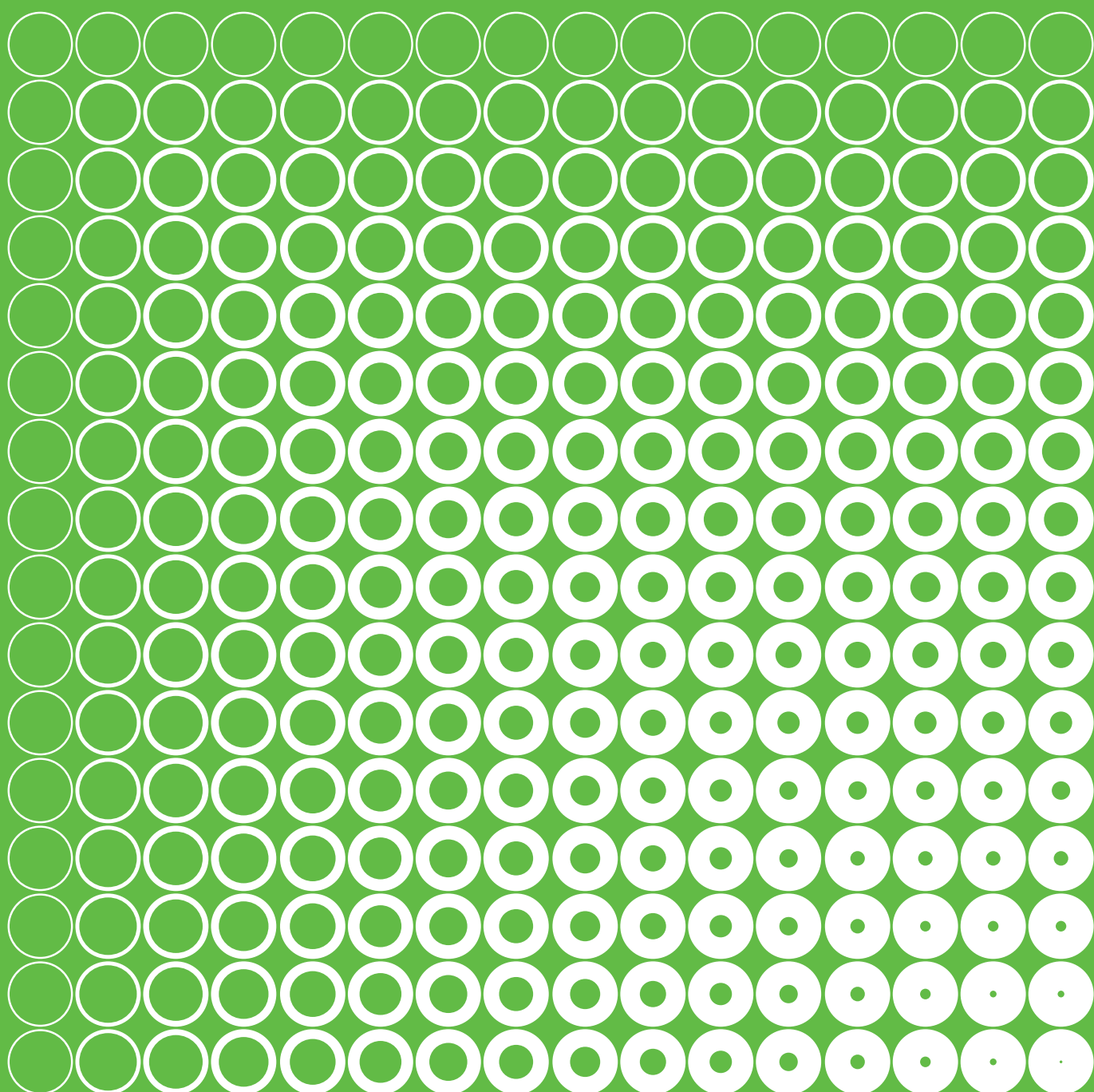


STUDIJA
DEPLINOFIKACIJE
REPUBLIKE
HRVATSKE



STUDIJA DEPLINOFIKACIJE REPUBLIKE HRVATSKE

IZRAĐIVAČ STUDIJE:

Udruga za održivi razvoj energetske
sustava (ORES)

NARUČITELJ:

Zelena akcija

VODITELJ STUDIJE:

Prof. dr. sc. Neven Duić

AUTORI:

Prof. dr. sc. Neven Duić

Doc. dr. sc. Tomislav Pukšec

Izv. prof. dr. sc. Goran Krajačić

Luka Herc, mag. ing. mech.

Ana Kodba, mag. ing. mech.

Dr. sc. Hrvoje Dorotić

Goran Stunjek, mag. ing. mech.

Antun Pfeifer, mag. ing. mech.

Doris Beljan, mag.ing.mech.

DIZAJN I PRIJELOM:

Radnja, Antonio Karača

ISBN: 10-953-6214-69-5

Zagreb, Siječanj 2023.



Zelena akcija i Udruga za održivi
razvoj energetske sustava

Sažetak studije — 5

1. Uvod — 7

2. Metoda i ulazni podaci — 9

2.1. H2RES model — 10

2.2. Sektor proizvodnje električne energije i industrija — 12

2.3. Sektor grijanja — 14

2.3.1 Modeliranje geoprostornih (GIS) informacija
o potrošnji plina — 14

2.3.2 Definiranje područja za toplifikaciju i širenje
postojeće toplinske mreže — 15

2.3.3 Proračun troškova proizvodnje toplinske energije
u proširenim i novim centraliziranim toplinskim sustavima
i individualnim toplinskim sustavima — 16

3. Rezultati — 20

3.1. Sektor proizvodnje električne energije i industrije — 20

3.2. Sektor industrije — 22

3.3. Sektor transporta — 24

3.4. Sektor grijanja — 25

3.4.1 Karta potrošnje fosilnog plina — 25

3.4.2 Karta potrošnje fosilnog plina za sektor grijanja — 28

3.4.3 Izgradnja novih i širenje postojećih centraliziranih
toplinskih sustava — 29

3.4.4 Scenarijska analiza novih i širenje postojećih
centraliziranih toplinskih sustava — 32

3.5. Scenarijska analiza deplinifikacije sektora grijanja — 40

3.5.1 Centralizirani toplinski sustavi — 40

3.5.2 Individualni sustavi — 42

4. Ekonomija i investicije — 45

5. Ključne poruke — 48

6. Zaključak — 50

Korištena literatura — 52

Prilozi — 54

Kapitalni troškovi investicija — 54

Opis tehnologija — 55

SAŽETAK STUDIJE

Modeliranjem razvoja energetike Republike Hrvatske pokazano je da je moguće fosilni plin zamijeniti obnovljivim izvorima do 2035. godine, uz povrat troškova do 2037.

Ubrzana tranzicija elektroenergetskog sektora omogućuje potpunu dekarbonizaciju do 2035. godine napuštanjem svih fosilnih izvora energije, plina, ugljena i naftnih derivata. Zamjenjuje ih prvenstveno domaća proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora energije s ukupnim kapacitetima vjetroelektrana od 6488 MW i 6304 MW fotonaponskih elektrana. U isto vrijeme dolazi do porasta potrošnje električne energije uslijed transformacije sektora grijanja, industrije i transporta. Sektor industrije također prolazi značajne promjene, gdje se plin i ugljen mogu zamijeniti električnom energijom i vodikom te gorivima na bazi vodika.

Modelirana je potrošnja fosilnog plina u sektorima kućanstva i usluga, u visokoj geografskoj rezoluciji. Rezultati su pokazali kako se najveći potencijal za deplinifikaciju nalazi u području Gradske plinare Zagreb d.o.o., koje pokriva gradove Zagreb, Zaprešić i Veliku Goricu te općine Brdovec, Marija Gorica, Pušća i Dubrava. Ovo distribucijsko područje troši 39% ukupne potrošnje plina u kućanstvima i 41% ukupne potrošnje plina u sektoru usluga u Republici Hrvatskoj. Dobiveni rezultati korišteni su kao ulazni podaci za analizu potencijala širenja postojećih i izgradnju novih centraliziranih toplinskih sustava.

Provedena analiza pokazala je kako postoji visoki potencijal za širenje postojećih i izgradnju novih centraliziranih toplinskih sustava. Fosilni plin često se koristi za grijanje u gusto naseljenim područjima. Rezultati su pokazali kako je 45% potrošnje fosilnog plina za grijanje moguće zamijeniti centraliziranim toplinskim sustavima, pri čemu diskontirani trošak toplinske mreže iznosi 14,1 EUR/MWh.

Rezultati mogućnosti širenja toplinske mreže korišteni su za postupak scenarijske analize izgradnje novih i proširenja postojećih centraliziranih toplinskih sustava, uz analizu deplinifikacije individualnih sustava. Prikazan je raspon ukupnih troškova te rezultirajući nivelirani trošak proizvodnje toplinske energije (LCOH) prema postotnom udjelu mogućnosti zamjene postojeće potrošnje fosilnog plina u postocima od 45%, 24%, 10% i 1%. Studija je prikazala da je deplinifikacija toplinskih sustava moguća na

području cijele Republike Hrvatske. Pristup deplinifikaciji ovisi o samoj regiji primjene te o vrsti sustava s obzirom na to radi li se o centraliziranom toplinskom sustavu ili o individualnom toplinskom sustavu.

Ukupni investicijski trošak tranzicije do 2035. je 39 milijarda eura. Ovaj iznos se odnosi na instalaciju 5695 MW vjetroelektrana, 6187 MW fotonaponskih elektrana i 120 MW geotermalnih elektrana. Također, instalira se ukupno 3415 MW dizalica topline. U isto vrijeme se proširuju mreže sustava daljinskog grijanja te se ulaže u sustave proizvodnje vodika potrebne u industriji. U sektoru transporta se ulaže u električna vozila.

Fosilni plin, ili kako se zadnjih dekada marketinški naziva prirodni, jedno je od fosilnih goriva sa znatnim utjecajem na promjenu klime. Iako pri samom izgaranju proizvodi manje stakleničkih plinova od ugljena i nafte, ako se pribroje emisije metana tijekom proizvodnje te emisije ugljičnog dioksida koje nastaju tijekom pripreme plina za korištenje, onda utjecaj plina na klimu može biti komparativan ugljenu kada se koristi za proizvodnju topline. Ako su fugitivne emisije metana iznad 4%, te ako se gleda životni vijek metana u atmosferi, dakle dvadesetak godina, plin ima jednak utjecaj na klimu kad se koristi za grijanje, kao ugljen. Kako postoje alternativne metode za grijanje, dizalice topline i centralizirani toplinski sustavi, nema nikakvog opravdanja za nastavak korištenja plina u sustavima grijanja, te je zabrana instaliranja plinskih bojlera izvediva odmah, a njihova zamjena moguća u razumnom periodu uz javna sredstva. Što se tiče korištenja plina u industriji, dio se može zamijeniti električnom energijom, ali veći dio mora čekati zeleni vodik, za koji je pak potrebno znatno povećati udio obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije, za što Hrvatska ima odličan potencijal. Jedino je u proizvodnji električne energije fosilni plin manje štetan za okoliš, posebno ako se koriste kogeneracije. Plinske kogeneracije mogu neko vrijeme balansirati obnovljive izvore i opskrbljivati centralizirane toplinske sustave otpadnom toplinom, dok se električna energija ne zamijeni vjetrom i solarom, a hidroenergija bude dovoljna za balansiranje. U isto vrijeme se kogeneracija na fosilni plin zamjenjuje geotermalnom i solarnom energijom te toplinom iz dizalica topline. Kogeneracijske elektrane mogu zamijeniti fosilni plin s vodikom te ostati kao rezerva u sustavu nakon što više neće biti potrebne za proizvodnju električne energije i topline, da bi osigurale sigurnost rada sustava. Tranzicija se može napraviti do 2035., što pokazuje ova studija.

Europska unija je do 2021. godine uvozila 40% fosilnog plina iz Rusije, čime se dovela u sadašnju nezavidnu poziciju da mora naglo pronaći nove dobavne pravce, što je skupo i što će je pogurati u recesiju. Iako je ruski plin bio jeftin u odnosu na alternative, bilo je jako pogrešno stvoriti takvu ovisnost o jednom izvoru. Ovisnost o jeftinim fosilnim gorivima je loša jer otežava borbu protiv klimatskih promjena, usporava inovacije te ne pridonosi

sigurnosti dobave. Može se očekivati da će EU krenuti putem ubrzane tranzicije, unatoč ogromnim naporima plinskog lobija da tranziciju uspori te da će za tu ubrzanu tranziciju biti dostupna uvećana financijska sredstva.

Republika Hrvatska, kao dio EU, imat će obaveze vezane za smanjenje potrošnje fosilnog plina. Kako bi se izradile dugoročne smjernice za energetska tranziciju temeljenu na smanjenju potrošnje fosilnog plina provedena je analiza deplinifikacije Republike Hrvatske koja uključuje sektore proizvodne električne energije, industrije, grijanja i transporta.

METODA I ULAZNI PODACI

[1] H2RES, dostupno na: <https://h2res.org/>, (9.12.2022.)

Energetsko planiranje i modeliranje zahtjeva modeliranje na dugoročnoj razini (nekoliko desetljeća) kako bi se mogle donijeti strateške odluke vezane za investiranje te kreiranje strategija i politika. Jedan od osnovnih dijelova energetske planiranja odnosi se na integraciju obnovljivih izvora energije čija je proizvodnja varijabilna i mijenja se iz sata u sat. Iz tog se razloga energetsko planiranje i modeliranje provodi na satnoj razini kako bi se obuhvatila kompleksna dinamika sustava. Za potrebe ove studije nije se ulazilo u dinamiku u kraćim vremenskim periodima jer se smatra da je to tehnički problem. Za potrebe balansiranja sustava potrebno će biti uspostaviti 15-minutno intraday tržište električne energije, što je znatno jeftinije rješenje od korištenja tercijarne rezerve za balansiranje. Problem nedostatka inercije u sustavu pogonjenom većinom vjetrom i solarom se tranzicijski može riješiti priključenjem generatora na mrežu u praznom hodu, bez sprege s turbinom. Kako će se vjerojatno postojeće kogeneracije koristiti neko vrijeme kao backup, onda su one, plus hidroelektrane, kandidati za takav rad. Kad više ne bude moguće koristiti generatore za inerciju, onda će tu funkciju trebati preuzeti jaka elektronika (*grid forming inverters* itd.). To se sve smatra izvan okvira ove studije.

