikova dioksida. U nastavku je prikazana ukupna proizvodnja električne energije iz OIE i udjeli u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom za analizirane scenarije.



Slika 10.80. Udio OIE u proizvodnji električne energije – Scenarij S0

U Scenariju S0 potrošnja električne energije najsporije raste (u odnosu na dva preostala scenarija), ali je dekarbonizacija proizvodnje jasno izražena. OIE dostižu udio od 60 % do 2030. godine i 82 % do 2050. godine.

Prema Scenariju 1 udio električne energije iz OIE²⁰⁷ u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom raste s oko 46 % u 2016. godini na 65,5 % u 2030., odnosno na 87,6 % u 2050. godini. Drugim riječima proizvodnja električne energije iz OIE do 2030. godine povećava se za 63%, a do 2050. godine potrebno je proizvodnju iz OIE utrostručiti, sve u odnosu na razinu ostvarenu u 2016. godini.

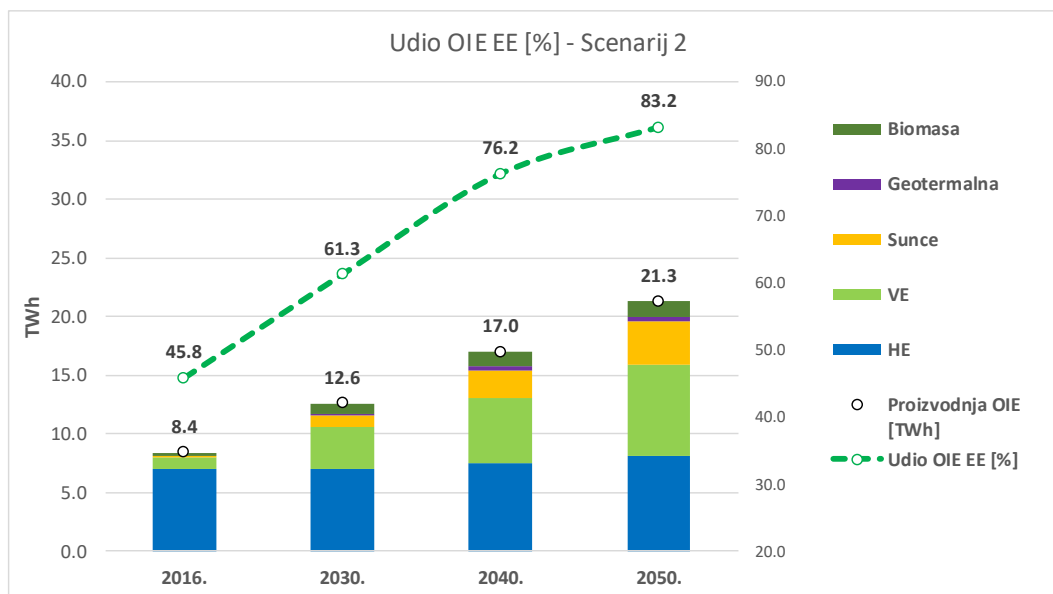


Slika 10.81. Udio OIE u proizvodnji električne energije – Scenarij 1

Prema Scenariju 2 udio električne energije iz OIE²⁰⁸ u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom raste s oko 46 % u 2016. godini na 61,3 % u 2030., odnosno na 83,2 % u 2050. godini. Drugim riječima proizvodnja električne energije iz OIE do 2030. godine povećava se za 50%, a do 2050. godine potrebno je proizvodnju iz OIE povećati za 2,5 puta, sve u odnosu na razinu ostvarenu u 2016. godini.

²⁰⁷ Promatra se bruto proizvodnja električne energije bez proizvodnje reverzibilnih elektrana koja je ostvarena zbog crpnog načina rada.

²⁰⁸ Promatra se bruto proizvodnja električne energije bez proizvodnje reverzibilnih elektrana koja je ostvarena zbog crpnog načina rada.



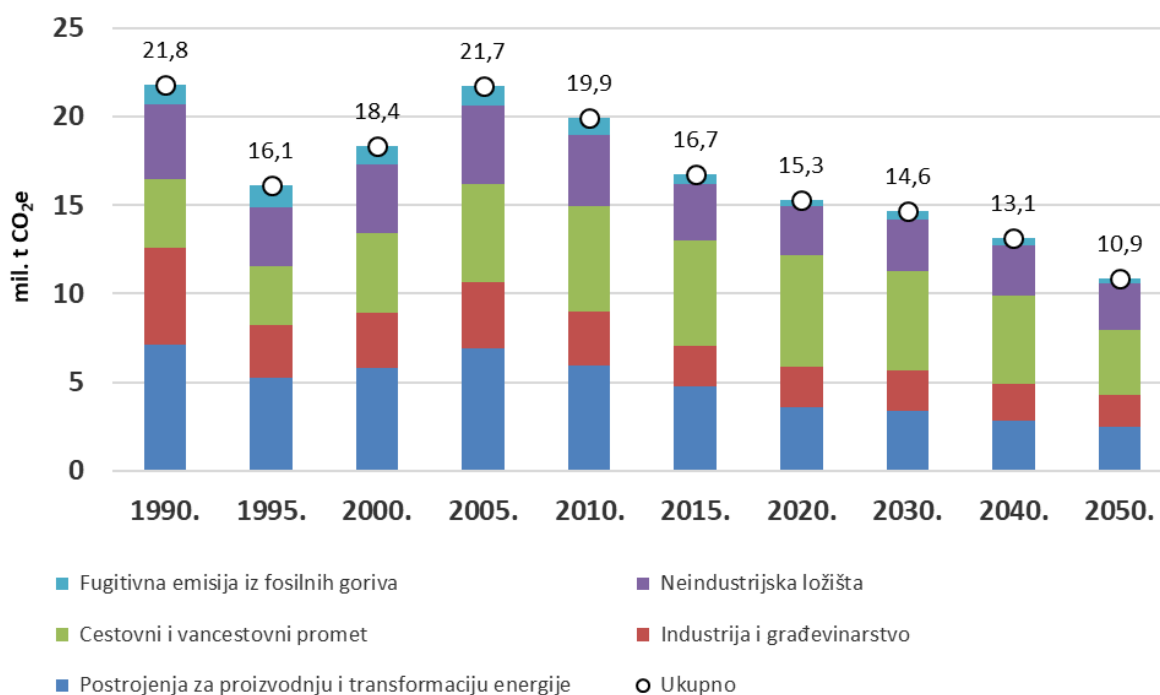
Slika 10.82. Udio OIE u proizvodnji električne energije – Scenarij 2

11. UTJECAJ ENERGETSKOG SEKTORA NA OKOLIŠ

11.1. Emisija stakleničkih plinova

11.1.1. Scenarij S0 – razvoj uz postojeće mjere

Scenarij S0 prikazuje projekciju emisija stakleničkih plinova uz postojeće mjere, koje se provode u energetske podsektorima. Pretpostavlja se veliki porast cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova do 92 EUR₂₀₁₅/t CO_{2e} u 2050. godini te nastavak provedbe mjera u cilju povećanja energetske učinkovitosti i većeg korištenja obnovljivih izvora energije. U ovom scenariju, u 2030. godini, dominantan izvor emisije je promet (38,5 %), zatim postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (23,0 %), izgaranje goriva u kućanstvima, uslužnom sektoru i poljoprivredi (19,8 %), industrija i građevinarstvo (15,6 %) te fugalivni izvori emisije (3,1 %). Scenarijem S0 postiglo bi se smanjenje emisije od 32,9 % do 2030. i 50,1 % do 2050. godine (slika 11.1.), u odnosu na 1990. godinu.

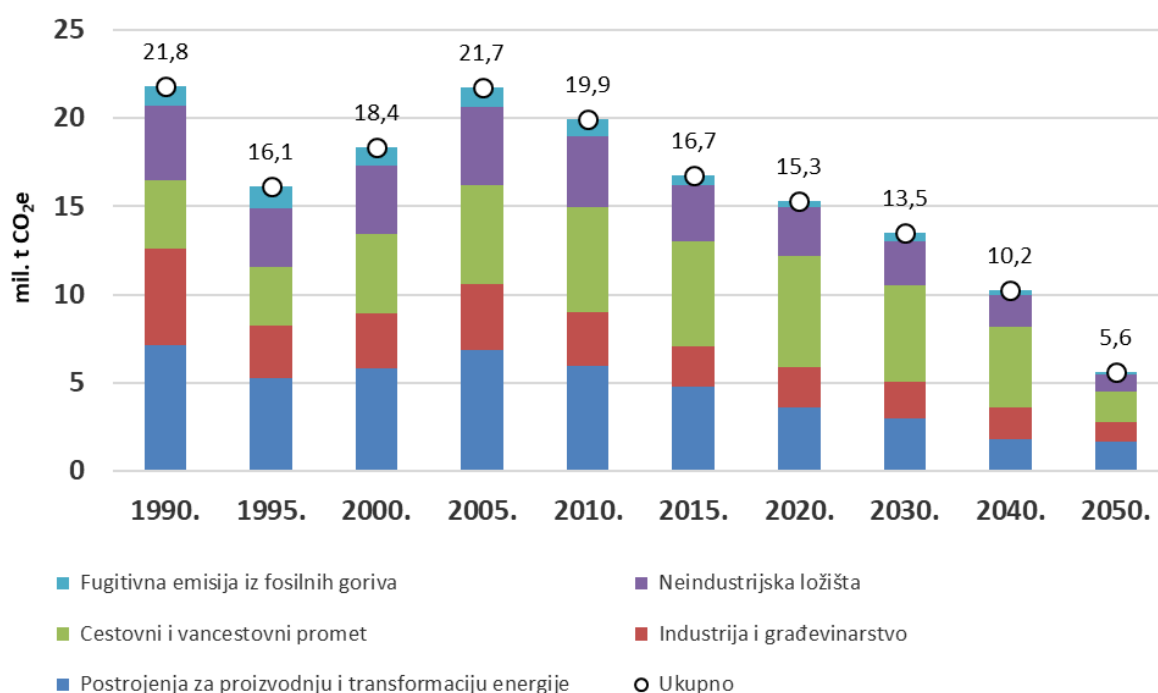


Slika 11.1. Projekcija emisija stakleničkih plinova prema Scenariju S0

Do 2030. godine, očekuje se smanjenje emisija u industriji i građevinarstvu u iznosu od 58,7 % te gotovo jednak postotak smanjenja fugalivnih emisija (58,6 %) zbog manje očekivane proizvodnje nafte i prirodnog plina u Hrvatskoj, zatim smanjenje emisije u postrojenjima za proizvodnju i transformaciju energije od 52,6 % te u neindustrijskim ložištima 31,4 %, u odnosu na 1990. godinu.

11.1.2.Scenarij S1 – ubrzana energetska tranzicija

Scenarij 1 je dimenzioniran s ciljem da se do 2030. godine postigne smanjenje emisije stakleničkih plinova u skladu s definiranim ciljem, odnosno do 2050. u skladu s očekivanim obvezama. Pretpostavlja se jednak rast cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova, kao i u Scenariju S0, te vrlo snažne mjere povećanja energetske učinkovitosti i korištenja obnovljivih izvora energije. U ovom scenariju, u 2030. godini, dominantan izvor emisije ostaje promet (40,5 %), zatim postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (22,0 %), izgaranje goriva u neindustrijskim ložištima (18,4 %), industrija i građevinarstvo (15,6 %) te fugalni izvori emisije (3,4 %). Scenarijem ubrzane energetske tranzicije postiglo bi se smanjenje emisije od 38,2 % do 2030. i 74,4 % do 2050. godine (slika 11.2.), u odnosu na 1990. godinu.



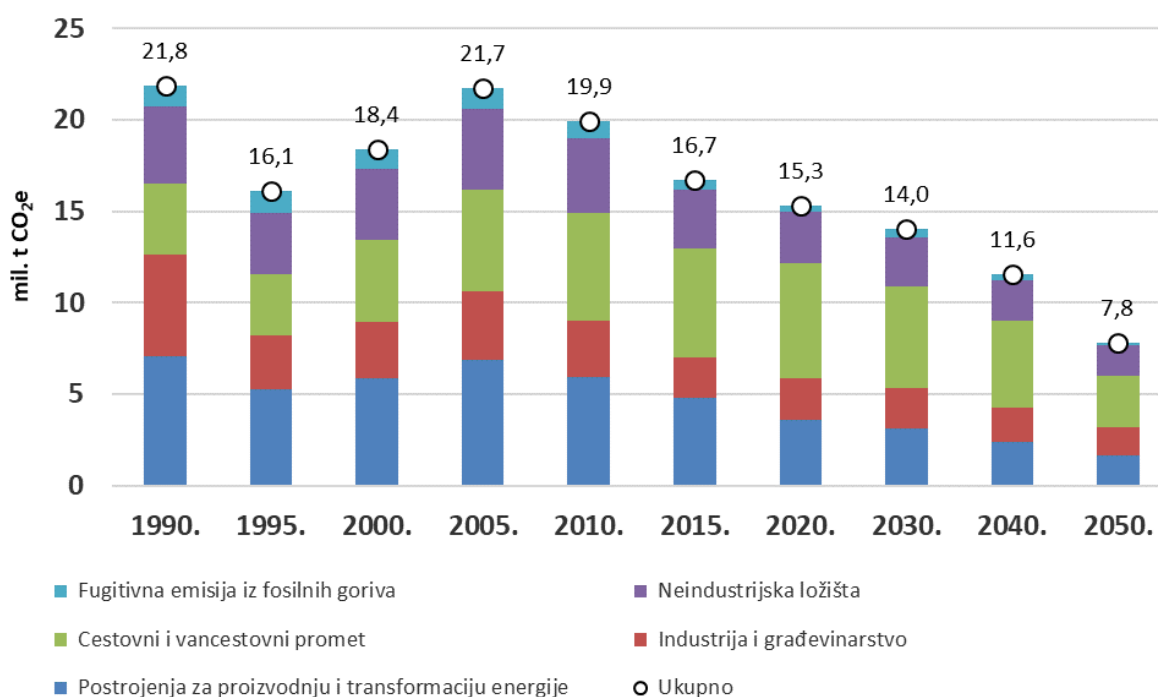
Slika 11.2. Projekcija emisija stakleničkih plinova prema Scenariju 1

Očekuje se najveće smanjenje emisije u industriji i građevinarstvu (61,8 %), zatim smanjenje fugalnih emisija (58,5 %) te smanjenje emisije u postrojenjima za proizvodnju i transformaciju energije (58,1 %) i neindustrijskim ložištima (41,1 %) do 2030. godine, u odnosu na 1990. godinu.

11.1.3.Scenarij S2 – umjerena energetska tranzicija

Scenarij 2 također osigurava ispunjenje ciljeva smanjenja emisije ETS sektora i sektora izvan ETS-a do 2030. godine. U ovom scenariju smanjenje emisije se postiže primjenom niza troškovno učinkovitih mjera te poticanjem energetske učinkovitosti i obnovljivih izvora energije. Scenarij 2 pretpostavlja jednaki rast cijena emisijskih jedinica stakleničkih plinova do 2050. godini kao i za scenarije 0 i 1, što je glavni pokretač energetske tranzicije. Najviše emisija stakleničkih plinova u 2030. godini bi dolazilo iz cestovnog i vancestovnog prometa (39,6 %), zatim iz postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije (22,2 %), neindustrijskih ložišta

(19,1 %), industrije i građevinarstva (15,8 %) te iz fugitivnih izvora emisije (3,3 %). Ukupno smanjenje emisije stakleničkih plinova do 2030. bi iznosilo 35,8 %, a do 2050. godine 64,3 % (slika 11.3.), u odnosu na razinu emisija iz 1990. godine.

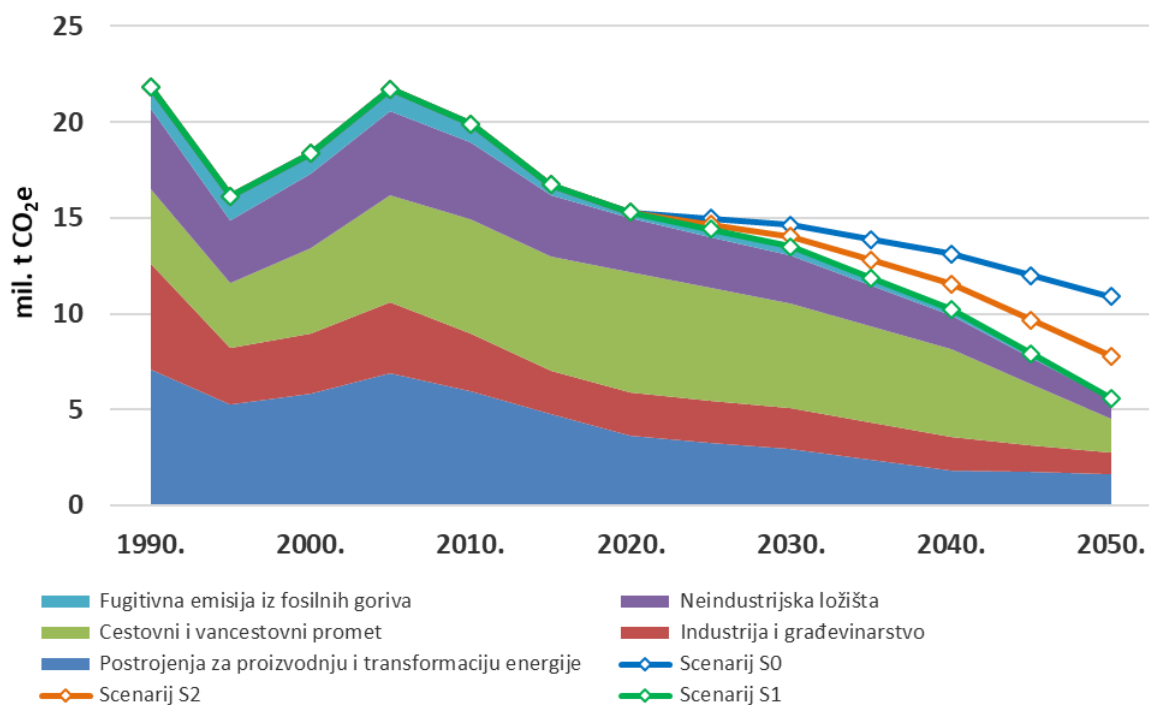


Slika 11.3. Projekcija emisija stakleničkih plinova prema Scenariju 2

Slično kao i u Scenariju 1, očekuje se najveće smanjenje emisije u industriji i građevinarstvu (59,9 %), zatim smanjenje fugitivnih emisija (58,1 %), smanjenje emisije u postrojenjima za proizvodnju i transformaciju energije (56,2 %) i neindustrijskim ložištima (36,5 %) do 2030. godine, u odnosu na 1990. godinu.

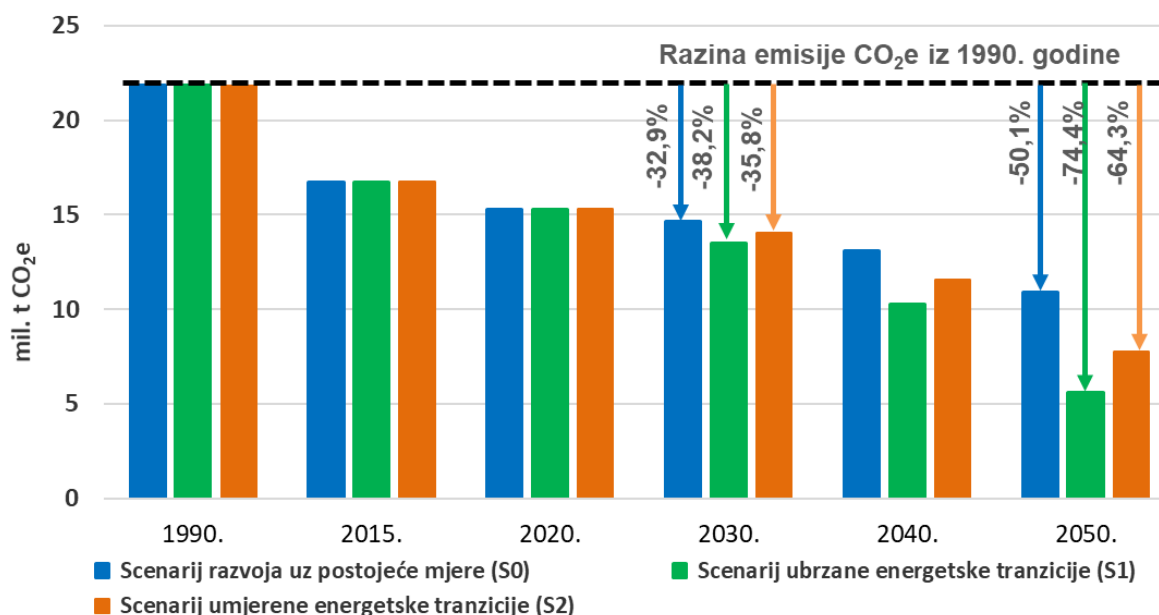
11.1.4. Analiza projekcija emisija stakleničkih plinova

Projekcija emisija stakleničkih plinova po sektorima prema scenariju ubrzane energetske tranzicije (S1), kao i projekcije ukupnih emisija za sve analizirane scenarije, prikazuje slika 11.4.



Slika 11.4. Projekcija sektorskih i ukupnih emisija stakleničkih plinova za Scenarij 1 te projekcije ukupnih emisija za Scenarij S0 i Scenarij 2

Ukupne emisije stakleničkih plinova za tri analizirana scenarija prikazuje slika 11.5., dok tablica 11.1. prikazuje ostvarena i očekivana smanjenja emisija po sektorima za 2030. i 2050. godinu, u odnosu na razinu emisije u 1990. godini.



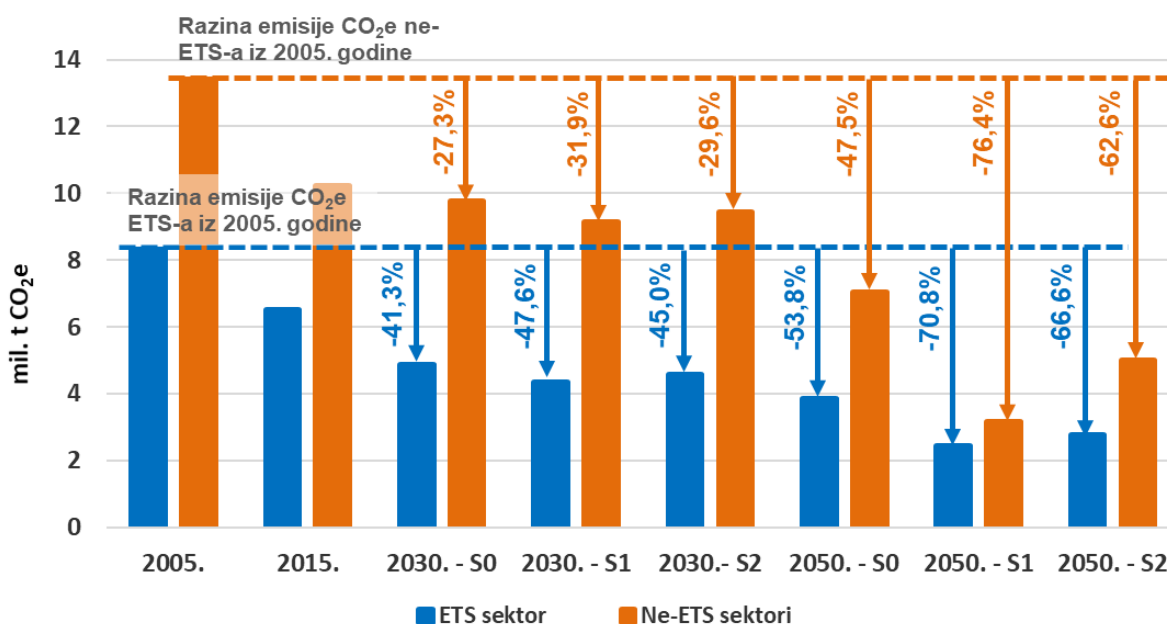
Slika 11.5. Projekcija ukupnih emisija stakleničkih plinova za Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2

Tablica 11.1. Smanjenje emisija po sektorima u odnosu na 1990. godinu za Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2

Emisije u odnosu na 1990. godinu (%)	2016.	2030.		2050.	
		S0	S2-S1	S0	S2-S1
Postrojenja za proizvodnju i transf. energije	-30,7	-52,6	-56,2 do -58,1	-65,0	-76,6 do -77,0
Industrija i građevinarstvo	-59,9	-58,7	-59,9 do -61,8	-67,2	-72,7 do -79,8
Cestovni i vancestovni promet	+59,1	+45,3	+43,2 do +40,8	-5,3	-27,6 do -55,1
Neindustrijska ložišta	-22,3	-31,4	-36,5 do -41,1	-38,2	-59,9 do 76,1
Fugitivna emisija iz fosilnih goriva	-55,7	-58,6	-58,1 do -58,5	-72,2	-89,7 do -91,4
Ukupno	-21,8	-32,9	-35,8 do -38,2	-50,1	-64,3 do -74,4

Na prethodnoj slici, prikazan je trend povijesnih emisija i očekivanog smanjenja emisija za scenarije S0, S1 i S2. Emisija stakleničkih plinova bi u 2030. godini bila za 33-38 % manja od razine emisije iz 1990. godine, a u 2050. godini za 50-74 % manja od emisije 1990. godine, ovisno o scenariju. Najveće smanjenje emisija ostvarilo bi se realizacijom Scenarija 1.

Republika Hrvatska ovim scenarijima ispunjava obvezu smanjenja emisije stakleničkih plinova iz sektora izvan ETS-a za 2030. i očekivanu obvezu za 2050. godinu. Smanjenje emisije iz ne-ETS sektora bi iznosilo 27-32 % do 2030. godine, odnosno 47-76 % do 2050. godine, u odnosu na emisiju iz 2005. godine. Smanjenje emisija u ETS sektoru bi 2030. godine bilo 41-48 %, a u 2050. godine 54-71 %. Projekciju emisija stakleničkih plinova za ETS sektor i ne-ETS sektore prikazuje slika 11.6., a postotno smanjenje emisije za ETS sektor i sektore izvan ETS-a, u odnosu na 2005. godinu, tablica 11.2.



Slika 11.6. Projekcija emisija stakleničkih plinova za ETS sektor i ne-ETS sektore

Tablica 11.2. Smanjenje emisija za ETS sektor i sektore izvan ETS-a u odnosu na 2005. godinu

Emisije u odnosu na 2005. godinu (%)	2016.	2030.		2050.	
		S0	S2-S1	S0	S2-S1
ETS sektor	-21,7	-41,3	-45,0 do -47,6	-53,8	-66,6 do -70,8
Sektori izvan ETS-a	-21,2	-27,3	-29,6 do -31,9	-47,5	-62,6 do -76,4
Ukupno	-21,4	-32,6	-35,5 do -37,9	-49,9	-64,2 do -74,3

Razvojem energetskog sektora u skladu s analiziranim scenarijima emisija stakleničkih plinova u Hrvatskoj bi se znatno smanjila. Izbjegnute kumulativne emisije od 2020. do 2050. godine, a u odnosu na razinu emisije iz 2005. godine, prikazuje tablica 11.3. Kumulativno izbjegnute emisije stakleničkih plinova bi do 2030. iznosile 74-81 mil. t CO₂e, dok bi do 2050. godine iznosile 252-321 mil. t CO₂e.

Tablica 11.3. Kumulativno smanjenje emisija od 2020. do 2050., u odnosu na 2005. godinu

Izbjegnute emisije – kumulativno (mil. t CO ₂ e)	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.	2050.
Scenarij 1	6,4	41,3	80,7	126,7	180,9	245,3	321,4
Scenarij 2	6,4	40,5	77,7	119,9	168,3	224,8	290,7
Scenarij S0	6,4	39,6	74,3	112,1	153,6	200,0	252,0

11.2. Održivo korištenje prirodnih dobara

11.2.1. 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 RH 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. Ovaj zakon propisuje načela zaštite okoliša te ciljeve zaštite i očuvanja pojedinih sastavnica okoliša.

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. Načela opisana u Poglavlju II. Zakona, u skladu su s načelima EU-a. Prilikom definiranja i provedbe mjera kojima će se provoditi energetska tranzicija, posebno je važno:

- poticati održivi razvitak prilikom usvajanja strateških, planskih i provedbenih dokumenata na svim razinama upravljanja (*Načelo održivog razvitka*),
- štedljivo koristiti sastavnice okoliša i njima upravljati na održiv način vodeći računa o sprječavanju onečišćivanja okoliša, mogućem nastanku šteta po okoliš i izbjegavanju stvaranja otpada, u najvećoj mogućoj mjeri (*Načelo predostrožnosti*),
- prirodna dobra i krajobrazne vrijednosti nastojati očuvati na razini obujma i kakvoće koji ne ugrožavaju zdravlje i život čovjeka i nisu štetni za biljni i životinjski svijet, te ih koristiti na održivi način tako da se ne umanjuje njihova vrijednost za buduće naraštaje (*Načelo očuvanja vrijednosti prirodnih dobara, bioraznolikosti i krajobraza*),

- sprječavati i/ili svoditi rizike za okoliš na najmanju moguću mjeru, te kod izrade i donošenja dokumenata prostornog uređenja uzimati u obzir prikladnost zahvata s obzirom na poznate rizike i pouzdanost mjera za smanjenje rizika, osjetljivost okoliša na određenom prostoru, odnos prema skladu i vrijednostima krajobraza, prirodnim i kulturnim dobrima, te ukupnost njihovih međusobnih utjecaja i međusobnih utjecaja postojećih i planiranih zahvata na okoliš (*Načelo cjelovitog pristupa*).

Zakon o zaštiti okoliša postavlja ciljeve zaštite sastavnica okoliša pojedinačno i u okviru ostalih sastavnica uzimajući njihove međusobne odnose i međuutjecaje. Time daje temelje 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 rezultirat 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.

S obzirom na očekivane pritiske na okoliš, prilikom razrade scenarija razvoja energetskog sektora uvažene su osnovne postavke iz relevantnih zakona koje će usmjeravati sve aktivnosti energetske tranzicije. Ključni zakoni i provedbeni propisi uključuju:

- Zakon o zaštiti okoliša („Narodne novine“, broj 80/13,78/15 i 12/18)
 - Uredba o strateškoj procjeni utjecaja strategije, plana i programa na okoliš („Narodne novine“, broj 03/17)
 - Uredba o procjeni utjecaja zahvata na okoliš („Narodne novine“, broj 61/14 i 03/17)
- Zakon o zaštiti prirode („Narodne novine“, broj 80/13 i 15/18)
 - Uredba o ekološkoj mreži („Narodne novine“, broj 80/13)
 - Pravilnikom o strogo zaštićenim vrstama („Narodne novine“, broj 144/13 i 73/16)
 - Pravilnik o popisu stanišnih tipova, karti staništa te ugroženim i rijetkim stanišnim tipovima („Narodne novine“, broj 88/14)
- Zakon o šumama („Narodne novine“, broj 68/18)
- Zakon o vodama („Narodne novine“, broj 153/09, 130/11, 56/13, 14/14 i 46/18)
- Zakon o poljoprivrednom zemljištu („Narodne novine“, broj 20/18)
- Zakon o prostornom uređenju („Narodne novine“, broj 153/13 i 65/17)

11.2.2. Zaštita prostora i prirodnih dobara

Temeljem analize navedenih nacionalnih propisa i općih načela zaštite okoliša EU, prepoznate su sastavnice okoliša koje mogu biti podložne negativnim utjecajima, i elementi u prostoru koje treba uzeti u obzir, prilikom planiranja prostornog rasporeda i izgradnje novih energetskih postrojenja OIE.

Zaštićena područja

Prema Zakonu o zaštiti prirode zaštićenim dijelovima prirode smatraju se zaštićena područja, zaštićene vrste i zaštićeni minerali i fosili. Zaštićeno područje je definirano kao geografski jasno određeni prostor koji je namijenjen zaštiti prirode i kojim se upravlja radi dugoročnog očuvanja prirode i pratećih usluga ekosustava. Zaštićena područja u RH svrstana su u devet kategorija zaštite (strogi rezervat, nacionalni park, posebni rezervat, park prirode, regionalni park, spomenik prirode, značajni krajobraz, park-šuma, spomenik parkovne arhitekture), a mogu biti državnog ili lokalnog značaja. U RH ukupno je zaštićeno 11,32 % kopnene površine, 3,38 % teritorijalnog mora, a 2,43 % je pod preventivnom zaštitom.

Zakonom su definirane i aktivnosti koje je u pojedinoj kategoriji zaštićenog područja dopušteno provoditi. U strogom rezervatu dopušteno je samo posjećivanje, obavljanje istraživanja i praćenje stanja, dok su gospodarske i druge djelatnosti zabranjene. U nacionalnim parkovima zabranjeno je iskorištavati prirodna dobra u gospodarske svrhe, te su dopušteni samo zahvati i djelatnosti kojima se ne ugrožava izvornost prirode. U kategoriji posebnog rezervata, spomenika prirode, značajnog krajobraza, park-šume i spomenika parkovne arhitekture nisu dopušteni zahvati i djelatnosti koje mogu narušiti obilježja i vrijednosti zbog kojih je to područje proglašeno zaštićenim. Iz navedenog proizlazi da su ova područja izrazito osjetljiva, te da bi razvoj velikih projekata OIE mogao ugroziti opstojnost bio-ekoloških značajki radi kojih su zaštićena.

Ekološka mreža

Ekološka mreža je sustav međusobno povezanih ili prostorno bliskih ekološki značajnih područja, koja uravnoteženom biogeografskom raspoređenošću značajno pridonose očuvanju prirodne ravnoteže i bioraznolikosti²⁰⁹. Svrha ekološke mreže je očuvanje i ostvarivanje povoljnog stanja divljih vrsta ptica i njihovih staništa, drugih vrsta i njihovih staništa, te stanišnih tipova od osobitog značaja za EU i RH.

Prema trenutno važećoj regulativi²¹⁰ ekološku mrežu čine:

- područja značajna za očuvanje i ostvarivanje povoljnog stanja divljih vrsta ptica od interesa za EU, kao i njihovih staništa, te područja značajna za očuvanje migratornih vrsta ptica, a osobito močvarna područja od međunarodne važnosti (u daljnjem tekstu: Područja očuvanja značajna za ptice – POP),
- područja značajna za očuvanje i ostvarivanje povoljnog stanja drugih divljih vrsta i njihovih staništa, kao i prirodnih stanišnih tipova od interesa za EU (u daljnjem tekstu: Područja očuvanja značajna za vrste i stanišne tipove – POVS).

Donošenjem provedbenih propisa predviđenih posljednjom izmjenom i dopunom Zakona o zaštiti prirode iz 2018. godine, ekološku mrežu će činiti:

- područja očuvanja značajna za ptice (POP),
- područja očuvanja značajna za vrste i staništa (POVS),

²⁰⁹ Zakon o zaštiti prirode (Narodne novine, br. 80/13, 15/18)

²¹⁰ Uredba o ekološkoj mreži (Narodne novine, br. 124/13, 105/15)

- posebna područja očuvanja značajna za vrste i stanišne tipove (PPOVS), te
- vjerojatna područja očuvanja značajna za vrste i staništa (vPOVS), pri čemu će vPOVS područja podlijegati odobrenju Europske komisije prije dodjele statusa POVS danom objave u Službenom listu EU.

Ekološka mreža RH obuhvaća 36,73 % kopnenog teritorija i 15,42 % obalnog mora RH. Ekološka mreža RH ujedno je Natura 2000 područje, koje predstavlja ekološku mrežu EU-a.

Ugrožena i rijetka staništa i strogo zaštićene vrste

Očuvanje staništa u povoljnom stanju bitno je za očuvanje ekosustava. Prema Zakonu o zaštiti prirode stanišni tip je u povoljnom stanju:

- ako je njegovo prirodno područje rasprostranjenosti i površina koju pokriva stabilna ili se povećava,
- ako postoji, i u doglednoj budućnosti će se vjerojatno održati, specifična struktura i funkcije nužne za njegov dugoročni opstanak, te
- ako je zajamčeno povoljno stanje njegovih značajnih bioloških vrsta.

Stanišni tipovi se dokumentiraju kartom staništa koja prati njihovo stanje i ugroženost. Četvrta revidirana verzija nacionalne klasifikacije staništa (NKS ver. 4) objavljena je 2014. godine u Pravilniku o popisu stanišnih tipova, karti staništa te ugroženim i rijetkim stanišnim tipovima („Narodne novine“, broj 88/14). Pravilnik sadrži Popis ugroženih i rijetkih stanišnih tipova od nacionalnog i europskog značaja zastupljenih na području RH (Prilog II). Ovaj popis predstavlja staništa čijem se očuvanju treba posvetiti posebna pažnja te čije površine treba, u što je moguće većoj mjeri, održavati u povoljnom stanju. Na određenim područjima, staništa s Priloga II nalaze se unutar ekološke mreže RH i time predstavljaju prioritetne stanišne tipove za ekološku mrežu. U prilogu III Pravilnika navedeni su svi ugroženi i rijetki stanišni tipovi zastupljeni na području Republike Hrvatske značajni za ekološku mrežu Natura 2000.

Strogo zaštićene vrste su zavičajne divlje vrste koje su u opasnosti od izumiranja, usko rasprostranjeni endemi ili one divlje vrste koje na taj način moraju biti zaštićene prema propisima EU ili na temelju međunarodnih ugovora kojih je RH stranka. Strogo zaštićene vrste na području RH proglašene su Pravilnikom o strogo zaštićenim vrstama („Narodne novine“, broj 144/13 i 73/16), a navedene su u Prilogu I tog Pravilnika. Mjere zaštite strogo zaštićenih vrsta i njihovih staništa sastavni su dio uvjeta zaštite prirode navedenih u Zakonu o zaštiti prirode, u kojem su također navedene i zabranjene radnje sa strogo zaštićenim vrstama. Nadalje, ugrožene i zaštićene vrste su ujedno i ciljevi očuvanja ekološke mreže RH. Procjena i razlozi ugroženosti, te potrebne mjerama očuvanja pojedinih divljih vrsta i staništa kojima je procijenjena ugroženost, navedeni su na Crvenim popisima. Crvene knjige predstavljaju publikacije koje, uz razrađeni prikaz informacija iz crvenih popisa, objedinjuju i dodatne podatke o vrstama i staništima kojima je procijenjena ugroženost (npr. opis, rasprostranjenost, biologija vrste), a napravljene su za značajni broj skupina.

Šume i šumsko zemljište

Prema Zakonu o šumama šume i šumska zemljišta specifično su prirodno bogatstvo s općekorisnim i gospodarskim funkcijama, kojima treba gospodariti po načelu održivosti.

Funkcije šuma mogu se podijeliti na općekorisne i gospodarske:

a) Općekorisne funkcije šuma

1. zaštita tla, prometnica i drugih objekata od erozije, bujica i poplava,
2. utjecaj na vodni režim i kvalitetu voda,
3. utjecaj na plodnost tla i poljodjelsku proizvodnju,
4. utjecaj na klimu i ublažavanje posljedica klimatskih promjena,
5. zaštita i unapređenje čovjekova okoliša,
6. stvaranje kisika, ponor ugljika i pročišćavanje atmosfere,
7. rekreativna, turistička i zdravstvena funkcija,
8. stvaranje povoljnih uvjeta za divljač i ostalu faunu,
9. povećan utjecaj zaštitnih šuma i šuma posebne namjene na bioraznolikost.

b) Gospodarske funkcije šuma

1. proizvodnja drvnih šumskih proizvoda,
2. proizvodnja šumskog reprodukcijanskog materijala,
3. proizvodnja nedrvnih šumskih proizvoda.

Održivo gospodarenje šumama znači korištenje šuma i šumskog zemljišta na način, i u mjeri, koji održava njihovu bioraznolikost, produktivnost, kapacitet za regeneraciju, vitalnost i potencijal da trenutačno i ubuduće ispune odgovarajuće ekološke, gospodarske i društvene funkcije na lokalnoj, nacionalnoj i globalnoj razini te koji ne uzrokuje štetu drugim ekosustavima.

Prema namjeni šume se razvrstavaju na:

- a. gospodarske - šume koje se, uz očuvanje i unapređenje njihovih općekorisnih funkcija, primarno koriste za proizvodnju drvnih i nedrvnih šumskih proizvoda, i
- b. zaštitne - šume koje, uz očuvanje i unapređenje njihovih općekorisnih funkcija, primarno služe za zaštitu tla, voda, naselja, objekata i druge imovine, a radovi u njima provode se uz uvažavanje njihove primarne namjene)

Iznimno, osim navedenog, šume i šumska zemljišta prema namjeni mogu biti šume posebne namjene što uključuje zaštićene šume, urbane šume, šumske sjemenske objekte, šume za znanstvena istraživanja, šume za potrebe obrane RH te šume za potrebe utvrđene posebnim propisima.

Zakonom o šumama zabranjeno je pustošenje šuma, bespravna sječa stabala ili njihovo oštećivanje. Krčenje se može dozvoliti u svrhu izgradnje šumske infrastrukture, ako se šuma ili šumsko zemljište radi interesa RH trebaju privesti drugoj namjeni, ako to zahtijevaju interesi sigurnosti ili obrane zemlje, u svrhu provede zahvata u prostoru sukladno aktima za provedbu prostornih planova te ako je to potrebno radi građenja građevina koje se prema prostornom planu odnosno posebnom propisu mogu graditi izvan građevinskoga područja bez dozvole za krčenje.

U šumi i na šumskom zemljištu može se graditi samo šumska infrastruktura, lovnogospodarski i lovnotehnički objekti, građevine za potrebe obrane i nadzora državne granice, spomenici kojima se obilježavaju mjesta masovnih grobnica žrtava rata i mjesta stradavanja te građevine koje su planirane prostornim planovima. Prostornim planovima može planirati izgradnja građevina samo ako to iz tehničkih i ekonomskih uvjeta nije moguće planirati izvan šume i šumskog zemljišta.

Poljoprivredno zemljište

Zakon o poljoprivrednom zemljištu propisuje da se poljoprivredno zemljište mora održavati pogodnim za poljoprivrednu proizvodnju. Prenamjena poljoprivrednog zemljišta smatra se oštećenjem poljoprivrednog zemljišta. Prenamjena poljoprivrednog zemljišta u nepoljoprivredne svrhe provodi se u skladu s dokumentima prostornog uređenja i drugim relevantnim propisima.

Osobito vrijedno (P1) i vrijedno obradivo (P2) zemljište izvan granica građevinskog područja ne može se koristiti u nepoljoprivredne svrhe osim:

- a) kada nema niže vrijednoga poljoprivrednog zemljišta u neposrednoj blizini, što ne uključuje izgradnju igrališta za golf,
- b) kada je utvrđen interes RH za izgradnju objekata koji se prema posebnim propisima grade izvan građevinskog područja,
- c) pri gradnji poljoprivrednih građevina namijenjenih isključivo za poljoprivrednu djelatnost i preradu poljoprivrednih proizvoda,
- d) za korištenje građevina koje su ozakonjene temeljem posebnog zakona.

Hrvatski centar za poljoprivredu, hranu i selo utvrđuje koje se poljoprivredno zemljište smatra osobito vrijedno obradivo (P1) i vrijedno obradivo (P2) poljoprivredno zemljište.

Površinske i podzemne vode

Zakon o vodama propisuje da voda nije komercijalni proizvod već naslijeđe koje treba čuvati, štiti i mudro i racionalno koristiti. Upravljanje vodama temelji se na načelu jedinstva vodnog sustava i načelu održivog razvitka, te se prilagođava globalnim klimatskim promjenama.

Ciljevi upravljanja vodama su:

- osiguranje dovoljnih količina kvalitetne pitke vode za vodoopskrbu stanovništva,
- osiguranje potrebnih količina vode odgovarajuće kakvoće za različite gospodarske i osobne potrebe,
- zaštita ljudi i njihove imovine od poplava i drugih oblika štetnog djelovanja voda i
- postizanje i očuvanje dobrog stanja voda radi zaštite života i zdravlja ljudi, zaštite njihove imovine, zaštite vodnih i o vodi ovisnih ekosustava.

U okviru zaštite i korištenja voda primjenjuje se načelo predostrožnosti, provođenja preventivnih mjera, otklanjanja šteta nanijetih vodnom okolišu na mjestu njezinog nastanka te načelo »onečišćivač plaća«, odnosno »korisnik plaća«.

Zaštita voda ima za cilj:

- spriječiti daljnje pogoršanje, zaštititi i poboljšati stanje vodnih ekosustava te, s obzirom na potrebe za vodom, kopnenih ekosustava i močvarnih područja izravno ovisnih o vodnim ekosustavima;
- promicati održivo korištenje voda na osnovi dugoročne zaštite raspoloživih vodnih resursa;
- bolje zaštititi i poboljšati stanje vodnog okoliša, među ostalim i putem specifičnih mjera za postupno smanjenje ispuštanja, emisija i rasipanja opasnih tvari s prioritetne liste, te

prekid ili postupno ukidanje ispuštanja, emisija ili rasipanja opasnih tvari s prioritete liste²¹¹;

- osigurati postupno smanjenje onečišćenja podzemnih voda i sprječavati njihovo daljnje onečišćenje, te
- pridonijeti ublažavanju posljedica poplava i suša.

Upravljanje vodama provodi se temeljem Plana upravljanja vodnim područjima, koji se donosi za šestogodišnje razdoblje, nakon čega se mijenja i dopunjuje za naredno plansko razdoblje. Plan upravljanja, između ostalog, definira popis ciljeva kakvoće za površinske i priobalne vode, vode teritorijalnoga mora i podzemne vode, uključujući i zaštićena područja te program mjera za njihovo ostvarenje. Trenutno je na snazi Plan upravljanja vodnim područjima za razdoblje od 2016-2021. godine.

U skladu s ciljevima Okvirne direktive o vodama 2000/60/EZ i s njom povezanim direktivama i odlukama Europskog parlamenta i Vijeća, Planom upravljanja vodnim područjima opisano je i ocijenjeno ekološko i kemijsko stanje površinskih, priobalnih i podzemnih voda RH. Temeljem toga provedena je klasifikacija vodnih tijela. Površinske vode klasificirane su u pet kategorija stanja - vrlo dobro, dobro, umjereno, loše i vrlo loše stanje, a podzemne vode u dvije kategorije - dobro i loše stanje. Identificirani su i kandidati za umjetna i znatno promijenjena vodna tijela, na koja se primjenjuju niži standardi u zaštiti voda, odnosno ciljevi.

Posebni ciljevi zaštite površinskih voda su sprečavanje pogoršanja postojećeg stanja i postizanje dobrog stanja, te zaštita i očuvanje svih umjetnih i znatno promijenjenih tijela površinskih voda u cilju postizanja dobrog ekološkog potencijala i dobrog kemijskog stanja površinskih voda, a da se pri tome trajno ne ugrozi stanje drugih voda u istom vodnom području.

Prilikom korištenja voda, uključivo i gospodarskog korištenja za proizvodnju energije, neophodno je provoditi mjere kojima će se pridonijeti ostvarenju posebnih ciljeva. Pri tome treba imati na umu da je na područjima posebne zaštite voda potrebno provesti i dodatne mjere zaštite, u skladu s Planom upravljanja vodama. Registar zaštićenih područja – područja posebne zaštite voda, vode Hrvatske vode, a temeljem Zakona o vodama, ova područja uključuju:

- vodna tijela pogodna za zaštitu gospodarski značajnih vodenih organizama,
- područja za kupanje i rekreaciju sukladno Zakonu o vodama i propisima o zaštiti okoliša,
- područja podložna eutrofikaciji i područja ranjiva na nitrate,
- područja namijenjena zaštiti staništa ili vrsta gdje je održavanje ili poboljšanje stanja voda bitan element njihove zaštite sukladno Zakonu o vodama i/ili propisima o zaštiti prirode i
- područja loše izmjene voda priobalnim vodama, osjetljivost kojih se ocjenjuje u odnosu na ispuštanje komunalnih otpadnih voda.

²¹¹ Direktiva 2013/39/EU Europskog parlamenta i Vijeća od 12. kolovoza 2013. o izmjeni direktiva 2000/60/EZ i 2008/105/EZ u odnosu na prioritete tvari u području vodne politike

Obalno područje i more

Jadransko more, otoci i priobalje neprocjenjiva su i ekološki osjetljiva prirodna bogatstva RH. Obalni prostor se proteže ukupnom dužinom od 6 278 km, od čega na kopnenu obalu otpada 1 880 km, a otočnu 4 398 km. Ukupni broj otoka, otočića, hridi i grebena je 1 244. Obalno područje zauzima 22 % površine RH u kojem živi 25,6 % stanovništva, odnosno 1 411 000 stanovnika. Ovo je područje prirodno bogatstvo RH koje traži odgovarajuće vrednovanje i zaštitu. U Hrvatskoj postoji deset zaštićenih morskih područja od nacionalnog značaja koja obuhvaćaju 1,97 % teritorijalnog mora. Nadalje, ekološka mreža RH, koju čine najznačajnija područja za očuvanje vrsta i stanišnih tipova, obuhvaća 15,42 % obalnog mora.

Zakonom o prostornom uređenju (ZPU) zaštićeno obalno područje mora proglašeno je područjem od posebnog interesa za RH. Ono obuhvaća područje obalnih jedinica lokalne samouprave, a njegovo planiranje i korištenje se provodi uz ograničenja u pojasu kopna i otoka u širini 1 000 m od obalne crte i pojasu mora u širini 300 m od obalne crte. Između ostalog, ograničenja predviđaju tek uvjetovati razvitak infrastrukture zaštitom i očuvanjem vrijednosti krajolika, te ograničenje proširenja građevinskih područja, a izgradnja vjetroelektrana je izrijekom zabranjena.

Morska područja su javno dobro gdje je višenamjensko korištenje opće prihvaćena praksa. Prema ZPU morsko područje su unutarnje morske vode Republike Hrvatske, teritorijalno more Republike Hrvatske, zračni prostor iznad njih te dno i podzemlje tih morskih prostora, zaštićeni ekološko-ribolovni pojas i epikontinentalni pojas RH.

Morsko područje se planira:

- Državnim planom prostornog razvoja,
- Prostornim planom zaštićenog ekološkog i ribolovnog područja (ZERP),
- Prostornim planom epikontinentalnog pojasa Republike Hrvatske,
- Prostornim planovima nacionalnih parkova i parkova prirode koji obuhvaćaju morsko područje odnosno općina, unutar njihovih granica određenih sukladno posebnim propisima i prikazanim u Registru prostornih jedinica koji se vodi na temelju posebnih propisa kojima se uređuje državna izmjera i katastar nekretnina,
- Generalnim urbanističkim planovima i urbanističkim planovima uređenja koji obuhvaćaju morsko područje.

Državni plan prostornog razvoja je u tijeku pripreme, a donijet će se najkasnije do 31. prosinca 2019. Prostorni plan ZERP-a i Prostorni plan epikontinentalnog pojasa RH donijet će se najkasnije do 31. ožujka 2021. godine, no još uvijek nisu započele aktivnosti na njihovoj izradi.

U lipnju 2018. godine je završilo javno savjetovanje o Strategiji upravljanja morskim okolišem i obalnim područjem RH 2017.-2023., a puna uspostava pravnog okvira se očekuje u 2020. godini. Za potrebu izrade Strategije napravljene su ocjene stanja morskog okoliša i obalnog područja za pet tematskih područja koja su ocjenjena kao prioritarna: prostorni razvoj; okoliš, s posebnim naglaskom na obalnu bioraznolikost; gospodarsko-socijalni razvoj, s naglaskom na pritiske ekonomskog razvoja na okoliš; klimatske promjene; te sustav upravljanja obalnim područjem. U tijeku je i priprema modela integriranog upravljanja obalnim područjem i cjelovitog pravnog okvira vezanog za upravljanje obalnim područjem kao zasebnim segmentom teritorijalnog upravljanja.

Do sada u RH nije razmatran razvoj i smještaj vjetroelektrana u morskom području. Iz tog razloga energetska sektor treba definirati svoj interes za korištenje potencijala energije vjetra na morskom području, te se aktivno uključiti u već započete i najavljene, procese pripreme strateške i prostorno-planske dokumentacije.

Krajobraz

Postojeći sustav zakonske i institucionalne zaštite krajobraza je podijeljen na više sektora: prostorno planiranje, zaštita prirode i kulturna baština. Detaljnija analiza karakteristika i sama zaštita krajobraza provodi se kroz postupke zaštite okoliša za prostorne cjeline (državnu, županijsku, lokalnu) u izradi strateških procjena utjecaja na okoliš, a za pojedine zahvate kroz procjenu utjecaja na okoliš.

Strategija prostornog razvoja RH upućuje na izradu Krajobrazne osnove (još nije izrađena), integralan pristup prostornom planiranju, učinkovitu uporabu prostora i očuvanje identiteta prostora, ali ne daje dovoljne smjernice za izradu prostornih planova. Prostorni planovi za sama zaštićena područja (PPPPO, PPZK) ili prostorni planovi niže razine (PPUO/G, UPU) propisuju da je za sve graditeljske zahvate unutar prostora zaštićenih krajobraznih i prirodnih vrijednosti, te one graditeljske zahvate van građevinskog područja za koje je potrebno ishodaenje lokacijske, odnosno građevinske dozvole, potrebno ishoditi suglasnost nadležnog upravnog tijela za poslove zaštite prirode.

Budući da trenutno među relevantnim sektorima nisu uspostavljeni usklađeni instrumenti za zaštitu, upravljanje i planiranje krajobraza, u prostornim planovima najčešća uputa koja se daje za kategorije zaštićenog krajobraza isključuje mogućnost gospodarskih djelatnosti, time i razvoj postrojenja za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora. Moguće je razviti takva postrojenja ako se onda grade za vlastite potrebe postojećih korisnika prostora i to korištenjem sustava manje snage. Takva stroža razina zaštite u prostornim planovima je uspostavljena kako bi se provela daljnja analiza karakteristika zaštićenog krajobraza kroz procedure zaštite okoliša i definiranje mjera zaštite za bitne karakteristike krajobraza koje ne bi smjele biti narušene.

Utjecaje na promjenu karaktera krajobraza treba izbjeći ili umanjiti tako da planirani energetska objekti ne budu smješteni unutar vrijednog krajobraza ili na vizualno izloženom prostoru (istaknutim brdskim i planinskim područjima). Intenzitet utjecaja može biti manji ako se zahvati izvode na krajobrazima umjerene ili niže vrijednosti, a na vrjednijim područjima ako je vizualni izgled u najvećoj mjeri atraktivan ili usklađen s kontekstom okolice.

Korištenje prirodnih resursa trebalo bi u budućnosti biti jednostavnije provedivo kada će bila izrađena i kroz prostorne planove implementirana Krajobrazna osnova RH, a koja je planirana Strategijom i Akcijskim planom biološke i krajobrazne raznolikosti („Narodne novine“, broj 148/08). Ovaj međusektorski dokument će dati identifikaciju i stanje obilježja krajobraza te odrediti njegovu inventarizaciju i kategorizaciju.

11.2.3. Instrumenti zaštite okoliša

Zakonom o zaštiti okoliša i Zakonom o zaštiti prirode definirani su određeni instrumenti zaštite okoliša sažeto opisani u nastavku.

Strateška procjena utjecaja na okoliš (SPUO) je postupak kojim se procjenjuju vjerojatno značajni utjecaji na okoliš koji mogu nastati provedbom strategije, plana ili programa. Ovaj postupak uključuje određivanje sadržaja strateške studije, izradu strateške studije i ocjenu cjelovitosti i stručne utemeljenosti strateške studije osobito u vezi s razumnim alternativama strategije, plana i programa, postupak davanja mišljenja povjerenstva za stratešku procjenu, postupak davanja mišljenja tijela i/ili osoba određenih posebnim propisima te mišljenja jedinica područne (regionalne) samouprave odnosno jedinica lokalne samouprave i drugih tijela, rezultate prekograničnih konzultacija ako su bile obvezne sukladno Zakonu o zaštiti okoliša, informiranje i sudjelovanje javnosti, postupak davanja mišljenja Ministarstva zaštite okoliša i energetike odnosno nadležnog upravnog tijela za zaštitu okoliša u županiji o provedenoj strateškoj procjeni te postupak izvješćivanja nakon donošenja strategije, plana ili programa.

Kroz postupak Strateške procjene utjecaja strategija, plana i programa na okoliš (SPUO) i Ocjene prihvatljivosti za ekološku mrežu ocjenjuje se razina mogućih utjecaja planskog dokumenta na okoliš, te se definiraju mjere ublažavanja kojima bi se osigurala prihvatljivost planskog dokumenta za okoliš i ekološku mrežu.

Procjena utjecaja zahvata na okoliš (PUO) provodi se na projektnoj razini. U tom procesu prepoznaje se, opisuje i ocjenjuje utjecaj zahvata na okoliš, tako da se utvrđuje mogući izravni i neizravni utjecaj zahvata na sve sastavnice okoliša, materijalnu imovinu, kulturnu baštinu, uzimajući u obzir njihove međudnose. Navedeni instrument zaštite okoliša mora osigurati ostvarenje načela predostrožnosti u ranoj fazi planiranja zahvata kako bi se utjecaji zahvata sveli na najmanju moguću mjeru i postigla najveća moguća očuvanost kakvoće okoliša, što se postiže usklađivanjem i prilagođavanjem namjeravanog zahvata s prihvatnim mogućnostima okoliša na određenom području. Procjena utjecaja zahvata na okoliš provodi se u okviru pripreme namjeravanog zahvata, prije izdavanja lokacijske dozvole za provedbu zahvata ili drugog odobrenja za zahvat za koji izdavanje lokacijske dozvole nije obvezno. Uredba o procjeni utjecaja zahvata na okoliš („Narodne novine“, broj 61/14 i 3/17) definira popis zahvata za koje je obvezna procjena utjecaja zahvata na okoliš te popis zahvata za koje se provodi ocjena o potrebi procjene utjecaja zahvata na okoliš.

Ocjena o potrebi procjene utjecaja zahvata na okoliš (*screening*) je postupak tijekom kojega nadležno tijelo, na temelju pojedinačnih ispitivanja sukladno mjerilima utvrđenim pozitivnim propisima utvrđuje može li planirani zahvat imati značajne utjecaje na okoliš i odlučuje o potrebi procjene.

Ocjena prihvatljivosti za ekološku mrežu (OPEM) postupak je kojim se osigurava očuvanje područja ekološke mreže. Predmetni postupak provodi se za strategiju, plan, program ili zahvat, te njihove izmjene, ukoliko njihova provedba može imati značajan negativan utjecaj na ciljeve očuvanja i cjelovitost područja ekološke mreže. Ocjena prihvatljivosti zahvata provodi se u okviru pripreme planskog dokumenta, odnosno namjeravanog zahvata prije izdavanja lokacijske dozvole ili izdavanja drugog potrebnog odobrenja za provedbu zahvata, a kako bi

se, po načelu predostrožnosti, utjecaji zahvata na ciljeve očuvanja i cjelovitost područja ekološke mreže sveli na razumnu mjeru. U slučaju kada se provodi SPUO odnosno PUO, ovi se postupci objedinjuju. Ako nadležno tijelo isključi mogućnost značajnih negativnih utjecaja zahvata na ciljeve očuvanja i cjelovitost područja ekološke mreže, donosi rješenje da je zahvat prihvatljiv za ekološku mrežu

Okolišna dozvola je dozvola za rad postrojenja koja se izdaje temeljem jedinstvenog postupka utvrđivanja mjera zaštite okoliša kako je propisano odredbama Zakona o zaštiti okoliša. Okolišna dozvola izdaje se s ciljem cjelovite zaštite okoliša putem integriranog sprječavanja i kontrole onečišćenja, osiguravajući visoku razinu zaštite okoliša i uvjete za sprječavanje značajnog onečišćenja okoliša zbog industrijskih aktivnosti. Prije puštanja u rad postrojenja, uključujući probni rad, za rad postojećih postrojenja, te prije značajne promjene u radu postrojenja namijenjenog obavljanju djelatnosti kojom se mogu prouzročiti industrijske emisije, uključujući postrojenja za izgaranje, postrojenja za spaljivanje otpada, te postrojenja za suspaljivanje otpada, operater je dužan ishoditi okolišnu dozvolu u skladu s ovim Zakonom i Uredbom o okolišnoj dozvoli („Narodne novine“, broj 8/14 i 5/18). Djelatnosti kojom se mogu prouzročiti industrijske emisije odnosno emisije kojima se onečišćuje tlo, zrak, vode i more definirane su u Prilogu I spomenute Uredbe. Postupak utvrđivanja okolišne dozvole za nova postrojenja i za rekonstrukciju postojećih provodi se najkasnije prije početka rada novog postrojenja ili puštanja u pogon rekonstruiranog postrojenja. Resorno ministarstvo svakih deset godina, po službenoj dužnosti, razmatra, te ako je potrebno, posebnim rješenjem mijenja i/ili dopunjava dozvolu.

Prostorno planiranje. Ciljevi sprječavanja onečišćavanja okoliša i ograničavanja posljedica onečišćenja uzimaju se u obzir pri izradi prostornih planova i pri donošenju odluka u skladu s propisom kojim se uređuje prostorno uređenje, posebno prilikom određivanja lokacija za nova postrojenja, utvrđivanja promjena nastalih na postojećim postrojenjima i planiranja novih građevina kao što su prometnice, javne površine i stambena područja.

11.2.4. 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 bitan konflikt između elektrana 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 istražena²¹². Osim toga, u određenim slučajevima novi OIE objekti se natječu s drugim namjena za isti prostor.

Stoga je na temelju dostupnih podataka o stanju okoliša i prirode sagledana je potencijalna osjetljivost prostora RH na aktivnosti koje se mogu očekivati u okviru postizanja ciljeva postavljenih energetsom strategijom u razdoblju do 2050. godine. Prilikom provedbe analiza

²¹² Strategija i akcijski plan zaštite prirode RH za razdoblje od 2017. do 2025. godine, Narodne novine, br. 72/17

uvažena su strateška opredijeljena EU 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 energetske planiranja i njegove integracije s planiranjem korištenja prirodnih dobara i prostornim planiranjem. Rezultati analiza će pomoći prilikom:

- izrade Energetske strategije i Strateške procjene utjecaja na okoliš s ocjenom prihvatljivosti za ekološku mrežu energetske strategije,
- izrade Nacionalnog klimatsko-energetskog plana,
- planiranja korištenja energije vjetra i energije sunca za proizvodnju električne energije i njihovog smještaja u prostoru na nacionalnoj i regionalnoj razini (u okviru izrade prostorno-planskih dokumenata),
- planiranja korištenja preostalog hidropotencijala i smještaj velikih i malih hidroelektrana.

Treba naglasiti da cilj provedenih analiza nije bio ocijeniti prihvatljivost novih energetske postrojenja za okoliš i ekološku mrežu, niti kategorizirati prostore s obzirom na prihvatljivost.

Osjetljivost prostora i sastavnica okoliša provedena je za smještaj energetske postrojenja koja koriste OIE: vjetroelektrane na kopnu i moru, neintegrirane sunčane elektrane instalirane snage veće od 1,5 MW i hidroelektrane. Za provedene analize korištene su sljedeće podloge:

- tehničke karakteristike pojedine tehnologije i specifično zauzeće prostora tijekom izgradnje i rada,
- znanstvene i stručne podloge karakterističnim utjecajima na okoliš i prirodu pojedine tehnologije,
- znanstvene i stručne podloge o osjetljivosti pojedinih vrsta i staništa, te smjernice za njihovu zaštitu,
- zakonski propisi i smjernice za zaštitu prirode, prostorno planiranje, gospodarenje šumama, vodama i poljoprivrednim zemljištem,
- georeferencirane podloge o stanju okoliša u RH dostupne na servisima Bioportal i Geoportal
- prostorne planove županija.

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

- **Prostor visoke osjetljivosti** su prostori za koje 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 objekata na tim prostorima. Prihvatljivost zahvata u prostoru, uključujući izgradnju OIE objekata, 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 (uključujući gospodarsko korištenje prirodnih dobara kao što je šumarstvo i poljoprivreda), pa stoga na njemu 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. Potonjem 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, a koja su relevantna 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 nije preporučljivo planiranje razvoja projekata vjetroelektrana u navedenim područjima.

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

Tablica 11.4. Relevantne značajke POP područja

POP područja	Značajke
HR1000018 Učka i Čičarija	<p><i>Ciljevi očuvanja (između ostalog):</i> bjeloglavi sup, zmijar i suri orao²¹³</p> <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	<p><i>Ciljevi očuvanja (između ostalog):</i> bjeloglavi sup, zmijar i suri orao²¹⁴</p> <ul style="list-style-type: none"> • jedina lokacija u Hrvatskoj s gnijezdecim kolonijama bjeloglavog supa (100 % nacionalne populacije) • obuhvaća 20 % nacionalne populacije surog orla • obuhvaća 11 % nacionalne populacije zmijara
HR1000023 SZ Dalmacija i Pag	<p><i>Ciljevi očuvanja (između ostalog):</i> bjeloglavi sup, zmijar²¹⁵</p> <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 vrste 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 zvijeri koje čine faunističke skupine generalno osjetljive na rad vjetroelektrana. Također, RH je ujedno članica Europskog sporazuma o zaštiti šišmiša (UNEP/EUROBATS), a 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, a 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 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).

213 <http://natura2000.dzpp.hr/reportpublish/reportproxy.aspx?paramSITECODE=HR1000018>

214 <http://natura2000.dzpp.hr/reportpublish/reportproxy.aspx?paramSITECODE=HR1000033>

215 <http://natura2000.dzpp.hr/reportpublish/reportproxy.aspx?paramSITECODE=HR1000023>

- Staništa dominantno klasificirano 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 RH na razini EU, 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

Opisane razine osjetljivosti prostora treba promatrati u kontekstu indikacije razine mogućih utjecaja na okoliš i prirodu te pratećih ograničenja i uvjeta prilikom razvoja vjetroelektrana koja proizlaze iz zakonskih propisa, ali ne i u svojstvu prihvatljivosti projekata. Prihvatljivost projekata utvrđuje se za konkretne zahvate sukladno relevantnom zakonskom okviru i ovisi o definiranoj lokaciji i karakteristikama samog zahvata.

Najvažnija mjera za smanjenje potencijalnih negativnih utjecaja vjetroelektrana na okoliš i prirodu je integrirano planiranje po načelima zaštite okoliša. Ista 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 unaprjeđenja 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.