Cilj razvoja sustava uz zadovoljavanje ograničenja o smanjenju emisija ili zagađenju okoliša je postići sustav koji je atraktivan i s ekonomske strane. Proces energetske planiranja je zapravo proces troškovne optimizacije – traženje najjeftinijeg rješenja pri tom uzimajući u obzir različite rubne uvjete, što je ostvareno uz korištenje alata pod nazivom H2RES [1]. Njime se mogu naći najbolji scenariji za provođenje energetske tranzicije, a rezultati se mogu iskoristiti za definiranje politika koje će pomoći ostvarivanje željenih ciljeva. Cilj ove studije je izraditi energetske sustav Republike Hrvatske koji ne koristi fosilni plin kao gorivo, a modelirani su sektori proizvodnje električne energije, sektor industrije, sektor grijanja te sektor transporta. Modeliranje potrošnje fosilnog plina u grijanju je posebno zahtjevno jer je njegova potrošnja vezana za prostorne koordinate. U svrhu modeliranja potrošnje plina i identifikacije potencijalnih zona širenja centraliziranih toplinskih sustava su korištene i GIS (Geografski informacijski sustav) metode. Ti su rezultati poslužili kao ulazni podatak za detaljno modeliranje u H2RES alatu.

U sljedećim poglavljima su detaljnije prikazane metode korištene u analizi deplinifikacije Republike Hrvatske.

H2RES model

U svrhu modeliranja elektroenergetskog sustava te grijanja, industrije i transporta korišten je računalni model H2RES. H2RES model je linearni optimizacijski model otvorenog koda programiran u Pythonu, a koristi Gurobi solver za provedbu optimizacije.

H2RES se sastoji od tri osnovne razine. Prvi dio se odnosi na optimizaciju ekspanzije kapaciteta na godišnjoj razini. Drugi dio se odnosi na uravnoteženje proizvodnje i potrošnje na satnoj razini, dok se treći dio odnosi na modeliranje tehnologija fleksibilnosti i pohrane energije. Ovo uključuje tehnologije kao što su reverzibilne hidroelektrane, fleksibilni električni sustavi grijanja, pohrana energije u stacionarnim baterijama, pohrana vodika te pohrana električne energije u baterijama električnih vozila. Akumulacija energije unutar svakog od navedenih sustava je također modelirana na satnoj razini, dok su kapaciteti optimirani.

Glavni cilj modela je minimizacija ukupnih diskontiranih troškova sustava unutar horizonta planiranja. Razmatraju se troškovi povezani s kapitalnim investicijama, troškovima goriva, ostalim pogonskim troškovima, troškovima uvoza energije ili izvoza te troškovima CO₂ emisija.

$$\sum_y \sum_p \sum_t df_y [C_{t,p,y} D_{t,p,y} + TC_{t,y} K_t Inv_{t,y} + R_{t,p,y} Ramp_{t,p,y} + I_{p,y} Imp_{p,y} + CO_2 Price_y CO_2 Levels_{t,p,y}]$$

▲ Jednadžba (1) prikazuje općeniti izraz funkcije cilja.

Gdje:

$C_{t,p,y}$ $D_{t,p,y}$ – pogonski trošak tehnologije t u satu p i godini y.
 $TC_{t,y}$ K_t $Inv_{t,y}$ – anualizirani kapitalni troškovi (K_t) tehnologije t
 $R_{t,p,y}$ $Ramp_{t,p,y}$ – trošak promjene proizvodne snage
 $I_{p,y}$ $Imp_{p,y}$ – trošak uvoza
 CO_2 $Price_y$ CO_2 $Levels_{t,p,y}$ – trošak CO₂ emisija.

Kako bi se modelirao realističan energetska sustav, uvedena su ograničenja koja se mogu podijeliti u četiri kategorije:

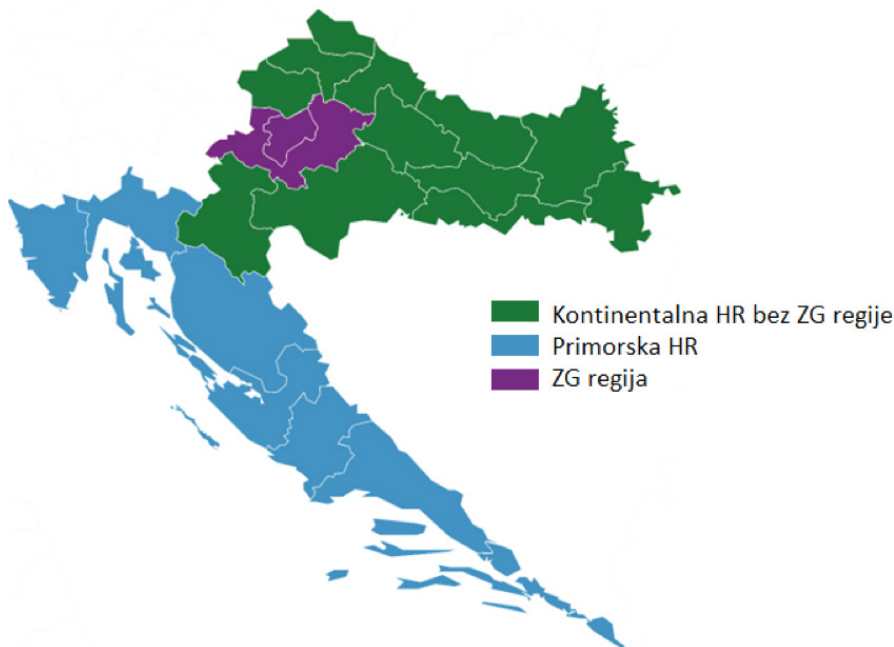
- Pogonska i tehnička ograničenja – proizvodne jedinice i sustavi pohrane su ograničeni u radu putem svojih tehničkih karakteristika maksimalnog kapaciteta, minimalne snage na kojoj mogu raditi, brzine promjene izlazne snage te faktora dostupnosti tehnologije na mreži. Faktori dostupnosti tehnologije su posebice važni u modeliranju varijabilnih izvora energije te se u njihovoj primjeni razlikuje modeliranje ove dvije vrste tehnolo-

gija. Kod varijabilnih izvora energije, dostupnost proizvodnje je definirana satnom krivuljom dostupnosti, dok je proizvodnja iz ostalih tehnologija dostupna neovisno o vremenskim uvjetima.

- Ograničenja rada sustava pohrane energije – sustavi pohrane su modelirani na satnoj razini za svaku od modeliranih godina. Postavljena su ograničenja na veličinu pohrane te na kapacitet punjenja ili pražnjenja. Također, stanje napunjenosti je regulirano između dviju graničnih vrijednosti od kojih jedna predstavlja minimalno stanje, a druga maksimalno.
- Ograničenja potražnje – ovo je skup relacija koji diktira uvijete koji se moraju poštivati sa strane potrebe za električnom energijom, grijanjem te energijom u transportu i industriji.
- Politički ciljevi razvoja sustava – H2RES posjeduje nekoliko osnovnih ograničenja sa strane rada sustava koji se mogu koristiti zasebno ili u nekoj od kombinacija. Ograničenja uključuju:
 1. Maksimalna razina proizvodnje viškova električne energije (engl. Critical excess electricity production) – izražena kao postotak cjelokupnog opterećenja elektroenergetskog sustava.
 2. Minimalni udio električne energije proizveden iz obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji električne energije u određenoj godini.
 3. Maksimalna razina emisija CO₂ u određenoj godini.
 4. Maksimalna potrošnja pojedinog goriva u određenoj godini.

U svrhu modeliranja sektora grijanja i potrošne tople vode putem H2RES programa, Republika Hrvatska je podijeljena na tri regije, a podjela je utemeljena na NUTS-2 i NUTS-3 podijeli. Regija kontinentalne Hrvatske obuhvaća sve županije kontinentalne Hrvatske s izuzetkom Grada Zagreba i Zagrebačke županije. Zagrebačka regija obuhvaća Grad Zagreb i Zagrebačku županiju, dok regija primorske Hrvatske obuhvaća primorske županije. Slika 1. prikazuje razmatrane regije.

► Slika 1.
Razmatrane regije



Sektor proizvodnje električne energije i industrija

Sustav proizvodnje električne energije unutar H2RES modela se sastoji od jedinica koje proizvode energiju. One se mogu podijeliti na dvije vrste s obzirom na dostupnost proizvodnje u određenom satu u godini. Prvoj skupini koja može pružiti proizvodnju električne energije bez obzira na vremenske uvjete pripadaju termoenergetska postrojenja, akumulacijske te reverzibilne hidroelektrane. Ostatak čine varijabilni izvori čija je proizvodnja izravno uvjetovana dostupnošću resursa u određenom satu.

► Tablica 1.
Proizvodne jedinice u 2020. godini [1]

JEDINICA	GORIVO	KAPACITET [MW]
HR_HDAM	-[Voda]	1043,5
HR_HPHS	-[Voda]	518,4
HROR	-[Voda]	520
TE Zagreb	Plin	362
KTE Jertovec	Plin	78
TE-TO_Osijek_Sisak	Plin	280
BE-TO	Biomasa	6
Geothermal	Geotermalna energija	20
TEPlomin2	Ugljen	192

- [1] H2RES, dostupno na: <https://h2res.org/>, (9.12.2022.)
- [3] Eurostat, dostupno na: <https://ec.europa.eu/eurostat>, (7.12.2022.)
- [4] Međunarodna energetska agencija, dostupno na: <https://www.iea.org/>, (7.12.2022.)

TERijeka	Loživo ulje	303
HR_SolarPP	-[Sunčeva energija]	108,5
HR_SolarHigh	-[Sunčeva energija]	0
HR_WindPP	-[Vjetar]	0
HR_WindPP1	-[Vjetar]	801,3
HR_WindPP2	-[Vjetar]	0
HR_WindPP3	-[Vjetar]	0
HR_Bio	Biomasa	74,2
HR_Biogas	Bioplin	55,1

Tablica 1. prikazuje podatke o proizvodnim jedinicama korištenim u modelu H2RES. Prema tablici, vidljivo je da se pojedine jedinice predstavljene u modelu sastoje od nekoliko proizvodnih jedinica čiji su kapaciteti kombinirani za potrebe provedbe izračuna. Primjerice, HR_HDAM kombinira kapacitete i ostale karakteristike kao što su kapaciteti zapremnina akumulacijskih hidroelektrana. HR_HPHS kombinira reverzibilne hidroelektrane, a HROR kombinira protočne hidroelektrane. TE Zagreb predstavlja sve kapacitete kogeneracijskih elektrana u Zagrebu. TE-TO_Osijek_Sisak predstavlja kombinirane kapacitete plinskih elektrana lociranih u Osijeku i Sisku, dok BE-TO kombinira kapacitete kogeneracijskih elektrana na biomasu koje se nalaze u istim gradovima. Koristi se nekoliko jedinica proizvodnje energije iz energije vjetra i sunca, a razlikuju se u dostupnosti i vremenskoj distribuciji dostupnosti resursa uvjetovanoj različitim lokacijama izgradnje. HR_Bio i HR_Biogas predstavljaju kombinirane kapacitete elektrana na biomasu i bioplin koje se koriste u nekoj od industrija ili poljoprivredi. Kapaciteti i povijesne proizvodnje su modelirani prema podacima iz izvještaja Energija u Hrvatskoj [1], podacima iz Eurostata [3] i IEA [4]. Pretpostavljaju se ograničenja na brzinu ekspanzije kapaciteta energije vjetra i sunca, a predstavlja ih Tablica 2.

- Tablica 2.
Ograničenja u razvoju sustava [MW]

	Vjetar	PV
Od 2021. do 2025.	1500	2000
Od 2026. do 2030.	2000	2500
Od 2031. do 2035.	5000	5000

Sektor grijanja

- [5] Hrvatska stručna udruga za plin, 'Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske,' Zagreb, 2021, dostupno na: https://hsup.hr/wp-content/uploads/2020/06/Bro%C5%A1ura-PGH_2019.pdf, (7.12.2022.)
- [6] Hotmaps Toolbox, dostupno na: <https://www.hotmaps-project.eu/hotmaps-project/>, (7.12.2022.)
- [7] Energy Institute Hrvoje Požar, 'Comprehensive assessment of the potential for efficiency in heating and cooling in Croatia under Annex VIII to Directive 2012/27/EU,' Zagreb, 2021., dostupno na: <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/HR%20CA%202020%20en.pdf>, (7.12.2022.)
- [8] Energetski institut Hrvoje Požar, 'Analiza sektora toplinarstva i iskorištavanja potencijala geotermalnih izvora na području Urbane aglomeracije Zagreb,' 2017., dostupno na: <https://www.zagreb.hr/userdocsimages/gu%20za%20strategijsko%20planiranje/ANALIZA%20SEKTORA%20TOPLINARSTVA-UAZ-Studija.pdf>, (7.12.2022.)
- [9] Zagrebački geoportal, 'Zagrebačka infrastruktura prostornih podataka', dostupno na: <https://geoportal.zagreb.hr/>, (7.12.2022.)

MODELIRANJE GEOPROSTORNIH (GIS) INFORMACIJA O POTROŠNJI PLINA

S ciljem definiranja područja u kojima je potrebno deplinoficirati sektor grijanja, prvi korak bio je modelirati potrošnju fosilnog plina u sektorima kućanstva i usluga, na visokoj rezoluciji.

S ciljem definiranja prostorne distribucije potrošnje fosilnog plina u sektoru kućanstva i usluga, u prvom koraku su prikupljeni podaci o godišnjoj distribuciji plina svakog distributera koji obavlja uslugu na području Republike Hrvatske. Navedeni podaci su prikupljeni iz dokumenta Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske, koji je izdala Hrvatska stručna udruga za plin [5]. Podaci o godišnjoj distribuciji plina su georeferencirani, odnosno dodijeljeni svim gradovima i općinama u kojima postoji potrošnja plina u RH. Na ovaj način su definirana područja interesa na nižoj prostornoj rezoluciji. S ciljem distribucije agregiranih podataka potrošnje plina na prostornu rezoluciju od 100x100 m, kao osnova je korištena georeferencirana karta distribucije populacije u RH, a ista je preuzeta iz Hotmaps alata, izrađenog u sklopu Obzor 2020 projekta Hotmaps [6].

Idući korak bio je definirati područja pokrivena centraliziranim toplinskim sustavima (CTS-ima) i zatvorenim toplinskim sustavima (ZTS-ima). Preciznije, postojeće mreže centraliziranih i zatvorenih toplinskih sustava koje se nalaze u Zagrebu, Karlovcu, Zaprešiću, Velikoj Gorici, Samoboru, Rijeci, Sisku, Osijeku, Slavanskom brodu i Vukovaru su georeferencirane te su područja koja pokrivaju iste izuzeta iz daljnjih razmatranja, budući da se u navedenim područjima toplinske potrebe za grijanje i proizvodnju potrošne tople vode u najvećem mjeri pokrivaju iz postojećih CTS-ova i ZTS-ova. Za georeferenciranje mreža CTS-a i ZTS-a, korišteni su dokumenti Comprehensive assessment of the potential for efficiency in heating and cooling in Croatia under Annex VIII to Directive 2012/27/EU [7], Analiza sektora toplinarstva i iskorištavanja potencijala geotermalnih izvora na području Urbane aglomeracije Zagreba [8] te Zagrebački geoportal [9].

Agregirani podaci na razini distribucijskih područja su zatim prostorno distribuirani na prostornu jedinicu 100x100 m, pri čemu je korišteni težinski faktor distribucija stanovništva u područjima u kojima se troši fosilni plin, a koja nisu pokriveni -ovima i ZTS-ovima.

- [5] Hrvatska stručna udruga za plin, 'Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske,' Zagreb, 2021, dostupno na: https://hsup.hr/wp-content/uploads/2020/06/Bro%C5%A1ura-PGH_2019.pdf, (7.12.2022.)
- [7] Energy Institute Hrvoje Požar, 'Comprehensive assessment of the potential for efficiency in heating and cooling in Croatia under Annex VIII to Directive 2012/27/EU,' Zagreb, 2021., dostupno na: <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/HR%20CA%202020%20en.pdf>, (7.12.2022.)
- [10] 'QGIS.', dostupno na: <https://qgis.org/en/site/>, (7.12.2022.)

Na ovaj način, dobivena je prostorna distribucija na razini hektara (100x100 m) potrošnje fosilnog plina za sljedeće kategorije:

- potrošnja plina u sektoru kućanstva (m³/ha)
- potrošnja plina u sektoru usluga (m³/ha)
- ukupna potrošnja plina (m³/ha).

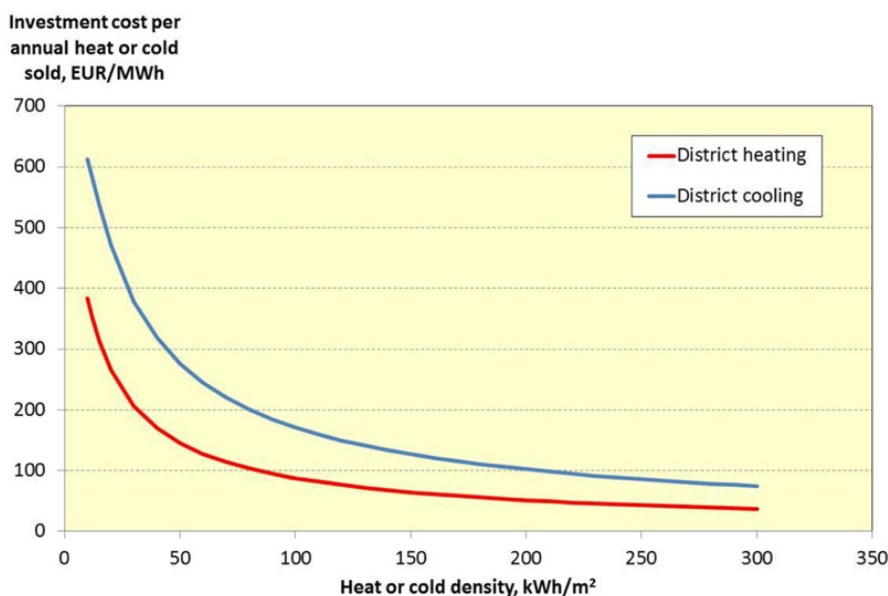
Navedeno modeliranje je izvršeno u alatu QGIS [10].

DEFINIRANJE PODRUČJA ZA TOPLIFIKACIJU I ŠIRENJE POSTOJEĆE TOPLINSKE MREŽE

Kako bi se provela analiza područja za toplifikaciju, potrebno je poznavati toplinske potrebe na području gdje se koristi plin. Ukupna potrošnja plina u Republici Hrvatskoj u sektoru kućanstva i usluga iznosi 928 milijuna m³ [5]. Prema podacima iz [7], 91% potrošnje plina u sektoru kućanstva i usluga otpada na grijanje prostora i pripremu potrošne tople vode (PTV). U dokumentu sektor grijanja uključuje grijanje prostora i PTV. Udio PTV-a u sektoru grijanja iznosi 16 %. Drugim riječima, deplinifikacija sektora kućanstva i usluga se svodi na dekarbonizaciju sektora grijanja. Poznajući ukupnu potrošnju plina za sektor grijanja i prosječnu donju ogrjevnu vrijednost plina u iznosu od 9,64 kWh/m³ [5], može se izračunati ukupna potrošnja plina za sektor grijanja koja iznosi 8017 GWh. Prostorna raspodjela potrošnje plina za sektor grijanja je jednaka prostornoj raspodjeli ukupne potrošnje plina te predstavlja gustoću potrošnje toplinske energije.

Gustoća potrošnje toplinske energije je ključan parametar za definiranje zona u kojima će se provesti širenje postojeće toplinske mreže ili izgradnja novih centraliziranih toplinskih sustava. Općenito govoreći, područja s većom gustoćom potrošnje toplinske energije su pogodnija za toplifikaciju jer je specifična investicija za ta područja manja, kako prikazuje Slika 2.

- Slika 2. Odnos gustoće toplinskih potreba i specifične investicije u toplinsku mrežu [11]



- [11] B. Möller and S. Werner, 'Quantifying the Potential for District Heating and Cooling in EU Member States, STRATEGO project,' 2016., dostupno na: <https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/STRATEGO-WP2-Background-Report-6-Mapping-Potential-for-DHC.pdf>, (7.12.2022.)
- [12] Persson, U. Werner, S. Heat distribution and the future competitiveness of district heating, Applied Energy, Volume 88, Issue 3, 2011., <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020>.
- [13] Werner, S. (2013). District Heating and Cooling. Encyclopedia of Energy. 1. 841-848. 10.1016/B978-0-12-409548-9.01094-0.
- [14] L. Laurberg Jensen, D. Tries, M. Brennenstuhl, M. Cozzini, and B. Gómez-Urribarri Serrano, 'Analysis of Network Layouts in Selected Urban Contexts, Flexynets project,' 2016., dostupno na: <http://www.flexynets.eu/Download?id=file:33652100&s=-6552244369753625473>, (7.12.2022.)

Iz slike se može primijetiti nekoliko stvari. Prvo, za vrlo niske gustoće toplinskih potreba specifičan trošak investicije u toplinsku mrežu je vrlo visok te može iznositi više oko 400 EUR/MWh, dok je za relativno visoke gustoće toplinskih potreba (>100 kWh/m², tj. > 1000 MWh/ha) specifični trošak investicije četiri puta manji te iznosi oko 100 EUR/MWh. Važno je naglasiti kako Slika 2. predstavlja samo ilustraciju te je za potrebe ove analize izrađena detaljna analiza za Republiku Hrvatsku koristeći metodu prikazanu u [11] i [12].

Metoda uključuje sljedeće korake:

- definirati gustoću toplinskih potreba [MWh/ha]
- izračunati omjer ukupne tlocrtna površine zgrada i površine tla (engl. Plot ratio) [-]. Omjer pokazuje stupanj „urbanosti” određenog područja, a iznosi: za rijetko naseljena područja (0–0,3), za gusto naseljena područja (0,3–0,5) i za urbana gradska naselja (0,5–2,0)
- odrediti efektivnu širinu (engl. Effective width) – vrijednost koja je jednaka omjeru površine područja [m²] i duljine iskopa toplinske mreže [m]. Prema [11], [12] i [13], postoji povezanost između omjera ukupne tlocrtna površine zgrada i površine tla te efektivne širine
- izračunati linearnu gustoću toplinskih potreba [MWh/m] koja je jednaka omjeru ukupnih toplinskih potreba na određenome području i ukupnoj duljini iskopa toplinske mreže. Umnožak gustoće toplinskih potreba i efektivne širine je jednak iznosu linearne gustoće toplinskih potreba
- odrediti srednju veličinu cijevi toplinske mreže [m]. Prema [11], [12] i [13], postoji povezanost između linearne gustoće toplinskih potreba i srednje veličine cijevi toplinske mreže
- odrediti specifičnu investiciju toplovoda [EUR/MWh]. Poznajući specifične cijene cijevi za toplovođe [EUR/m] [14], ukupnu duljinu mreže i gustoću toplinskih potreba, može se odrediti specifična investicija za toplovođe.
- uz određenu diskontnu stopu od 3% i životni vijek od 30 godina, može se odrediti diskontirani trošak toplovoda.

PRORAČUN TROŠKOVA PROIZVODNJE TOPLINSKE ENERGIJE U PROŠIRENIM I NOVIM CENTRALIZIRANIM TOPLINSKIM SUSTAVIMA I INDIVIDUALNIM TOPLINSKIM SUSTAVIMA

Rezultati o postotnom udjelu mogućnosti toplifikacije koji se definira prema metodi u odlomku 2.3.2. ulazni su podaci za scenarijsku analizu izračuna troškova proizvodnje toplinske energije razdijeljen na CTS i individualne toplinske sustave. Potrebno je napomenuti kako izračun troškova uključuje troškove novih

centraliziranih toplinskih sustava i širenje postojećih te trošak deplinifikacije individualnih sustava koji se ne mogu spojiti na postojeći ili novopredloženi CTS. Iskazani troškovi u ovom odlomku ne odnose se na postupak deplinifikacije postojećeg CTS sustava.

Metoda razmatra odvojeni izračun troškova novog CTS sustava i individualnih toplinskih sustava. Izračunati troškovi za oba slučaja mogu se podijeliti na:

- kapitalne troškove investicije (CAPEX) koji predstavlja anualizirani trošak prema odabranoj diskontnoj stopi i vijeku trajanja
- godišnje operativne troškove (OPEX) koji se mogu podijeliti na fiksne godišnje operativne troškove (FOM) i varijabilne godišnje operativne troškove (VOM). Razlika između FOM i VOM je u tome što se VOM generalno prikazuje kao trošak koji je ovisan o proizvodnji sustava (iskazuje se po MWh proizvedene energije) dok je FOM neovisan o iznosu proizvedene energije. Također se trošak potrebne energije za pogon sustava često iskazuje kao udio OPEX troška te će takav pristup biti prisutan i u ovoj studiji.

Kao okvirni rezultat predloženih rješenja bit će prikazan nivelirani trošak proizvodnje toplinske energije (LCOH) te će biti prikazane ostvarene uštede zbog smanjene emisije CO₂ prema trenutačnom stanju na tržištu trgovanja emisijama (ETS) [15].

SLUČAJ KORIŠTENJA CENTRALIZIRANOG TOPLINSKOG SUSTAVA

Kako bi se pokrio široki raspon mogućnosti, odabrana je scenarijska analiza za slučaj CTS-a i individualnih toplinskih sustava. Za slučaj novog i proširenje starog CTS-a odabrana su četiri scenarija razmatrajući četiri moguće tehnologije proizvodnje toplinske energije. Razmatrane tehnologije za slučaj CTS-a uključivale su korištenje centralnih dizalica topline (DT), geotermalnih izvora (GEO), solarnih kolektorskih polja (SOL) i kogeneracijskih postrojenja na biomasu (CHPB). Svaki od četiri odabranih scenarija zapravo predstavlja niz podscenarija koji predstavljaju različite udjele korištenja odabranih tehnologija u definiranom postotnom udjelu. Stoga je odabrano četiri scenarija gdje u svakom scenariju jedna od tehnologija predstavlja baznu tehnologiju, dok se udio ostale dvije odabrane tehnologije mijenja u rasponu od 100 % umanjen za postotak bazne tehnologije. Tako se za svaki postotak bazne tehnologije kreira niz od 11 podscenarija ovisan o udjelu ostatne dvije odabrane tehnologije. Postotni pomak bazne tehnologije razmatrao se u rasponu od 0 % do 100 %. Stoga se može zaključiti kako svaki od četiri scenarija predstavlja niz od 11x11 podsce-

[16] Danish Energy Agency, 'Technology Data', dostupno na: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>, (7.12.2022.)

► Slika 3.
Primjer prikaza postotnog udjela tehnologija za Scenarij 1 gdje DT predstavlja baznu tehnologiju, dok se udio SOL-a i GEO-a mijenja prema prikazanim podscenarijima

narija, odnosno ukupan iznos od 121 podscenarija. Kako bi se dodatno pojasnio odabrani scenarijski pristup, Slika 3. vizualno predstavlja primjer Scenarija 1 gdje je kao bazna tehnologija odabran DT u postotnom udjelu iznosa 10 %, dok se kao dodatne dvije tehnologije koriste SOL i GEO u rasponu postotnog udjela do maksimalnog iznosa od 90 %. Na slici je primjetan niz od 11 podscenarija za primjer postotnog udjela bazne tehnologije DT u iznosu od 10 %. Kako se u okviru svakog scenarija postotni udio bazne tehnologije razmatrao u rasponu do 0 do 100 %, s korakom od 10 %, dolazi se do gore spomenutog broja od 121 podscenarija za svaki od 4 kreirana scenarija.

Podscenarij	Udio SOL	Udio GEO
1	90%	0%
2	81%	9%
3	72%	18%
4	63%	27%
5	54%	36%
6	45%	45%
7	36%	54%
8	27%	63%
9	18%	72%
10	9%	81%
11	0%	90%

+ DT = 10 %

Četiri odabrana scenarija predstavljaju specifične izvedbe budućih CTS sustava koji u obzir ne uzimaju fosilna goriva. Stoga se scenariji mogu podijeliti na:

- scenarij 1: Bazna tehnologija DT, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i GEO – bez korištenja CHPB-a
- scenarij 2: Bazna tehnologija CHPB, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i GEO – bez korištenja DT-a
- scenarij 3: Bazna tehnologija GEO, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i CHPB – bez korištenja DT-a
- scenarij 4: Bazna tehnologija GEO, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i DT – bez korištenja CHPB-a

Ulazni podaci za odabrane tehnologije u okviru CTS rješenja korišteni su iz dostupnih referenci i baza podataka, a primarno koristeći katalog Danske Energetske Agencije [16].