Ipak, 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 2ha.

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 upravo 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 korištenje postrojenja malih snaga, a time i površina u zaštićenim područjima moglo pridonijeti unapređenju karakteristika područja 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 1000 m od obalne crte, za smještaj neintegriranih sunčanih elektrana također se ne preporučuju i sljedeća staništa:

- Staništa dominantno klasificirana kao površinske kopnene vode i močvarna staništa budući da potonja nisu pogodna za izgradnju SE iz okolišnih, ali i tehničkih razloga.
- Staništa dominantno klasificirana kao šume. Osim zakonskih restrikcija šume također imaju brojne opće korisne funkcije, te ih je svakako potrebno očuvati. Međutim, pri tome potrebno je također sagledati i radi li se o višim uzgojnim oblicima, ili degradiranim šumskim oblicima poput makije i gariga.
- Staništa dominantno klasificirana kao izgrađena i industrijska staništa budući da su potonja područja već izgrađena i time prikladnija za promatranje u vidu integriranih sustava.
- Staništa dominantno klasificirano 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. 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 RH
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 područje 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 za RH 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 koja nisu u ekološkoj mreži možemo promatrati kroz umjerenu osjetljivost, imajući na umu da će

moгуćnost 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

Opisane kategorije osjetljivosti daju okvirnu sliku pogodnosti prostora za smještaj neintegriranih sunčanih elektrana s gledišta namjene prostora, zaštite prirode i održivog korištenja prostora. Međutim, važno je istaknuti da je opisana osjetljivost ocijenjena temeljem dostupnih podataka, te ih treba smatrati smjernicama za integrirano planiranje razvoja SE na razini RH. Prihvatljivost individualnog zahvata za okoliš i prirodu će ovisiti o lokaciji, njenim biološkim karakteristikama, i karakteristikama zahvata, nevezano nalazi se projekt u području visoke ili niske osjetljivosti.

Najveći utjecaj sunčanih elektrana na okoliš i prirodu je upravo u zauzeću i transformaciji staništa na lokaciji zahvata. Prilikom promatranja osjetljivosti prostora za potencijalni smještaj neintegriranih sunčanih elektrana kroz staništa, treba imati na umu da prostori definiranih staništa se mogu sastojati i od tri staništa. Navedeno ukazuje da na nekom području gdje je dominantno stanište livada, možemo imati i šumu kao sekundarno stanište, te kopnene vode kao tercijarno.

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 potencijalno predstavljaju potencijalne za razvoj OIE 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 barijeru 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 (područja značajna za očuvanje ptica (POP) i područja očuvanja značajna za vrste i staništa (POVS)) te staništa posidonije (lat. *Posidonia oceanica*). Naselja posidonije nalaze se u Prilogu II (Popis svih ugroženih i rijetkih stanišnih tipova od nacionalnog i europskog značaja zastupljenih na području RH) i Prilogu III (Popis ugroženih i rijetkih stanišnih tipova zastupljenih na području RH značajnih za ekološku mrežu Natura 2000) Pravilnika o popisu stanišnih tipova, karti staništa te ugroženim i rijetkim stanišnim tipovima („Narodne novine“, broj 88/14). 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 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, predstavljaju 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 u obzir uzeti 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 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 bazenu²¹⁶ - predlaže pristup i daje smjernice za planiranje smještaja i izgradnje hidroelektrana, s ciljem koherentne implementacije i ispunjavanja, ponekad konfliktnih ciljeva, EU politika zaštite okoliša, prvenstveno voda, i korištenja obnovljivih izvora energije.
- Smjernice za korištenje malih hidroelektrana u Alpskoj regiji²¹⁷. Ovaj dokument daje pregled nacionalnih i regionalnih metoda, smjernica i kriterija za planiranje iskorištavanja vodnog potencijala malih vodotoka, te daje primjere dobre prakse iz zemljama Alpske regije.
- Protokol za evaluaciju održivosti hidroelektrana²¹⁸ - koristi se za ocjenjivanje projekata hidroelektrana 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 se ocjenjuje 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 energetskog 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, podrazumijeva izgradnju dodatnih proizvodnih kapaciteta.

216 Međunarodna komisija za zaštitu Dunava, 2013, dostupno na www.icpdr.org/main/sites/default/files/nodes/documents/icpdr_hydropower_final.pdf

217 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

218 HSAP; IHA, 2012, dostupno na <http://www.hydrosustainability.org/Protocol/Protocol.aspx>.

Uzimajući u obzir EU i nacionalne ciljeve postizanja dobrog stanja površinskih voda, te dobrog ekološkog potencijala i dobrog kemijskog stanja umjetnih i znatno promijenjenih vodnih tijela, prilikom planiranja novih kapaciteta od posebne je važnosti u obzir uzeti osjetljivost i stanje ekosustava vodotoka čiji će se hidropotencijal koristiti.

Registar vodnih tijela RH 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.

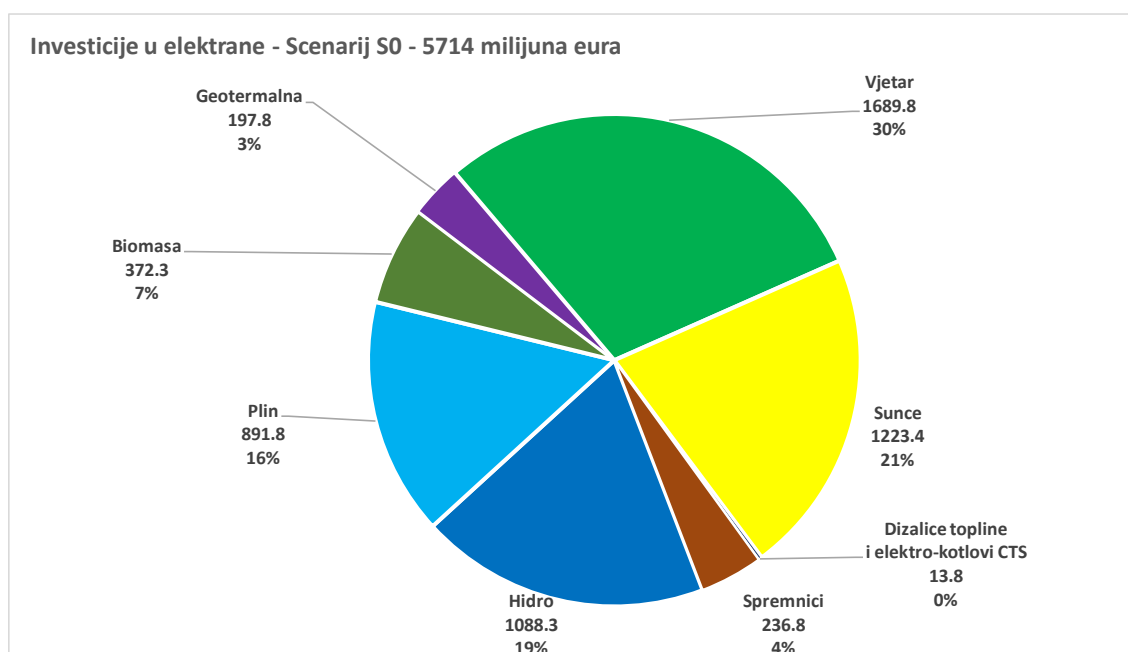
U nastavku dane preporuke za pristup planiranju i odabiru lokacija hidroelektrana, na temelju dobrih praksi:

1. Prioritet dati tehničkoj i ekološkoj obnovi postojećih proizvodnih objekata, s ciljem povećanja proizvodnje električne energije i dostizanja/održanja dobrog stanja vodnog tijela.
2. Prioritet za smještaj novih elektrana 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, odnosno dobrog stanja.
3. Nove proizvodne kapacitete 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 ciljeve zaštite voda – više-namjensko korištenje objekata, i postizanje dobrog stanja vodnih tijela,
 - 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.

12. PROCJENA ULAGANJA PO SEKTORIMA

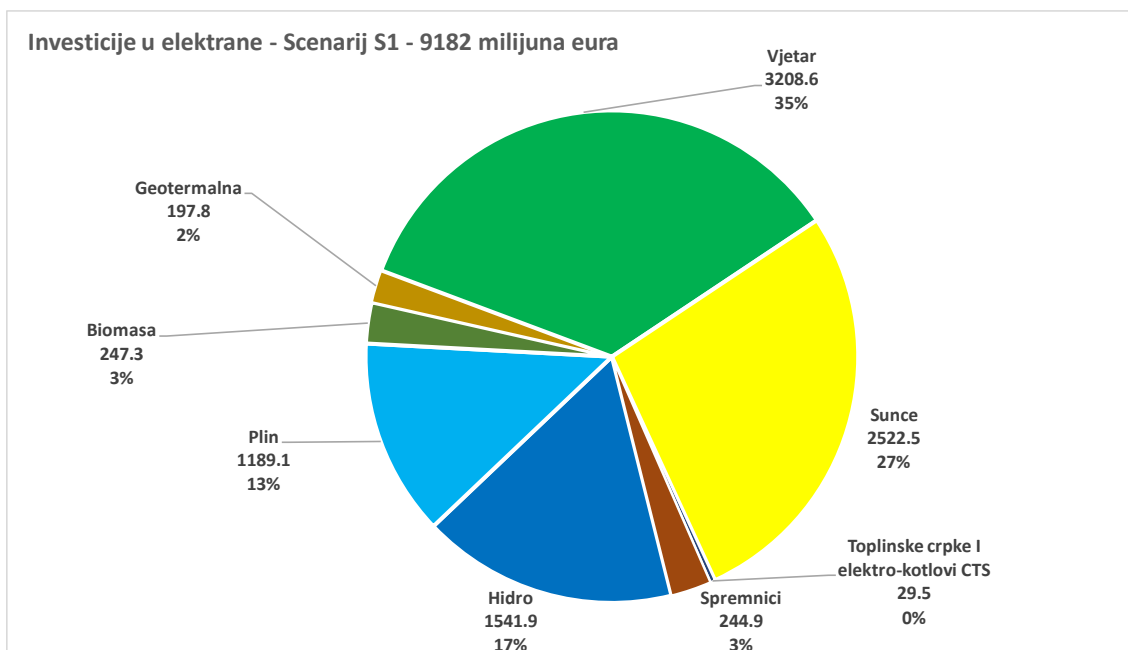
12.1. Procjena ulaganja u izgradnju novih elektrana (proizvodnja električne energije)

Procjena ukupnih ulaganja u izgradnju novih elektrana u razdoblju od 2020. do 2050. godine prikazana su na slici 12.1. (za Scenarij S0), na slici 12.2. (za Scenarij 1) i na slici 12.3. (za Scenarij 2). Prikazana ulaganja sadrže i ulaganja u tehnologije izvan elektrana, kao npr. velike dizalice topline za potrebe CTS-a i baterije.



Slika 12.1. Ulaganja u elektrane 2020.-2050. – Scenarij S0

U Scenariju S0 ukupna ulaganja iznose 5,71 milijardi EUR 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 10%. Preostalih 20% ulaganja odnosi se na plinske elektrane, spremnike energije i dizalice topline (za potrebe centraliziranih toplinskih sustava)



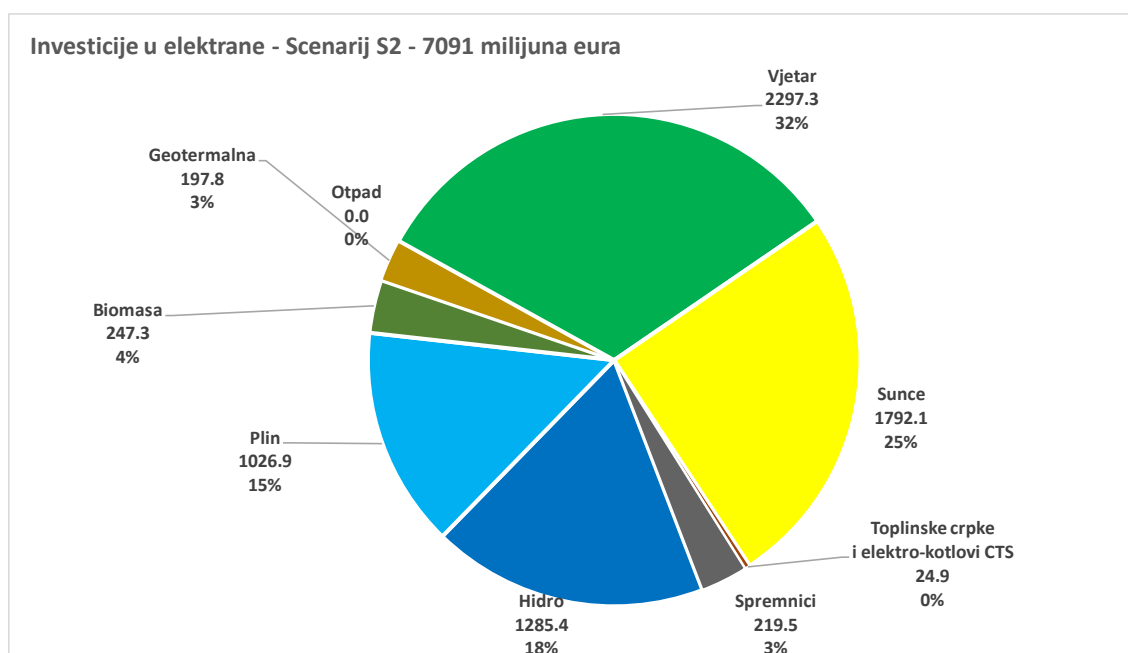
Slika 12.2. Ulaganja u elektrane 2020.-2050. – Scenarij 1

Prema Scenariju 1, od ukupno 9,18 milijardi eura 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.

Kako je već prikazano u analizi rezultata pojedinog scenarija, intenzitet investicija se povećava prema kraju razdoblja jer je potrebno sve više smanjiti emisije. Istovremeno je pretpostavljeno relativno snažno smanjenje specifičnih ulaganja u pojedine tehnologije, osobito PV i VE projekta. Analiza međusobne konkurentnosti tehnologija ukazuje da će do 2030. godine biti potrebno zadržati određeni mehanizam potpore korištenja čistijih tehnologija.

Trenutna kretanja cijene na tržištu emisijskih dozvola ukazuju da će pojedine OIE tehnologije ubrzo biti cjenovno konkurentna konvencionalnim tehnologijama (na projektnoj razini). Oblast 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.



Slika 12.3. Ulaganja u elektrane 2020.-2050. – Scenarij 2

12.2. Procjena ulaganja u prienosnu elektroenergetsku mrežu

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prienosnu elektroenergetsku mrežu (uključujući priključke novih konvencionalnih elektrana, vjetroelektrana, sunčanih i ostalih elektrana) u razdoblju do 2030. godine iznosila do 6,2 milijardi kuna u Scenariju S0, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak do 520 milijuna kuna/godišnje.

U Scenariju 1 ukupna ulaganja iznosila bi do 8,2 milijardi kuna, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak do 686 milijuna kuna/godišnje. U Scenariju 2 taj bi se trošak blago smanjio na 7,9 milijardi kuna, odnosno prosječno do 666 milijuna kuna godišnjih ulaganja.

Manji dio od ukupnog troška razvoja prienosne mreže prikupio bi se od strane investitora u izgradnju novih elektrana koji u potpunosti snose troškove priključka te sudjeluju u stvaranju tehničkih uvjeta u mreži, a značajno veći dio prikupio bi se kroz naknadu za prienos električne energije. S obzirom na postojeću razinu ulaganja u razvoj i izgradnju prienosne mreže u rasponu od 450 do 500 milijuna kuna/godišnje prikupljenih iz naknade za prienos električne energije eventualni porast ulaganja financijskih sredstava prikupljenih kroz ovu naknadu ovisit će o financijskim sredstvima prikupljenim od strane novih korisnika mreže (zajedno s postojećim korisnicima koji povećavaju priključnu snagu), te odobrenju HERA-e u postupcima izdavanja suglasnosti na desetogodišnje planove razvoja prienosnog sustava u skladu s metodologijom i kriterijima za odobravanje i praćenje planova razvoja operatora prienosnog sustava u Republici Hrvatskoj koji su trenutno u izradi.

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 sustava (prvenstveno regulaciju frekvencije i snage), a koja se preliminarno mogu procijeniti na iznos do 340 milijuna kuna/godišnje za Scenarij S0, do 425 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 1, odnosno do 375 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 2, temeljem postojećih cijena P/f regulacijskih rezervi i cijena energije proizvedene u regulaciji.

Preliminarna je procjena da bi ukupna ulaganja u prijenosnu mrežu u razdoblju od 2030. do 2050. godine iznosila do 8,3 milijardi kuna u Scenariju S0, do 14,7 milijardi kuna u Scenariju 1, a uz pretpostavku jednakih godišnjih ulaganja to bi značilo investicijski trošak do 414 odnosno do 737 milijuna kuna/godišnje. U Scenariju 2 taj bi se trošak smanjio do 9,9 milijardi kuna, odnosno prosječno do 494 milijuna kuna godišnjih ulaganja.

Osim financijskih sredstava potrebnih za pokrivanje troškova izgradnje prijenosne mreže dugoročno će biti potrebno osiguravati i financijska sredstva za uravnoteženje sustava (nabavu dijela pomoćnih usluga sustava), koja se za kraj razmatranog razdoblja do 2050. godine grubo mogu procijeniti na iznos do 280 milijuna kuna/godišnje za Scenarij S0, do 400 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 1, odnosno do 330 milijuna kuna/godišnje za Scenarij 2, temeljem pretpostavke o smanjenju prosječne pogreške planiranja proizvodnje VE na 2 % instalirane snage, te postojećih cijena P/f regulacijskih rezervi i cijena energije proizvedene u regulaciji.

Osim navedenih troškova uravnoteženja mogu se očekivati i povećani troškovi otklanjanja zagušenja u mreži kroz redispečing proizvodnih postrojenja i ostale raspoložive mjere, a koji se u ovom trenutku ne mogu unaprijed procijeniti.

12.3. Procjena ulaganja u distribucijsku elektroenergetsku mrežu

Analizom postojećeg stanja distribucijske mreže i unapređenja postignutog u prethodnom 20-godišnjem razdoblju, za potrebna ulaganja u razvoj distribucijske mreže vrijedi sljedeće procjene:

1. u slučaju Scenarija 1 procjenjuje se kako bi razina ulaganja oko 1 milijarde kuna godišnje mogla biti dostatna tijekom promatranog razdoblja,
2. u slučaju Scenarija S0 i Scenarija 2 procjenjuje se kako su moguća nešto niža potrebna ulaganja u razdoblju od 2040. do 2050. godine,
3. okvirno, prioriteta ulaganja u distribucijski sustav (u smislu povećanja udjela u strukturi ukupnih ulaganja) su sljedeći:
 - a. do 2030. – napredni mjerni sustav do 2025. godine i pilot projekti naprednih mreža,
 - b. do 2040. – napredna mreža (faza I: modernizacija i automatizacija, napredne funkcije vođenja),
 - c. 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 razina ulaganja pretpostavlja poticanje proizvodnje električne energije u distribucijskoj mreži koja se troši na lokaciji i podudara vremenski s potrošnjom električne energije („uravnoteženje proizvodnje i potrošnje“).

12.4. Procjena ulaganja u centralizirane toplinske sustave

Investicije u centralne toplinske sustave u narednom razdoblju se prvenstveno odnose u investicije u zamjenu postojećih toplinskih mreža sustavima sa smanjenim gubicima te vezane investicije u sustave kontrole i vođenja, kako na dijelu pogona mreže, tako i na dijelu upravljanja potražnjom (kod krajnjeg potrošača). U Hrvatskoj u ovom trenutku postoji približno 430 km toplinskih mreža i popratne opreme. U periodu do 2050. godine pretpostavlja se izgradnja dodatnih 50 km mreža. Pretpostavlja se da će se većina mreža rekonstruirati do 2050. godine. Rekonstrukcija mreža je u ovom trenu već započela i većinom se vodi uz sufinanciranje EU u skladu s programima Operativni program kohezija i konkurentnost i mehanizma Integralnih teritorijalnih ulaganja. U 2018. godini se provode ovakvi programi u centralnim toplinskim sustavima gradova Zagreba i Osijeka.

U tom smislu ukupna ulaganja u periodu od 2020. do 2050 godine se očekuju kako slijedi:

- Scenarij S0 – 0,95 milijardi kuna,
- Scenarij S1 – 2,3 milijarde kuna, i
- Scenarij S2 – 1,8 milijardi kuna.

Investicije na dijelu proizvodnje za centralizirane toplinske sustave nisu prikazane u gornjim izračunima, već su prikazane u dijelu dokumenta koji se odnosi na proizvodnju električne energije (ulaganja u kogeneracije, dizalice topline velikih snaga i spremnike topline).

12.5. Procjena ulaganja u razvoj sustava prirodnog plina

Razvoj plinskog dobavnog sustava u kratkoročnom razdoblju odnosi se na potrebe osiguravanja sigurnosti opskrbe plinom i zadovoljavanje kriterija N-1, tj. izgradnju terminala za UPP, interkonekcije vezane za terminal za UPP, PSP Grubišno Polje, potencijalno IAP i povećanje interkonekcija sa Slovenijom, te izgradnju 50 i 75 barskih plinovoda radi povećanja unutarnje pouzdanosti opskrbe plinom.

U srednjoročnom razdoblju razvoj će se temeljiti na povećanju kapaciteta uvoza i transport plina prema trećim zemljama. U dugoročnom razdoblju pristupat će se značajnijim rekonstrukcijama postojećeg 50 barskog sustava potrebnih uslijed zastarijevanja plinovoda. Razvoj novih interkonekcija sa susjednim zemljama (BiH, Srbija) ovisit će o ekonomskoj isplativosti.

Ukupne investicije za razvoj kratkoročnih i srednjoročnih sustava procjenjuju se na minimalno 10 milijardi kuna i na više uz značajniji tranzit UPP-a, kaspijskog ili istočno-mediteranskog plina.

12.6. Procjena ulaganja u sektor nafte i naftnih derivata

Investicije u naftni sektor prvenstveno se odnose na investicije u istraživanje novih rezervi ugljikovodika s ciljem povećanja domaće proizvodnje nafte i plina odnosno produljenja

komercijalne proizvodnje ugljikovodika do 2050. godine te investicije u modernizaciju rafinerijskih kapaciteta s ciljem osiguranja konkurentnosti domaće proizvodnje naftnih derivata.

Ukupne investicije u obnavljanje rezervi i modernizaciju rafinerijske prerade u razdoblju od 2020. do 2050. godine procjenjuju se na:

- istraživanje ugljikovodika – 37,5 do 112,5 milijardi kuna
- modernizaciju rafinerijske prerade – 3,5 milijardi kuna.

Navedene investicije odnose se na sve razmatrane scenarije.

12.7. Procjena ulaganja u obnovu fonda zgrada i ostale mjere energetske učinkovitosti

Scenarij S0

Za razliku od razvojnih scenarija S1 i S2, referentni scenarij S0 pretpostavlja daljnji razvoj energetske učinkovitosti u zgradarstvu samo na osnovu postojeće regulative i postojeće razine građevinske aktivnosti (i u obnovi postojećeg fonda zgrada i u novogradnji), bez dodatnih poticajnih mjera u smislu osiguravanja sufinansiranja iz javnih (nacionalnih i ESI sredstava). U tom smislu, procjena investicija u ovom scenariju ne predstavlja podlogu za donošenje odluka, već joj je jedina svrha da služi kao pokazatelj investicijske aktivnosti u ovom sektoru bez dodatnih mjera politike. Pretpostavka je ovog scenarija da će se godišnje obnavljati oko 90 000 m² stambenih zgrada, što predstavlja godišnje investicije od oko 135 milijuna kn, odnosno ukupne investicije u razdoblju od 2021. do 2050. od 4,187 milijardi kn. U sektoru nestambenih zgrada u ovom se scenariju ne predviđaju značajnije aktivnosti energetske obnove, upravo zbog nedostatka javnog sufinansiranja. Prema tome, evidentno je da su investicije u energetska obnovu u ovom scenariju dvadesetak puta manje nego u razvojnom scenariju S1, odnosno oko deset puta manje nego u razvojnom scenariju S2.

Što se novogradnje tiče, s obzirom na postojeću regulativu, ona će biti u nZEB standardu, a pretpostavlja se građevinska aktivnost od oko 570 000 m² stambenih zgrada godišnje, što odgovara današnjem trendu. U ovom scenariju, za razliku od S1 i S2, ne predviđa se značajna zamjena postojećih zgrada neprimjerenih za stanovanje, novima. Investicija u novogradnju u scenariju S0 iznosi oko 2 milijarde kn godišnje, odnosno 61,791 milijardi kn u razdoblju od 2021. do 2050. godine, što je 61 % manje nego u S1 odnosno oko 57 % manje nego u S2.

Scenariji S1 i S2

Najznačajniji doprinos smanjenju potrošnje energije daje energetska obnova zgrada. 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.

Ukupni investicijski trošak energetske obnove zgrada u oba scenarija izračunat je uz sadašnje vrijednosti pretpostavljenih cijena obnove do nZEB standarda (engl. *nearly-zero energy buildings* - nZEB). Za stambene zgrade ta je cijena 1 500 kn/m², dok je u nestambenim zgradama ona 2 500 kn/m², zbog postojanja složenijih tehničkih sustava u takvim zgradama²¹⁹. Rezultati izračuna za oba scenarija prikazani su u donjoj tablici.

Tablica 12.1. Procjena ulaganja u energetska obnova zgrada

Scenarij Razdoblje	S1			S2		
	2021.- 2030.	2031.- 2040.	2041.- 2050.	2021.- 2030.	2031.- 2040.	2041.- 2050.
Obuhvat obnove – stambene [milijuna m²]	17,42	18,21	19,00	8,71	9,11	9,50
Obuhvat obnove – nestambene [milijuna m²]	8,94	8,94	8,94	4,88	4,88	4,88
Investicijski trošak obnove – stambene i nestambene [milijardi kn]	26,13	27,32	28,50	13,06	13,66	14,25
Investicijski trošak scenarija [milijardi kn]	81,95			40,97		

Potrebno je naglasiti da se radi o okvirnoj procjeni, ali upravo ona daje sliku o tome kolike su investicije potrebne u sektoru zgradarstva kako bi se ostvarili postavljeni ciljevi. Procjena, stoga, treba služiti samo kao smjernica za buduće planiranje javnih sredstava iz dostupnih EU i nacionalnih izvora i za definiranje ciljeva pojedinačnih programa sukladno raspoloživim sredstvima.

Na postizanje ciljeva značajno će utjecati i izgradnja novih zgrada, koje temeljem zakonske obveze od 2021. godine nadalje moraju biti u nZEB standardu. S obzirom da je ovo regulatorna mjera, za nju nije potrebno predviđati financijske poticaje, no bez obzira na to napravljena je procjena potrebnih investicija, koje će najvećim dijelom doći iz privatnog sektora.

Tablica 12.2. Procjena ulaganja u nZEB novogradnju

Scenarij Razdoblje	S1			S2		
	2021.- 2030.	2031.- 2040.	2041.- 2050.	2021.- 2030.	2031.- 2040.	2041.- 2050.
Obuhvat nZEB novogradnje [milijuna m²]	13,77	15,01	16,24	10,93	14,72	15,11
Investicijski trošak nZEB novogradnje [milijardi kn]	48,20	52,54	56,84	38,26	51,53	52,89
Investicijski trošak scenarija [milijardi kn]	157,58			142,68		

U domeni planiranja javnih sredstava također je i energetska obnova sustava javne rasvjete. Investicije u energetska obnova javne rasvjete procijenjene su u rasponu od 2,11 do 2,88 milijardi kn²²⁰. Zbog malog udjela javne rasvjete u ukupnoj potrošnji energije, scenarijske

219 Prema Pozivu na dostavu projektnih prijedloga „Energetska obnova višestambenih zgrada“ (referentni broj: KK.04.2.2.01) maksimalno prihvatljivi investicijski trošak za energetska obnova iznosi 1.000,00 kn/m². Zbog ciljanog usmjeravanja energetske obnove prema nZEB standardu, ova je vrijednost uvećana 50%. Što se tiče nestambenih zgrada, vrijednost specifične investicije preuzeta je iz Poziva na dostavu projektnih prijedloga „Energetska obnova zgrada javnog sektora“ (referentni broj: KK.04.2.1.04).
220 Program energetske obnove javne rasvjete u Republici Hrvatskoj, EIHP za Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, studeni 2017.

analize nisu uzele u obzir ovo područje, no provedbeno je ono svakako važno i treba ga istaknuti također zbog pravilnog i pravodobnog planiranja korištenja javnih sredstava.

Što se ostalih mjera energetske učinkovitosti tiče, one su regulatornog (sustav obveza energetske učinkovitosti, obveza energetskih pregleda za velika poduzeća), informativno-organizacijskog (SGE u javnom sektoru, zelena javna nabava, mreže industrijske energetske učinkovitosti) ili fiskalnog (stimulativni sustav za uvođenje sustavnog gospodarenja energijom u poslovnom sektoru) karaktera pa se njihov investicijski trošak ne ocjenjuje. Osim toga, učinak ovih mjera na potrošnju energije izrazito je manji nego utjecaj energetske obnove zgrada, koja predstavlja dominantnu mjeru energetske učinkovitosti i ostvarenje ciljeva.

12.8. Procjena ulaganja u infrastrukturu za uvođenje alternativnih goriva u prometu

Procjena ulaganja u infrastrukturu za transfer alternativnih izvora energije na prometna vozila i plovila, prikazana je u donjoj tablici. Troškovi ulaganja obuhvaćaju nabavu i instalaciju punionica za transfer električne energije (kućne punionice, punionice za sporo punjenje do 22 kW, punionice snage 50 kW za brzo punjenje, punionice snage iznad 50 kW za brzo punjenje), punionice stlačenog prirodnog plina (zajedno sa stlačenim biometanom), ukapljenog prirodnog plina i vodika, te troškove priključka na elektroenergetsku mrežu.

Tablica 12.3. Procjena ulaganja u infrastrukturu za transfer alternativnih izvora energije na prometna vozila/plovila

Scenarij	S0			S1			S2		
	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Električna energija [milijuna kn]	186,5	418,6	891,6	255,0	788,3	3642,9	247,5	697,0	2211,9
SPP (SBM) [milijuna kn]	130,0	127,5	86,7	190,0	85,0	130,1	190,0	68,0	115,6
UPP [milijuna kn]	60,0	42,5	36,1	110,0	119,0	144,5	110,0	68,0	57,8
Vodik [milijuna kn]	18,0	30,6	65,0	36,0	61,2	91,0	18,0	30,6	91,0
Ukupno po razdobljima [milijuna kn]	394,5	619,2	1.079,5	591,0	1053,5	4008,5	565,5	863,6	2476,3
Ukupno po scenarijima [milijardi kn]	2,093			5,653			3,905		

Ulaganja u proizvodnju biogoriva

Procjena ulaganja u proizvodnju biogoriva se odnosi na proizvodnju naprednih biogoriva iz liste A, Dodatka IX RED II Direktive te postrojenja za anaerobnu digestiju sirovine iz liste A, Dodatka RED II Direktve za proizvodnju bioplina i njegovo pročišćavanje u biometan.

Tablica 12.4. Procjena ulaganja u infrastrukturu za proizvodnju naprednih biogoriva iz liste A, Dodatka RED II Direktive

Scenarij	S0			S1			S2		
	2021.-2030.	2031.-2040.	2041.-2050.	2021.-2030.	2031.-2040.	2041.-2050.	2021.-2030.	2031.-2040.	2041.-2050.
Biorafinerija – biodizel [milijuna kn]	3007	250		2669	302		2743	275	
Biorafinerija - bioetanol [milijuna kn]	1012	201		814	309		978	218	
AD i pročišćavanje bioplina u biometan [milijuna kn]	6,1	26,5	27,5	6,5	62	788	6,5	51	173
Ukupno po razdobljima [milijuna kn]	4025,4	477,7	27,5	3489,5	673	788	3727,5	544	173
Ukupno po scenarijima [milijuna kn]	4530,6			4950,5			4444,5		

12.9. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore

Scenarij S0

U Scenariju S0 prema prethodno opisanoj dobivenoj finalnoj potrošnji, jednakom metodologijom kao sa S1 i S2 procijenjena su potrebna ulaganja na razinu 6,3 milijarde kuna uz prosječnu godišnju prodaju oko 45 tisuća m² kolektora.

Tablica 12.5. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij S0

Ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij S0						
	Industrija	Kućanstvo	Usluge	Ukupno (2019. do 2050.)	Zamjena postojećih sustava	Ukupno
Godina	2050.	2050.	2050.	2050.		2050.
Finalna potrošnja (Mten)	0,0093	0,0295	0,0263	0,0650		
Finalna potrošnja (GWh)	108,0	342,7	305,6	756,4		
Površina kolektora (000 m ²)	163,8	519,8	463,5	1.147,1	250,0	1.397,1
Ulaganja do 2050. (milijardi kn)	0,737	2,339	2,086	5,162		6,287

Scenarij S1

U Scenariju 1 ukupna potrošnja energije koje se pokriva iz sunčevih toplinskih kolektora iznosi 0,1435 Mtoe (svi sektori zajedno). Uzimajući u obzir sve utjecajne veličine o položaju i načinu rada sustava, ukupna potrebna površina sunčevih kolektora za proizvodnju navedene energiju iznosi 2,529 milijuna m². Životni vijek sustava procjenjuje se na 25 godina. U tom smislu potrebno je u procjenu ulaganja uključiti i zamjenu svih postojećih sustava ugrađenih do 2019.

godine., tj. oko 250 tisuća m². Trenutno se na hrvatskom tržištu prodaje i postavlja oko 20 tisuća m² godišnje, što znači da zajedno sa zamjenom postojećih i ugradnjom novih sustava za ostvarenje navedenih ciljeva potrebna je ugradnja 90 tisuća m² godišnje (pretpostavka linearnog rasta ukupne količine).

Trošak sustava danas se procjenjuje na 5 000 kn/m² s očekivanom smanjenjem na oko 4 500 kn/m² uzimajući u obzir smanjenje troška tehnologije od 1 % godišnje, kao i povećanje BDP-a i visine prosječne plaće (tj. navedeni trošak uzima u obzir ukupni trošak rada i opreme). Tako procijenjena ulaganja do 2050 g. iznosila bi 12,5 milijardi kuna.

Tablica 12.6. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij 1

Ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij 1						
	Industrija	Kućanstvo	Usluge	Ukupno (2019. do 2050.)	Zamjena postojećih sustava	Ukupno
Godina	2050.	2050.	2050.	2050.		2050.
Finalna potrošnja (Mten)	0,0295	0,068	0,046	0,1435		
Finalna potrošnja (GWh)	343,0	790,8	534,9	1.668,9		
Površina kolektora (000 m ²)	520,3	1.199,3	811,3	2.530,9	250,0	2.780,9
Ulaganja do 2050. (milijardi kn)	2,341	5,397	3,651	11,389		12,514

Scenarij S2

U Scenariju 2 pretpostavljen je manji udio toplinske energije proizvedene iz Sunca, te su i potrebna ulaganja razmjerno manja i iznose oko 9,1 milijarde kuna zajedno sa zamjenom postojećih sustava, što daje prosječnu godišnju prodaju od oko 65 tisuća m² kolektora.

Tablica 12.7. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij 2

Ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij 2						
	Industrija	Kućanstvo	Usluge	Ukupno (2019. do 2050.)	Zamjena postojećih sustava	Ukupno
Godina	2050.	2050.	2050.	2050.		2050.
Finalna potrošnja (Mten)	0,0217	0,045	0,034	0,1007		
Finalna potrošnja (GWh)	252,3	523,3	395,4	1.171,1		
Površina kolektora (000 m ²)	382,7	793,7	599,7	1.776,0	250,0	2.024,9
Ulaganja do 2050. (milijardi kn)	1,722	3.571	2,698	7,992		9,117

12.10. Procjena ukupnih ulaganja

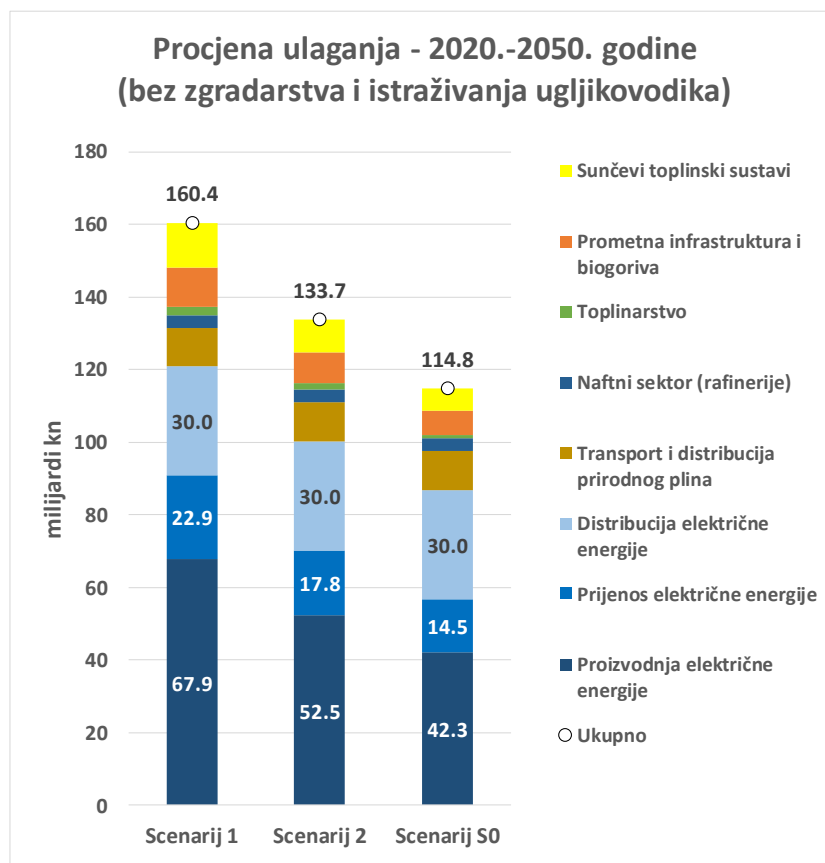
Procjena ukupnih ulaganja za razdoblje 2020.-2050., za dva razvojna scenarija i po područjima prikazana je u tablici 12.8. i na slici 12.4. Kako bi se imao jasniji pregled ulaganja u sektoru zgradarstva prikazana su izdvojeno u tablici 12.9. i na slici 12.5.

Ukupna ulaganja u Scenariju 1 iznose 160,4 milijardi kuna ili 5,34 milijardu kuna godišnje. Ulaganja u Scenariju 2 su za oko 17 % niža i iznose 133,7 milijardi kuna ili 4,45 milijardi kuna godišnje.

Tablica 12.8. Procjena ukupnih ulaganja u razdoblju 2020.-2050. godine (bez zgradarstva)

Procjena ulaganja u razdoblju 2020.-2050. godine (bez zgradarstva i istraživanja ugljikovodika)						
Kategorija	Ukupna ulaganja			Godišnja ulaganja		
	milijardi kuna			milijardi kuna/god		
	Scenarij S0	Scenarij S1	Scenarij S2	Scenarij S0	Scenarij S1	Scenarij S2
Proizvodnja električne energije	42,3	67,9	52,5	1,409	2,264	1,749
Prijenos električne energije	14,5	22,9	17,8	0,483	0,763	0,593
Distribucija električne energije	30,0	30,0	30,0	1,000	1,000	1,000
Transport i distribucija prirodnog plina	10,7	10,7	10,7	0,357	0,357	0,357
Naftni sektor	3,5	3,5	3,5	0,117	0,117	0,117
Toplinarstvo	1,0	2,3	1,8	0,032	0,077	0,060
Prometna infrastruktura	6,6	10,6	8,3	0,221	0,354	0,278
Sunčevi toplinski sustavi	6,3	12,5	9,1	0,210	0,417	0,304
Ukupno	114,8	160,4	133,7	3,83	5,34	4,45

Najveći dio ulaganja odnosi se na elektroenergetski sustav, 120,8 milijardi kuna u Scenariju 1 (75 % od ukupnih ulaganja), tj. 100,3 milijardi kuna u Scenariju 2 (75 % od ukupnih ulaganja).



Slika 12.4. Procjena ulaganja po sektorima u razdoblju 2020.-2050. godine (bez sektora zgradarstva i istraživanja ugljikovodika)

Ulaganja u sektoru nafte prikazana na prethodnoj slici i u tablici, obuhvaćaju ulaganja u modernizaciju rafinerija. Druga komponenta, ulaganja u istraživanje i razvoj ugljikovodika, iskazana su u poglavlju 12.6. i ovisno o dinamici i realizaciji kreću se u rasponu 37,5 do 112,5 milijardi kuna. Ova ulaganja potrebno je realizirati u svim scenarijima jer se pretpostavlja povećanje domaće proizvodnje ugljikovodika. Ova pretpostavka izravno utječe na doprinos vlastitoj opskrbljenosti svim oblicima energije.

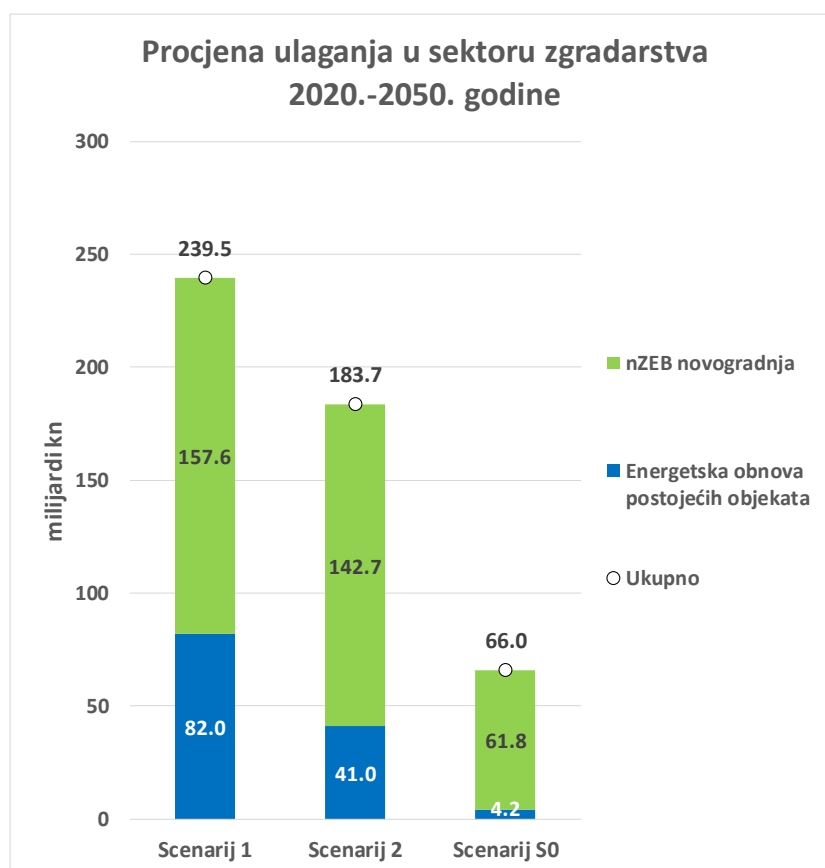
Na slici 12.4. prikazane su i ukupne očekivane investicije za Scenarij S0. Prikazani iznos treba uzeti s rezervom jer za pojedine kategorije na ovoj razini analiza nije bilo moguće detaljno razmotriti ulaganja u pojedinim sektorima (npr. distribucija električne energije), a za pojedine sektore pretpostavljene su jednake aktivnosti u svim scenarijima ili rezultati obuhvaćaju jednake projekte (npr. modernizacija rafinerija i razvoj transportnog sustava prirodnog plina).

Sektor zgradarstva prikazan je izdvojeno s obzirom na visoku razinu ulaganja koja je potrebna u ovom dijelu.

Tablica 12.9. Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2020.-2050. godine

Kategorija	Ukupna ulaganja milijardi kn			Godišnja ulaganja milijardi kn/god		
	Scenarij S0	Scenarij S1	Scenarij S2	Scenarij S0	Scenarij S1	Scenarij S2
	Energetska obnova zgrada	4,2	82,0	41,0	0,140	2,7
nZEB novogradnja	61,8	157,6	142,7	2,06	5,3	4,8
Ukupno	66,0	239,5	183,7	2,2	8,0	6,1

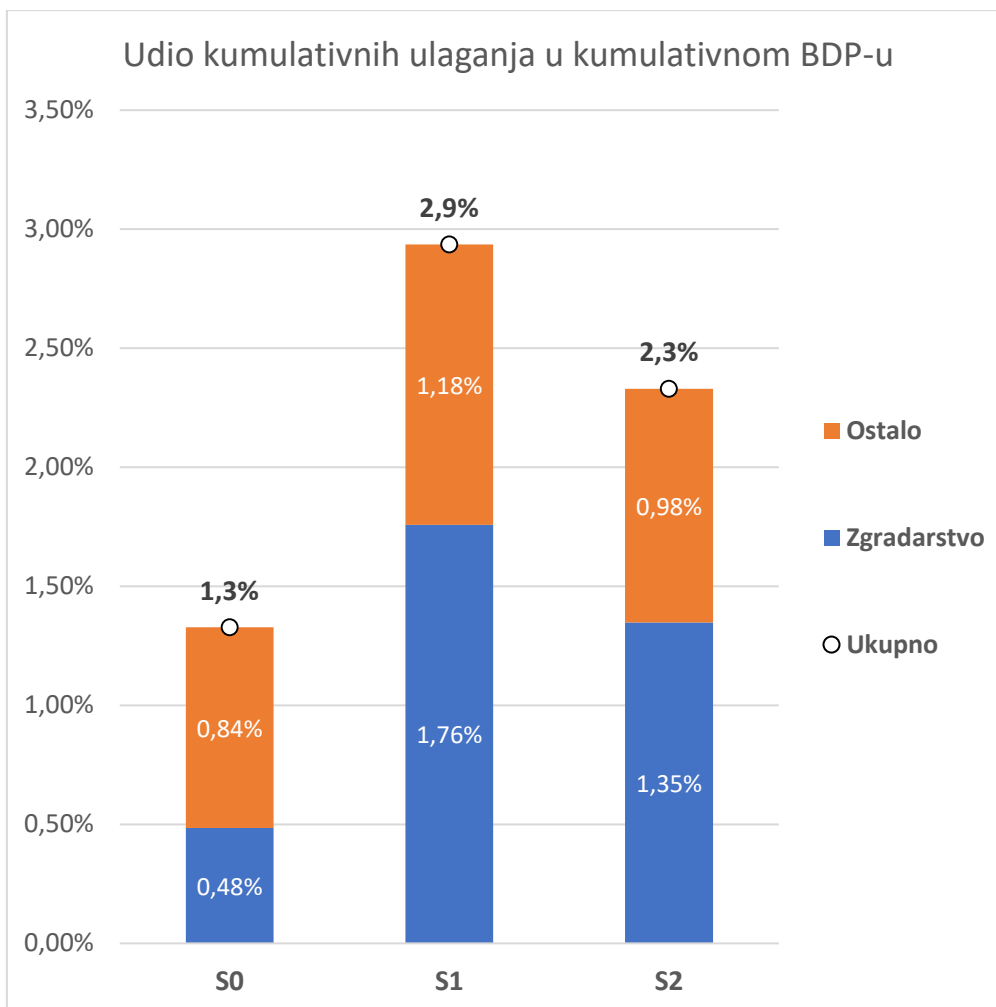
Za energetska obnovu zgrada u Scenariju 1 potrebno je izdvojiti 82,0 milijardi kuna ili 2,7 milijardi kn godišnje, a u Scenariju 2 skoro upola manje sredstava – 41,0 milijarda kuna ili 1,4 milijardi kuna godišnje. U novogradnju (od 2020. obvezna primjena nZEB) potrebno je uložiti 157,6 milijardi kuna 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 12.5 Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2020.-2050. godine

12.11. Odnos ulaganja i bruto domaćeg proizvoda

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 2020. do 2050. godine za tri scenarija). Udio potrebnih ulaganja najveći je u scenariju S1 – 2,94 % ukupnog BDP-a. U Scenariju S1 ovaj udio iznosi 2,33 %, a u referentnom scenariju S0 udio je očekivano najmanji – 1,33 %.



Slika 12.6 Procjena prosječnih ulaganja kao postotak BDP-a za cijelo razdoblje

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 rasta istoga.***

13. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Pretpostavke, analize i rezultati prikazani u Zelenoj knjizi predstavljaju podlogu za javnu raspravu i promišljanje o promjenama 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 očekivanih promjena je potreba smanjenja emisije stakleničkih plinova iz energetskog sektora, kao dio napora u usporavanju globalnih klimatskih promjena i općenitoj prilagodbi društva i gospodarstva.

Namjena i namjera Zelene knjige je potaknuti raspravu te u suradnji stručne i opće javnosti u što većoj mjeri usuglasiti smjer razvoja 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. Odabrani scenariji su moguće putanje razvoja sektora, koji će odvijati u uvjetima mnogih nesigurnosti, nesagledivih u potpunosti u ovom trenutku.

Republika Hrvatska ima određene posebnosti u smislu postojećeg stanja gospodarstva i društva općenito, zemljopisnog položaja, raspoloživih izvora energije, znanja i vještina, demografskih trendova, gospodarskog i ljudskog potencijala i preuzetih međunarodnih obveza u različitim dimenzijama razvoja (energetika, okoliš i dr.).

Radi lakšeg praćenja i razumijevanja sadržaja Zelene knjige, u nastavku se navode najvažnije pretpostavke, analize i rezultati koji će se koristiti prilikom daljnjeg razvoja i definiranja ostalih dokumenata, tj. Bijele knjige i prijedloga Nacrta 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 dvije sastavnice 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 bruto domaćeg proizvoda po stanovniku prosjeku zemalja članica Europske unije. Očekivane stope poraste su ostvarive, ali zahtijevaju prilagodbu gospodarskih subjekata i razvoj novih znanja i vještina.

Scenariji razvoja

4. Energetska politika i strategija Republike Hrvatske određena je ciljevima Europske unije u pogledu smanjenja emisije stakleničkih plinova, raspoloživosti resursa, stanjem

energetske infrastrukture, ciljevima sigurnosti i kvalitete opskrbe i osiguranjem konkurentnosti gospodarstva. Navedene komponente objedinjene su u scenariju ubrzane tranzicije, kojim RH povećava energetske učinkovitosti, intenzivno koristi obnovljive izvore energije i smanjuje emisiju stakleničkih plinova za 75% u 2050. godini (u odnosu na 1990. godinu). 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 postaviti i ambiciozniji ciljevi.

5. Scenarij ubrzane tranzicije traži pokretanje cjelokupnog društva, donosi promjene u radu svih poslovnih subjekata i utječe na sve kupce/korisnike, zahtjeva visoku razinu ulaganja te tehnološke i organizacijske pretpostavke za realizaciju.
6. Ostvarenje scenarija ubrzane tranzicije 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 obnovljivih izvora energije 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).
7. Scenarij umjerene tranzicije ima niže ciljeve smanjenja emisija stakleničkih plinova. Ovaj scenarij odlikuje se većom očekivanom potrošnjom energije i većom potrošnjom fosilnih goriva, osobito prirodnog plina, dok je očekivana potrošnja električne energije manja.

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 obnovljivih izvora energije, 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 promjene na strani potrošnje energije.
12. Tranzicija energetskega 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 udio investicija, a smanjuju se troškovi pogona. Promjena se odnosi na mjere energetske učinkovitosti (npr. obnova zgrada), program razvoja elektro-mobilnosti 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 u potrebnoj dinamici ostvariti bez određenog oblika financijske potpore.

13. Ključni ekonomski mehanizam za kontrolu brzine promjena je cijena emisijskih jedinica. Očekivani ubrzani rast cijene emisijskih jedinica, u početku će za posljedicu imati i rast cijena energije dobivene iz izvora koji koriste fosilna 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 pozitivni utjecaj na troškove 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 koje se prenose mrežom. Navedene promjene zahtijevat će promjenu metodologija za izračun naknada za korištenje mreže.
16. Doprinos smanjenju emisije ugljikova dioksida iz stacionarnih izvora moguće je ostvariti izdvajanjem i skladištenjem 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 ugljikova dioksida iz atmosfere kroz proizvodnju biomase za energetske potrebe i ostale potrebe bioekonomije.

Sigurnost i kvaliteta opskrbe

18. 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.
19. 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 pod-sustava. 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.
20. Za sigurnost opskrbe električnom energijom i uravnoteženje rada elektroenergetskog sustava (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.

21. Za održavanje i dostizanje potrebne razine sigurnost opskrbe prirodnim plinom razmatraju se opcije povećanja domaće proizvodnje, izgradnja terminala za ukapljeni prirodni plin (UPP), novi dobavni pravci i izgradnja podzemnih skladišta.
22. Komponenta sigurnosti opskrbe energijom postat će dio cijene energije.

Energetsko tržište

23. 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.
24. Razvoj infrastrukture treba podržavati razvoj tržišta (povezivanje sustava, novi pravci dobave energije i povećanje fleksibilnosti sustava).

Energetska učinkovitost

25. 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.
26. 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 je zahtjevan financijski, organizacijski i izvedbeni 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.
27. 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

28. 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.
29. Potrebe za električnom energijom zadovoljavaju se proizvodnjom s niskom emisijom ugljika. Republika Hrvatska raspolaže dovoljnim potencijalom obnovljivih izvora energije u obliku vodnih snaga, vjetrova, 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.
30. 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.
31. 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.
32. Povećano korištenje promjenjivih izvora energije (vjetar i sunce) zahtijevat će povećanje fleksibilnosti sustava i tržišne mehanizme koji će omogućiti naknadu troškova 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.
 33. Konkurentnost fosilnih goriva u proizvodnji električne energije u najvećoj mjeri ovisi o cijenama goriva i emisijskih jedinica.
 34. Očekuje se da će konkurentnost termoelektrana na ugljen opadati i da će zadržavanje postojećih objekata ovisiti o tehnološkim mogućnostima smanjenja emisije ugljikova dioksida (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.
 35. Nuklearna energija je jedna od nisko-ugljičnih 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.
 36. Prijenosna elektroenergetska mreža treba biti dimenzionirana u cilju podržavanja 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.
 37. Dugoročno se očekuje razvoj tehnika i procedura vođenja elektroenergetskog sustava, uz primjenu niza modernih alata koji će omogućiti visoku razinu automatizacije sustava vođenja, te unaprjeđenje komunikacije s drugim sudionicima na tržištu električne energije i koordinacije 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.
 38. Radi pružanja sigurnosti opskrbe i nepristranog oslonca tržištu električne energije, operator distribucijskog sustava 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.
 39. U distribucijskom sustavu nužno je uvođenje sustava naprednog mjerenja, modernizacija i automatizacija mreže te unaprjeđenje 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

40. Prirodni plin može imati značajnu ulogu u prelasku na niskougljično gospodarstvo kao fosilno gorivo s najmanjom emisijom ugljikova dioksida, te kroz korištenje plinskog

sustava za transport dekarboniziranih plinova (uglično-neutralan metan bilo kao sintentički metan (PtCH₄) ili biometan iz anaerobne digestije).

41. Dugoročno se očekuje smanjenje korištenja prirodnog plina u svim sektorima potrošnje. Ovisno o razvoju opcija za povećanje fleksibilnosti elektroenergetskog sustava 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.
42. Osiguranje zadovoljavajuće razine sigurnosti opskrbe plinom moguće je razvojem domaće proizvodnje i/ili izgradnjom novih dobavnih kapacitete te razvojem podzemnih skladišta plina.
43. 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.
44. 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.
45. Razvoj distribucijske mreže prirodnog plina ovisit će o konkurentnosti prirodnog plina i poslovnom interesu energetske subjekata.
46. Potrebno je osigurati nesmetanu opskrbu postojećih kupaca prirodnog plina, troškovno učinkovitu obnovu distribucijske mreže i unaprjeđenje sustava mjerenja.
47. Potrebno je osigurati dovoljne proizvodne i/ili dobavne kapacitete sustava prirodnog plina kako se ne bi ugrozila stabilnost opskrbe.

Nafta i naftni derivati

48. Trend opadanja domaće proizvodnje nafte i prirodnog plina moguće je zaustaviti ulaganjima u postojeće proizvodne kapacitete i u nove istražne aktivnosti.
49. Potrebno je nastaviti unaprjeđenje sustava obveznih zaliha nafte i naftnih derivata s ciljem podizanja razine sigurnosti opskrbe u slučaju kriznih stanja.
50. Ubrzani dovršetak modernizacije rafinerija povećat će konkurentnost na domaćem i stranim tržištima.
51. Potrebno je osigurati bolje iskorištavanje geostrateškog, tranzitnog i posebno pomorskog položaja Republike Hrvatske, uz dogradnju naftovodno-skladišne infrastrukture.

Toplinarstvo

52. Potrebno je provesti rekonstrukciju centralnih toplinskih sustava, osobito na strani distribucije, u smislu obnove postojećih mreža. U dijelu proizvodnje potrebno je stvoriti uvjete za veću integraciju OIE i visokoučinkovite kogeneracije.
53. Usporedo s obnovom fonda zgrada potrebno je prijeći s visoko-temperaturnih sustava na nisko-temperaturne.
54. U razdoblju do 2030. godine treba raditi na uvjetima u sustavu koji će omogućiti široku integraciju toplinskih pumpi velikih snaga
55. Potaknuti nacionalna istraživanja potencijala geotermalne energije, osobito temperaturnih izvora nižih razina pogodnih za korištenje u toplinarstvu.
56. Provesti institucionalne mjere nužne za povećanje efikasnosti sustava, povećanje poticajnog poslovnog okruženja i daljnje otvaranje tržišta.
57. Stvoriti uvjete za prelazak sadašnjih sustava, tzv. druge generacije, na sustave treće i četvrte generacije.

Obnovljivi izvori

58. 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 energetske, a osobito elektroenergetske sektora.
59. Opcije proizvodnje električne energije iskorištavanjem energije vode, vjetra i sunca u potpunosti su konkurentne na tržištu te je potrebno njihov budući razvoj prepustiti isključivo tržišnim načelima. Ključni poticaj povećanoj izgradnji novih izvora 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.
60. U realizaciji projekata hidroelektrana potrebno je prepoznati i valorizirati njihovu višestruku namjenu i korist.
61. Geotermalna energija kao stalni i sigurni izvor obnovljive električne i toplinske energije može pružiti konkretan doprinos u postizanju niskougličnih ciljeva. Potrebno je omogućiti i podupirati nova istraživanja geotermalnih resursa i tehnologija prilagođenih novim primjenama.
62. Potrebno je razviti sustav gdje se proizvodnja energije iz biomase stavlja u kontekst bioekonomije u kojoj je proizvodnja energije jedna od dodanih vrijednosti u ukupnom ciklusu bioekonomije ili drvna biomasa dolazi iz kaskadnog korištenja za potrebe energetike.
63. 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 bioekonomiju.
64. Moguće je postupno povećanje udjela biometana čime bi se dodatno smanjila emisija stakleničkih plinova i povećala vlastita opskrbljenost. Potrebno je analizirati mogućnost te utiskivanje biometana u mrežu prirodnog plina.

Zaštita okoliša

65. 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.
66. 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

67. Tranzicija energetske 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 koje mogu predstavljati značajan izazov za pojedine segmente gospodarstva i/ili kupaca. Ograničavajući faktor 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.
68. Programe provedbe i primjenu novih tehničkih i tehnoloških rješenja potrebno je povezati s mjerama smanjenja energetske siromaštva i primjenom novih poslovnih

modela. Politiku smanjivanja i ublažavanja energetske siromaštva treba transformirati u aktivnu politiku energetske obnove zgrada i mijenjanja uvjeta gospodarenja energijom u populaciji koja je obuhvaćena energetske siromaštvom, kako bi se smanjio dio stanovništva obuhvaćen mjerama politike, a također smanjili i financijski izdatci za podupiranje tih mjera. Rješavanju problema energetske siromaštva treba pristupiti integralno, ne praveći razliku između pojedinih oblika energije.

Tehnološki razvoj

69. Tehnološki razvoj je jedna od sastavnica i pretpostavki ubrzane tranzicije. Očekuje se povećanje učinkovitosti svih uređaja, učinkovitija 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.).
70. 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 znanstveno-istraživačke institucije i gospodarstvo. Potrebno je povezati i dinamizirati procese unutar zemlje, prema međunarodnim institucijama i programima istraživanja te vodećim tvrtkama u razvoju i primjeni tehnologija.
71. 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

72. 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).
73. U razdoblju do 2030. godine potrebno je izgraditi novu infrastrukturu za korištenje alternativnih oblika energije u prometu (ukapljeni i stlačeni prirodni plin/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.
74. Razvojem pametnih mreža potrebno je omogućiti sudjelovanje sektora prometa u troškovno učinkovitom pružanju usluga fleksibilnosti i uravnoteženja elektroenergetskog sustava.
75. Ciljevi udjela obnovljivih izvora energije u prometu su ambiciozni te je potrebno iskoristiti sve raspoložive i troškovno učinkovite opcije kako bi se dostigli ukupno zadani ciljevi, kao i putanje dostizanja ovih ciljeva u dijelu naprednih biogoriva.

Provedba strategije

76. Ostvarenje strateških ciljeva razvoja energetske sektora ovisi o provedbenim mjerama na svim razinama: zakonodavnim na razini Europske unije i Republike Hrvatske, institucionalnim i financijskim. Potrebno je voditi računa o usklađenosti energetske sektora s ostalim područjima, zakonima i institucijama od značaja za procese izgradnje i korištenje energetske objekata, uređaja i trošila.

77. Potrebno je osigurati dinamiku promjena u energetsom 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.
78. 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 u cilju promjene onih dijelova koji usporavaju ili blokiraju provedbu.
79. Tranzicija energetskeg 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

80. Imajući u vidu ambicioznost ciljeva tranzicije, opseg i složenost zakonodavnih prijedloga i dokumenata EU kao i složenost te prioritete i dugoročne smjernice razvoja energetskeg 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.