SLUČAJ INDIVIDUALNIH TOPLINSKIH SUSTAVA

U odlomku 3.4.3 prikazani su rezultati temeljem razmatrane metode procjene proširenja postojećeg i izgradnje novog CTS sustava. Na temelju dobivenih rezultata zaključno je kako se maksimalno 45 % potrošača koji trenutno nisu spojeni na CTS, mogu u proširenju postojećih ili izgradnji novih spojiti na CTS sustav. Stoga je, ovisno o postotku proširenja ili izgradnje novog CTS-a, potrebno razmotriti ostale potrošače koji se ne mogu spojiti na CTS te je

- [16] Danish Energy Agency, 'Technology Data', dostupno na: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>, (7.12.2022.)
- [17] N. portal energetske učinkovitosti, 'Grijanje', dostupno na: <https://www.enu.hr/gradani/info-edu/savjeti/>, (7.12.2022.)

proces deplinifikacije potrebno ostvariti na razini objekta koristeći individualne toplinske sustave. Jednako scenarijskom pristupu prikazan u odlomku prije, odabrano je četiri scenarija gdje svaki od njih predstavlja niz od 121 podscenarija. Četiri odabrana scenarija baziraju se na korištenju tehnologija solarnih kolektora (SOL), dizalica topline zrak – voda (DTA), dizalice topline voda – voda (DTW) i dizalica topline tlo – voda (DTE). Svaki od scenarija sadrži jednu od baznih tehnologija, dok su druge dvije odabrane tehnologije promjenjivog postotnog udjela primjene. Stoga su na temelju toga odabrana sljedeća četiri scenarija:

- scenarij 1: Bazna tehnologija DTE, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i DTA – bez korištenja DTW-a
- scenarij 2: Bazna tehnologija DTW, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i DTA – bez korištenja DTE-a
- scenarij 3: Bazna tehnologija DTA, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i DTE – bez korištenja DTW-a
- scenarij 4: Bazna tehnologija DTA, različiti udio ostatnog postotnog udjela za SOL i DTW – bez korištenja DTE-a

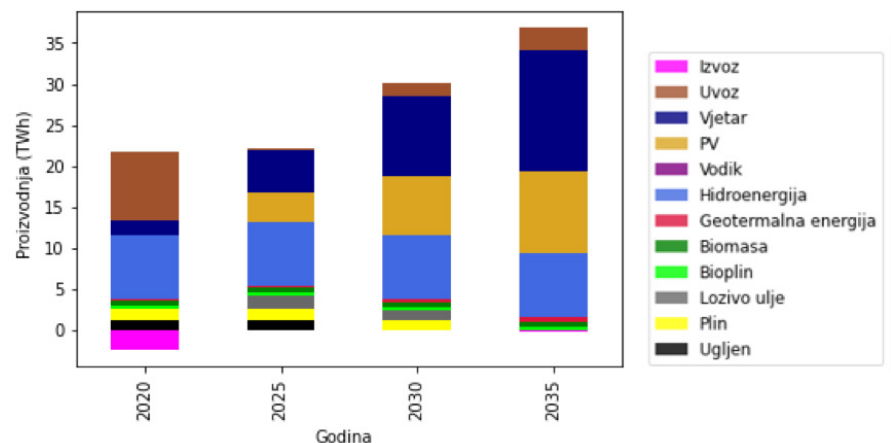
Ulazni podaci za odabrane tehnologije u okviru CTS rješenja korišteni su iz dostupnih referenci i baza podataka, a primarno koristeći [16] i [17].

Sektor proizvodnje električne energije i industrija

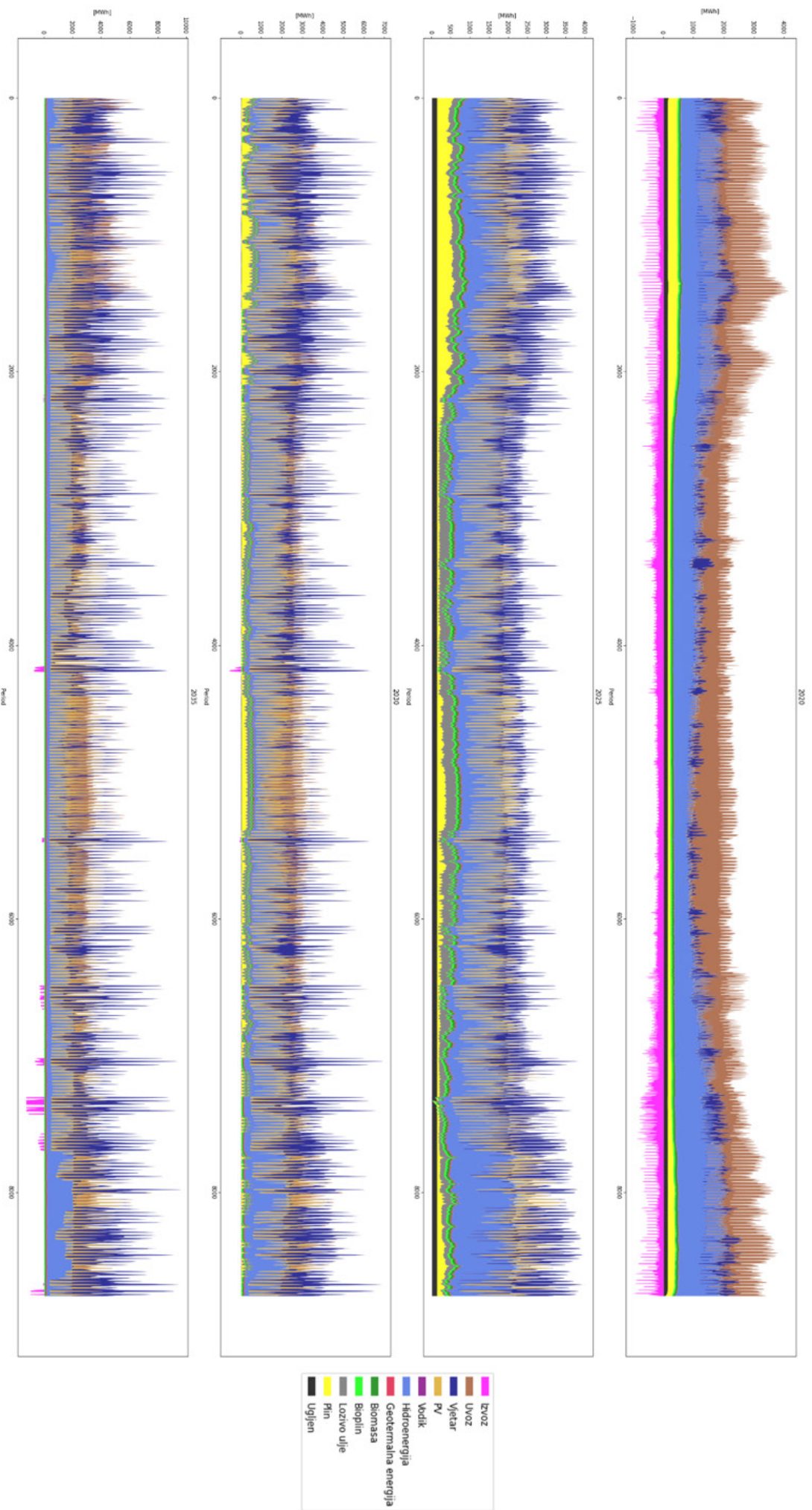
Godina 2020. korištena je kao bazna godina. Do 2025. godine dolazi do uvođenja u pogon 1500 MW vjetra, 2000 MW solara te 30 MW geotermalnih elektrana. Nakon 2025. se u pogon uvodi 2000 MW fotonaponskih elektrana, dodatnih 40 MW geotermalnih i 2000 MW vjetroelektrana. Između 2030. i 2035. godine se u pogon uvodi 2187 MW fotonaponskih elektrana, 2195 MW vjetroelektrana te 50 MW geotermalnih elektrana.

Proizvodnja električne energije se povećava kao rezultat povećanja potrošnje uslijed elektrifikacije sektora industrije, grijanja i transporta. Slika 4. prikazuje ukupne godišnje proizvodnje prema izvoru energije.

► Slika 4.
Proizvodnja električne energije



Slika 5. prikazuje satne distribucije proizvodnje električne energije. Vidljiva je povezanost između proizvodnje toplinske energije i električne energije iz plinskih kogeneracijskih elektrana tijekom sezone grijanja. Također, valja primijetiti da se skala na y osi dijagrama mijenja kako se uvode dodatne energetske zahtjevnije tehnologije koje povećavaju potražnju za električnom energijom.



▲ Slika 5.
 Raspodjela proizvodnje elek-
 trične energije

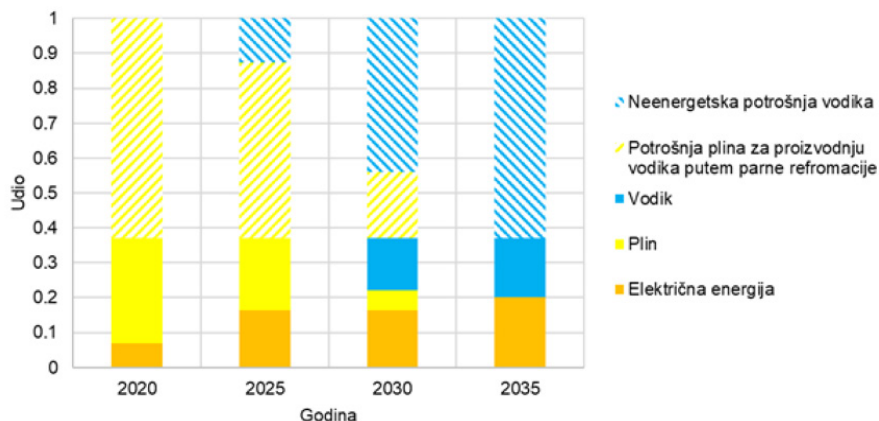
Sektor industrije

Sektor industrije također prolazi transformaciju. Primarno dolazi do postupnog prestanka korištenja fosilnog plina i ugljena, a kasnije u nekim sektorima i do prestanka ili smanjenja korištenja naftnih derivata. Potrebno je napomenuti da sljedeći prikazi ne uključuju toplinu i tehnološku paru iz centraliziranih toplinskih sustava jer je taj dio potrošnje modeliran zajedno s ostatkom sektora grijanja.

Slika 6. prikazuje transformaciju podsektora petrokemijske i kemijske industrije. Najveći udio potrošnje ovog sektora zauzima neenergetska potrošnja energije. Neenergetska potrošnja se u baznoj godini sastoji isključivo od fosilnog plina koji se koristi u svrhu dobivanja vodika korištenog kao sastojak u proizvodnji proizvoda. Razvoj energetske sustava dolazi do postupne zamjene fosilnog plina u sustavu dobivanja vodika te vodik proizveden putem elektrolizatora pogonjenih obnovljivom energijom preuzima ovaj dio potrošnje.

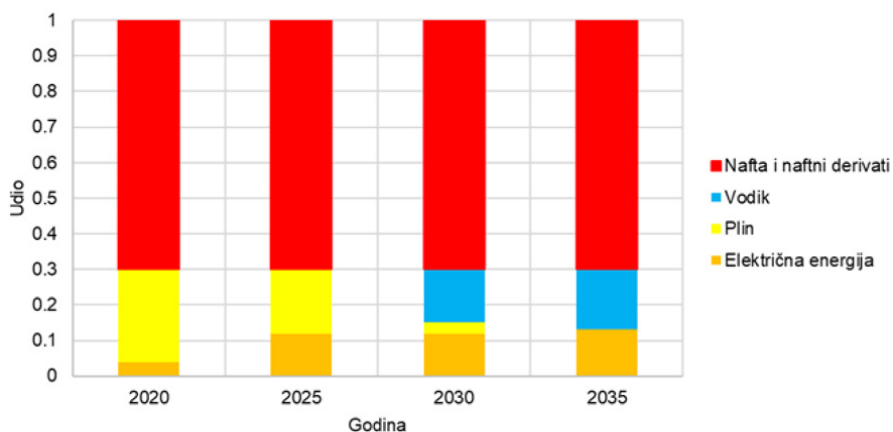
Ostatak sektora također u prvom dijelu koristi fosilni plin koji se zamjenjuje električnom energijom i vodikom.

► Slika 4.
Proizvodnja električne energije



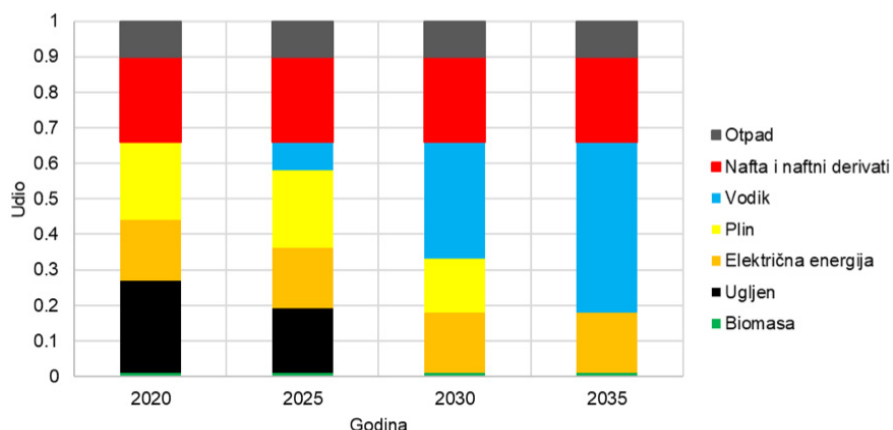
Podsektor rafinerije prikazuje Slika 7. 70 % potrošnje energije u ovom sektoru dolazi iz nafte i naftnih derivata. Od ukupne energije koja otpada na naftu i naftne derivate, 32 % pripada neenergetskoj potrošnji. Fosilni plin pokriva 26 % potreba u baznoj godini te se smanjuje na 18 % 2025., 3 % 2030. te na 0 % 2035. U isto vrijeme dolazi do povećanja korištenja električne energije i vodika. Vodik u 2035. godini preuzima 17 % potreba, a električna energija 13 %.

► Slika 7.
Rafinerije



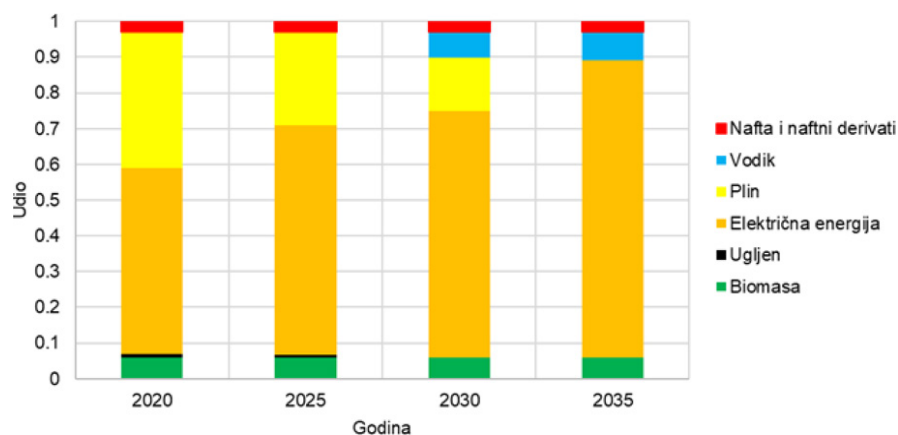
Tranziciju sektora industrije cementa prikazuje Slika 8. Od 2025. godine ugljen i fosilni plin se počinju zamjenjivati vodikom. Udio plina se smanjuje na 0 % do 2035., a ugljena do 2030. godine. 2035. godine vodik preuzima 48 % potreba, a električna energija ostaje na 17 %.

► Slika 8.
Cementare



Preostali dio industrije karakteriziran prvenstveno niskotemperaturnim procesima postupno prelazi na električnu energiju koja sačinjava 83 % 2035. te na vodik sa 7 %. Preostalih 10 % pokrivaju biomasa i naftni derivati od čega na biomasu otpada 7 %, a na naftu i naftne derivate 3 %.