14. POPIS SLIKA

Slika 2.1. Institucionalni okvir za energetska učinkovitost u RH	42
Slika 3.1. Bilančne rezerve nafte i kondenzata u RH od 2000. do 2017. godine	45
Slika 3.2. Bilančne rezerve prirodnog plina u RH od 2000. do 2017. godine.....	46
Slika 3.3. Projekcija proizvodnje nafte i kondenzata do 2050. godine	47
Slika 3.4. Projekcija proizvodnje prirodnog plina do 2050. godine	48
Slika 3.5. Rast snage vjetroelektrana u RH u razdoblju 2007.-2016. godine.....	55
Slika 3.6. Godišnja proizvodnja iz vjetroelektrana u razdoblju 2007.-2016. godine. Odnosi se na postrojenja koja su stekla status povlaštenosti do kraja 2016.g.	56
Slika 3.7. Vjetroelektrane s Ugovorom o otkupu u Republici Hrvatskoj.....	56
Slika 3.8. Standardna devijacija normalizirane godišnje proizvodnje po OIE tehnologijama u Republici Hrvatskoj.....	57
Slika 3.9. Prosječni godišnji FLH za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj	57
Slika 3.10. Prostorna razdioba srednje ozračenosti vodoravne plohe za područje Hrvatske.	61
Slika 3.11. Rast instalirane snage fotonaponskih sustava	62
Slika 3.12. Udio u instaliranoj snazi i broju postrojenja prema tarifnim sustavima	63
Slika 3.13. Udio u instaliranoj snazi i broju postrojenja prema mjestu ugradnje	63
Slika 3.14. Proizvodnja goriva iz biomase.....	68
Slika 3.15. Razvoj kapaciteta proizvodnje električne energije iz drvene biomase i bioplina u Hrvatskoj	69
Slika 3.16. Procjena kapaciteta proizvodnje električne energije iz drvene biomase i bioplina u Hrvatskoj	70
Slika 3.17. Procjena proizvodnih kapaciteta električne energije iz drvene biomase i bioplina .	71
Slika 3.18. Proizvodnja goriva iz biomase.....	72
Slika 3.19. Proizvodnja tekućih biogoriva u Hrvatskoj (2009. – 2014.).....	73
Slika 3.20. Proizvodnja biogoriva u prometu prema trajektoriji iz Nacionalnog cilja stavljanja biogoriva na tržište do 2020. godine i izvršenju tog plana	74
Slika 3.21. Količine nastalih biorazgradivih komponenti proizvodnog otpada po županijama Kontinentalne Hrvatske	84
Slika 3.22. Količine nastalih biorazgradivih komponenti proizvodnog otpada po županijama Jadranske Hrvatske.....	85
Slika 3.23. Biorazgradiva komponenta komunalnog otpada prema prijavljenim podacima za 2016. godinu po županijama u Republici Hrvatskoj	88
Slika 3.24. Odlaganje biorazgradivog komunalnog otpada kroz godine u odnosu na propisane ciljeve u Republici Hrvatskoj.....	90
Slika 3.25. Struktura potrošnje biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama	91
Slika 3.26. Karta geotermalnih gradijenata Republike Hrvatske.....	98
Slika 3.27. Hrvatska prijenosna elektroenergetska mreža (stanje prosinac 2018.).....	103

Slika 3.28. Osnovni podaci o distribucijskom sustavu na dan 31. prosinca 2017. godine.....	105
Slika 3.29. Gubici električne energije u distribucijskoj mreži u razdoblju 2007. - 2016.	106
Slika 3.30. Prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja po korisniku mreže (SAIDI) u razdoblju 2007. - 2016.....	107
Slika 3.31. Povezanost JANAF-a s europskim rafinerijama i opskrbnim pravcima uvoza nafte	109
Slika 3.32. Struktura transportiranih količina prirodnog plina prema izlaznim mjerno-redukcijskim stanicama (IMRS) tijekom 2017. godine.....	111
Slika 3.33. Struktura transportiranih količina prirodnog plina po županijama tijekom 2017. godine	111
Slika 3.34. Plinski transportni sustav u Republici Hrvatskoj	112
Slika 3.35. Ilustrativni prikaz veličina postojećih sustava daljinskog grijanja u Hrvatskoj.....	114
Slika 3.36. Struktura isporučene toplinske energije u RH u 2016. godini	115
Slika 3.37. Proizvodnja toplinske energije u Hrvatskoj od 1988. do 2016. godine	116
Slika 3.38. Potrošnja toplinske energije u Hrvatskoj	117
Slika 3.39. Osnovni pokazatelji razvoja potrošnje energije i ekonomski pokazatelji u RH u razdoblju 2011.-2016. godine	118
Slika 3.40. Ukupna potrošnja energije u RH u razdoblju 1988.-2016. godine.....	119
Slika 3.41. Bruto i neto potrošnja električne energije u RH u razdoblju 1988.-2016. godine	120
Slika 3.42. Energetska intenzivnost ukupne potrošnje energije prema paritetu kupovne moći	121
Slika 3.43. Intenzivnost bruto potrošnje električne energije prema paritetu kupovne moći ..	121
Slika 3.44. Proizvodnja primarne energije.....	122
Slika 3.45. Uvoz energije u Hrvatsku	123
Slika 3.46. Izvoz energije iz Hrvatske	124
Slika 3.47. Ukupna potrošnja energije	125
Slika 3.48. Neposredna potrošnja oblika energije	126
Slika 3.49. Projekcije proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata u zemljama šire regije	128
Slika 3.50. Udjeli količina prirodnog plina preuzetog iz transportne mreže pojedinih tvrtki u ukupnoj potrošnji u 2017. godini	130
Slika 3.51. Kretanje prosječne prodajne cijene prirodnog plina - 2000. - 2017. godine (s PDV-om).....	134
Slika 3.52. Model bilančnih grupa na tržištu električne energije u RH	135
Slika 3.53. Odnosi između sudionika tržišta.....	135
Slika 3.54. Prekogranična trgovina po granicama Republike Hrvatske sa susjednim državama u 2016. godini prema iznosima iz ugovornih rasporeda energetskih subjekata	137
Slika 3.55. Cijene električne energije za kupce u Hrvatskoj u kategoriji kućanstvo (s porezima i naknadama)	138
Slika 3.56. Cijene električne energije za kupce u Hrvatskoj u kategoriji poduzetništvo (bez poreza i naknada).....	138

Slika 3.57. Usporedba visina tarifnih stavki centralnih toplinskih sustava pojedinih toplinarskih tvrtki za tarifni element isporučene energije, po kategorijama kupaca (bez PDV-a), na kraju 2016. godine.....	140
Slika 3.58. Usporedba visina tarifnih stavki centralnih toplinskih sustava pojedinih toplinarskih tvrtki za tarifni element zakupljene snage, po kategorijama kupaca (bez PDV-a), na kraju 2016.	141
Slika 3.59. Cijene emisijskih jedinica na sekundarnom spot tržištu EEX-a u 2018. godini...	142
Slika 5.1. Slikovit prikaz ciljeva zaštite okoliša u EU	164
Slika 5.2. Slikovit prikaz koncepta Kružnog gospodarstva	166
Slika 5.3. EU ciljevi energetske učinkovitosti	168
Slika 7.1. Ukupna emisija stakleničkih plinova u RH 1990. – 2016. godine.....	190
Slika 7.2. Povijesne emisije CO ₂ e za RH, prihvaćene minimalne obveze do 2020./2030. i okvirni cilj za 2050. godinu	191
Slika 7.3. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante	198
Slika 7.4. Projekcija dobne strukture stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante.....	199
Slika 7.5. Projekcija BDP-a temeljem srednjih demografskih projekcija (za baznu i rastuću produktivnost).....	204
Slika 7.6. Simulirani vremenski nizovi srednje godišnje (gore), zimske (DJF; sredina) i ljetne (JJA; dolje) temperature zraka na 2 m u razdoblju 1971.-2050.....	207
Slika 7.7. Simulirani vremenski nizovi srednje godišnje temperature zraka na 2 m nakon statističkog uklanjanja sustavnih pogrešaka u razdoblju 1971.-2050.	208
Slika 7.8. Simulirani vremenski nizovi srednje godišnje (gore), zimske (DJF; sredina) i ljetne (JJA; dolje) ukupne količine oborine u razdoblju 1971.-2050.	209
Slika 8.1. Piramida proizvoda iz biomase prema dodanoj vrijednosti i volumenu	224
Slika 8.2. Razvoj tržišta biometana u Europi (GWh)	226
Slika 8.3. Putevi pretvorbe različitih vrsta polazne biomase do obnovljivih goriva za promet	227
Slika 8.4. Vrijednosni lanci u primjeni tehnologija napredne konverzije biomase u biogoriva	228
Slika 8.5. Karta biorafinerija u Europi u 2017. godini.	229
Slika 8.6. Usporedba učinkovitosti pretvorbe naprednih tehnologija biomase u biogorivo – postojeće stanje (iscrtano) i očekivani napredak do 2020. godine	232
Slika 8.7. Shema procesa mehaničko-biološke obrade komunalnog otpada.....	236
Slika 8.8. Trend jedinične snage vjetroagregata u Republici Hrvatskoj	240
Slika 8.9. Trend promjera rotora vjetroagregata u Republici Hrvatskoj	241
Slika 8.10. Kretanje postignutih učinkovitosti sunčanih ćelija	244
Slika 8.11. Tipični kapaciteti sustava pohrane energije.....	249
Slika 8.12. Specifična investicija u OIE tehnologije.....	263
Slika 8.13. Specifična investicija u elektrane na fosilna goriva i nuklearne elektrane	263
Slika 8.14. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2020. godini	265
Slika 8.15. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2030. godini	265

Slika 8.16. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2050. godini	266
Slika 8.17. Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije u 2050. godini	267
Slika 9.1. Cijene fosilnih goriva do 2050. godine	269
Slika 9.2. Očekivana cijena emisijskih jedinica do 2050. godine	271
Slika 10.1. Projekcija potrošnje energije po sektorima (Scenarij S0).....	273
Slika 10.2. Projekcija strukture potrošnje fosilnih goriva (Scenarij S0).....	274
Slika 10.3. Projekcija potrošnje energenata u poljoprivredi (Scenarij S0)	274
Slika 10.4. Projekcija potrošnje energenata u industriji (Scenarij S0).....	275
Slika 10.5. Projekcija potrošnje energenata u prometu (Scenarij S0).....	275
Slika 10.6. Projekcija potrošnje energenata u kućanstvima (Scenarij S0).....	276
Slika 10.7. Projekcija potrošnje energenata u uslugama (Scenarij S0)	276
Slika 10.8. Snaga elektrana do 2050. godine – Scenarij S0	277
Slika 10.9. Struktura snage elektrana u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij S0.....	278
Slika 10.10. Proizvodnja električne energije – Scenarij S0	280
Slika 10.11. Struktura proizvodnje i dobave električne energije u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij S0.....	281
Slika 10.12. Ulaganja u elektrane – Scenarij S0	282
Slika 10.13. Predvidiva topologija 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2030. godine (scenarij S0).....	285
Slika 10.14. Skica predvidive topologije 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2050. godine (scenarij S0).....	288
Slika 10.15. Projekcija proizvodnje naftnih derivata (Scenarij S0).....	289
Slika 10.16. Projekcija proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata (Scenarij S0) ..	290
Slika 10.17. Projekcija transporta nafte Janafom (Scenarij S0).....	291
Slika 10.18. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina – Scenarij S0	292
Slika 10.19. Pokazatelj N-1 za potrošnju prema Scenariju S0	293
Slika 10.20. Finalna potrošnja toplinske energije po sektorima potrošnje – Scenarij S0	294
Slika 10.21. Proizvodnja toplinske energije – Scenarij S0.....	294
Slika 10.22. Potrošnja energenata za proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline – Scenarij S0.....	295
Slika 10.23. Projekcija potrošnje energije po sektorima (Scenarij 1).....	296
Slika 10.24. Projekcija strukture potrošnje fosilnih goriva (Scenarij 1)	296
Slika 10.25. Projekcija potrošnje energenata u poljoprivredi (Scenarij 1).....	297
Slika 10.26. Projekcija potrošnje energenata u industriji (Scenarij 1).....	297
Slika 10.27. Projekcija potrošnje energenata u prometu (Scenarij 1).....	298
Slika 10.28. Projekcija potrošnje energenata u kućanstvima (Scenarij 1)	298
Slika 10.29. Projekcija potrošnje energenata u uslugama (Scenarij 1).....	299
Slika 10.30. Snaga elektrana do 2050. godine – Scenarij 1.....	300
Slika 10.31. Struktura snage elektrana u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 1	301

Slika 10.32. Proizvodnja električne energije – Scenarij 1	303
Slika 10.33. Struktura proizvodnje i dobave električne energije u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 1	304
Slika 10.34. Ulaganja u elektrane – Scenarij 1	305
Slika 10.35. Predvidiva topologija 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2030. godine....	308
Slika 10.36. Skica predvidive topologije 400 kV i 220 kV mreže na području RH 2050. godine	316
Slika 10.37. Vršno opterećenje za razini distribucijske mreže (vrednovan utjecaj distribuiranih izvora priključenih na distribucijsku mrežu).....	322
Slika 10.38. Projekcija proizvodnje naftnih derivata (Scenarij 1)	324
Slika 10.39. Projekcija proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata (Scenarij 1).....	324
Slika 10.40. Projekcija transporta nafte Janafom (Scenarij 1)	325
Slika 10.41. Postojeći i planirani europski koridori opskrbe plinom	327
Slika 10.42. Razvoj dobavnih pravaca u Jugoistočnoj Europi	328
Slika 10.43. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod prosječne zime	329
Slika 10.44. Kapaciteti opskrbe i vršna potrošnja plina kod iznimno hladne zime	330
Slika 10.45. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina – Scenarij S1	331
Slika 10.46. Pokazatelj N-1 za scenarij potrošnje S1	332
Slika 10.47. Projekti u funkciji diversifikacije opskrbe i povećanja učinkovitosti transportnog sustava.....	333
Slika 10.48. Razvoj plinskog transportnog sustava.....	337
Slika 10.49. Finalna potrošnja toplinske energije po sektorima potrošnje – Scenarij 1.....	338
Slika 10.50. Proizvodnja toplinske energije – Scenarij 1	339
Slika 10.51. Potrošnja energenata za proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline – Scenarij 1	339
Slika 10.52. Projekcija potrošnje energije po sektorima (Scenarij 2).....	341
Slika 10.53. Projekcija potrošnje energenata u poljoprivredi (Scenarij 2).....	341
Slika 10.54. Projekcija potrošnje energenata u industriji (Scenarij 2).....	342
Slika 10.55. Projekcija potrošnje energenata u prometu (Scenarij 2).....	342
Slika 10.56. Projekcija potrošnje energenata u kućanstvima (Scenarij 2)	343
Slika 10.57. Projekcija potrošnje energenata u uslugama (Scenarij 2).....	343
Slika 10.58. Snaga elektrana do 2050. godine – Scenarij 2.....	345
Slika 10.59. Struktura snage elektrana u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 2.....	345
Slika 10.60. Proizvodnja električne energije – Scenarij 2.....	347
Slika 10.61. Struktura proizvodnje i dobave električne energije u 2015., 2030. i 2050. godini – Scenarij 2	347
Slika 10.62. Ulaganja u elektrane – Scenarij 2	349
Slika 10.63. Projekcija proizvodnje naftnih derivata (Scenarij 2)	350
Slika 10.64. Projekcija proizvodnje, potrošnje i neto uvoza naftnih derivata (Scenarij 2).....	351

Slika 10.65. Projekcija transporta nafte Janafom (Scenarij 2)	352
Slika 10.66. Proizvodnja, uvoz i potrošnja prirodnog plina – Scenarij S2	353
Slika 10.67. Pokazatelj N-1 za potrošnju prema Scenariju 2.....	353
Slika 10.68. Finalna potrošnja toplinske energije u sektorima potrošnje – Scenarij 2.....	354
Slika 10.69. Proizvodnja toplinske energije – Scenarij 2.....	355
Slika 10.70. Potrošnja energenata za proizvodnju toplinske i električne energije u javnim toplanama, javnim kotlovnica i dizalicama topline (Scenarij 2).....	355
Slika 10.71. Finalna potrošnja energije – Scenarij S0, S1 i S2.....	356
Slika 10.72. Finalna potrošnja energije – promjena u odnosu na 2016. godinu – Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2.....	357
Slika 10.73. Vlastita opskrbljenost energijom – Scenarij S0.....	358
Slika 10.74. Vlastita opskrbljenost energijom – Scenarij 1	359
Slika 10.75. Vlastita opskrbljenost energijom – Scenarij 2.....	360
Slika 10.76. Udio OIE u ukupnoj finalnoj (neposrednoj) potrošnji energije	360
Slika 10.77. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije – Scenarij S0	361
Slika 10.78. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije – Scenarij 1	361
Slika 10.79. Udio OIE u ukupnoj potrošnji energije – Scenarij 2	362
Slika 10.80. Udio OIE u proizvodnji električne energije – Scenarij S0.....	362
Slika 10.81. Udio OIE u proizvodnji električne energije – Scenarij 1	363
Slika 10.82. Udio OIE u proizvodnji električne energije – Scenarij 2	364
Slika 11.1. Projekcija emisija stakleničkih plinova prema Scenariju S0.....	365
Slika 11.2. Projekcija emisija stakleničkih plinova prema Scenariju 1	366
Slika 11.3. Projekcija emisija stakleničkih plinova prema Scenariju 2	367
Slika 11.4. Projekcija sektorskih i ukupnih emisija stakleničkih plinova za Scenarij 1 te projekcije ukupnih emisija za Scenarij S0 i Scenarij 2	368
Slika 11.5. Projekcija ukupnih emisija stakleničkih plinova za Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2.....	368
Slika 11.6. Projekcija emisija stakleničkih plinova za ETS sektor i ne-ETS sektore	369
Slika 12.1. Ulaganja u elektrane 2020.-2050. – Scenarij S0	393
Slika 12.2. Ulaganja u elektrane 2020.-2050. – Scenarij 1.....	394
Slika 12.3. Ulaganja u elektrane 2020.-2050. – Scenarij 2.....	395
Slika 12.4. Procjena ulaganja po sektorima u razdoblju 2020.-2050. godine (bez sektora zgradarstva i istraživanja ugljikovodika).....	404
Slika 12.5 Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2020.-2050. godine.....	405
Slika 12.6 Procjena prosječnih ulaganja kao postotak BDP-a za cijelo razdoblje.....	406
Slika 17.1. Primjer prikaza energetskog lanca u MESSAGE modelu	489

15. POPIS TABLICA

Tablica 2.1. Pregled zakonskih odredbi vezanih uz energetska učinkovitost u Republici Hrvatskoj	38
Tablica 3.1. Stanje rezervi ugljikovodika u Republici Hrvatskoj na dan 31.12.2016. godine ..	46
Tablica 3.2. Popis postojećih velikih hidroelektrana u Hrvatskoj	49
Tablica 3.3. Hidroenergetski potencijal vodotoka u Hrvatskoj	51
Tablica 3.4. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata velikih hidroelektrana	53
Tablica 3.5. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata crpnih hidroelektrana.....	53
Tablica 3.6. Potencijal vodotoka za izgradnju projekata malih hidroelektrana	54
Tablica 3.7. Prosječni godišnji FLH za vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj.....	58
Tablica 3.8. Površine dobivene preklapanjem različitih tematskih sadržaja u prostoru	59
Tablica 3.9. Procjena tehničkog potencijala centraliziranih fotonaponskih elektrana po županijama.....	64
Tablica 3.10. Potencijal korištenja FN sustava na građevinama	65
Tablica 3.11. Izvršenje kvote za elektrane na krutu biomasu i bioplin do 2020. godine (MW)	70
Tablica 3.12. Proizvodnja krutih biogoriva u 2016. godini	72
Tablica 3.13. Pregled procjena potencijala biomase	75
Tablica 3.14. Procjena energetskeg potencijala posliježetvenih ostataka	76
Tablica 3.15. Mogućnosti razvoja tržišta biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo u 2030. godini, u odnosu na raspoloživost zemljišta.....	77
Tablica 3.16. Procjena gornje granice potencijala uzgoja biomase za potrebe energije, uz poznate kulture i načine uzgoja	78
Tablica 3.17. Procijenjeni potencijal biomase iz voća iz voćnjaka, iz hortikulture te nusproizvodi i ostaci od industrije prerade voća; umjetne i prirodne mješavine za energetske potrebe.....	78
Tablica 3.18. Pregled procjena potencijala bioplina i biometana u Republici Hrvatskoj, bez potencijala prerađivačke industrije.....	79
Tablica 3.19. Procjene potencijala proizvodnje biometana u Republici Hrvatskoj	80
Tablica 3.20. Količine i potencijali otpada kojeg je moguće energetska oporabiti.....	83
Tablica 3.21. Prijedlozi postrojenja za energetska oporabu proizvodnog otpada po županijama	86
Tablica 3.22. Količine biorazgradivog komunalnog otpada koji je moguće energetska oporabiti u hrvatskim županijama.....	88
Tablica 3.23. Status sanacije odlagališta koja su bila aktivna tijekom 2017. godine.....	89
Tablica 3.24. Pregled ukupne potrošnje biomase za energetska potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama (PJ)	91
Tablica 3.25. Potražnja drvne biomase u sektoru Opće potrošnje te udio u ukupnoj potrošnji biomase za energetska potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama.....	92

Tablica 3.26. Tekuća biogoriva za potrebe prometa te udio u ukupnoj potrošnji biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama.....	92
Tablica 3.27. Proizvodnja bioplina i biometana te udio u ukupnoj potrošnji biomase za energetske potrebe, prema scenarijima i ključnim godinama.....	92
Tablica 3.28. Procjena potrebnih površina i kapaciteta za ispunjenje udjela biogoriva iz usjeva priklanih za hranu i krmivo od 2% u 2030. godini (pojedinačno po usjevu)	93
Tablica 3.29. Procjena potrebnih površina i kapaciteta za ispunjenje udjela biogoriva iz usjeva prikladnih za hranu i krmivo od 7% u 2030. godini.....	93
Tablica 3.30. Mogućnosti razvoja tržišta biogoriva iz usjeva priklanih za hranu i krmivo u 2030. godini, u odnosu na raspoloživost zemljišta.....	94
Tablica 3.31. Procjena mješavine biomase za napredna biogoriva, uz davanje prioriteta agrostacima lignocelulozne biomase – Scenarij 1	94
Tablica 3.32 Procjena mješavine biomase za napredna biogoriva, uz davanje prioriteta agrostacima lignocelulozne biomase – Scenarij 2	95
Tablica 3.33. Mogućnost ispunjenja udjela biogoriva u prometu s liste A kroz stlačeni biometan	95
Tablica 3.34. Procjene potencijala geotermalne energije u Republici Hrvatskoj.....	99
Tablica 3.35. Snaga elektrana za proizvodnju električne energije u RH krajem 2016.	101
Tablica 3.36. Podaci o elektranama priključenim na distribucijsku mrežu (stanje na 31.12.2016.).....	107
Tablica 3.37. Proizvodni kapaciteti centralnih plinskih stanica ($10^6\text{m}^3/\text{dan}$).....	110
Tablica 3.38. Promjeri i duljine transportnih plinovoda u RH.....	112
Tablica 3.39. Kategorizacija transportnih plinovoda u RH.....	112
Tablica 3.40. Duljina distributivne plinske mreže bez kućnih priključaka u RH	113
Tablica 3.41. Osnovni pokazatelji sektora toplinarstva u Republici Hrvatskoj	114
Tablica 3.42. Podaci o energetskim subjektima u sektoru toplinarstva u Republici Hrvatskoj u 2016. godini.....	115
Tablica 3.43. Ukupna potrošnja energije	124
Tablica 3.44. Neposredna potrošnja oblika energije	126
Tablica 3.45. Tvrtke koje obavljaju distribuciju plina na temelju dobivene energetske dozvole, količine plina koje su preuzele iz transportne mreže i udjeli u ukupnoj potrošnji u 2017. godini.....	129
Tablica 3.46. Tarifne stavke za transport prirodnog plina.....	131
Tablica 3.47. Tarifne stavke za skladištenje plina	132
Tablica 3.48. Prosječna prodajna cijena prirodnog plina od 2000. do 2017. godine (kn/m^3 i kn/kWh s PDV-om).....	133
Tablica 3.49. Tarifne stavke centraliziranih toplinskih sustava pojedinih toplinarskih tvrtki (bez PDV-a), važeće na kraju 2016. godine	139
Tablica 3.50. Tarifne stavke centraliziranih toplinskih sustava za tehnološku paru pojedinih toplinarskih tvrtki (bez PDV-a), važeće na kraju 2016. godine	140
Tablica 5.1. Indikativni plan smanjenja emisija stakleničkih plinova u EU	163
Tablica 5.2. Potencijali i ciljevi za OIE u državnim dokumentima	172

Tablica 5.3. Broj i instalirana snaga OIE postrojenja u sustavu poticanja	173
Tablica 7.1. Ukupna emisija stakleničkih plinova u RH 1990. – 2016. godine	191
Tablica 7.2. Analiza konvergencije emisije po stanovniku za EU i RH do 2050. godine	192
Tablica 7.3. Projekcija broja stanovnika u RH do 2050. godine za tri varijante	198
Tablica 7.4. Projekcije ekonomskih parametara temeljem srednjih demografskih projekcija	205
Tablica 7.5. Stupanj dani grijanja korišteni u scenarijima razvoja do 2050. godine	209
Tablica 8.1. Stupanj spremnosti tehnologija proizvodnje energije iz biomase (uključujući i pred tretmane).....	225
Tablica 8.2. Pregled komercijalnih biorafinerija za proizvodnju biogoriva.....	230
Tablica 8.3. Pregled raspona troškova postojeće proizvodnje biogoriva te očekivani troškovi u 2020. godini, u 2012 USD po litri ekvivalentnog goriva (motorni benzin za etanol i dizelsko gorivo za biodizel)	230
Tablica 8.4. Rasponi troškova proizvodnje biodizela iz naprednih tehnologija prema različitoj cijeni biomase (2012 USD/t).....	231
Tablica 8.5. Rasponi troškova proizvodnje bioetanola iz naprednih tehnologija prema različitoj cijeni biomase (sve u USD ₂₀₁₂ /t)	232
Tablica 8.6 Procjena troškova postrojenja za spaljivanje otpada	234
Tablica 8.7. Procjena troškova postrojenja koje koristi pirolizu odnosno uplinjavanje	235
Tablica 8.8. Procjena troškova postrojenja koje koristi anaerobnu digestiju.....	237
Tablica 8.9. Prikaz troškova pročišćavanja bioplina	238
Tablica 8.10. Matrica prikladnosti tehnologije prema sustavu gospodarenja otpadom	239
Tablica 8.11. Matrica prikladnosti tehnologije prema sastavu otpada	239
Tablica 8.12. Matrica prikladnosti tehnologije prema rasoloživim količinama otpada	239
Tablica 8.13. Matrica prikladnosti tehnologije prema transportu otpada.....	239
Tablica 8.14. Primjene, usluge i tehnologije spremnika energije čiji se doprinos očekuje u budućnosti.....	249
Tablica 8.15. Procjena kapaciteta za skladištenje CO ₂ u Republici Hrvatskoj.....	260
Tablica 8.16. Ulazne pretpostavke za izračun niveliranih troškova proizvodnje električne energije iz pojedinih tehnologija.....	262
Tablica 9.1. Cijene fosilnih goriva do 2040. godine	269
Tablica 9.2. Cijene na tržištu električne energije do 2050. godine	270
Tablica 9.3. Cijene emisijskih jedinica	271
Tablica 10.1. Ostvarena godišnja investicijska ulaganja u distribucijsku mrežu u razdoblju od 2013. do 2017. godine u milijunima kuna	322
Tablica 10.2. Usporedba očekivane finalne potrošnje energije u odnosu na 2005. godinu .	358
Tablica 11.1. Smanjenje emisija po sektorima u odnosu na 1990. godinu za Scenarij S0, Scenarij 1 i Scenarij 2.....	369
Tablica 11.2. Smanjenje emisija za ETS sektor i sektore izvan ETS-a u odnosu na 2005. godinu	370

Tablica 11.3. Kumulativno smanjenje emisija od 2020. do 2050., u odnosu na 2005. godinu	370
Tablica 11.4. Relevantne značajke POP područja	383
Tablica 12.1. Procjena ulaganja u energetska obnova zgrada	399
Tablica 12.2. Procjena ulaganja u nZEB novogradnju	399
Tablica 12.3. Procjena ulaganja u infrastrukturu za transfer alternativnih izvora energije na prometna vozila/plovila	400
Tablica 12.4. Procjena ulaganja u infrastrukturu za proizvodnju naprednih biogoriva iz liste A, Dodatka RED II Direktive	401
Tablica 12.5. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij S0	401
Tablica 12.6. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij 1	402
Tablica 12.7. Procjena ulaganja u sunčeve toplinske kolektore – Scenarij 2	402
Tablica 12.8. Procjena ukupnih ulaganja u razdoblju 2020.-2050. godine (bez zgradarstva)	403
Tablica 12.9. Procjena ulaganja u sektoru zgradarstva u razdoblju 2020.-2050. godine	405
Tablica 17.1. Snaga elektrana – Scenarij S0	441
Tablica 17.2. Proizvodnja električne energije – Scenarij S0	442
Tablica 17.3. Investicije u elektrane – Scenarij S0	442
Tablica 17.4. Snaga elektrana – Scenarij 1	443
Tablica 17.5. Proizvodnja električne energije – Scenarij 1	444
Tablica 17.6. Investicije u elektrane – Scenarij 1	444
Tablica 17.7. Snaga elektrana – Scenarij 2	445
Tablica 17.8. Proizvodnja električne energije – Scenarij 2	446
Tablica 17.9. Investicije u elektrane – Scenarij 2	446

16. 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)
BIC	<i>Bio-based Industries Consortium</i> Konzorcij industrije biomase
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 energetske 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
EU	<i>European Union</i> Europska unija
ETS	<i>Emissions Trading System</i> sustav trgovanja emisijskim jedinicama

Kratica Značenje/opis

FLH	<i>Full Load Hours</i> ekvivalentni broj sati rada pod punim opterećenjem
FN	fotonaponski sustav
FZOEU	Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitosti
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
IAP	<i>Ionian 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
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
MAED	<i>Model for Analysis of Energy Demand</i> model za analizu finalne 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 energetske učinkovitosti
NAP	Nacionalni akcijski plan
NAPEnU	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

Kratica Značenje/opis

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
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
PEES	prethodna elektroenergetska suglasnost
PHEBM	pribranska hidroelektrana biološkog minimuma
PLEXOS	programski paket 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
PTPP	podtematsko prioritetno 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
SBU	<i>Standard Bundled Unit</i> standardni paket skladišnog kapaciteta
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> sustav nadzora, upravljanja i mjerenja
SCPC	<i>Super Critical Pulverized Coal</i> tehnologija termoelektrana na ugljen sa superkritičnim parametrima pare
SDV	sustav daljinskog vođenja
SE	sunčane vjetroelektrane
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

Kratice Značenje/opis

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)

17. DODATAK

17.1. Demografske projekcije po županijama

17.1.1. Varijanta 1 (niska)

Bjelovarsko-bilogorska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	18441	16116	15070	13961	13356	12755	12073	11406	10800
15-64	79310	72201	65759	60846	57605	55433	53590	51868	50045
65+	22013	23218	24926	26507	27366	26806	25716	24466	23465
ukupno	119764	111534	105754	101314	98327	94994	91379	87740	84311

Brodsko-posavska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27063	22184	20159	18919	18552	17746	16442	15163	14226
15-64	103668	94518	86654	80327	76199	73696	72237	71109	69593
65+	27844	28564	30052	31983	33547	33407	32156	30318	28711
ukupno	158575	145267	136865	131229	128297	124850	120835	116590	112530

Dubrovačko-neretvanska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19919	18754	18613	17836	17054	16346	15768	15321	14931
15-64	80804	76766	72324	69927	68000	66354	64757	62636	60570
65+	21845	23270	24999	26426	27313	27396	27095	27200	27266
ukupno	122568	118791	115936	114188	112367	110096	107619	105157	102766

Grad Zagreb	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	116059	116265	115799	105157	93220	84182	79557	77661	75522
15-64	537188	521788	498635	482775	467713	447857	420582	386650	355614
65+	136770	147847	161123	171016	177745	183565	191106	202146	209276
ukupno	790017	785900	775556	758949	738678	715604	691245	666457	640412

Istarska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27816	26996	26144	23168	20710	18719	17511	16778	15971
15-64	142780	135002	126103	118735	111617	105873	99349	90805	82845
65+	37459	40711	45070	48973	51478	51220	50461	51132	51369
ukupno	208055	202710	197317	190876	183805	175812	167321	158715	150185

Karlovačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	17330	15431	14324	12905	11769	10983	10426	9937	9359
15-64	84359	76250	68687	62450	58260	54976	52020	48654	45782
65+	27210	27093	28035	29423	30214	29645	28344	27364	26183
ukupno	128899	118774	111046	104777	100243	95604	90790	85955	81323

Koprivničko-križevačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	18151	16404	15519	14533	13823	13091	12341	11661	11084
15-64	76937	72881	68458	64549	61315	58685	56430	54248	51726
65+	20496	21748	23443	25189	26508	26845	26471	25806	25417
ukupno	115584	111032	107420	104272	101646	98621	95242	91715	88227

Krapinsko-zagorska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19942	17757	16702	15516	14593	13546	12500	11562	10779
15-64	89545	86243	81576	77475	72815	68860	65392	61846	57926
65+	23405	24634	26508	28607	30671	31605	31532	31118	30803
ukupno	132892	128634	124786	121598	118079	114010	109423	104526	99509

Ličko-senjska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	6925	5777	5269	5013	4766	4504	4195	3920	3708
15-64	31428	27981	25168	22755	21126	19971	19132	18411	17743
65+	12574	12056	11592	11405	11430	11052	10437	9736	9035
ukupno	50927	45813	42029	39173	37322	35528	33764	32066	30486

Međimurska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19221	18219	17720	17038	16237	15607	15106	14676	14250
15-64	76834	73933	70355	67310	65186	63694	61907	59798	57734
65+	17749	19022	21208	23493	25155	25627	25866	26130	26296
ukupno	113804	111173	109282	107840	106577	104929	102879	100604	98280

Osječko-baranjska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	46806	40293	37239	34333	32319	30264	28122	26123	24345
15-64	206692	191119	175640	162596	152834	145702	140079	133538	126280
65+	51534	55025	60274	65607	69601	69810	67452	65358	63896
ukupno	305032	286437	273153	262536	254753	245775	235654	225019	214522

Požeško-slavonska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	13142	10536	9592	9012	8829	8423	7751	7119	6692
15-64	50892	45377	40728	37405	35533	34367	33769	33352	32735
65+	14000	14340	15097	15803	16302	16065	15276	14250	13374
ukupno	78034	70253	65417	62220	60663	58855	56796	54721	52802

Primorsko-goranska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	36967	35235	33614	30125	26494	23683	22024	21078	20078
15-64	203224	185221	168413	155635	146452	138113	128514	116690	105995
65+	56004	62195	68213	72093	73251	71509	69654	69738	69300
ukupno	296195	282651	270240	257853	246198	233305	220191	207507	195373

Šibensko-kninska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	15450	13047	12232	11617	11131	10580	9881	9234	8743
15-64	70048	61833	55225	50180	47380	45372	43889	42465	41127
65+	23877	24418	24663	25025	24866	23781	22311	20908	19626
ukupno	109375	99298	92120	86822	83377	79733	76082	72606	69496

Sisačko-moslavačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	25013	20668	18588	17045	15965	15273	14518	13699	12862
15-64	113750	97474	84951	76030	71296	67426	64489	61962	59982
65+	33676	35288	36998	38270	38611	37467	35306	32971	30543
ukupno	172439	153430	140537	131345	125873	120166	114314	108633	103387

Splitsko-dalmatinska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	74432	67700	63814	59067	56525	53717	50646	47534	44590
15-64	304915	292424	279432	267538	256737	247242	237247	226617	215744
65+	75451	82321	88975	96246	101241	102874	103720	104175	104438
ukupno	454798	442445	432221	422852	414502	403833	391614	378325	364773

Varaždinska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27117	24399	22607	20665	19427	18272	17109	15921	14762
15-64	119212	114056	108128	102403	96720	91874	87111	81953	76640
65+	29622	31730	34436	37329	39916	40916	41156	41316	41386
ukupno	175951	170185	165171	160397	156063	151061	145376	139190	132788

Virovitičko-podravska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	13492	11306	10459	9757	9354	8826	8171	7576	7118
15-64	56797	51706	47143	43344	40696	38993	37952	36746	35380
65+	14547	15374	16599	18029	19113	19038	18126	17208	16420
ukupno	84836	78386	74200	71130	69163	66857	64248	61530	58918

Vukovarsko-srijemska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	30451	25003	22157	20358	19874	19292	18184	16857	15666
15-64	118382	104611	94435	86800	82215	79129	77022	75837	74500
65+	30688	32453	34473	36528	38028	37610	36189	33840	31710
ukupno	179521	162067	151065	143686	140118	136031	131395	126534	121877

Zadarska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	26837	24727	23846	22415	21315	20246	19222	18255	17358
15-64	111652	105992	100550	97004	93670	90560	87198	83291	79529
65+	31528	34120	35876	37257	37948	37844	37745	38079	38229
ukupno	170017	164839	160273	156677	152933	148650	144164	139625	135117

Zagrebačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	51854	46871	43380	38755	36472	34709	33019	31063	28838
15-64	215411	206177	195099	186972	178872	170661	161500	151766	143261
65+	50341	55894	62763	67929	71257	72891	74180	75583	75643
ukupno	317606	308942	301241	293657	286602	278261	268698	258412	247742

17.1.2. Varijanta 2 (srednja)

Bjelovarsko-bilogorska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	18441	16125	15159	14243	13918	13611	13185	12756	12371
15-64	79310	72201	65759	60846	57614	55522	53871	52439	50989
65+	22013	23218	24926	26507	27366	26806	25716	24466	23465
ukupno	119764	111544	105844	101596	98899	95939	92772	89661	86824

Brodsko-posavska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27063	22197	20283	19315	19340	18929	17941	16943	16287
15-64	103668	94518	86654	80327	76211	73820	72631	71909	70897
65+	27844	28564	30052	31983	33547	33407	32156	30318	28711
ukupno	158575	145279	136989	131624	129099	126156	122728	119171	115895

Dubrovačko-neretvanska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19919	18766	18726	18193	17770	17445	17217	17115	17052
15-64	80804	76766	72324	69927	68012	66467	65114	63362	61779
65+	21845	23270	24999	26426	27313	27396	27095	27200	27266
ukupno	122568	118803	116049	114546	113095	111307	109425	107677	106096

Grad Zagreb	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	116059	116340	116449	107106	96960	89765	86854	86673	85976
15-64	537188	521788	498635	482775	467787	448506	422527	390456	361833
65+	136770	147847	161123	171016	177745	183565	191106	202146	209276
ukupno	790017	785975	776207	760898	742492	721836	700487	679276	657086

Istarska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27816	27012	26288	23602	21543	19959	19112	18721	18188
15-64	142780	135002	126103	118735	111634	106017	99783	91653	84225
65+	37459	40711	45070	48973	51478	51220	50461	51132	51369
ukupno	208055	202726	197461	191310	184655	177196	169356	161506	153782

Karlovačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	17330	15440	14404	13151	12253	11718	11385	11100	10689
15-64	84359	76250	68687	62450	58269	55056	52266	49146	46595
65+	27210	27093	28035	29423	30214	29645	28344	27364	26183
ukupno	128899	118783	111126	105024	100737	96419	91995	87610	83468

Koprivničko-križevačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	18151	16414	15612	14824	14401	13968	13477	13043	12696
15-64	76937	72881	68458	64549	61325	58778	56721	54835	52694
65+	20496	21748	23443	25189	26508	26845	26471	25806	25417
ukupno	115584	111042	107513	104563	102234	99591	96669	93684	90806

Krapinsko-zagorska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19942	17768	16800	15824	15197	14445	13638	12914	12325
15-64	89545	86243	81576	77475	72826	68958	65699	62459	58921
65+	23405	24634	26508	28607	30671	31605	31532	31118	30803
ukupno	132892	128645	124885	121906	118694	115008	110869	106492	102050

Ličko-senjska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	6925	5780	5301	5114	4966	4805	4579	4384	4250
15-64	31428	27981	25168	22755	21129	20003	19233	18614	18075
65+	12574	12056	11592	11405	11430	11052	10437	9736	9035
ukupno	50927	45817	42061	39274	37525	35860	34249	32733	31359

Međimurska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19221	18230	17827	17377	16920	16663	16513	16437	16349
15-64	76834	73933	70355	67310	65197	63802	62246	60491	58894
65+	17749	19022	21208	23493	25155	25627	25866	26130	26296
ukupno	113804	111185	109390	108180	107272	106092	104625	103058	101540

Osječko-baranjska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	46806	40317	37458	35016	33664	32279	30690	29173	27815
15-64	206692	191119	175640	162596	152858	145920	140760	134904	128510
65+	51534	55025	60274	65607	69601	69810	67452	65358	63896
ukupno	305032	286461	273372	263219	256123	248010	238903	229436	220221

Požeško-slavonska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	13142	10542	9651	9200	9205	8983	8456	7953	7662
15-64	50892	45377	40728	37405	35539	34426	33958	33733	33353
65+	14000	14340	15097	15803	16302	16065	15276	14250	13374
ukupno	78034	70259	65476	62408	61045	59474	57689	55937	54389

Primorsko-goranska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	36967	35257	33801	30681	27552	25248	24038	23521	22863
15-64	203224	185221	168413	155635	146474	138299	129069	117768	107742
65+	56004	62195	68213	72093	73251	71509	69654	69738	69300
ukupno	296195	282672	270427	258409	247278	235056	222760	211028	199906

Šibensko-kninska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	15450	13055	12307	11853	11600	11285	10781	10309	9985
15-64	70048	61833	55225	50180	47388	45447	44124	42941	41906
65+	23877	24418	24663	25025	24866	23781	22311	20908	19626
ukupno	109375	99306	92194	87058	83854	80513	77217	74157	71517

Sisačko-moslavačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	25013	20680	18695	17381	16637	16300	15853	15310	14714
15-64	113750	97474	84951	76030	71308	67533	64824	62645	61113
65+	33676	35288	36998	38270	38611	37467	35306	32971	30543
ukupno	172439	153442	140644	131681	126556	121300	115983	110926	106371

Splitsko-dalmatinska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	74432	67740	64191	60258	58896	57308	55259	53027	50839
15-64	304915	292424	279432	267538	256776	247618	238435	229023	219703
65+	75451	82321	88975	96246	101241	102874	103720	104175	104438
ukupno	454798	442485	432598	424042	416913	407800	397414	386224	374980

Varaždinska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27117	24413	22737	21073	20236	19493	18674	17783	16876
15-64	119212	114056	108128	102403	96734	92004	87519	82774	77989
65+	29622	31730	34436	37329	39916	40916	41156	41316	41386
ukupno	175951	170199	165301	160806	156886	152413	147349	141874	136250

Virovitičko-podravska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	13492	11313	10522	9956	9747	9414	8918	8470	8153
15-64	56797	51706	47143	43344	40703	39056	38150	37145	36029
65+	14547	15374	16599	18029	19113	19038	18126	17208	16420
ukupno	84836	78393	74264	71329	69563	67508	65194	62823	60603

Vukovarsko-srijemska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	30451	25017	22289	20779	20724	20588	19845	18827	17918
15-64	118382	104611	94435	86800	82229	79260	77442	76699	75924
65+	30688	32453	34473	36528	38028	37610	36189	33840	31710
ukupno	179521	162081	151197	144107	140982	137458	133476	129366	125552

Zadarska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	26837	24742	23988	22863	22207	21601	20977	20374	19802
15-64	111652	105992	100550	97004	93685	90702	87644	84196	81023
65+	31528	34120	35876	37257	37948	37844	37745	38079	38229
ukupno	170017	164854	160414	157124	153839	150147	146366	142650	139054

Zagrebačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	51854	46898	43623	39518	37997	37038	36035	34653	32874
15-64	215411	206177	195099	186972	178899	170904	162261	153314	145828
65+	50341	55894	62763	67929	71257	72891	74180	75583	75643
ukupno	317606	308968	301485	294420	288153	280833	272476	263550	254346

17.1.3. Varijanta 3 (visoka)

Bjelovarsko-bilogorska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	18441	16125	15394	15109	15105	14745	14027	13371	12944
15-64	79310	72201	65759	62144	58940	57094	55817	54655	53300
65+	22013	23218	24926	26551	27441	26924	25899	24732	23836
ukupno	119764	111544	106078	103804	101486	98763	95744	92758	90080

Brodsko-posavska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27063	22184	20583	20595	21094	20607	19186	17828	17111
15-64	103668	94518	86654	82707	78629	76572	75892	75537	74605
65+	27844	28564	30052	32062	33684	33624	32491	30806	29391
ukupno	158575	145267	137289	135365	133407	130803	127569	124171	121107

Dubrovačko-neretvanska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19919	18754	18957	18856	18722	18295	17682	17320	17190
15-64	80804	76766	72324	69927	68000	66698	65776	64300	62857
65+	21845	23270	24999	26426	27313	27396	27095	27200	27266
ukupno	122568	118791	116281	115209	114035	112389	110553	108821	107313

Grad Zagreb	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	116059	116340	118343	112185	104199	96549	91415	89867	88875
15-64	537188	521788	498635	482775	467787	450397	427597	397680	370486
65+	136770	147847	161123	171016	177745	183565	191106	202146	209276
ukupno	790017	785975	778101	765977	749731	730511	710118	689692	668637

Istarska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27816	26996	26704	24778	23261	21604	20247	19548	18958
15-64	142780	135002	126103	118735	111617	106431	100956	93351	86280
65+	37459	40711	45070	48973	51478	51220	50461	51132	51369
ukupno	208055	202710	197877	192486	186356	179255	171665	164031	156606

Karlovačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	17330	15431	14614	13976	13396	12826	12222	11719	11263
15-64	84359	76250	68687	63749	59586	56603	54171	51309	48856
65+	27210	27093	28035	29466	30289	29763	28527	27630	26554
ukupno	128899	118774	111336	107191	103271	99192	94920	90658	86673

Koprivničko-križevačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	18151	16404	15825	15550	15425	14931	14136	13488	13098
15-64	76937	72881	68458	65198	61978	59660	57986	56362	54340
65+	20496	21748	23443	25211	26545	26904	26563	25939	25602
ukupno	115584	111032	107726	105959	103948	101495	98685	95790	93040

Krapinsko-zagorska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19942	17757	17068	16592	16325	15520	14363	13438	12843
15-64	89545	86243	81576	77475	72815	69225	66465	63575	60260
65+	23405	24634	26508	28607	30671	31605	31532	31118	30803
ukupno	132892	128634	125152	122674	119811	116349	112360	108132	103906

Ličko-senjska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	6925	5780	5388	5460	5434	5251	4918	4640	4498
15-64	31428	27981	25168	23383	21770	20737	20102	19579	19064
65+	12574	12056	11592	11427	11466	11109	10525	9864	9214
ukupno	50927	45817	42149	40270	38670	37097	35545	34083	32777

Međimurska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	19221	18219	18044	18074	17902	17559	17071	16759	16607
15-64	76834	73933	70355	67742	65627	64464	63302	61803	60319
65+	17749	19022	21208	23508	25180	25667	25927	26219	26420
ukupno	113804	111173	109606	109324	108709	107689	106299	104781	103346

Osječko-baranjska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	46806	40293	38056	37253	36801	35321	32958	30841	29365
15-64	206692	191119	175640	165625	155928	149637	145518	140417	134347
65+	51534	55025	60274	65709	69775	70086	67879	65979	64762
ukupno	305032	286437	273970	268587	262503	255043	246355	237237	228474

Požeško-slavonska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	13142	10536	9798	9871	10117	9860	9120	8434	8117
15-64	50892	45377	40728	38811	36969	36022	35799	35754	35400
65+	14000	14340	15097	15850	16383	16193	15474	14538	13776
ukupno	78034	70253	65623	64533	63468	62075	60393	58727	57292

Primorsko-goranska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	36967	35257	34409	32543	30169	27766	25895	24933	24181
15-64	203224	185221	168413	156933	147800	140244	132009	121411	111806
65+	56004	62195	68213	72137	73326	71627	69836	70004	69672
ukupno	296195	282672	271035	261613	251295	239637	227741	216348	205659

Šibensko-kninska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	15450	13047	12484	12594	12624	12268	11499	10797	10419
15-64	70048	61833	55225	51479	48705	46962	45946	44986	44010
65+	23877	24418	24663	25069	24941	23899	22494	21174	19997
ukupno	109375	99298	92372	89141	86271	83129	79939	76957	74425

Sisačko-moslavačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	25013	20680	18987	18705	18414	18029	17227	16342	15672
15-64	113750	97474	84951	79060	74402	70945	68670	66823	65337
65+	33676	35288	36998	38372	38785	37742	35733	33591	31409
ukupno	172439	153442	140936	136137	131600	126716	121631	116756	112418

Splitsko-dalmatinska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	74432	67700	65159	63300	63303	61517	58113	54918	52535
15-64	304915	292424	279432	269010	258239	250100	242698	234550	225938
65+	75451	82321	88975	96296	101325	103008	103927	104476	104859
ukupno	454798	442445	433566	428605	422868	414625	404739	393944	383331

Varaždinska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	27117	24399	23094	22222	21893	21096	19826	18634	17683
15-64	119212	114056	108128	103139	97471	93117	89279	84998	80479
65+	29622	31730	34436	37354	39959	40983	41260	41467	41596
ukupno	175951	170185	165657	162715	159323	155197	150365	145099	139758

Virovitičko-podravska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	13492	11313	10700	10629	10665	10293	9583	8972	8637
15-64	56797	51706	47143	44425	41808	40349	39724	38921	37873
65+	14547	15374	16599	18066	19176	19136	18278	17429	16729
ukupno	84836	78393	74442	73120	71649	69778	67585	65323	63239

Vukovarsko-srijemska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	30451	25003	22606	22265	22750	22552	21351	19899	18892
15-64	118382	104611	94435	90046	85529	82920	81630	81284	80566
65+	30688	32453	34473	36637	38215	37905	36646	34505	32638
ukupno	179521	162067	151513	148948	146495	143378	139626	135688	132096

Zadarska	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	26837	24742	24366	23894	23690	22983	21865	20943	20315
15-64	111652	105992	100550	97004	93685	91079	88674	85675	82778
65+	31528	34120	35876	37257	37948	37844	37745	38079	38229
ukupno	170017	164854	160793	158155	155322	151906	148283	144698	141322

Zagrebačka	2011	2016	2021	2026	2031	2036	2041	2046	2051
0-14	51854	46871	44262	41576	40978	39919	38058	36052	34126
15-64	215411	206177	195099	188228	180154	172834	165360	157259	150252
65+	50341	55894	62763	67971	71329	73005	74357	75840	76002
ukupno	317606	308942	302123	297775	292461	285758	277775	269151	260380

17.2. Proizvodnja električne energije

17.2.1. Scenarij S0

Tablica 17.1. Snaga elektrana – Scenarij S0

Snaga elektrana [MW], Scenarij S0										
Godina	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Nuklearna	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Ukupna snaga
2015.	2089	700	699	297	348	55	0	418	42	4647
2020.	2125	799	501	192	348	154	10	734	72	4934
2025.	2158	1099	501	192	348	156	17	859	185	5514
2030.	2546	1048	0	192	348	148	26	1184	507	5998
2035.	2611	990	0	192	348	148	48	1434	857	6628
2040.	2676	1290	0	0	348	146	48	1684	1245	7436
2045.	2741	1248	0	0	0	115	57	1997	1610	7767
2050.	2807	1310	0	0	0	105	50	2162	1914	8348

Tablica 17.2. Proizvodnja električne energije – Scenarij S0

Struktura zadovoljenja potreba za električnom energijom [GWh], Scenarij S0											
Godina	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Nuklearna	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Uvoz-izvoz	Ukupno isporučeno
2015.	6201	1372	0	2182	2686	403	0	979	53	3619	17495
2020.	6509	1031	0	1402	2683	884	58	1721	92	3854	18234
2025.	6794	2611	0	964	2683	1164	99	2096	240	2190	18840
2030.	6905	2575	0	814	2683	1146	151	3025	666	1402	19368
2035.	7137	2937	0	662	2683	1333	281	3738	1125	99	19995
2040.	7368	3746	0	0	2683	1465	281	4450	1630	-876	20747
2045.	7600	4262	0	0	0	1425	329	5333	2135	316	21399
2050.	7831	3805	0	0	0	1537	329	6057	2543	0	22102

Napomene:

- Prikazana je neto proizvodnja električne energije. Vlastita potrošnja elektrana je prikazana u energetske bilancama
- Za potrebe energetske bilance NE Krško se uzima kao uvoz električne energije

Tablica 17.3. Investicije u elektrane – Scenarij S0

Ulaganja u elektrane (milijuni kuna) – Scenarij S0									
Razdoblje	Hidro	Plin	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Dizalice topline i električni kotlovi CTS	Spremnici	Ukupno
2020. - 2030.	465,2	310,8	135,8	56,0	511,3	293,6	0,0	39,2	1811,9
2030. - 2040.	311,5	445,9	111,5	78,1	530,8	534,4	1,2	111,6	2124,9
2040. - 2050.	311,5	135,1	125,0	63,7	647,8	395,4	12,6	86,1	1777,2
Ukupna ulaganja	1088,3	891,8	372,3	197,8	1689,8	1223,4	13,8	236,8	5714,0

17.2.2.Scenarij S1

Tablica 17.4. Snaga elektrana – Scenarij 1

Snaga elektrana [MW], Scenarij 1										
Godina	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Nuklearna	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Ukupna snaga
2015.	2089	700	699	297	348	55	0	418	42	4647
2020.	2125	799	501	192	348	154	10	734	104	4966
2025.	2158	949	501	192	348	156	17	984	394	5699
2030.	2686	1048	0	192	348	148	17	1634	1039	7112
2035.	2752	990	0	192	348	148	48	2134	1739	8350
2040.	2817	1290	0	0	348	146	48	2634	2514	9797
2045.	2928	1548	0	0	0	140	57	3259	3235	11166
2050.	3174	1970	0	0	0	155	50	3737	3815	12901

Tablica 17.5. Proizvodnja električne energije – Scenarij 1

Struktura zadovoljenja potreba za električnom energijom [GWh], Scenarij 1											
Godina	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Nuklearna	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Uvoz-izvoz	Ukupno isporučeno
2015.	6206	1346	0	2182	2686	164	0	979	53	3879	17494
2020.	6482	1786	0	1402	2683	260	58	1721	134	3854	18380
2025.	6643	2649	0	964	2683	679	99	2470	513	2190	18889
2030.	7012	2274	0	649	2683	781	99	4329	1361	701	19888
2035.	7200	2119	0	582	2683	972	281	5754	2278	-1025	20846
2040.	7326	1429	0	0	2683	766	281	7180	3288	-876	22078
2045.	7836	2685	0	0	0	1050	329	8949	4298	-438	24709
2050.	9401	1957	0	0	0	1162	329	10558	5089	0	28496

Napomene:

- Prikazana je neto proizvodnja električne energije. Vlastita potrošnja elektrana je prikazana u energetske bilancama
- Za potrebe energetske bilance NE Krško se uzima kao uvoz električne energije

Tablica 17.6. Investicije u elektrane – Scenarij 1

Ulaganja u elektrane (milijuni kuna) – Scenarij 1									
Razdoblje	Hidro	Plin	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Dizalice topline i električni kotlovi CTS	Spremnici	Ukupno
2020. - 2030.	555,2	310,8	122,3	24,5	851,5	662,9	6,3	15,6	2549,0
2030. - 2040.	311,5	202,7	0,0	109,6	1061,5	1068,9	11,9	123,6	2889,7
2040. - 2050.	675,2	675,7	125,0	63,7	1295,6	790,7	11,3	105,6	3742,9
Ukupna ulaganja	1541,9	1189,1	247,3	197,8	3208,6	2522,5	29,5	244,9	9181,6

17.2.3.Scenarij S2

Tablica 17.7. Snaga elektrana – Scenarij 2

Snaga elektrana [MW], Scenarij 2										
Godina	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Nuklearna	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Ukupna snaga
2015.	2089	700	699	297	348	55	0	418	42	4647
2020.	2125	799	501	192	348	154	10	734	96	4959
2025.	2158	949	501	192	348	156	17	909	316	5546
2030.	2686	1048	0	192	348	148	17	1364	768	6570
2035.	2752	990	0	192	348	148	48	1714	1258	7449
2040.	2817	1290	0	0	348	146	48	2064	1800	8513
2045.	2882	1548	0	0	0	140	57	2502	2296	9424
2050.	2978	1670	0	0	0	155	50	2792	2692	10337

Tablica 17.8. Proizvodnja električne energije – Scenarij 2

Struktura zadovoljenja potreba za električnom energijom [GWh], Scenarij 2											
Godina	Hidro	Plin	Lož ulje	Ugljen	Nuklearna	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Uvoz-izvoz	Ukupno isporučeno
2015.	6205	1351	0	2182	2686	164	0	979	53	3873	17494
2020.	6500	1778	0	1402	2683	252	58	1721	124	3722	18240
2025.	6661	2752	0	964	2683	678	99	2245	412	2190	18683
2030.	7024	2486	0	660	2683	808	99	3547	1006	1188	19500
2035.	7186	3054	0	621	2683	1024	281	4544	1648	-901	20140
2040.	7387	2704	0	0	2683	1091	281	5542	2355	-876	21166
2045.	7566	4146	0	0	0	1050	329	6778	3062	-147	22785
2050.	7904	3579	0	0	0	1162	329	7855	3593	0	24423

Napomene:

- Prikazana je neto proizvodnja električne energije. Vlastita potrošnja elektrana je prikazana u energetske bilancama
- Za potrebe energetske bilance NE Krško se računa u uvoz električne energije

Tablica 17.9. Investicije u elektrane – Scenarij 2

Ulaganja u elektrane (milijuni kuna) – Scenarij 2									
Razdoblje	Hidro	Plin	Biomasa	Geotermalna	Vjetar	Sunce	Dizalice topline i električni kotlovi CTS	Spremnici	Ukupno
2020. - 2030.	555,2	310,8	122,3	24,5	647,4	490,4	6,3	19,6	2176,3
2030. - 2040.	311,5	310,8	0,0	109,6	743,1	748,2	7,3	105,6	2336,1
2040. - 2050.	418,7	405,4	125,0	63,7	906,9	553,5	11,3	94,2	2578,8
Ukupna ulaganja	1285,4	1026,9	247,3	197,8	2297,3	1792,1	24,9	219,5	7091,2

17.3. Energetske bilance

17.3.1. Energetska bilanca za 2016. godinu

Energetska bilanca za 2016. godinu	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Plinski kondenzat	Rafinerijski poluproizvodi	Aditivi	Ostali ugljikovodici
1000 ten								
Primarna proizvodnja	4.409			683	65			
Iz ostalih izvora	86							86
Uvoz	7.447	643	20	2.510		429	61	
Saldo skladišta	-12	-13	-1	27		-37	6	
Izvoz	3.341							
Bunker brodova	5							
UKUPNA POTROŠNJA	8.585	631	20	3.220	65	393	67	86
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE								
Hidroelektrane	589							
Vjetroelektrane	87							
Solarne elektrane	6							
Termoelektrane (MA)	249							
Javne toplane (MA)	343							
Industrijske toplane (Auto...)	28							
Rafinerije	3.786							
Postrojenja za drveni ugljen	6							
Javne kotlovnice (MA)	55							
UKUPNA PROIZVODNJA	5.150							
POTROŠNJA ZA TRANSF.								
Hidroelektrane	589							
Vjetroelektrane	87							
Solarne elektrane	6							
Termoelektrane (MA)	643	580						
Javne toplane (MA)	464							
Industrijske toplane (Auto...)	51	4						
Rafinerije	3.788			3.220	21	393	67	86
Javne kotlovnice (MA)	67							
Postrojenja za drveni ugljen	15							
Ostalo	86							
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	5.795	584		3.220	21	393	67	86
PROMJENE I TRANSFERI, POVRAT	1				-44			
POTROŠNJA ENERGETIKE								
Vlastita potrošnja elektrana i toplana	57							
Pumpne elektrane	8							
Proizvodnja nafte i plina	89							
Rafinerije	407							
Bioplinska postrojenja	4							
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	565							
GUBICI	220							
PREDANO POTROŠAČIMA	7.155	47	20					
NEENERGETSKA POTROŠNJA	516							
ENERGETSKA POTROŠNJA	6.639	47	20					
INDUSTRIJA	1.087	44	20					
PROMET	2.163							
OPĆA POTROŠNJA	3.389	3						
Usluge	763							
Kućanstva	2.393	3						
Poljoprivreda	233							

Energetska bilanca za 2016. godinu - nastavak -	Rafinerijski								
	plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej	Primarni benzin	Dizelsko gorivo/ Ekstralako LU	Loživo ulje	Specijalni benzini	Maziva
1000 ten									
Primarna proizvodnja									
Iz ostalih izvora									
Uvoz		60	207	27		1.028	44	2	28
Saldo skladišta		-2	-7		3	-3	-28		
Izvoz		174	551	11	71	689	431		10
Bunker brodova						3	2		
UKUPNA POTROŠNJA		-115	-351	17	-68	334	-417	2	18
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Termoelektrane (MA)									
Javne toplane (MA)									
Industrijske toplane (Auto...)									
Rafinerije	158	233	920	122	68	1.463	574		9
Postrojenja za drveni ugljen									
Javne kotlovnice (MA)									
UKUPNA PROIZVODNJA	158	233	920	122	68	1.463	574		9
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Termoelektrane (MA)						1			
Javne toplane (MA)									
Industrijske toplane (Auto...)									
Rafinerije									
Javne kotlovnice (MA)						4	4		
Postrojenja za drveni ugljen									
Ostalo									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE						5	4		
PROMJENE I TRANSFERI, POVRAT		45							
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Vlastita potrošnja elektrana i toplana									
Pumpne elektrane									
Proizvodnja nafte i plina									
Rafinerije	158						126		
Bioplinska postrojenja									
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	158						126		
GUBICI									
PREDANO POTROŠAČIMA		162	569	139		1.791	28	2	27
NEENERGETSKA POTROŠNJA								2	27
ENERGETSKA POTROŠNJA		162	569	139		1.791	28		
INDUSTRIJA		11	4,25	4		109	23		
PROMET		80	557	134		1.366			
OPĆA POTROŠNJA		72	7			316	5		
Usluge		15				45	2		
Kućanstva		55				86	2		
Poljoprivreda		2	7			186	1		

Energetska bilanca za 2016. godinu - nastavak -	Bitumen	Naftni koks	Parafin	Ostali proizvodi	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV
Primarna proizvodnja					1.369	589	87	12	6
Iz ostalih izvora									
Uvoz	96	138	6		1.051				
Saldo skladišta		-16		-20	74				
Izvoz	3	4		172	324				
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	93	117	6	-192	2.171	589	87	12	6
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroeletktrane									
Solarne elektrane									
Termoeletktrane (MA)									
Javne toplane (MA)									
Industrijske toplane (Auto...)									
Rafinerije	1	39		200					
Postrojenja za drveni ugljen									
Javne kotlovnice (MA)									
UKUPNA PROIZVODNJA	1	39		200					
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane						589			
Vjetroeletktrane							87		
Solarne elektrane									6
Termoeletktrane (MA)					55				
Javne toplane (MA)					339				
Industrijske toplane (Auto...)					45				
Rafinerije									
Javne kotlovnice (MA)					59				
Postrojenja za drveni ugljen									
Ostalo					86				
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					584	589	87		6
PROMJENE I TRANSFERI, POVRAT						-589	-87		-6
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Vlastita potrošnja elektrana i toplana									
Pumpne elektrane									
Proizvodnja nafte i plina					75				
Rafinerije		27			74				
Bioplinska postrojenja									
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA		27			150				
GUBICI					28				
PREDANO POTROŠAČIMA	94	130	6	8	1.410			12	
NEENERGETSKA POTROŠNJA	94		6	8	379				
ENERGETSKA POTROŠNJA		130			1.031			12	
INDUSTRIJA		130			357				
PROMET					4				
OPĆA POTROŠNJA					670			12	
Usluge					181			3	
Kućanstva					466			8	
Poljoprivreda					23				

Energetska bilanca za 2016. godinu - nastavak -	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplin	Biodizel	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Toplina	Električna energija
Primarna proizvodnja	1.531		47	1	9	10		
Iz ostalih izvora								
Uvoz	23	5						1.066
Saldo skladišta	5	-1		0				
Izvoz	307	5		1				590
Bunker brodova								
UKUPNA POTROŠNJA	1.253	-1	47	1	9	10		476
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE								
Hidroelektrane								589
Vjetroelektrane								87
Solarne elektrane								6
Termoelektrane (MA)								249
Javne toplane (MA)							217	125
Industrijske toplane (Auto...)								28
Rafinerije								
Postrojenja za drveni ugljen		6						
Javne kotlovnice (MA)							55	
UKUPNA PROIZVODNJA		6					273	1.085
POTROŠNJA ZA TRANSF.								
Hidroelektrane								
Vjetroelektrane								
Solarne elektrane								
Termoelektrane (MA)			6					
Javne toplane (MA)	89		36					
Industrijske toplane (Auto...)			3					
Rafinerije								
Javne kotlovnice (MA)	0							
Postrojenja za drveni ugljen	15							
Ostalo								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	104		45					
PROMJENE I TRANSFERI, POVRAT								682
POTROŠNJA ENERGETIKE								
Vlastita potrošnja elektrana i toplana							11	46
Pumpne elektrane								8
Proizvodnja nafte i plina								14
Rafinerije								22
Bioplinska postrojenja			1				3	
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA			1				15	89
GUBICI			1				36	155
PREDANO POTROŠAČIMA	1.149	5		1	9	10	222	1.316
NEENERGETSKA POTROŠNJA								
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.149	5		1	9	10	222	1.316
INDUSTRIJA	19					10	61	295
PROMET				1				22
OPĆA POTROŠNJA	1.129	5			9		162	999
Usluge	6	1			5		38	467
Kućanstva	1.123	5					119	527
Poljoprivreda					4		5	5

17.3.2. Energetska bilanca za 2030. godinu – Scenarij S0

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 0)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirovanafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	5.020,6			782,0			45,9		
Uvoz	6.327,6	230,3	23,0	2.498,4	428,8		45,9	161,9	31,7
Izvoz	2.161,3						190,2	623,9	5,9
Bunker brodova	2,0								
UKUPNA POTROŠNJA	9.184,9	230,3	23,0	3.280,5	428,8		-98,4	-462,0	25,7
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	619,3								
Vjetroelektrane	260,3								
Solarne elektrane	57,7								
Geotermalne elektrane	16,9								
Termoelektrane	122,7								
Javne toplane	525,8								
Javne kotlovnice	62,6								
Industrijske toplane	28,6								
Toplinske crpke	3,7								
Rafinerije	3.530,6					88,2	240,0	960,2	120,0
Postrojenja za drveni ugljen	5,6								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.233,7					88,2	240,0	960,2	120,0
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	619,3								
Vjetroelektrane	260,3								
Solarne elektrane	57,7								
Geotermalne elektrane	169,3								
Termoelektrane	284,6	194,5							
Javne toplane	651,3								
Javne kotlovnice	70,0								
Industrijske toplane	65,9	1,5				2,5			
Toplinske crpke	1,2								
Rafinerije	3.815,8			3.280,5	428,8				
Postrojenja za drveni ugljen	14,1								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	6.009,4	196,0		3.280,5	428,8	2,5			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	131,2								
Degazolinaža	2,2								
Hidroelektrane	45,1								
- utrošeno za crpke	19,6								
Termoelektrane	10,4								
Javne toplane	44,4								
Vjetroelektrane	0,1								
Solarne elektrane	0,4								
Geotermalne elektrane	3,9								
Rafinerije	341,9					85,7			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	579,7					85,7			
GUBICI	171,5								
PREDANO POTROŠAČIMA	7.658,0	34,3	23,0	0,0		0,0	141,6	498,2	145,7
NEENERGETSKA POTROŠNJA	548,3								
ENERGETSKA POTROŠNJA	7.109,7	34,3	23,0	0,0		0,0	141,6	498,2	145,7
INDUSTRIJA	1.186,7	32,2	23,0				9,6	3,9	4,4
PROMET	2.319,7						75,3	487,5	141,4
OPĆA POTROŠNJA	3.603,3	2,1					56,8	6,8	
Kućanstva	2.447,6	2,1					47,6		
Usluge	950,0						8,0		
Poljoprivreda	205,6						1,2	6,8	

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
1000 ten										
Primarna proizvodnja					28,2					
Uvoz	922,0	42,4	38,3			104,0	2,0	24,8	7,0	
Izvoz	550,2	66,1		476,4	28,2	1,0		7,0		9,1
Bunker brodova	2,0									
UKUPNA POTROŠNJA	369,8	-23,7	38,3	-476,4	0,0	103,0	2,0	17,8	7,0	-9,1
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	1.170,3	137,7		762,9	28,2			8,8		14,1
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	1.170,3	137,7		762,9	28,2			8,8		14,1
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane		0,1								
Javne toplane										
Javne kotlovnice		1,5	1,5							
Industrijske toplane			13,1							
Toplinske crpke										
Rafinerije					28,2					
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE		1,6	14,5		28,2					
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				152,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				152,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	1.540,1	112,4	23,8	134,4		103,0	2,0	26,6	7,0	5,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						103,0	2,0	26,6	7,0	5,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.540,1	112,4	23,8	134,4						
INDUSTRIJA	81,2	20,9	23,8	134,4						
PROMET	1.305,4									
OPĆA POTROŠNJA	153,6	91,4								
Kućanstva		62,5								
Usluge		27,3								
Poljoprivreda	153,6	1,7								

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energijska vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplin	Biometan
Primarna proizvodnja	1.217,5	619,3	260,3	26,7	57,7	1.417,9		76,9	0,4
Uvoz	1.229,3								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	2.446,8	619,3	260,3	26,7	57,7	1.417,9		76,9	0,4
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,6		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,6		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		619,3							
Vjetroelektrane			260,3						
Solarne elektrane					57,7				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	90,0								
Javne toplane	343,6					231,8		75,8	
Javne kotlovnice	59,6					4,4			
Industrijske toplane	47,8							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	78,4								
Postrojenja za drveni ugljen						14,1			
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	619,4	619,3	260,3		57,7	250,3		76,9	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	120,8								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	80,5								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	201,2								
GUBICI	31,8								
PREDANO POTROŠAČIMA	1.594,5			26,7		1.167,6	5,6		0,4
NEENERGETSKA POTROŠNJA	404,7								
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.189,7			26,7		1.167,6	5,6		0,4
INDUSTRIJA	392,7			1,2		46,6			
PROMET	6,8								0,4
OPĆA POTROŠNJA	790,2			25,5		1.121,1	5,6		
Kućanstva	511,7			11,0		1.104,3	5,1		
Usluge	255,8			14,4		16,5	0,6		
Poljoprivreda	22,8			0,1		0,3			