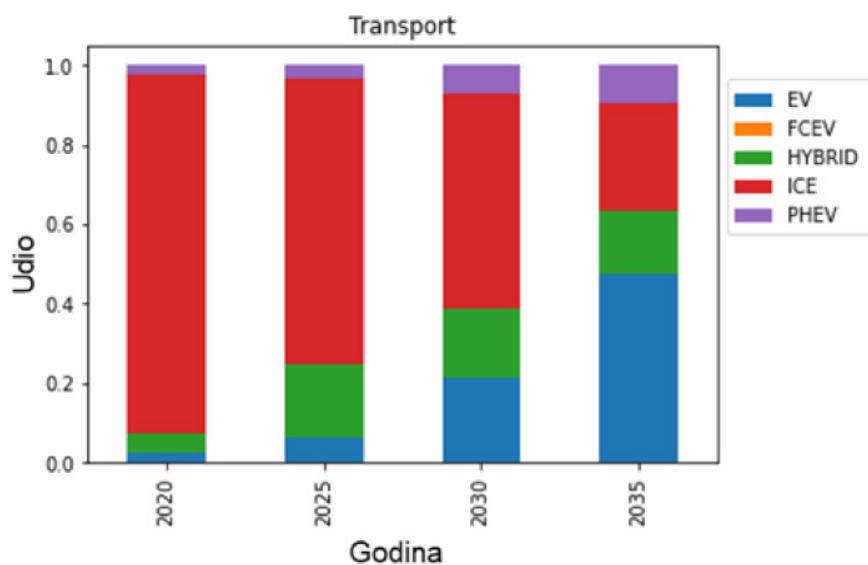
► Slika 9.
Ostatak industrije



Sektor transporta

Sektor transporta prolazi elektrifikaciju. Povećava se udio električnih vozila na 48 % do 2035. U isto vrijeme također dolazi do porasta udjela hibridnih i punjivih hibridnih vozila (PHEV), dok se udio vozila s motorima na unutrašnje izgaranje smanjuje na 27 %.

► Slika 10.
Sektor transporta

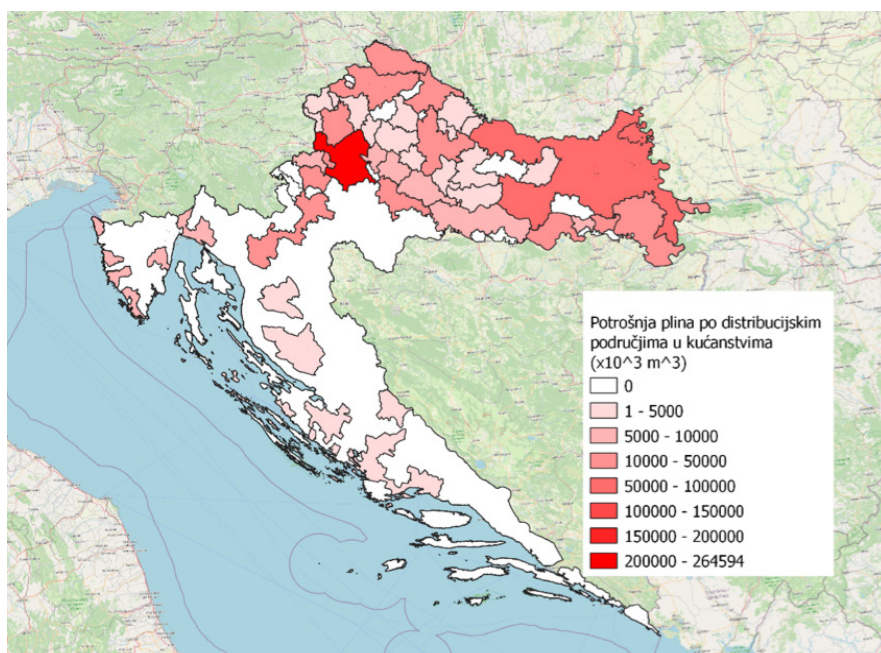


Sektor grijanja

KARTA POTROŠNJE FOSILNOG PLINA

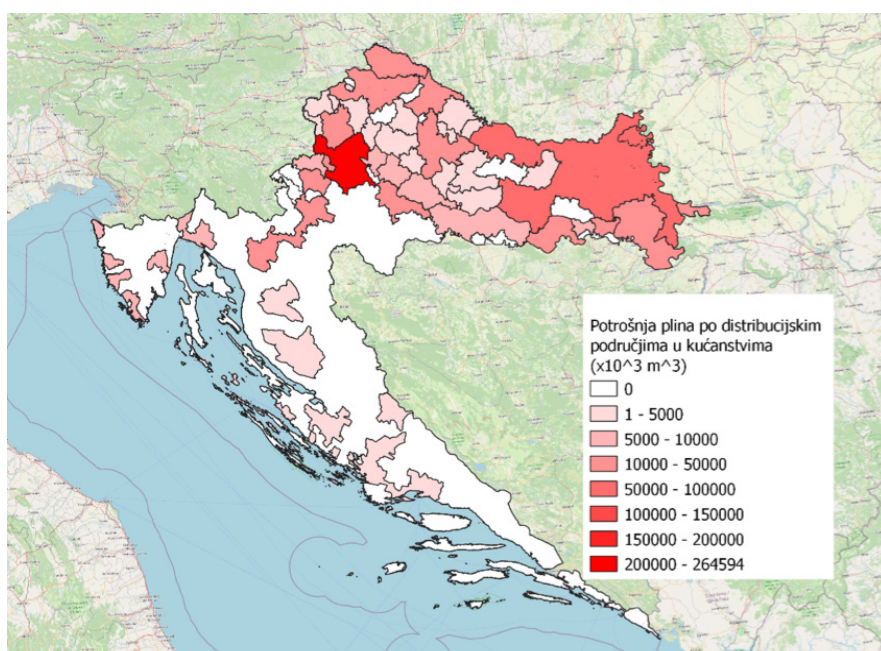
Na temelju metode opisane u poglavlju Metoda definirana je prostorna raspodjela potrošnje plina u distribucijskim područjima. Slika 11. prikazuje distribuciju potrošnje plina u kućanstvima, po distribucijskim područjima.

- ▶ Slika 11. Potrošnja plina po distribucijskim područjima u kućanstvima



Kao što prikazuje Slika 11., većina potrošnje fosilnog plina u kućanstvima se odvija u distribucijskom području Gradske plina-re Zagreb d.o.o., s udjelom od 39 % u ukupnoj potrošnji plina u

- ▶ Slika 12. Potrošnja plina po distribucijskim područjima u sektoru usluga



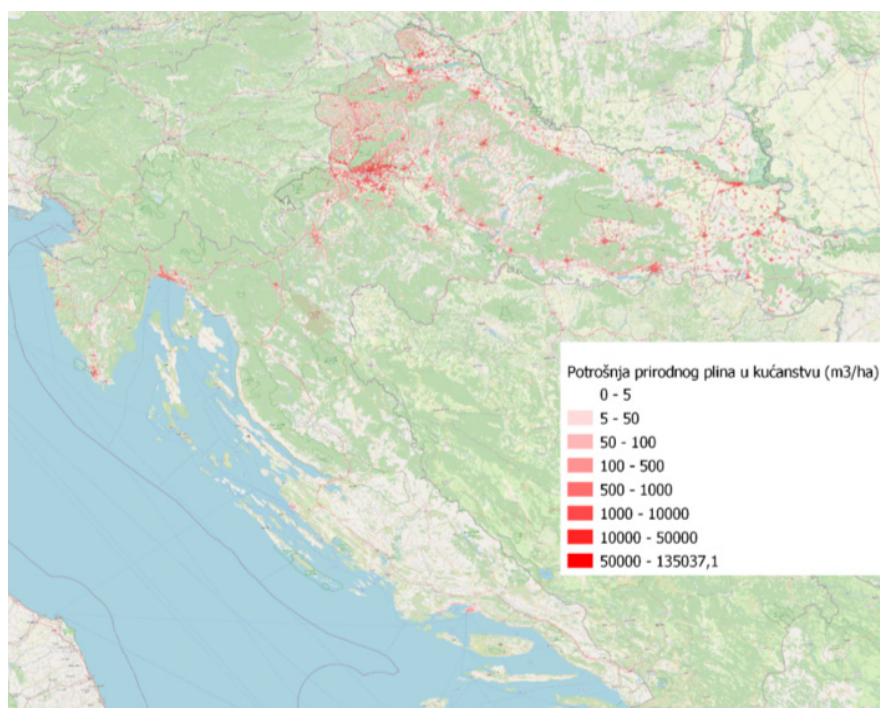
kućanstvima u Republici Hrvatskoj. Slika 12. prikazuje potrošnju fosilnog plina po distribucijskim područjima u sektoru usluga.

Slično kao u prvom slučaju, Slika 12. pokazuje da se većina fosilnog plina u sektoru usluga troši u distribucijskom području Gradske plinare Zagreb d.o.o. s udjelom od 41% u ukupnoj potrošnji plina u sektoru usluga Republike Hrvatske.

Na temelju potrošnje plina u distribucijskim područjima, prostornoj raspodjeli stanovništva te georeferenciranim područjima koja pokrivaju centralizirani toplinski sustavi i zatvoreni toplinski sustavi, modelirana je distribucija potrošnje plina na razini hektara (100 x 100 m). Ista je modelirana za potrošnju u kućanstvima, sektoru usluga i ukupnu potrošnju.

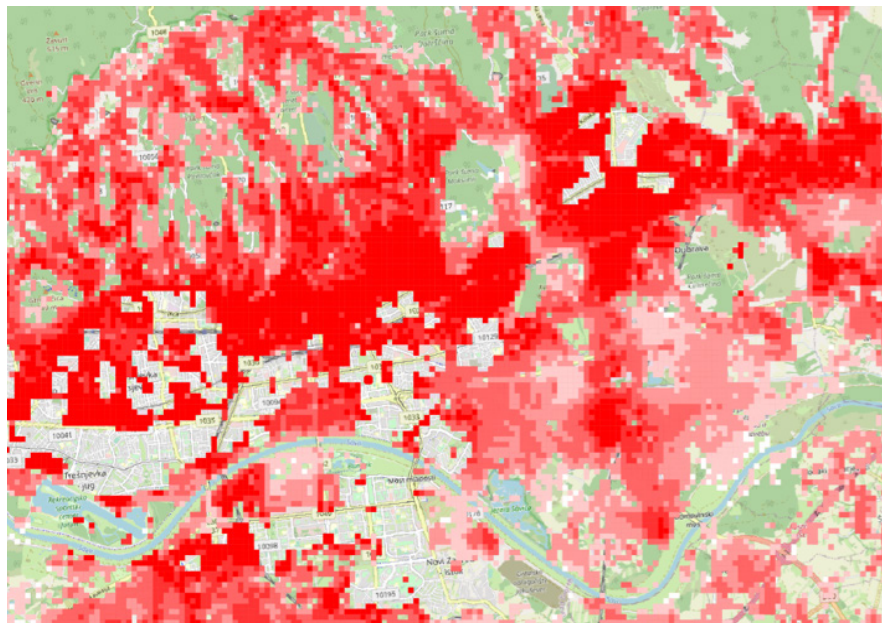
Slika 13. prikazuje prostornu distribuciju potrošnje fosilnog plina u kućanstvima na prostornoj rezoluciji od 100 x 100 m.

► Slika 13.
Prostorna distribucija potrošnje fosilnog plina u kućanstvima



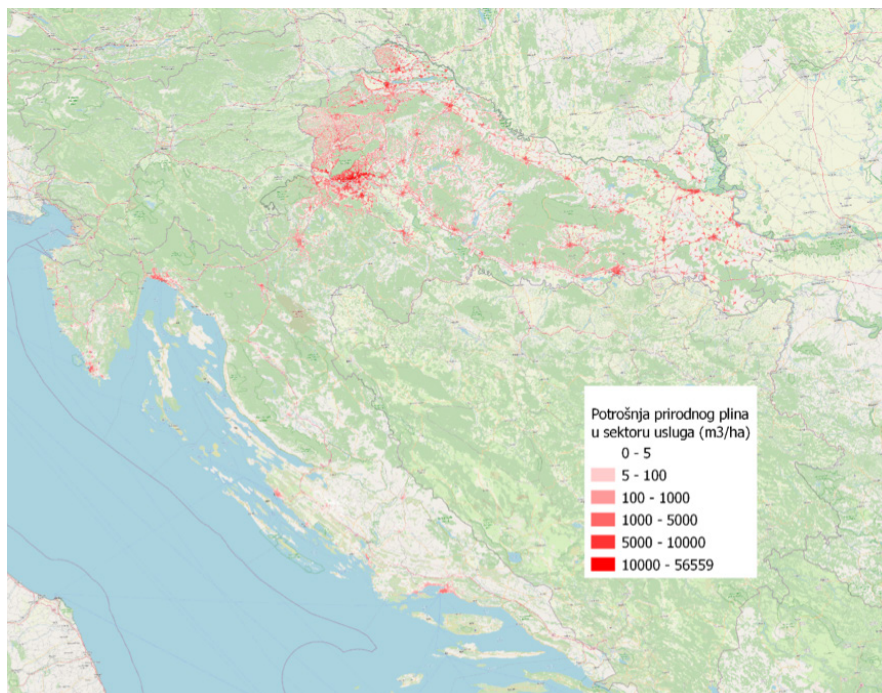
Kao što prikazuje Slika 13., većina potrošnje fosilnog plina u kućanstvima se odvija u gradovima kontinentalne Hrvatske. U primorskom dijelu Hrvatske gradovi Split, Rijeka i Pula imaju najveću potrošnju fosilnog plina. Slika 14. prikazuje uvećani prikaz prostorne distribucije potrošnje fosilnog plina u kućanstvima u Gradu Zagrebu.

- ▶ Slika 14. Uvećani prikaz prostorne distribucije potrošnje fosilnog plina u kućanstvima u Gradu Zagrebu



Slika 15. prikazuje prostornu distribuciju potrošnje fosilnog plina u sektoru usluga na prostornoj rezoluciji od 100 x 100 m.

- ▶ Slika 15. Prostorna distribucija potrošnje fosilnog plina u sektoru usluga

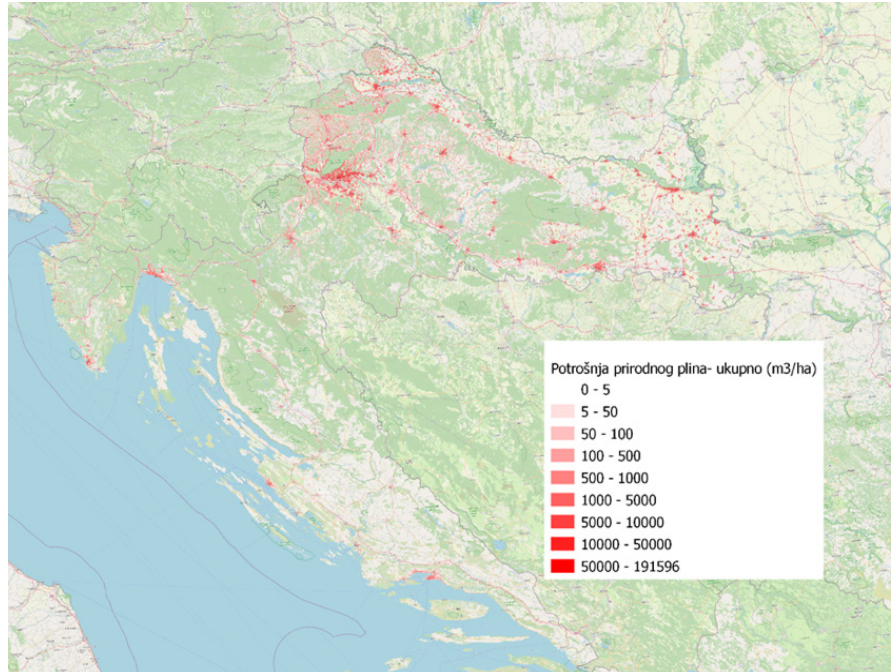


Očekivano, prostorna distribucija fosilnog plina u sektoru usluga je slična potrošnji u kućanstvima te se većina potrošnje fosilnog plina odvija u gradovima kontinentalne Hrvatske. Potrošnja fosilnog plina je u sektoru usluga u primorskoj Hrvatskoj intenzivnija, u usporedbi s potrošnjom fosilnog plina u kućanstvima, kao što je vidljivo iz usporedbi zadnjih dviju slika. To proizlazi ponajviše iz činjenice da, na temelju podataka o potrošnji plina u 2020., potrošnja plina u sektoru usluga je u distribucijskom području distributera EVN Croatia Plin d.o.o. 11 puta veća od potrošnja plina u kućanstvima. Ovo distribucijsko područje pokriva

gradove Otočac, Gospić, Trogir, Kaštela, Zadar, Biograd na Moru, Benkovac, Šibenik, Drniš, Knin, Split, Solin.

Kako bi se dobila ukupna potrošnja fosilnog plina u kućanstvima i sektoru usluga, vrijednosti sadržane u slojevima koje prikazuju Slika 13. i Slika 15. su zbrojene. Slika 16. prikazuje prostornu distribuciju ukupne distribucije potrošnje fosilnog plina na prostornoj rezoluciji od 100 x 100 m.

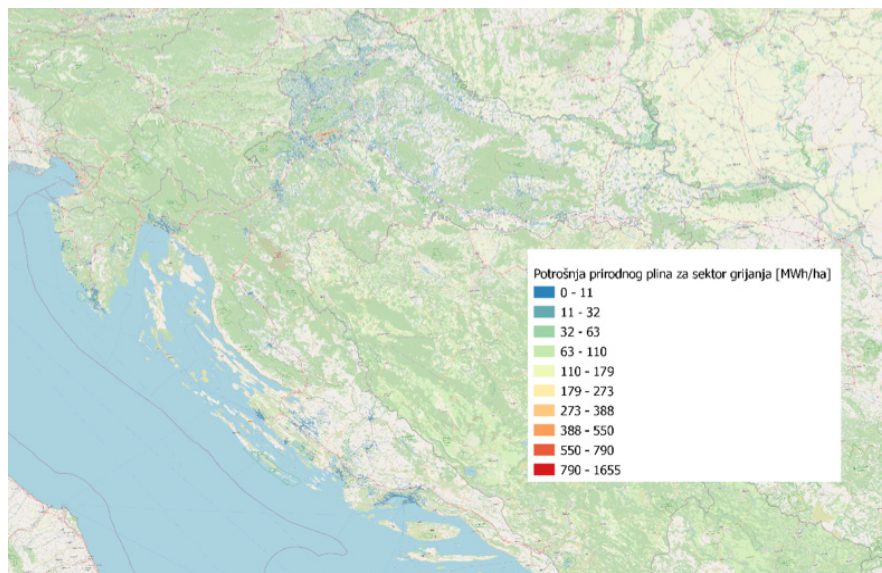
► Slika 16.
Prostorna distribucija ukupne potrošnje fosilnog plina



KARTA POTROŠNJE FOSILNOG PLINA ZA SEKTOR GRIJANJA

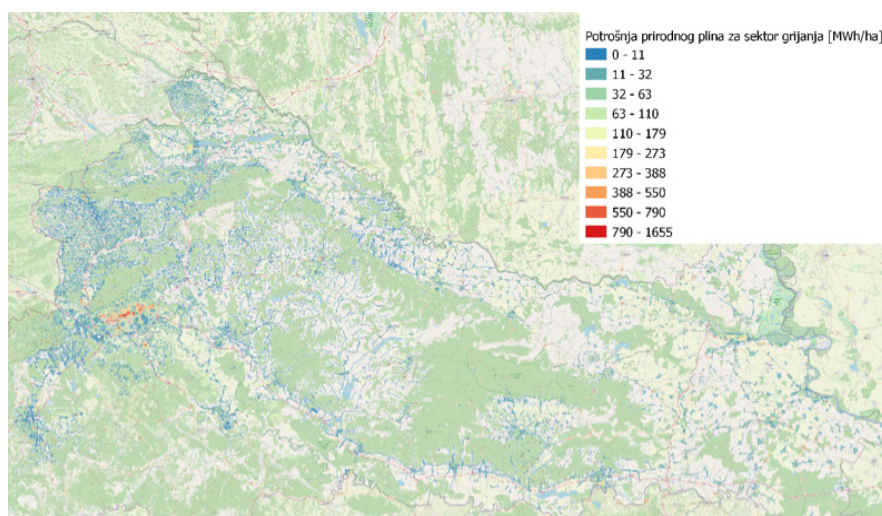
Koristeći ulazne podatke prikazane u Poglavlju 3.4, izrađena je karta potrošnje plina za sektor grijanja. Slika 17. prikazuje potrošnju toplinske energije u sektoru kućanstva i usluga koja koriste fosilni plin. Može se primijetiti kako je prostorna raspodjela gustoća potrošnje toplinske energije slična raspodjeli potrošnje fosilnog plina, Slika 17. Važno je primijetiti kako je iznos gustoće toplinskih potreba često vrlo nizak i iznosi manje od 11 MWh/ha.

- Slika 17.
Potrošnja fosilnog plina za sektor grijanja u Republici Hrvatskoj



Viša gustoća toplinskih potreba je u većim urbanim sredinama Sjeverne i Panonske Hrvatske te u Gradu Zagrebu, kao što i prikazuje Slika 18. Najviša gustoća toplinskih potreba je zabilježena u Gradu Zagrebu i njegovoj okolini. Prema ovome, može se zaključiti kako su urbane sredine u Sjevernoj Hrvatskoj i u Gradu Zagrebu te njegovoj okolini najprikladnije za toplifikaciju, odnosno širenje toplinske mreže. Kako bi se točno odredila područja toplifikacije, izrađena je ekonomska analiza prikazana u sljedećem poglavlju.

- Slika 18.
Potrošnja fosilnog plina za sektor grijanja u Panonskoj i Sjevernoj Hrvatskoj te Gradu Zagrebu

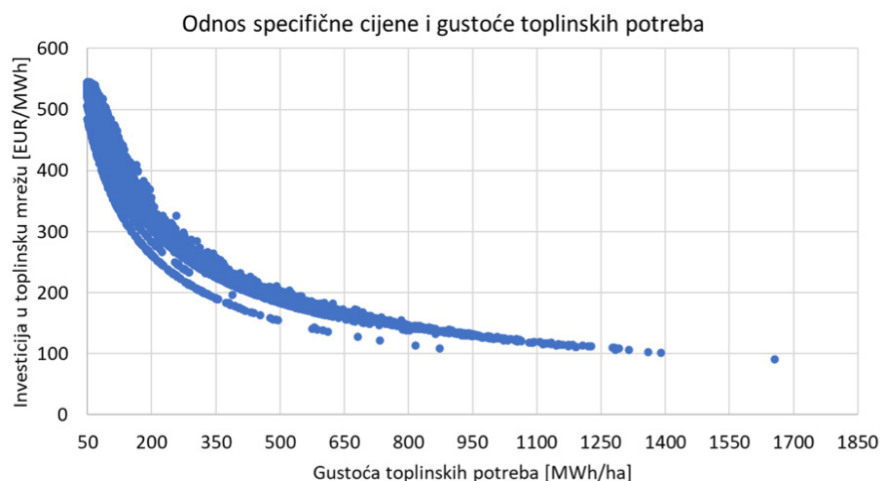


IZGRADNJA NOVIH I ŠIRENJE POSTOJEĆIH CENTRALIZIRANIH TOPLINSKIH SUSTAVA

Slika 19. prikazuje odnos specifične investicije u toplinsku mrežu i gustoće toplinskih potreba. Prikazani rezultati slični su onima koje prikazuje Slika 2. Nadalje, važno je primijetiti kako za vrijednosti gustoće toplinskih potreba manjih od 50 MWh/ha model ne vrijedi, a najviša specifična investicija u toplinsku mrežu iznosi više od 500 EUR/MWh. Za relativno visoke gustoće toplinskih potreba,

specifična investicija brzo opada te iznosi oko 150 EUR/MWh pri čemu vrijednost stagnira oko 100 EUR/MWh.

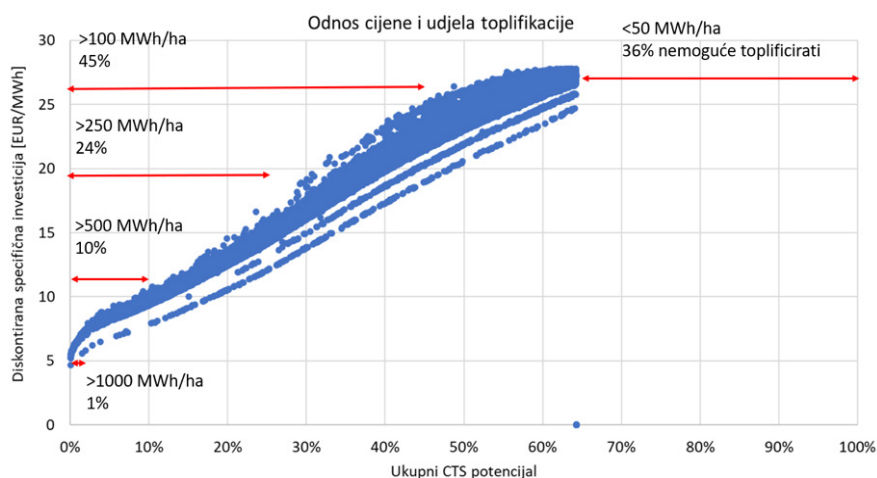
- Slika 19. Specifična investicija toplinske mreže u ovisnosti o gustoći toplinskih potreba



Slika 20. prikazuje udio toplifikacije u odnosu na specifičnu diskontiranu investiciju u toplinsku mrežu. Specifična investicija raste s ukupnim potencijalom toplifikacije pri čemu je najviša diskontirana investicija oko 28 EUR/MWh. Najniže cijene su oko 5 EUR/MWh, rezervirane za najgušća urbana područja, odnosno najviše gustoće toplinskih potreba.

Prvo, važno je primijetiti kako 36% potrošnje fosilnog plina za sektor grijanja nije moguće toplificirati jer je gustoća toplinskih potreba manja od 50 MWh/ha. Ako bismo toplificirali područja s gustoćom toplinskom potreba većom od 100 MWh/ha, tada bismo mogli toplificirati oko 45% potrošnje plina u sektoru grijanja. Za gustoće toplinskih potreba većih od 250 MWh/ha, taj udio je manji i iznosi 24%, pri čemu je maksimalna investicija jednaka oko 18 EUR/MWh. Ako se toplificiraju područja s gustoćom većom od 500 MWh/ha, tada je moguće pokriti samo 10% potreba. Konačno, ako bismo toplificirali samo najgušća područja, viša od 1000 MWh/ha, tada bi se moglo pokriti samo 1% potreba.

- Slika 20. Specifična cijena investicije u odnosu na ukupni potencijal toplifikacije potrošača fosilnog plina



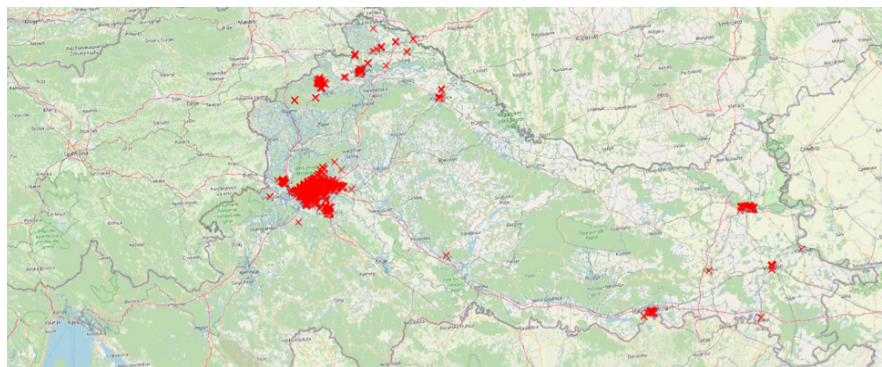
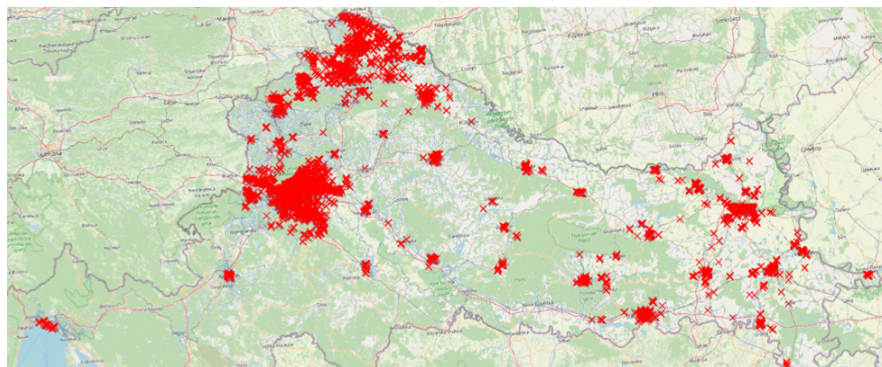
[18] 'Obnova vrelovoda Grada Zagreba.'
Dostupno na: <https://vrelovod-zagreb.hr/o-projektu/>, (7.12.2022.)

Slika 21. i Slika 22. prikazuju prostornu raspodjela toplificiranih područja. Važno je primijetiti kako se uglavnom radi o područjima Sjeverne i Panonske Hrvatske i Gradu Zagrebu.