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio mlazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	72,8	195,1		0,8	208,5	10,6			
Uvoz							0,004		537,7
Izvoz									203,1
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	72,8	195,1		0,8	208,5	10,6	0,004		334,6
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									619,3
Vjetroelektrane									260,3
Solarne elektrane									57,7
Geotermalne elektrane									16,9
Termoelektrane									122,7
Javne toplane								222,9	303,0
Javne kotlovnice								62,6	
Industrijske toplane									28,6
Toplinske crpke								3,7	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								289,1	1.408,4
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					169,3				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					2,9				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									1,2
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					172,3				1,2
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									10,4
Degazolinaža									2,2
Hidroelektrane									45,1
- utrošeno za crpke									19,6
Termoelektrane									10,4
Javne toplane								19,2	25,3
Vjetroelektrane									0,1
Solarne elektrane									0,4
Geotermalne elektrane									3,9
Rafinerije									23,6
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								19,2	121,5
GUBICI								27,0	112,8
PREDANO POTROŠAČIMA	72,8	195,1		0,8	36,2	10,6	0,004	243,0	1.507,5
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	72,8	195,1		0,8	36,2	10,6	0,004	243,0	1.507,5
INDUSTRIJA					5,8	10,6		66,6	329,8
PROMET	72,8	195,1		0,8			0,004		34,3
OPĆA POTROŠNJA					30,3			176,4	1.143,4
Kućanstva					8,7			127,5	567,3
Usluge					14,1			48,9	564,4
Poljoprivreda					7,5				11,7

17.3.3. Energetska bilanca za 2040. godinu – Scenarij S0

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 0)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	4.692,2			638,9			30,2		
Uvoz	6.470,9	28,5	18,0	2.427,4	402,0		35,8	157,6	31,3
Izvoz	2.211,4						169,4	636,5	8,4
Bunker brodova	1,0								
UKUPNA POTROŠNJA	8.950,7	28,5	18,0	3.066,3	402,0		-103,3	-478,9	22,9
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	660,8								
Vjetroelektrane	382,8								
Solarne elektrane	141,3								
Geotermalne elektrane	31,5								
Termoelektrane	179,3								
Javne toplane	520,5								
Javne kotlovnice	74,2								
Industrijske toplane	26,7								
Toplinske crpke	7,1								
Rafinerije	3.318,9					82,7	231,7	946,7	122,5
Postrojenja za drveni ugljen	5,8								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.348,8					82,7	231,7	946,7	122,5
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	660,8								
Vjetroelektrane	382,8								
Solarne elektrane	141,3								
Geotermalne elektrane	314,5								
Termoelektrane	309,1								
Javne toplane	662,1								
Javne kotlovnice	83,2								
Industrijske toplane	61,3	1,5				2,3			
Toplinske crpke	2,2								
Rafinerije	3.571,8			3.066,3	402,0				
Postrojenja za drveni ugljen	14,4								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	6.203,5	1,5		3.066,3	402,0	2,3			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	158,8								
Degazolinaža	1,8								
Hidroelektrane	46,8								
- utrošeno za crpke	19,6								
Termoelektrane	12,8								
Javne toplane	45,2								
Vjetroelektrane	0,2								
Solarne elektrane	1,2								
Geotermalne elektrane	7,3								
Rafinerije	297,0					80,4			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	571,0					80,4			
GUBICI	179,5								
PREDANO POTROŠAČIMA	7.345,5	27,0	18,0				128,4	467,8	145,4
NEENERGETSKA POTROŠNJA	541,2								
ENERGETSKA POTROŠNJA	6.804,3	27,0	18,0				128,4	467,8	145,4
INDUSTRIJA	1.152,4	25,9	18,0				7,5	3,0	4,0
PROMET	2.189,6						78,8	458,3	141,3
OPĆA POTROŠNJA	3.462,3	1,1					42,0	6,4	
Kućanstva	2.267,6	1,1					37,1		
Usluge	1.000,0						4,3		
Poljoprivreda	194,6						0,6	6,4	

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
1000 ten										
Primarna proizvodnja					30,0					
Uvoz	836,3	39,7	5,0			108,8	2,0	22,4	8,0	
Izvoz	594,2	78,6		449,7	26,5	0,6		5,9		7,2
Bunker brodova	1,0									
UKUPNA POTROŠNJA	241,1	-38,9	5,0	-449,7	3,5	108,2	2,0	16,5	8,0	-7,2
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	1.070,9	92,7	8,4	715,4	26,5			8,3		13,2
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	1.070,9	92,7	8,4	715,4	26,5			8,3		13,2
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice		0,9	0,9							
Industrijske toplane			12,5							
Toplinske crpke										
Rafinerije					30,0					
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE		0,9	13,4		30,0					
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				119,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				119,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	1.312,0	52,9	0,0	146,6		108,2	2,0	24,8	8,0	6,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						108,2	2,0	24,8	8,0	6,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.312,0	52,9	0,0	146,6						
INDUSTRIJA	63,5	19,4		146,6						
PROMET	1.109,4									
OPĆA POTROŠNJA	139,2	33,5								
Kućanstva		28,2								
Usluge		4,9								
Poljoprivreda	139,2	0,4								

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Biopljin	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	713,6	660,8	382,8	42,9	141,3	#####		73,4	3,4
Uvoz	1.982,8								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	2.696,4	660,8	382,8	42,9	141,3	#####		73,4	3,4
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,8		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,8		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		660,8							
Vjetroelektrane			382,8						
Solarne elektrane					141,3				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	309,1								
Javne toplane	278,3					311,6		72,3	
Javne kotlovnice	68,8					7,2			
Industrijske toplane	43,9							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	73,5								
Postrojenja za drveni ugljen							14,4		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	773,6	660,8	382,8		141,3	333,2		73,4	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	149,8								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	75,4								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	225,3								
GUBICI	35,5								
PREDANO POTROŠAČIMA	1.662,0			42,9		951,5	5,8	0,0	3,4
NEENERGETSKA POTROŠNJA	392,2								
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.269,8			42,9		951,5	5,8	0,0	3,4
INDUSTRIJA	379,2			4,6		56,3			
PROMET	18,0								3,4
OPĆA POTROŠNJA	872,7			38,4		895,2	5,8		
Kućanstva	572,8			18,6		875,6	5,1		
Usluge	280,5			19,6		19,2	0,6		
Poljoprivreda	19,3			0,2		0,3			

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio mlazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	87,3	211,3	5,9	1,6	374,1	10,0			
Uvoz							0,2		365,1
Izvoz									234,4
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	87,3	211,3	5,9	1,6	374,1	10,0	0,2		130,6
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									660,8
Vjetroelektrane									382,8
Solarne elektrane									141,3
Geotermalne elektrane									31,5
Termoelektrane									179,3
Javne toplane								212,9	307,6
Javne kotlovnice								74,2	
Industrijske toplane									26,7
Toplinske crpke								7,1	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								294,2	1.729,9
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					314,5				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					5,4				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									2,2
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					319,9				2,2
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									9,0
Degazolinaža									1,8
Hidroelektrane									46,8
- utrošeno za crpke									19,6
Termoelektrane									12,8
Javne toplane								19,2	26,0
Vjetroelektrane									0,2
Solarne elektrane									1,2
Geotermalne elektrane									7,3
Rafinerije									22,0
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								19,2	127,1
GUBICI								24,7	119,3
PREDANO POTROŠAČIMA	87,3	211,3	5,9	1,6	54,2	10,0	0,2	250,3	1.612,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	87,3	211,3	5,9	1,6	54,2	10,0	0,2	250,3	1.612,0
INDUSTRIJA					10,5	10,0		66,6	337,3
PROMET	87,3	211,3	5,9	1,6			0,2		74,0
OPĆA POTROŠNJA					43,7			183,7	1.200,7
Kućanstva					12,9			131,0	585,1
Usluge					19,0			52,6	599,2
Poljoprivreda					11,7				16,5

17.3.4. Energetska bilanca za 2050. godinu – Scenarij S0

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 0)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	3.750,6			185,3			11,2		
Uvoz	6.694,1	19,9	14,0	2.800,1	388,7		24,6	79,9	22,5
Izvoz	2.247,4						148,2	737,9	14,6
Bunker brodova	1,0								
UKUPNA POTROŠNJA	8.196,3	19,9	14,0	2.985,4	388,7		-112,4	-658,0	7,9
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	702,3								
Vjetroelektrane	521,1								
Solarne elektrane	220,5								
Geotermalne elektrane	36,8								
Termoelektrane	226,9								
Javne toplane	456,4								
Javne kotlovnice	85,0								
Industrijske toplane	22,5								
Toplinske crpke	14,8								
Rafinerije	3.208,7					80,0	224,0	928,0	118,4
Postrojenja za drveni ugljen	5,8								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.500,9					80,0	224,0	928,0	118,4
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	702,3								
Vjetroelektrane	521,1								
Solarne elektrane	220,5								
Geotermalne elektrane	367,9								
Termoelektrane	391,2								
Javne toplane	606,0								
Javne kotlovnice	95,6								
Industrijske toplane	50,9	1,5				2,3			
Toplinske crpke	4,1								
Rafinerije	3.477,6			2.985,4	388,7				
Postrojenja za drveni ugljen	14,6								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	6.451,7	1,5		2.985,4	388,7	2,3			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	47,1								
Degazolinaža	0,5								
Hidroelektrane	48,5								
- utrošeno za crpke	19,6								
Termoelektrane	16,2								
Javne toplane	40,9								
Vjetroelektrane	0,2								
Solarne elektrane	1,9								
Geotermalne elektrane	8,5								
Rafinerije	270,2					77,7			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	434,0					77,7			
GUBICI	183,4								
PREDANO POTROŠAČIMA	6.628,0	18,4	14,0			0,0	111,6	270,0	126,3
NEENERGETSKA POTROŠNJA	529,1								
ENERGETSKA POTROŠNJA	6.098,9	18,4	14,0			0,0	111,6	270,0	126,3
INDUSTRIJA	1.077,8	18,4	14,0				5,4	1,8	3,6
PROMET	1.870,2						79,9	262,4	122,7
OPĆA POTROŠNJA	3.150,9						26,3	5,8	
Kućanstva	1.978,0						26,1		
Usluge	995,7								
Poljoprivreda	177,3						0,3	5,8	

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
1000 ten										
Primarna proizvodnja					30,0					
Uvoz	591,6	30,6	4,1			114,4	2,0	20,0	8,0	
Izvoz	666,5	51,7		463,3	25,6	0,8		4,1		6,8
Bunker brodova	1,0									
UKUPNA POTROŠNJA	-76,0	-21,1	4,1	-463,3	4,4	113,6	2,0	15,9	8,0	-6,8
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	1.073,7	38,4	8,2	691,6	25,6			8,0		12,8
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	1.073,7	38,4	8,2	691,6	25,6			8,0		12,8
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane			12,2							
Toplinske crpke										
Rafinerije					30,0					
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE			12,2		30,0					
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				98,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				98,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	997,7	17,3	0,0	130,2		113,6	2,0	23,9	8,0	6,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						113,6	2,0	23,9	8,0	6,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	997,7	17,3	0,0	130,2						
INDUSTRIJA	37,2	17,2		130,2						
PROMET	838,5									
OPĆA POTROŠNJA	122,0	0,1								
Kućanstva										
Usluge										
Poljoprivreda	122,0	0,1								

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Biopljin	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	164,1	702,3	521,1	65,2	220,5	1.066,1		1,1	19,2
Uvoz	2.457,1								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	2.621,2	702,3	521,1	65,2	220,5	1.066,1		1,1	19,2
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,8		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,8		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		702,3							
Vjetroelektrane			521,1						
Solarne elektrane					220,5				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	391,2								
Javne toplane	205,0					401,0			
Javne kotlovnice	76,5					10,6			
Industrijske toplane	33,7							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	73,5								
Postrojenja za drveni ugljen							14,6		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	780,0	702,3	521,1		220,5	426,2		1,1	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	41,2								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	72,9								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	114,1								
GUBICI	34,7								
PREDANO POTROŠAČIMA	1.692,4			65,2		639,9	5,8		19,2
NEENERGETSKA POTROŠNJA	375,5								
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.316,9			65,2		639,9	5,8		19,2
INDUSTRIJA	350,6			9,3		64,9			
PROMET	77,0								19,2
OPĆA POTROŠNJA	889,3			55,9		574,9	5,8		
Kućanstva	616,2			29,5		558,3	5,2		
Usluge	260,0			26,3		16,4	0,6		
Poljoprivreda	13,1			0,1		0,3			

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 0) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio miazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
Primarna proizvodnja	65,6	209,6	30,7	4,2	446,3	8,1			
Uvoz							15,9		100,8
Izvoz									127,9
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	65,6	209,6	30,7	4,2	446,3	8,1	15,9		-27,1
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									702,3
Vjetroelektrane									521,1
Solarne elektrane									220,5
Geotermalne elektrane									36,8
Termoelektrane									226,9
Javne toplane								184,3	272,1
Javne kotlovnice								85,0	
Industrijske toplane									22,5
Toplinske crpke								14,8	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								284,1	2.002,2
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					367,9				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					8,5				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									4,1
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					376,4				4,1
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									5,9
Degazolinaža									0,5
Hidroelektrane									48,5
- utrošeno za crpke									19,6
Termoelektrane									16,2
Javne toplane								17,4	23,5
Vjetroelektrane									0,2
Solarne elektrane									1,9
Geotermalne elektrane									8,5
Rafinerije									21,5
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								17,4	126,7
GUBICI								21,4	127,3
PREDANO POTROŠAČIMA	65,6	209,6	30,7	4,2	69,9	8,1	15,9	245,4	1.717,1
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	65,6	209,6	30,7	4,2	69,9	8,1	15,9	245,4	1.717,1
INDUSTRIJA					13,2	8,1		65,1	338,9
PROMET	65,6	209,6	30,7	4,2			15,9		144,4
OPĆA POTROŠNJA					56,7			180,3	1.233,7
Kućanstva					15,0			129,3	598,6
Usluge					26,8			51,0	614,5
Poljoprivreda					14,9				20,7

17.3.5. Energetska bilanca za 2030. godinu – Scenarij S1

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 1)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	4.797,6			800,4			45,9		
Uvoz	5.710,4	185,2	23,0	2.337,9	410,5		45,4	137,2	32,3
Izvoz	2.098,5						209,0	616,5	1,9
Bunker brodova	2,0								
UKUPNA POTROŠNJA	8.407,5	185,2	23,0	3.138,3	410,5		-117,7	-479,3	30,4
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	628,3								
Vjetroelektrane	372,4								
Solarne elektrane	117,9								
Geotermalne elektrane	11,1								
Termoelektrane	61,9								
Javne toplane	468,6								
Javne kotlovnice	43,5								
Industrijske toplane	27,5								
Toplinske crpke	25,1								
Rafinerije	3.380,5					84,5	229,8	919,4	114,9
Postrojenja za drveni ugljen	5,6								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.142,6					84,5	229,8	919,4	114,9
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	628,3								
Vjetroelektrane	372,4								
Solarne elektrane	117,9								
Geotermalne elektrane	110,7								
Termoelektrane	156,1	154,9							
Javne toplane	582,1								
Javne kotlovnice	49,0								
Industrijske toplane	63,4	1,5				2,4			
Toplinske crpke	6,7								
Rafinerije	3.653,8			3.138,3	410,5				
Postrojenja za drveni ugljen	14,1								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	5.754,5	156,4		3.138,3	410,5	2,4			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	131,7								
Degazolinaža	2,0								
Hidroelektrane	60,7								
- utrošeno za crpke	35,3								
Termoelektrane	5,6								
Javne toplane	37,2								
Vjetroelektrane	0,2								
Solarne elektrane	0,9								
Geotermalne elektrane	2,6								
Rafinerije	333,6					82,1			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	574,3					82,1			
GUBICI	166,0								
PREDANO POTROŠAČIMA	7.055,2	28,8	23,0			0,0	112,2	440,1	145,3
NEENERGETSKA POTROŠNJA	546,9								
ENERGETSKA POTROŠNJA	6.508,3	28,8	23,0			0,0	112,2	440,1	145,3
INDUSTRIJA	1.165,7	27,0	23,0				6,3	3,9	3,9
PROMET	2.178,9						49,3	429,3	141,3
OPĆA POTROŠNJA	3.163,7	1,8					56,6	6,8	
Kućanstva	2.038,2	1,8					47,6		
Usluge	919,9						8,0		
Poljoprivreda	205,5						1,0	6,8	

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
Primarna proizvodnja					29,9					
Uvoz	867,2	35,8	34,2			104,0	2,0	24,8	7,0	
Izvoz	482,0	68,0		456,7	27,0	1,0		8,1		8,5
Bunker brodova	2,0									
UKUPNA POTROŠNJA	383,2	-32,2	34,2	-456,7	2,9	103,0	2,0	16,7	7,0	-8,5
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	1.120,6	131,8		730,5	27,0			8,5		13,5
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	1.120,6	131,8		730,5	27,0			8,5		13,5
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane		0,1								
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane			12,7							
Toplinske crpke										
Rafinerije					29,9					
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE		0,1	12,7		29,9					
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				152,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				152,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	1.503,8	99,5	21,5	121,7		103,0	2,0	25,2	7,0	5,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						103,0	2,0	25,2	7,0	5,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.503,8	99,5	21,5	121,7						
INDUSTRIJA	81,2	19,0	21,5	121,7						
PROMET	1.269,7									
OPĆA POTROŠNJA	152,9	80,6								
Kućanstva		53,1								
Usluge		25,8								
Poljoprivreda	152,9	1,7								

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	1000 ten	Priradni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplin	Biometan
Primarna proizvodnja	1.217,5	628,3	372,4	39,5	117,9	1.083,1		66,9	0,4	
Uvoz	951,4									
Izvoz										
Bunker brodova										
UKUPNA POTROŠNJA	2.168,9	628,3	372,4	39,5	117,9	1.083,1		66,9	0,4	
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije										
Postrojenja za drveni ugljen								5,6		
UKUPNA PROIZVODNJA								5,6		
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane		628,3								
Vjetroelektrane			372,4							
Solarne elektrane					117,9					
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane	1,1									
Javne toplane	373,9						142,4	65,8		
Javne kotlovnice	35,4						8,2			
Industrijske toplane	45,7							1,1		
Toplinske crpke										
Rafinerije	75,0									
Postrojenja za drveni ugljen							14,1			
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	531,0	628,3	372,4		117,9	164,7		66,9		
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina	120,8									
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije	76,8									
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	197,5									
GUBICI	28,0									
PREDANO POTROŠAČIMA	1.412,3				39,5		918,5	5,6	0,0	0,4
NEENERGETSKA POTROŠNJA	404,7									
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.007,6				39,5		918,5	5,6	0,0	0,4
INDUSTRIJA	358,0				4,0		73,8			
PROMET	7,0									0,4
OPĆA POTROŠNJA	642,5				35,5		844,7	5,6		
Kućanstva	409,7				16,0		812,2	5,1		
Usluge	210,0				19,3		31,8	0,6		
Poljoprivreda	22,9				0,2		0,7			

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Bio benzin	Bio dizel	Bio miazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	58,5	173,1		0,5	152,3	10,6			
Uvoz							0,005		512,4
Izvoz									219,7
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	58,5	173,1		0,5	152,3	10,6	0,005		292,7
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									628,3
Vjetroelektrane									372,4
Solarne elektrane									117,9
Geotermalne elektrane									11,1
Termoelektrane									61,9
Javne toplane								183,5	285,2
Javne kotlovnice								43,5	
Industrijske toplane									27,5
Toplinske crpke								25,1	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								252,1	1.504,3
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					110,7				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					5,4				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									6,7
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					116,2				6,7
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									10,9
Degazolinaža									2,0
Hidroelektrane									60,7
- utrošeno za crpke									35,3
Termoelektrane									5,6
Javne toplane								14,2	23,0
Vjetroelektrane									0,2
Solarne elektrane									0,9
Geotermalne elektrane									2,6
Rafinerije									22,6
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								14,2	128,5
GUBICI								23,8	114,2
PREDANO POTROŠAČIMA	58,5	173,1		0,5	36,2	10,6	0,005	214,1	1.547,7
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	58,5	173,1		0,5	36,2	10,6	0,005	214,1	1.547,7
INDUSTRIJA					5,8	10,6		65,5	340,4
PROMET	58,5	173,1		0,5			0,005		49,6
OPĆA POTROŠNJA					30,3			148,6	1.157,7
Kućanstva					8,7			102,4	581,8
Usluge					14,1			46,2	564,1
Poljoprivreda					7,5				11,8

17.3.6. Energetska bilanca za 2040. godinu – Scenarij S1

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 1)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	4.437,0			644,1			30,2		
Uvoz	4.803,2	17,7	18,0	1.888,7	332,8		35,5	132,7	50,6
Izvoz	1.753,1						177,1	482,9	2,1
Bunker brodova	1,0								
UKUPNA POTROŠNJA	7.486,1	17,7	18,0	2.532,8	332,8		-111,4	-350,2	48,6
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	656,7								
Vjetroelektrane	617,7								
Solarne elektrane	285,1								
Geotermalne elektrane	31,5								
Termoelektrane									
Javne toplane	331,2								
Javne kotlovnice	30,5								
Industrijske toplane	24,1								
Toplinske crpke	55,0								
Rafinerije	2.747,4					68,5	191,8	783,7	101,4
Postrojenja za drveni ugljen	5,8								
UKUPNA PROIZVODNJA	4.785,0					68,5	191,8	783,7	101,4
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	656,7								
Vjetroelektrane	617,7								
Solarne elektrane	285,1								
Geotermalne elektrane	314,5								
Termoelektrane									
Javne toplane	433,4								
Javne kotlovnice	34,8								
Industrijske toplane	55,1	1,5				1,9			
Toplinske crpke	14,2								
Rafinerije	2.926,5			2.532,8	332,8				
Postrojenja za drveni ugljen	14,4								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	5.352,5	1,5		2.532,8	332,8	1,9			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	161,4								
Degazolinaža	1,4								
Hidroelektrane	56,1								
- utrošeno za crpke	29,4								
Termoelektrane									
Javne toplane	27,0								
Vjetroelektrane	0,3								
Solarne elektrane	2,4								
Geotermalne elektrane	7,3								
Rafinerije	266,0					66,6			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	521,9					66,6			
GUBICI	166,5								
PREDANO POTROŠAČIMA	6.230,2	16,2	18,0				80,4	433,4	150,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA	538,0								
ENERGETSKA POTROŠNJA	5.692,2	16,2	18,0				80,4	433,4	150,0
INDUSTRIJA	1.110,0	15,5	18,0				2,5	3,0	3,1
PROMET	1.998,6						36,2	423,9	146,9
OPĆA POTROŠNJA	2.583,6	0,8					41,8	6,4	
Kućanstva	1.504,0	0,8					37,1		
Usluge	885,1						4,3		
Poljoprivreda	194,5						0,5	6,4	

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
	1000 ten									
Primarna proizvodnja										
Uvoz	685,2	16,3	4,1			108,8	2,0	22,4	8,0	
Izvoz	379,0	54,0		361,4	21,9	0,6		7,7		5,0
Bunker brodova	1,0									
UKUPNA POTROŠNJA	305,1	-37,7	4,1	-361,4	-21,9	108,2	2,0	14,7	8,0	-5,0
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	886,5	76,7	7,0	592,2	21,9			6,9		11,0
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	886,5	76,7	7,0	592,2	21,9			6,9		11,0
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane			11,0							
Toplinske crpke										
Rafinerije										
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE			11,0							
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				119,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				119,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	1.191,6	39,1	0,0	111,8		108,2	2,0	21,6	8,0	6,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						108,2	2,0	21,6	8,0	6,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.191,6	39,1	0,0	111,8						
INDUSTRIJA	63,5	14,8		111,8						
PROMET	989,6									
OPĆA POTROŠNJA	138,5	24,3								
Kućanstva		20,1								
Usluge		3,8								
Poljoprivreda	138,5	0,4								

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplín	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	713,6	656,7	617,7	82,8	285,1	677,0		73,4	2,6
Uvoz	1.060,6								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	1.774,2	656,7	617,7	82,8	285,1	677,0		73,4	2,6
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,8		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,8		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		656,7							
Vjetroelektrane			617,7						
Solarne elektrane					285,1				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane	230,6					130,6		72,3	
Javne kotlovnice	22,6					7,5			
Industrijske toplane	39,5							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	60,8								
Postrojenja za drveni ugljen							14,4		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	353,5	656,7	617,7		285,1	152,5		73,4	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	149,8								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	62,1								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	211,9								
GUBICI	22,9								
PREDANO POTROŠAČIMA	1.185,9			82,8		524,5	5,8	0,0	2,6
NEENERGETSKA POTROŠNJA	392,2								
ENERGETSKA POTROŠNJA	793,7			82,8		524,5	5,8	0,0	2,6
INDUSTRIJA	292,3			14,8		108,5			
PROMET	23,3								2,6
OPĆA POTROŠNJA	478,1			68,0		416,0	5,8		
Kućanstva	301,4			37,3		374,9	5,1		
Usluge	157,4			30,4		40,2	0,6		
Poljoprivreda	19,3			0,3		0,8			

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio mlazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	80,7	188,5	0,3	0,7	373,5	10,0			
Uvoz							0,3		419,5
Izvoz									261,6
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	80,7	188,5	0,3	0,7	373,5	10,0	0,3		157,9
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									656,7
Vjetroelektrane									617,7
Solarne elektrane									285,1
Geotermalne elektrane									31,5
Termoelektrane									
Javne toplane								125,3	205,8
Javne kotlovnice								30,5	
Industrijske toplane									24,1
Toplinske crpke								55,0	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								210,9	1.820,9
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					314,5				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					4,7				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									14,2
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					319,3				14,2
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									11,6
Degazolinaža									1,4
Hidroelektrane									56,1
- utrošeno za crpke									29,4
Termoelektrane									
Javne toplane								9,9	17,1
Vjetroelektrane									0,3
Solarne elektrane									2,4
Geotermalne elektrane									7,3
Rafinerije									18,3
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								9,9	114,5
GUBICI								18,1	125,5
PREDANO POTROŠAČIMA	80,7	188,5	0,3	0,7	54,2	10,0	0,3	182,9	1.724,7
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	80,7	188,5	0,3	0,7	54,2	10,0	0,3	182,9	1.724,7
INDUSTRIJA					10,5	10,0		64,5	377,3
PROMET	80,7	188,5	0,3	0,7			0,3		105,5
OPĆA POTROŠNJA					43,7			118,4	1.241,9
Kućanstva					12,9			77,5	636,9
Usluge					19,0			40,8	588,4
Poljoprivreda					11,7				16,7

17.3.7. Energetska bilanca za 2050. godinu – Scenarij S1

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 1)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	4.028,4			181,1			11,2		
Uvoz	4.440,0	5,3	14,0	2.131,6	301,2		24,6	31,9	65,8
Izvoz	1.954,5						156,5	647,2	3,7
Bunker brodova	1,0								
UKUPNA POTROŠNJA	6.512,8	5,3	14,0	2.312,7	301,2		-120,6	-615,3	62,0
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	840,3								
Vjetroelektrane	908,3								
Solarne elektrane	441,4								
Geotermalne elektrane	36,8								
Termoelektrane	151,7								
Javne toplane	193,8								
Javne kotlovnice	17,4								
Industrijske toplane	20,6								
Toplinske crpke	82,9								
Rafinerije	2.486,7					62,0	173,6	719,2	91,8
Postrojenja za drveni ugljen	5,8								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.185,6					62,0	173,6	719,2	91,8
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	840,3								
Vjetroelektrane	908,3								
Solarne elektrane	441,4								
Geotermalne elektrane	367,9								
Termoelektrane	261,6								
Javne toplane	369,0								
Javne kotlovnice	20,2								
Industrijske toplane	46,5	1,5				1,8			
Toplinske crpke	21,0								
Rafinerije	2.674,8			2.312,7	301,2				
Postrojenja za drveni ugljen	14,6								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	5.965,3	1,5		2.312,7	301,2	1,8			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	47,8								
Degazolinaža	0,5								
Hidroelektrane	176,4								
- utrošeno za crpke	144,4								
Termoelektrane	10,8								
Javne toplane	17,9								
Vjetroelektrane	0,4								
Solarne elektrane	3,8								
Geotermalne elektrane	8,5								
Rafinerije	231,1					60,2			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	497,3					60,2			
GUBICI	183,4								
PREDANO POTROŠAČIMA	5.052,5	3,8	14,0	0,0			53,0	103,9	153,8
NEENERGETSKA POTROŠNJA	524,2								
ENERGETSKA POTROŠNJA	4.528,3	3,8	14,0	0,0			53,0	103,9	153,8
INDUSTRIJA	1.017,1	3,8	14,0					1,8	2,0
PROMET	1.416,8						26,8	96,3	151,8
OPĆA POTROŠNJA	2.094,4						26,2	5,8	
Kućanstva	1.153,2						26,1		
Usluge	764,0								
Poljoprivreda	177,2						0,1	5,8	

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
Primarna proizvodnja										
Uvoz	236,6	6,1	4,1			114,4	2,0	20,0	8,0	
Izvoz	572,2	26,3		366,2	19,8	0,8		7,2		3,9
Bunker brodova	1,0									
UKUPNA POTROŠNJA	-336,6	-20,2	4,1	-366,2	-19,8	113,6	2,0	12,8	8,0	-3,9
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	832,1	29,8	6,3	536,0	19,8			6,2		9,9
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	832,1	29,8	6,3	536,0	19,8			6,2		9,9
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane			10,4							
Toplinske crpke										
Rafinerije										
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE			10,4							
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				98,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				98,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	495,5	9,6		71,7		113,6	2,0	19,0	8,0	6,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						113,6	2,0	19,0	8,0	6,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	495,5	9,6		71,7						
INDUSTRIJA	37,2	9,5		71,7						
PROMET	336,8									
OPĆA POTROŠNJA	121,5	0,1								
Kućanstva										
Usluge										
Poljoprivreda	121,5	0,1								

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplin	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	164,1	840,3	908,3	143,5	441,4	656,0		1,1	121,0
Uvoz	1.291,3								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	1.455,4	840,3	908,3	143,5	441,4	656,0		1,1	121,0
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,8		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,8		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		840,3							
Vjetroelektrane			908,3						
Solarne elektrane					441,4				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	261,6								
Javne toplane	57,4					311,6			
Javne kotlovnice	11,2					5,6			
Industrijske toplane	31,7							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	60,8								
Postrojenja za drveni ugljen							14,6		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	422,7	840,3	908,3		441,4	331,7		1,1	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	41,2								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	56,2								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	97,4								
GUBICI	17,5								
PREDANO POTROŠAČIMA	917,8			143,5		324,3	5,8		121,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA	375,5								
ENERGETSKA POTROŠNJA	542,3			143,5		324,3	5,8		121,0
INDUSTRIJA	196,0			29,5		148,5			
PROMET	121,0								121,0
OPĆA POTROŠNJA	225,3			114,0		175,8	5,8		
Kućanstva	148,7			68,0		150,2	5,2		
Usluge	63,7			45,7		24,9	0,6		
Poljoprivreda	12,9			0,3		0,7			

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 1) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio miazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	24,1	84,2	1,5	1,4	441,2	8,1			
Uvoz							30,2		152,8
Izvoz									150,6
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	24,1	84,2	1,5	1,4	441,2	8,1	30,2		2,2
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									840,3
Vjetroelektrane									908,3
Solarne elektrane									441,4
Geotermalne elektrane									36,8
Termoelektrane									151,7
Javne toplane								53,0	140,7
Javne kotlovnice								17,4	
Industrijske toplane									20,6
Toplinske crpke								82,9	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								153,3	2.539,8
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					367,9				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					3,4				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									21,0
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					371,2				21,0
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									6,6
Degazolinaža									0,5
Hidroelektrane									176,4
- utrošeno za crpke									144,4
Termoelektrane									10,8
Javne toplane								4,5	13,4
Vjetroelektrane									0,4
Solarne elektrane									3,8
Geotermalne elektrane									8,5
Rafinerije									16,6
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								4,5	237,0
GUBICI								11,9	154,1
PREDANO POTROŠAČIMA	24,1	84,2	1,5	1,4	69,9	8,1	30,2	136,9	2.129,9
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	24,1	84,2	1,5	1,4	69,9	8,1	30,2	136,9	2.129,9
INDUSTRIJA					13,2	8,1		62,0	419,9
PROMET	24,1	84,2	1,5	1,4			30,2		421,7
OPĆA POTROŠNJA					56,7			74,9	1.288,3
Kućanstva					15,0			52,2	687,9
Usluge					26,8			22,7	579,6
Poljoprivreda					14,9				20,8