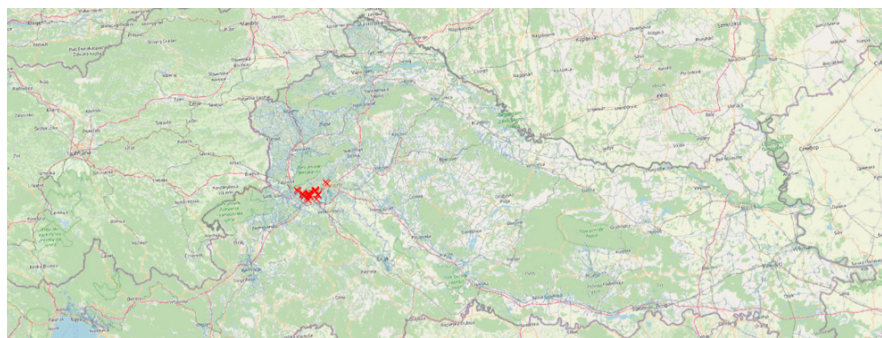
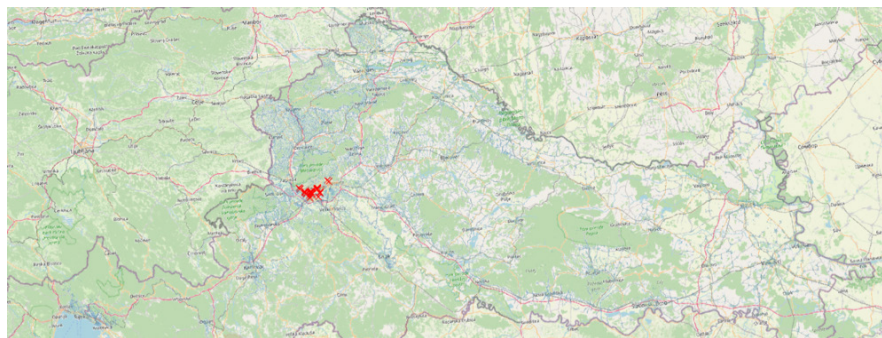
Za najnižu definiranu gustoću toplinskih potreba od 100 MWh/ha, većinu urbanih naselja u Sjevernoj i Panonskoj Hrvatskoj je moguće toplificirati pri čemu je čak preporučeno širenje i toplinskog sustava Rijeke. Pri gustoći toplinskih potreba iznad 250 MWh/ha, raspon toplifikacije je smanjen na Sjevernu Hrvatsku i Grad Zagreb pri čemu je toplifikacija Panonske Hrvatske samo u Osijeku, Slavanskom Brodu, Đakovu, Vinkovcima i Vukovaru. Za gustoću toplinskih potreba višu od 500 MWh/ha, širenje toplinske mreže je ograničeno na Grad Zagreb, Samobor, Zaprešić i Veliku Goricu. Područja s gustoćom toplinskih potreba većom od 1000 MWh/ha se nalaze samo u Gradu Zagrebu pri čemu se preporučuje samo širenje postojeće toplinske mreže.

Slika 23. prikazuje usporedbu različitih scenarija toplifikacije, duljine toplinske mreže te iznose potrebnih investicija. Za scenarij toplifikacije područja s gustoćom toplinskih potreba većom od 500 MWh/ha, specifični diskontirani trošak iznosi 8,3 EUR/MWh pri čemu je ukupna investicija jednaka 132 milijuna EUR. Toplifikacija područja s najvišim toplinskim potrebama rezultira diskontiranim specifičnim troškom od 5,9 EUR/MWh pri čemu je ukupna investicija jednaka 7,2 milijuna EUR. Za usporedbu, ukupna investicija obnove 69 km vrelovoda toplinske mreže Grada Zagreba je iznosila 93 milijuna EUR [18].

► Slika 21.
Lokacije novih i širenja postojećih centraliziranih toplinskih sustava za gustoće toplinskih potreba: iznad 100 MWh/ha (slika gore), iznad 250 MWh/ha (slika dolje)



- Slika 22.
Lokacije novih i širenja postojećih centraliziranih toplinskih sustava za gustoće toplinskih potreba: iznad 500 MWh/ha (slika gore), iznad 1000 MWh/ha (slika dolje)



- Tablica 3. Iznos investicije u toplinsku mrežu za različite razine toplifikacije

	> 100 MWh/ha	> 250 MWh/ha	> 500 MWh/ha	> 1000 MWh/ha
Udio trenutnog plinskog grijanja koji prelazi na CTS[-]	45%	24%	10%	1%
Investicija [milijun EUR]	993,4	397,9	131,8	7,2
Specifična investicija [EUR/MWh]	276,4	204,8	162,2	116,4
Diskontirani trošak [EUR/MWh]	14,1	10,5	8,3	5,9
Duljina mreže [km]	1954,2	626,5	184,2	8,9

SCENARIJSKA ANALIZA NOVIH I ŠIRENJE POSTOJEĆIH CENTRALIZIRANIH TOPLINSKIH SUSTAVA

Na temelju predložene metode u odlomku 2.3.3, u nastavku ovog odlomka prikazani su rezultati za proces deplinifikacije sektora grijanja koji uključuje proširenje ili izgradnju novih CTS sustava te individualne toplinske sustave koji se temelje na fosilnom plinu. Sektor grijanja je, prema rezultatima iz odlomka 3.4.3, a točnije u Tablici 3., podijeljen na četiri scenarija gdje je unaprijed definiran postotak novih potrošača koje je moguće spojiti na proširenje postojećeg ili novi CTS sustav. Tako se rezultati mogu podijeliti na:

- scenarij 45%
- scenarij 24%
- scenarij 10%
- scenarij 1%.

[19] Kos, I, 'Usporedba različitih energenata i tehnologija za potrebe grijanja', dostupno na: [https://repositorij.etfos.hr/islandora/object/etfos%3A1502/datastream/PDF/view, \(7.12.2022.\)](https://repositorij.etfos.hr/islandora/object/etfos%3A1502/datastream/PDF/view, (7.12.2022.))

► Tablica 4.
Iznos korisne toplinske energije za promatrane scenarije

Svaki od scenarija definira koliki se udio ukupne potrošnje fosilnog plina može pokriti novim ili proširenim CTS-om, dok se ostatak ukupne potrošnje plina mora pokriti individualnim toplinskim sustavima. Unutar svakog od gore navedenih scenarija provedena je dodatna unutarscenarijska analiza koja je detaljnije objašnjena u odlomku 2.3.3. Svaki od scenarija uključuje unutarscenarijsku analizu ovisnu o vrsti korištene tehnologije za proizvodnju toplinske energije. U Tablici 4. se nalaze zahtjevi za korisnom toplinskom energijom za svaki od scenarija ako se u obzir uzme potrošnja fosilnog plina u iznosu od 8017 GWh te prosječna efikasnost plinskog kotla u iznosu od 95% [19]. Korisna toplinska energija iz finalne potrošnje fosilnog plina iznosi 7616 GWh.

SCENARIJI	CTS [GWh]	INDIVIDUALNI TS [GWh]
Scenarij 45%	3427	4189
Scenarij 24%	1828	5788
Scenarij 10%	762	6855
Scenarij 1%	76	7540

U nastavku odlomka prikazani su skupni rezultati za slučaj novog i proširenog CTS-a te za slučaj individualnih toplinskih sustava. Zasebno za CTS i individualna rješenja prikazana su rješenja za scenarij postotnog korištenja CTS rješenja prema iznosima u gornjoj tablici te za svaki od podscenarija korištene tehnologije objašnjene u odlomku 2.3.3.

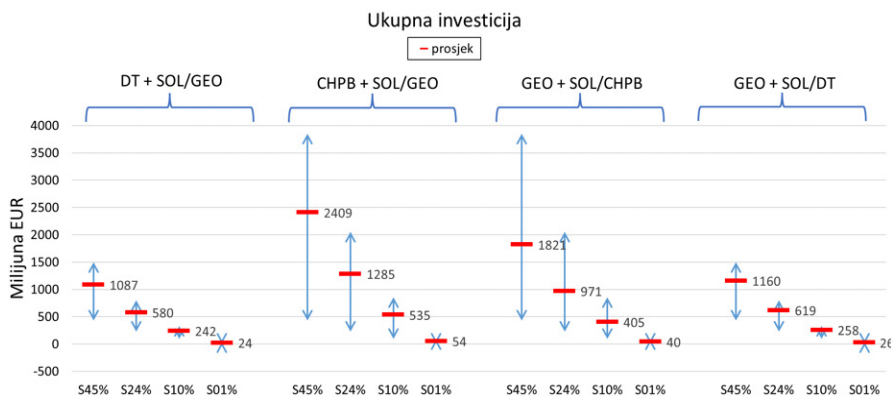
PROŠIRENJE POSTOJEĆEG CENTRALIZIRANOG TOPLINSKOG SUSTAVA I IZGRADNJA NOVOG

U okviru razmatranog rješenja u obliku CTS-a promatrano je četiri scenarija u ovisnosti o korištenim tehnologijama. Scenariji su podijeljeni prema metodi u odlomku 2.3.3. Prikazani su rasponi troškova ukupne investicije, CAPEX i OPEX troškova te ukupnog LCOH u ovisnosti o postotnom udjelu korištenja razmatranih tehnologija.

Slika 23. prikazuje ukupni trošak investicije prema promatranim scenarijima i podscenarijima. Na slici je prikazan raspon ukupnog troška investicije gdje gornja strelica prikazuje maksimalni iznos u ovisnosti o postotnom udjelu određene tehnologije, dok donja strelica predstavlja minimalni iznos ukupne investicije. Crvene crtice predstavljaju prosječne vrijednosti ukupne investicije promatranih scenarija. Primjetno je kako se prosječno najniži investicijski trošak postiže pri scenariju 1 koji uključuje bazno

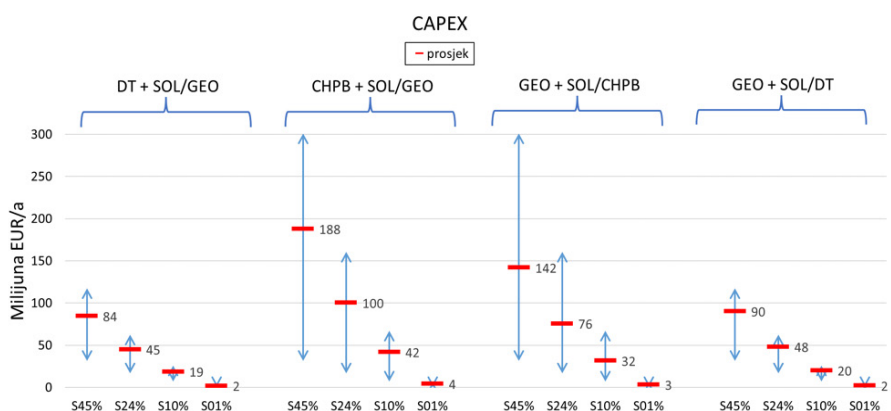
korištenje DT-a i promjenjivi udio rješenja u obliku SOL i GEO. Također se može primijetiti kako je investicijski trošak scenarija 4, koji uključuje bazno korištenje GEO-a i promjenjivi udio rješenja u obliku SOL i DT, približan trošku scenarija 1, no nešto viši trošak investicije može se prepisati bazno višem trošku GEO rješenja. Pri scenariju 2 i 3 primjetan je znatnije viši investicijski trošak zbog utjecaja rješenja u obliku CHPB-a.

► Slika 23. Trošak ukupne investicije CTS rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a



Vežano na gore prikazan ukupni trošak investicije, Slika 24. prikazuje godišnji diskontirani investicijski trošak – CAPEX. Korištena diskontna stopa iznosi 6%. Slično zaključcima s gornje slike, donja slika prikazuje jednake odnose, samo svedene na godišnji diskontirani trošak.

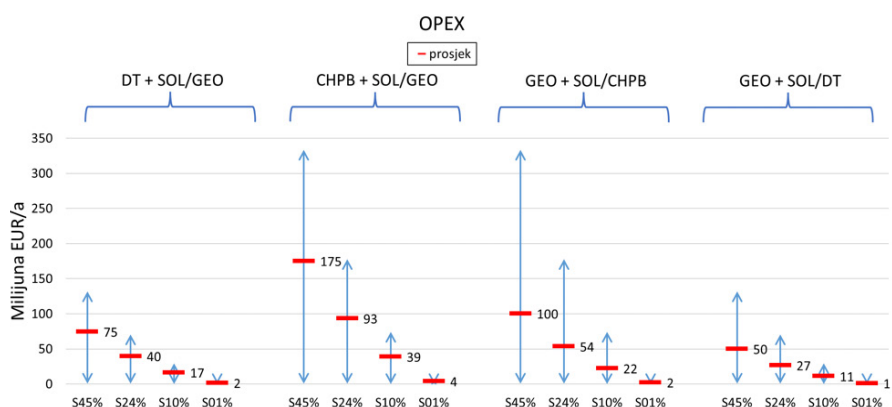
► Slika 24. CAPEX trošak CTS rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a



Slika 25. prikazuje raspone godišnjih operativnih troškova – OPEX. Godišnji operativni troškovi podijeljeni su na fiksne godišnje troškove, varijabilne godišnje troškove koji su vezani uz godišnje proizvedenu energiju te na trošak energije potrebne za pogon postrojenja. Kada se spominje energija potrebna za pogon postrojenja, primarno se misli na trošak električne energije za potrebe pogona DT-a i troška biomase za potrebe pogona CHPB-a. Na donjoj slici može se primijetiti kako je minimalni operativni trošak vezan uz scenarij 1 i 4. U scenariju 1 bazno se koriste DT-i dok se mijenja udio SOL-a i GEO-a. U scenariju 4 bazno se mijenja udio GEO, dok se razmjerno mijenjanju udjeli SOL-a i DT-a. Primarni

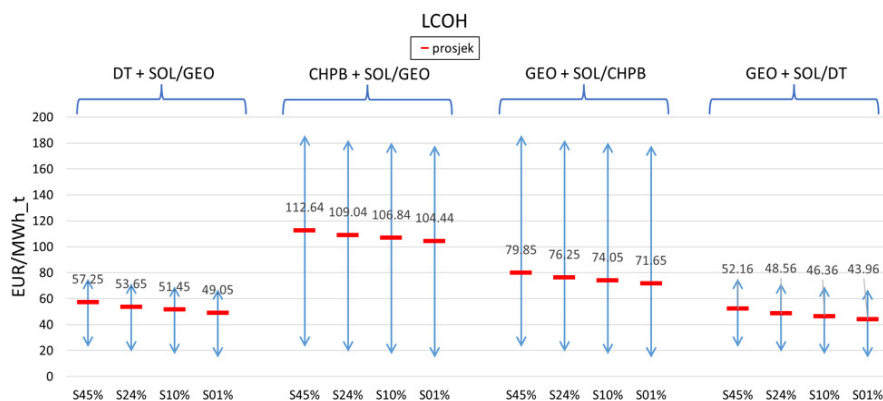
razlog znatno nižeg OPEX troška u scenarijima 1 i 4 je zbog višeg troška biomase koji je prisutan u scenarijima 2 i 3, gdje se u određenim postocima koristi CHPB. Znatan OPEX trošak čine troškovi energije za potrebe pogona postrojenja gdje za slučaj primjene DT trošak električne energije iznosi 93% ukupnog OPEX troška, dok kod korištenja CHPB trošak biomase iznosi 77% ukupnog OPEX troška. Također je potrebno napomenuti kako pri korištenju CHPB rješenja postoji udio prihoda od prodaje električne energije, a cijena prodaje električne energije bazno je određena prema cijeni od 100 EUR/MWh. Ostvareni prihod od prodaje električne energije umanjuje ukupni OPEX trošak, odnosno konačni rezultat u obliku LCOH.