17.3.8. Energetska bilanca za 2030. godinu – Scenarij 2

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 2)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	4.922,0			800,4			45,9		
Uvoz	5.995,4	191,5	23,0	2.431,6	422,7		45,4	124,2	32,6
Izvoz	2.131,7						211,1	627,5	5,3
Bunker brodova	2,0								
UKUPNA POTROŠNJA	8.783,7	191,5	23,0	3.232,0	422,7		-119,8	-503,3	27,2
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	629,3								
Vjetroelektrane	305,1								
Solarne elektrane	87,1								
Geotermalne elektrane	11,1								
Termoelektrane	68,7								
Javne toplane	501,0								
Javne kotlovnice	48,7								
Industrijske toplane	27,5								
Toplinske crpke	25,8								
Rafinerije	3.480,6					87,0	236,6	946,6	118,3
Postrojenja za drveni ugljen	5,6								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.190,7					87,0	236,6	946,6	118,3
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	629,3								
Vjetroelektrane	305,1								
Solarne elektrane	87,1								
Geotermalne elektrane	110,7								
Termoelektrane	170,2	157,6							
Javne toplane	620,8								
Javne kotlovnice	54,8								
Industrijske toplane	63,4	1,5				2,4			
Toplinske crpke	7,0								
Rafinerije	3.761,8			3.232,0	422,7				
Postrojenja za drveni ugljen	14,1								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	5.824,4	159,1		3.232,0	422,7	2,4			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	131,7								
Degazolinaža	2,0								
Hidroelektrane	62,0								
- utrošeno za crpke	36,6								
Termoelektrane	6,1								
Javne toplane	39,7								
Vjetroelektrane	0,1								
Solarne elektrane	0,7								
Geotermalne elektrane	2,6								
Rafinerije	336,3					84,6			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	581,2					84,6			
GUBICI	168,0								
PREDANO POTROŠAČIMA	7.400,8	32,4	23,0				116,9	443,3	145,6
NEENERGETSKA POTROŠNJA	548,0								
ENERGETSKA POTROŠNJA	6.852,8	32,4	23,0				116,9	443,3	145,6
INDUSTRIJA	1.183,9	30,4	23,0				6,7	3,9	4,2
PROMET	2.212,8						53,6	432,5	141,3
OPĆA POTROŠNJA	3.456,1	2,0					56,6	6,8	
Kućanstva	2.314,9	2,0					47,6		
Usluge	935,7						8,0		
Poljoprivreda	205,5						1,0	6,8	

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstralako lož ulje	Loživo ulje	Natni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
1000 ten										
Primarna proizvodnja					29,9					
Uvoz	864,7	35,8	35,7			104,0	2,0	24,8	7,0	
Izvoz	489,8	63,8		470,0	27,8	1,0		7,2		8,9
Bunker brodova	2,0									
UKUPNA POTROŠNJA	372,8	-27,9	35,7	-470,0	2,1	103,0	2,0	17,6	7,0	-8,9
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	1.153,7	135,7		752,1	27,8			8,7		13,9
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	1.153,7	135,7		752,1	27,8			8,7		13,9
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane		0,1								
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane			12,7							
Toplinske crpke										
Rafinerije					29,9					
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE		0,1	12,7		29,9					
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije				152,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA				152,1						
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	1.526,6	107,7	23,0	130,0		103,0	2,0	26,3	7,0	5,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						103,0	2,0	26,3	7,0	5,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.526,6	107,7	23,0	130,0						
INDUSTRIJA	81,2	20,2	23,0	130,0						
PROMET	1.292,6									
OPĆA POTROŠNJA	152,9	87,5								
Kućanstva		59,2								
Usluge		26,5								
Poljoprivreda	152,9	1,7								

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetro	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplin	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	1.217,5	629,3	305,1	32,5	87,1	1.292,6		68,5	0,4
Uvoz	1.095,8								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	2.313,3	629,3	305,1	32,5	87,1	1.292,6		68,5	0,4
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,6		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,6		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		629,3							
Vjetroelektrane			305,1						
Solarne elektrane					87,1				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	12,5								
Javne toplane	405,2					148,1		67,4	
Javne kotlovnice	42,6					6,1			
Industrijske toplane	45,7							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	77,2								
Postrojenja za drveni ugljen							14,1		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	583,3	629,3	305,1		87,1	168,3		68,5	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	120,8								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	77,0								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	197,8								
GUBICI	30,0								
PREĐANO POTROŠAČIMA	1.502,1			32,5		1.124,4	5,6		0,4
NEENERGETSKA POTROŠNJA	404,7								
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.097,4			32,5		1.124,4	5,6		0,4
INDUSTRIJA	382,5			2,9		57,0			
PROMET	6,9								0,4
OPĆA POTROŠNJA	708,0			29,7		1.067,4	5,6		
Kućanstva	455,1			13,0		1.037,2	5,1		
Usluge	230,0			16,4		29,5	0,6		
Poljoprivreda	22,9			0,2		0,7			

Energetska bilanca za 2030. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio mliazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	70,4	177,9		0,5	153,0	10,6			
Uvoz							0,004		554,7
Izvoz									219,3
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	70,4	177,9		0,5	153,0	10,6	0,004		335,4
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									629,3
Vjetroelektrane									305,1
Solarne elektrane									87,1
Geotermalne elektrane									11,1
Termoelektrane									68,7
Javne toplane								199,4	301,6
Javne kotlovnice								48,7	
Industrijske toplane									27,5
Toplinske crpke								25,8	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								273,9	1.430,6
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					110,7				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					6,1				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									7,0
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					116,8				7,0
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									10,9
Degazolinaža									2,0
Hidroelektrane									62,0
- utrošeno za crpke									36,6
Termoelektrane									6,1
Javne toplane								15,4	24,3
Vjetroelektrane									0,1
Solarne elektrane									0,7
Geotermalne elektrane									2,6
Rafinerije									22,6
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								15,4	131,4
GUBICI								25,8	112,1
PREDANO POTROŠAČIMA	70,4	177,9		0,5	36,2	10,6	0,004	232,7	1.515,6
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	70,4	177,9		0,5	36,2	10,6	0,004	232,7	1.515,6
INDUSTRIJA					5,8	10,6		66,6	335,8
PROMET	70,4	177,9		0,5			0,004		36,5
OPĆA POTROŠNJA					30,3			166,1	1.143,2
Kućanstva					8,7			118,5	568,5
Usluge					14,1			47,6	563,0
Poljoprivreda					7,5				11,8

17.3.9. Energetska bilanca za 2040. godinu – Scenarij 2

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 2)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	4.668,1			644,1			30,2		
Uvoz	5.643,9	24,2	18,0	2.244,1	379,0		35,4	125,3	51,2
Izvoz	2.020,2						197,9	556,2	16,1
Bunker brodova	1,0								
UKUPNA POTROŠNJA	8.290,7	24,2	18,0	2.888,1	379,0		-132,2	-430,9	35,1
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	662,3								
Vjetroelektrane	476,7								
Solarne elektrane	204,2								
Geotermalne elektrane	31,5								
Termoelektrane	13,8								
Javne toplane	516,2								
Javne kotlovnice	41,1								
Industrijske toplane	24,1								
Toplinske crpke	42,8								
Rafinerije	3.127,5					78,0	218,4	892,3	115,4
Postrojenja za drveni ugljen	5,8								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.145,9					78,0	218,4	892,3	115,4
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	662,3								
Vjetroelektrane	476,7								
Solarne elektrane	204,2								
Geotermalne elektrane	314,5								
Termoelektrane	27,1								
Javne toplane	698,7								
Javne kotlovnice	46,8								
Industrijske toplane	55,1	1,5				1,9			
Toplinske crpke	11,3								
Rafinerije	3.336,4			2.888,1	379,0				
Postrojenja za drveni ugljen	14,4								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	5.847,6	1,5		2.888,1	379,0	1,9			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	161,4								
Degazolinaža	1,4								
Hidroelektrane	52,6								
- utrošeno za crpke	25,5								
Termoelektrane	1,0								
Javne toplane	41,6								
Vjetroelektrane	0,2								
Solarne elektrane	1,7								
Geotermalne elektrane	7,3								
Rafinerije	275,9					76,1			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	543,0					76,1			
GUBICI	171,9								
PREDANO POTROŠAČIMA	6.874,1	22,7	18,0	0,0			86,2	461,5	150,5
NEENERGETSKA POTROŠNJA	540,8								
ENERGETSKA POTROŠNJA	6.333,3	22,7	18,0	0,0			86,2	461,5	150,5
INDUSTRIJA	1.144,3	21,7	18,0				2,9	3,0	3,7
PROMET	2.054,7						41,4	452,0	146,9
OPĆA POTROŠNJA	3.134,3	1,0					41,8	6,4	
Kućanstva	1.995,6	1,0					37,1		
Usluge	944,2						4,3		
Poljoprivreda	194,5						0,5	6,4	

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Dizelsko gorivo	Ekstraktalo lož ulje	Loživo ulje	Naftni koks	Primarni benzin	Bitumen	Specijalni benzini	Maziva	Parafin	Ostali neen. proizvodi
Primarna proizvodnja										
Uvoz	684,6	16,3	4,1			108,8	2,0	22,4	8,0	
Izvoz	488,9	56,3		422,5	25,0	0,6		5,8		6,5
Bunker brodova	1,0									
UKUPNA POTROŠNJA	194,6	-39,9	4,1	-422,5	-25,0	108,2	2,0	16,6	8,0	-6,5
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije	1.009,4	87,4	7,0	674,3	25,0			7,8		12,5
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNA PROIZVODNJA	1.009,4	87,4	7,0	674,3	25,0			7,8		12,5
POTROŠNJA ZA TRANSF.										
Hidroelektrane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Javne kotlovnice										
Industrijske toplane										
Toplinske crpke										
Rafinerije										
Postrojenja za drveni ugljen										
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE			11,0							
POTROŠNJA ENERGETIKE										
Proizvodnja nafte i plina										
Degazolinaža										
Hidroelektrane										
- utrošeno za crpke										
Termoelektrane										
Javne toplane										
Vjetroelektrane										
Solarne elektrane										
Geotermalne elektrane										
Rafinerije					119,1					
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA					119,1					
GUBICI										
PREDANO POTROŠAČIMA	1.204,1	47,4	0,0	132,7		108,2	2,0	24,4	8,0	6,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA						108,2	2,0	24,4	8,0	6,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.204,1	47,4	0,0	132,7						
INDUSTRIJA	63,5	17,6		132,7						
PROMET	1.002,1									
OPĆA POTROŠNJA	138,5	29,9								
Kućanstva		25,1								
Usluge		4,3								
Poljoprivreda	138,5	0,4								

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Prirodni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Bioplin	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	713,6	662,3	476,7	61,4	204,2	1.136,3		73,4	3,4
Uvoz	1.515,6								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	2.229,2	662,3	476,7	61,4	204,2	1.136,3		73,4	3,4
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,8		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,8		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		662,3							
Vjetroelektrane			476,7						
Solarne elektrane					204,2				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	27,1								
Javne toplane	404,3					222,1		72,3	
Javne kotlovnice	35,5					5,7			
Industrijske toplane	39,5							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	69,3								
Postrojenja za drveni ugljen							14,4		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	575,7	662,3	476,7		204,2	242,2		73,4	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	149,8								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	62,5								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	212,3								
GUBICI	28,9								
PREDANO POTROŠAČIMA	1.412,3			61,4		894,1	5,8	0,0	3,4
NEENERGETSKA POTROŠNJA	392,2								
ENERGETSKA POTROŠNJA	1.020,1			61,4		894,1	5,8	0,0	3,4
INDUSTRIJA	347,1			10,7		76,5			
PROMET	30,5								3,4
OPĆA POTROŠNJA	642,5			50,7		817,6	5,8		
Kućanstva	409,4			26,3		775,9	5,1		
Usluge	213,8			24,1		40,8	0,6		
Poljoprivreda	19,3			0,3		0,8			

Energetska bilanca za 2040. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio mlazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
Primarna proizvodnja	86,1	190,9	0,3	0,8	374,4	10,0			
Uvoz							0,2		404,7
Izvoz									244,5
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	86,1	190,9	0,3	0,8	374,4	10,0	0,2		160,2
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									662,3
Vjetroelektrane									476,7
Solarne elektrane									204,2
Geotermalne elektrane									31,5
Termoelektrane									13,8
Javne toplane								174,7	341,5
Javne kotlovnice								41,1	
Industrijske toplane									24,1
Toplinske crpke								42,8	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								258,6	1.754,1
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					314,5				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					5,7				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									11,3
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					320,2				11,3
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									11,6
Degazolinaža									1,4
Hidroelektrane									52,6
- utrošeno za crpke									25,5
Termoelektrane									1,0
Javne toplane								13,6	28,0
Vjetroelektrane									0,2
Solarne elektrane									1,7
Geotermalne elektrane									7,3
Rafinerije									18,3
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								13,6	122,1
GUBICI								22,0	121,0
PREDANO POTROŠAČIMA	86,1	190,9	0,3	0,8	54,2	10,0	0,2	223,0	1.660,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	86,1	190,9	0,3	0,8	54,2	10,0	0,2	223,0	1.660,0
INDUSTRIJA					10,5	10,0		66,6	359,8
PROMET	86,1	190,9	0,3	0,8			0,2		100,0
OPĆA POTROŠNJA					43,7			156,4	1.200,1
Kućanstva					12,9			109,7	593,0
Usluge					19,0			46,7	590,5
Poljoprivreda					11,7				16,7

17.3.10. Energetska bilanca za 2050. godinu – Scenarij 2

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 2)	Ukupno	Ugljen	Koks	Sirova nafta	Rafinerijski poluproizvodi	Rafinerijski plin	LPG	Motorni benzin	MG i petrolej
1000 ten									
Primarna proizvodnja	3.790,5			181,1			11,2		
Uvoz	5.665,6	13,7	14,0	2.599,1	362,0		24,6	79,9	66,7
Izvoz	2.093,4						186,5	728,6	22,2
Bunker brodova	1,0								
UKUPNA POTROŠNJA	7.361,7	13,7	14,0	2.780,2	362,0		-150,6	-648,7	44,5
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane	708,9								
Vjetroelektrane	675,7								
Solarne elektrane	311,6								
Geotermalne elektrane	36,8								
Termoelektrane	167,8								
Javne toplane	418,2								
Javne kotlovnice	31,2								
Industrijske toplane	20,6								
Toplinske crpke	51,2								
Rafinerije	2.986,8					74,5	208,6	864,2	110,3
Postrojenja za drveni ugljen	5,8								
UKUPNA PROIZVODNJA	5.414,7					74,5	208,6	864,2	110,3
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane	708,9								
Vjetroelektrane	675,7								
Solarne elektrane	311,6								
Geotermalne elektrane	367,9								
Termoelektrane	289,4								
Javne toplane	602,8								
Javne kotlovnice	35,9								
Industrijske toplane	46,5	1,5				1,8			
Toplinske crpke	13,2								
Rafinerije	3.211,4			2.780,2	362,0				
Postrojenja za drveni ugljen	14,6								
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	6.277,9	1,5		2.780,2	362,0	1,8			
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	47,8								
Degazolinaža	0,5								
Hidroelektrane	48,8								
- utrošeno za crpke	19,6								
Termoelektrane	12,0								
Javne toplane	34,5								
Vjetroelektrane	0,3								
Solarne elektrane	2,7								
Geotermalne elektrane	8,5								
Rafinerije	243,9					72,7			
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	398,9					72,7			
GUBICI	182,4								
PREDANO POTROŠAČIMA	5.917,1	12,1	14,0	0,0		0,0	58,0	215,5	154,7
NEENERGETSKA POTROŠNJA	528,5								
ENERGETSKA POTROŠNJA	5.388,7	12,1	14,0	0,0		0,0	58,0	215,5	154,7
INDUSTRIJA	1.065,5	12,1	14,0					1,8	2,9
PROMET	1.634,7						31,8	207,9	151,8
OPĆA POTROŠNJA	2.688,5						26,2	5,8	
Kućanstva	1.632,6						26,1		
Usluge	878,7								
Poljoprivreda	177,2						0,1	5,8	

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	1000 ten	Dizelsko	Ekstralako	Loživo	Natni	Primarni	Bitumen	Specijalni	Maziva	Parafin	Ostali neen.
		gorivo	lož ulje	ulje	koks	benzin		benzini			proizvodi
Primarna proizvodnja											
Uvoz	236,6	6,1	4,1				114,4	2,0	20,0	8,0	
Izvoz	516,1	27,9			440,8	23,8	0,8		4,2		5,9
Bunker brodova	1,0										
UKUPNA POTROŠNJA	-280,5	-21,8	4,1	-440,8	-23,8	113,6	2,0	15,8	8,0	-5,9	
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE											
Hidroelektrane											
Vjetroelektrane											
Solarne elektrane											
Geotermalne elektrane											
Termoelektrane											
Javne toplane											
Javne kotlovnice											
Industrijske toplane											
Toplinske crpke											
Rafinerije	999,9	35,8	6,3	644,0	23,8				7,5		11,9
Postrojenja za drveni ugljen											
UKUPNA PROIZVODNJA	999,9	35,8	6,3	644,0	23,8				7,5		11,9
POTROŠNJA ZA TRANSF.											
Hidroelektrane											
Vjetroelektrane											
Solarne elektrane											
Geotermalne elektrane											
Termoelektrane											
Javne toplane											
Javne kotlovnice											
Industrijske toplane				10,4							
Toplinske crpke											
Rafinerije											
Postrojenja za drveni ugljen											
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE				10,4							
POTROŠNJA ENERGETIKE											
Proizvodnja nafte i plina											
Degazolinaža											
Hidroelektrane											
- utrošeno za crpke											
Termoelektrane											
Javne toplane											
Vjetroelektrane											
Solarne elektrane											
Geotermalne elektrane											
Rafinerije					98,1						
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA					98,1						
GUBICI											
PREDANO POTROŠAČIMA	719,4	14,0		105,2			113,6	2,0	23,3	8,0	6,0
NEENERGETSKA POTROŠNJA							113,6	2,0	23,3	8,0	6,0
ENERGETSKA POTROŠNJA	719,4	14,0		105,2							
INDUSTRIJA	37,2	13,9		105,2							
PROMET	560,7										
OPĆA POTROŠNJA	121,5	0,1									
Kućanstva											
Usluge											
Poljoprivreda	121,5	0,1									

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Priradni plin	Vodne snage	Energija vjetra	Sunce (toplina)	Sunce PV	Kruta biomasa	Drveni ugljen	Biopljin	Biometan
1000 ten									
Primarna proizvodnja	164,1	708,9	675,7	101,6	311,6	957,4		1,1	31,8
Uvoz	1.959,9								
Izvoz									
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	2.124,0	708,9	675,7	101,6	311,6	957,4		1,1	31,8
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice									
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen							5,8		
UKUPNA PROIZVODNJA							5,8		
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane		708,9							
Vjetroelektrane			675,7						
Solarne elektrane					311,6				
Geotermalne elektrane									
Termoelektrane	289,4								
Javne toplane	291,2					311,6			
Javne kotlovnice	26,4					4,8			
Industrijske toplane	31,7							1,1	
Toplinske crpke									
Rafinerije	69,3								
Postrojenja za drveni ugljen							14,6		
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE	707,9	708,9	675,7		311,6	330,9		1,1	
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina	41,2								
Degazolinaža									
Hidroelektrane									
- utrošeno za crpke									
Termoelektrane									
Javne toplane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane									
Rafinerije	56,5								
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA	97,7								
GUBICI	25,4								
PREDANO POTROŠAČIMA	1.293,0			101,6		626,4	5,8		31,8
NEENERGETSKA POTROŠNJA	375,5								
ENERGETSKA POTROŠNJA	917,5			101,6		626,4	5,8		31,8
INDUSTRIJA	287,6			21,7		97,5			
PROMET	127,1								31,8
OPĆA POTROŠNJA	502,8			79,9		528,9	5,8		
Kućanstva	342,3			45,3		489,0	5,2		
Usluge	147,6			34,3		39,2	0,6		
Poljoprivreda	12,9			0,3		0,7			

Energetska bilanca za 2050. godinu (Scenarij 2) - nastavak -	Biobenzin	Biodizel	Bio mlazno gorivo	Ostala biogoriva	Geotermalna energija	Industrijski otpad (neobn.)	Vodik	Toplina	Električna energija
1000 ten									
Primarna proizvodnja	52,0	140,2	1,5	1,7	442,6	8,1			
Uvoz							15,9		138,8
Izvoz									136,8
Bunker brodova									
UKUPNA POTROŠNJA	52,0	140,2	1,5	1,7	442,6	8,1	15,9		2,1
PROIZVODNJA TRANSFORMIRANE ENERGIJE									
Hidroelektrane									708,9
Vjetroelektrane									675,7
Solarne elektrane									311,6
Geotermalne elektrane									36,8
Termoelektrane									167,8
Javne toplane								143,1	275,1
Javne kotlovnice								31,2	
Industrijske toplane									20,6
Toplinske crpke								51,2	
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNA PROIZVODNJA								225,4	2.196,6
POTROŠNJA ZA TRANSF.									
Hidroelektrane									
Vjetroelektrane									
Solarne elektrane									
Geotermalne elektrane					367,9				
Termoelektrane									
Javne toplane									
Javne kotlovnice					4,8				
Industrijske toplane									
Toplinske crpke									13,2
Rafinerije									
Postrojenja za drveni ugljen									
UKUPNO ZA TRANSFORMACIJE					372,7				13,2
POTROŠNJA ENERGETIKE									
Proizvodnja nafte i plina									6,6
Degazolinaža									0,5
Hidroelektrane									48,8
- utrošeno za crpke									19,6
Termoelektrane									12,0
Javne toplane								11,2	23,3
Vjetroelektrane									0,3
Solarne elektrane									2,7
Geotermalne elektrane									8,5
Rafinerije									16,6
UKUPNO ZA POGON EN. POSTROJENJA								11,2	119,2
GUBICI								17,2	139,9
PREDANO POTROŠAČIMA	52,0	140,2	1,5	1,7	69,9	8,1	15,9	197,1	1.926,3
NEENERGETSKA POTROŠNJA									
ENERGETSKA POTROŠNJA	52,0	140,2	1,5	1,7	69,9	8,1	15,9	197,1	1.926,3
INDUSTRIJA					13,2	8,1		65,1	385,3
PROMET	52,0	140,2	1,5	1,7			15,9		312,4
OPĆA POTROŠNJA					56,7			132,0	1.228,7
Kućanstva					15,0			95,1	614,6
Usluge					26,8			36,9	593,3
Poljoprivreda					14,9				20,8

17.4. Opis modela MAED

MAED je simulacijski model za procjenu kratkoročnih i dugoročnih promjena potrošnje energije za pretpostavljene scenarije razvoja gospodarskih djelatnosti i načina života. MAED je model koji povezuje potrošnju energije sa skupom gospodarskih, društvenih i tehnoloških faktora koji utječu na potrošnju.

Potrebe za energijom unutar MAED metodologije su razložena je određeni broj kategorija krajnjeg korištenja, pri čemu svaka kategorija odgovara pružanju pojedine usluge ili proizvodnje neke robe/proizvoda. Broj i vrsta kategorija potrošnje ovisi o raznim okolnostima, npr. društveno-političkim (npr. stambena površina po stanovniku, broj i vrsta električnih kućanskih uređaja i dr.), društveno-ekonomskim (npr. prioriteta u razvoju pojedinih grana industrije ili drugih ekonomskih aktivnosti, razvoj javnog prijevoza i dr.), ekonomskim (npr. očekivani utjecaj promjene cijene goriva na potrošnju), tehnološkim (npr. poboljšanje energetske učinkovitosti pojedine opreme, razvoj novih tehnologija i tržišta i dr.).

U MAED-u se specifična potrošnja energije za proizvodnju određenih roba i usluga sustavno povezuje s odgovarajućim društvenim, ekonomskim i tehnološkim faktorima koji utječu na potrebe za energijom. Svi determinirajući faktori koji tvore zapravo scenarij potrošnje i definiraju parametre modela se unose od strane korisnika, a temeljem energetske i ekonomske statistike za početnu (baznu ili referentnu) godinu. Određivanje faktora potrošnje i njihova sustavna procjena za različite vrste potrošnje i različite ekonomske aktivnosti omogućava procjenu ukupnih potreba za energijom na razini finalne potrošnje.

MAED model raspolaže i posebnim modulom za izračun i procjenu promjena oblika satnih krivulje potrošnje električne energije. Rezultati ove analize mogu se zatim koristiti u drugim modelima za optimizaciju proizvodnje električne energije (npr. MESSAGE model opisan u nastavku).

17.5. Opis modela MESSAGE

17.5.1. Općenito o MESSAGE modelu

MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*) je programski model namijenjen za optimizaciju energetske sustava, tj. procesa opskrbe energijom i uporabe energije.

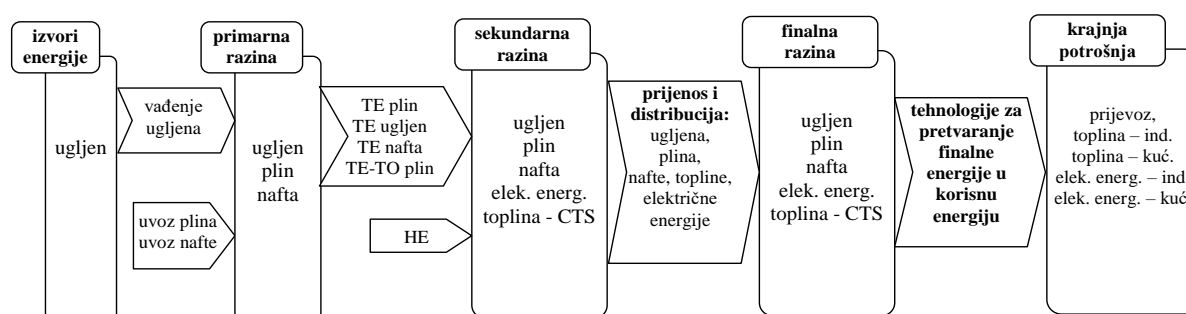
Osnovna ideja modela je optimizacija funkcije cilja u uvjetima ograničenja koja definiraju područje svih mogućih rješenja promatranog problema. MESSAGE općenito pripada klasi mješovitih cjelobrojnih modela budući da pojedine varijable mogu uzimati cjelobrojne vrijednosti. Za rješavanje postavljenog problema moguće je koristiti skup standardnih programskih paketa, tzv. *solvera* (GLPK, CPLEX, MOSEK i dr.).

MESSAGE je strukturiran tako da omogućuje modeliranje i procjenu različitih opcija razvoja energetske sustava s mogućnošću raznih vrsta ograničenja (na investicije, raspoloživost goriva, mogućnosti trgovine, propisa o zaštiti okoliša, prodiranju pojedinih tehnologija na tržište

i dr.). Modeliranje propisa o zaštiti okoliša omogućuje uvid u količinu proizvoljnih vrsta emisije (kao i drugih ekoloških ograničenja – npr. korištenja zemljišta i dr.), te ograničavanje pojedinog utjecaja u proizvoljnom dijelu energetske lanca (vađenje ruda, proizvodnja energija, potrošnja energije). Na taj način moguće je procijeniti utjecaj pojedinog zakonskog ograničenja i odluke na razvoj energetike.

17.5.2. Tokovi energije – tehnologije i mediji za prijenos energije

MESSAGE model je model fizičkih tokova (u općenitom slučaju energije, materijala i drugih elemenata bitnih za energetske sektor). Za zadanu predviđenu potrošnju (energije, roba, usluga) model pronalazi optimalni način opskrbe koristeći raspoložive tehnologije i izvore. Model omogućuje modeliranje svih koraka u energetske lancu od izvora energije (resursi) do krajnje potrošnje (korisna energija). Na sljedećoj slici prikazana je osnovna struktura modeliranja proizvoljnog energetske sustava.



Slika 17.1. Primjer prikaza energetske lanca u MESSAGE modelu

Osnova MESSAGE-a je detaljan opis energetske sustava. Detaljan opis energetske sustava obuhvaća:

- definiranje oblika energije na svakoj razini energetske lanca,
- definiranje tehnologija za proizvodnju, prijenos i potrošnju energije,
- definiranje izvora energije (energetski resursi uključujući obnovljive izvore energije).

Definiranje oblika energije zasniva se na prepoznavanju razina (koraka) energetske lanca od razine potrošnje ka razini resursa (npr. korisna, finalna, primarna energija), oblika energije koji se koristi (npr. ugljen, toplina, električna energija) i usluga (npr. zagrijavanje prostora i vode, rasvjeta). Potrošnja pojedinog oblika energije je ulazni podatak u model na prvoj razini energetske lanca. Na osnovu potrošnje na prvoj razini model izračunava potrošnju na ostalim razinama sve do izvora energije.

Tehnologije su opisane ulazima i izlazima, stupnjem korisnog djelovanja, mogućnostima promjene pojedinog ulaza/izlaza (npr. za modeliranje rafinerije, kogeneracijskih postrojenja), radom u različitim uvjetima rada (npr. uporaba zamjenskog goriva)... Rad tehnologije naziva se aktivnost. Jedna tehnologija može imati više aktivnosti (alternativni načini rada, npr. proizvodnja samo električne energije ili rad u kogeneraciji ovisno o potrebama).

17.5.3. Modeliranje potrošnje

Za pojedine oblike energije promjene potrošnje veoma utječu na troškove i način rada tehnologija energetskog lanca. Najbolji primjer je električna energija kod koje snaga proizvodnje i potrošnje u svakom trenutku moraju biti jednake. Promjenjivost potrošnje u MESSAGE-u se modelira uporabom tzv. blokova potrošnje (*load region*). Potrošnju proizvoljnog oblika energije tijekom godine moguće je podijeliti na blokove (npr. ljeeto/zima, dan/noć). Za svaki blok zadaje se trajanje bloka i udio potrošnje bloka u ukupnoj godišnjoj potrošnji tog oblika energije. Na ovaj način model dobiva informaciju o potrebnom kapacitetu (snazi) pojedine tehnologije. Ovaj pristup omogućava i modeliranje spremnika energije (npr. spremnici topline za izravnavanje dnevnih i noćnih razlika u potrošnji). Moguće je modeliranja praktično proizvoljnog broja blokova potrošnje tijekom godine (čak i satna rezolucija).

17.5.4. Tehnologije

U procesu optimizacije model, koristeći podatke o postojećim kapacitetima tehnologija, izračunava potrebno povećanje kapaciteta. Na ovaj način moguće je procijeniti utjecaj energetskog sektora na gospodarstvo u cjelini.

Trošak investicije može se rasporediti tijekom izgradnje tehnologije, a moguće je i rasporediti investiciju u potkategorije kako bi se procijenio utjecaj i zahtjevi za nekom posebnom granom industrije ili usluge (npr. potrebna ulaganja, radna snage, proizvodnja).

Na tehnologije i izvore energije moguće je postaviti različita ograničenja. Primjeri ograničenja su: maksimalni i minimalni ukupni instalirani kapacitet pojedine tehnologije u sustavu, maksimalni i minimalni rad pojedine tehnologije, brzina korištenja pojedinog izvora energije (npr. promjena snage kod elektrana) i dr.

17.5.5. Ograničenja

Ograničenja se mogu definirati kao apsolutna ili dinamička (relativna, u obliku stope porasta/opadanja). Tako se npr. može modelirati brzina prodiranja pojedinih tehnologija na tržište, maksimalni i minimalni udio pojedinih tehnologija, stupanj korištenja domaćih/uvoznih izvora energije i dr.

Osim eksplicitnih ograničenja na pojedine veličine moguće je definirati i odnose između veličina koje opisuju rad tehnologija. Relacije omogućuju modeliranje udjela pojedine tehnologije u ukupnoj proizvodnji pojedinog oblika energije (npr. maksimalni udio plina u proizvodnji električne energije), postavljanje ograničenja na skup različitih tehnologija (npr. ograničavanje ukupnih emisija), odnosi između proizvodnje i instaliranih kapaciteta (npr. modeliranje ugovora o kupnji plina po načelu "uzmi ili plati"). Relacije omogućuju modeliranje strategije razvoja cjelokupnog energetskog sektora ili jednog njegovog dijela. Osim toga moguće je regionalno modeliranje, tj. modeliranje pojedinih dijelova energetskog sektora (po djelatnostima, po zemljopisnim područjima i dr.) te njihovo povezivanje i optimiranje kao jedinstvenog modela.

17.5.6.Plansko razdoblje

Model omogućuju veoma fleksibilan izbor planskog razdoblja, već ovisno o primjeni i promatranom problemu (kratkoročni i dugoročni planovi). Plansko razdoblje definirano je trajanjem između izabrane bazne godine i zadnje godine razdoblja. Plansko razdoblje je podijeljeno u kraća pod-razdoblja. Trajanje pod-razdoblja može biti promjenjivo. Najkraće pod-razdoblje traje godinu dana, ali se sve aktivnosti unutar godine mogu modelirati praktično na satnoj razini.

17.5.7.Kriterij optimizacije

Osnovni kriterij je minimizacija ukupnog troška promatranog sustava. Ukupni trošak sustava obuhvaća trošak investicije, trošak pogona i trošak prekoračenja ograničenja s kaznom. Za sav trošak koji se javlja u kasnijim godinama rada izračunava se sadašnja vrijednost diskontiranjem na baznu godinu. Diskontna stopa je ulazni podatak.