► Slika 25.
OPEX trošak CTS rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a



Kao konačni usporedni prikaz razmatranih scenarija, Slika 26. prikazuje ukupni nivelirani trošak proizvodnje toplinske energije – LCOH. Ponovno je dan raspon rješenja promatranih scenarija prema odabranim tehnologijama i postotnom korištenju CTS rješenja. Primjetno je kako primarnu razliku unutar scenarija postotnog korištenja CTS rješenja čini diskontirani trošak potrebnog toplinskog razvoda prikazuje Tablica 3. Stoga se može primijetiti kako LCOH raste s povećanim udjelom primjene CTS -a. Primjetno je kako je minimalno prosječni LCOH prisutan pri scenariju 4, odnosno baznoj primjeni GEO uz postotnu promjenu korištenja SOL-a i DT-a. Prosječni iznos LCOH za scenarij 4 iznosi 52,16, 48,56, 46,36 i 43,96 EUR/MWh, % za scenarije S45%, S24%, S10% i S01%. Nešto viši rezultati ukupnog LCOH-a primjetni su pri scenariju 1 u usporedbi sa scenarijem 4 zbog nešto višeg OPEX troška koji je prisutan kao rezultat znatnijeg korištenja DT, odnosno veće potrošnje električne energije. Znatnije viši LCOH rezultati primjetni su kod scenarija 2 i 3 zbog znatnog utjecaja troška biomase koji je rezultat primjene CHPB-a.

- Slika 26.
LCOH CTS rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a



Nakon prikaza rezultata za individualne toplinske sustave, bit će prikazani rezultati za prosječno rješenje pri scenariju korištenja CTS-a u iznosu od 10%. U nastavku odlomka prikazani su rezultati za slučaj individualnih toplinskih sustava.

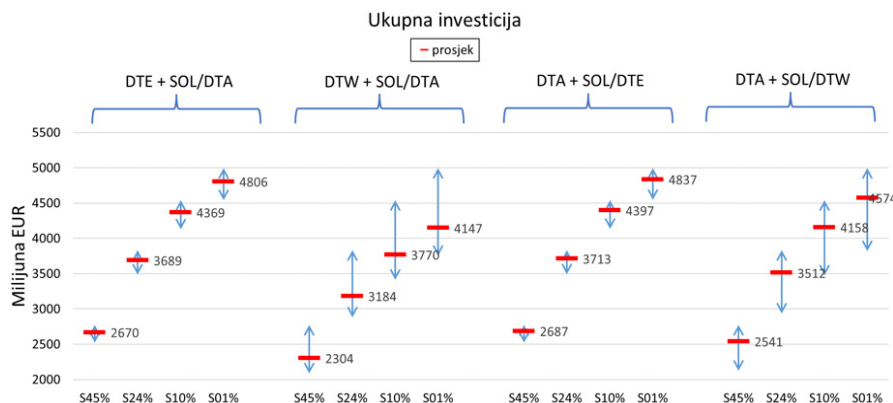
PRIMJENA INDIVIDUALNIH TOPLINSKIH SUSTAVA

- [16] Danish Energy Agency, 'Technology Data', dostupno na: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>, (7.12.2022.)
- [20] Ruhnau, O., Hirth, L. & Praktiknjo, A. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. Sci Data 6, 189 (2019.). <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>

U okviru razmatranog rješenja u obliku individualnih toplinskih sustava promatrano je četiri scenarija u ovisnosti o korištenim tehnologijama. Scenariji su podijeljeni prema metodi u odlomku 2.3.3.2.. U ovom poglavlju su kao i za slučaj centraliziranih toplinskih sustava prikazani rasponi troškova u slučaju korištenja individualnih toplinskih sustava. Prikazani su troškovi ukupne investicije, CAPEX i OPEX troškovi te ukupan LCOH u ovisnosti o postotnom udjelu korištenja razmatranih tehnologija.

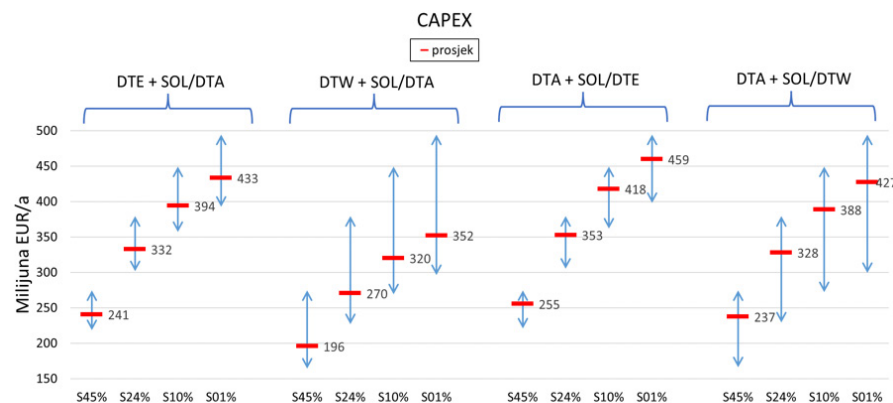
Slika 28. prikazuje ukupni trošak investicije prema promatranim scenarijima i podscenarijima. Na slici je prikazan raspon ukupnog troška investicije gdje gornja strelica prikazuje maksimalni iznos u ovisnosti o postotnom udjelu određene tehnologije, dok donja strelica predstavlja minimalni iznos ukupne investicije. Crvene crtice predstavljaju prosječnu vrijednost ukupne investicije promatranih scenarija. Primjetno je kako se prosječno najniži investicijski trošak postiže pri scenariju 2 koji uključuje bazno korištenje DTW-a i promjenjivi udio rješenja u obliku SOL i DTA. Takav rezultat primarno proizlazi iz pretpostavljenih investicijskih troškova prema [20], gdje specifični investicijski trošak po kW toplinskog učina za DTW iznosi 1371 EUR/kWt, dok za DTE i DTA iznosi 1714 EUR/kWt, odnosno 1741 EUR/kWt. Također, prema referenci [16], udio SOL u individualnim rješenjima limitiran je na maksimalan udio u iznosu od 20%.

- Slika 27. Trošak ukupne investicije individualnih rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a



Vežano na gore prikazan ukupni trošak investicije, Slika 28. prikazuje godišnji diskontirani investicijski trošak – CAPEX. Korištena diskontna stopa iznosi 6%. Kako između razmatranih tehnologija postoji razlika u vijeku trajanja, gornji prikaz ukupne investicije nije u potpunosti razmjernan prethodnom prikazu gdje je prikazan godišnji diskontirani investicijski trošak. Vijek trajanja DTA iznosi 16 godina, DTE 20 godina, dok DTW i SOL tehnologija imaju vijek trajanja u iznosu od 25 godina. Kako je specifični investicijski trošak za DTW najmanji, a životni vijek najviši, scenarij 2 rezultira najmanjim srednjim CAPEX troškom. Raspon CAPEX troška za scenarij 2 gdje se bazno koristi DTW uz postotnu promjenu SOL i DTA za scenarij S45%, S24%, S10% i S01% iznosi 196, 270, 320 i 352 mil. EUR godišnje. Potrebno je napomenuti kako scenariji S45%, S24%, S10% i S01% simboliziraju postotni udio korištenja CTS rješenja, odnosno da udio individualnih toplinskih sustava za scenarije iznosi 55%, 76%, 90% i 99%.

- Slika 28. CAPEX trošak individualnih rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a

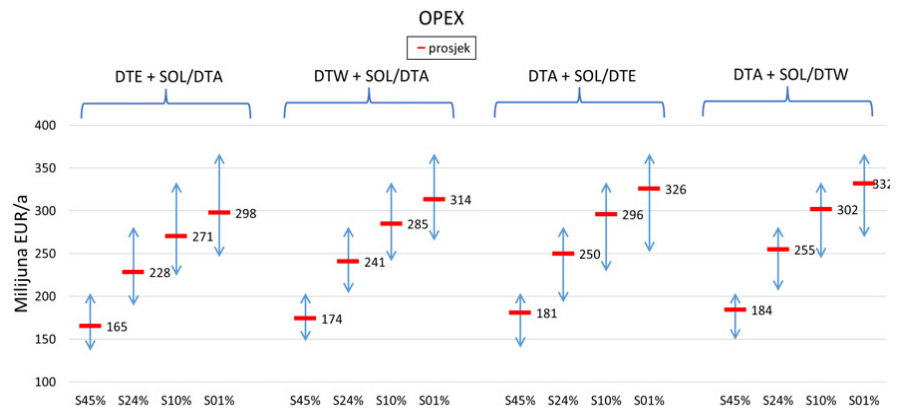


- [16] Danish Energy Agency, 'Technology Data', dostupno na: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>, (7.12.2022.)
- [20] Ruhnau, O., Hirth, L. & Praktiknjo, A. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. Sci Data 6, 189 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>
- [21] 'Enerpedia', dostupno na: http://enerpedia.net/index.php/Glavna_stranica, (7.12.2022.)

Slika 29. prikazuje raspone godišnjih operativnih troškova. Može se primijetiti kako je razlika u prosječnim iznosima OPEX troškova između scenarija relativno mala. Nastavno je primjetno kako je prosječno minimalni OPEX trošak primjetan u scenariju 1 gdje se bazno koristi tehnologija DTE uz postotnu promjenu udjela tehnologija SOL/DTA. Prema dostupnim referencama [16], [20] i [21], primjetno je kako DTE ima najniže FOM troškove po kW toplinskog učina te iznosi 41 EUR/kWt. FOM trošak DTW je nešto viši i iznosi 43 EUR/kWt, dok FOM trošak DTA iznosi 45 EUR/kWt.

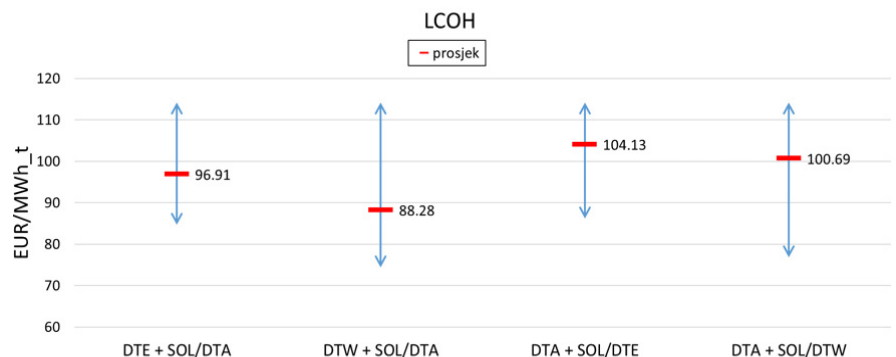
Također, veći udio ukupnog OPEX troška opada na trošak električne energije potreban za pogon DT-a. Udio troška električne energije u ukupnom OPEX trošku iznosi 60,3%, 61,8% i 65,2% za slučaj korištenja tehnologija DTE, DTW, odnosno DTA. Kao trošak električne energije odabran je bazni trošak iznosa 100 EUR/MWh. Među ostalim, potrebno je navesti kako COP DTE tehnologije dodatno doprinosi minimalnom OPEX trošku scenarija 1. COP vrijednosti za tehnologije DTE, DTW, odnosno DTA iznose 4,2, 3,8 i 3,15.

► Slika 29.
OPEX trošak individualnih rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a



Kao konačni usporedni prikaz razmatranih scenarija, Slika 30. prikazuje ukupni nivelirani trošak proizvodnje toplinske energije za slučaj individualnih toplinskih sustava. Kako u scenariju individualnih toplinskih sustava ne postoji dodatni trošak toplinskog razvoda, ne postoji razlika između niveliranih troškova proizvodnje toplinske energije između scenarija postotnog udjela CTS rješenja. Stoga su na donjoj slici prikazani rezultati prema scenarijima ovisno o odabranim tehnologijama. Može se primijetiti kako je minimalni prosječni LCOH postignut pri scenariju 2 gdje se bazno koristi DTW tehnologija uz postotnu promjenu tehnologija SOL i DTA. Minimalni iznos prosječnog LCOH-a iznosi 88,28 EUR/MWh. Prosječni LCOH za scenarij 1, 4 i 3 iznosi 96,91, 100,69, odnosno 104,13 EUR/MWh.

► Slika 30.
LCOH individualnih rješenja u ovisnosti o scenarijima primjene različitih tehnologija i scenariju postotnog korištenja CTS-a

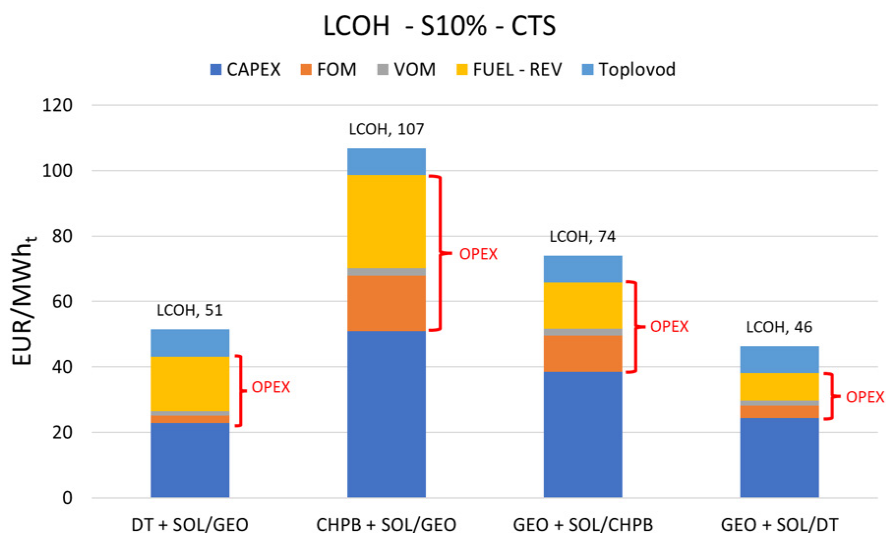


U nastavku odlomka bit će prikazani LCOH rezultati prema stavkama za slučaj prosječnog rješenja pri scenariju S10%, odnosno pri scenariju postotnog udjela CTS-a u iznosu od 10%.

REZULTATI ZA SCENARIJ S10%

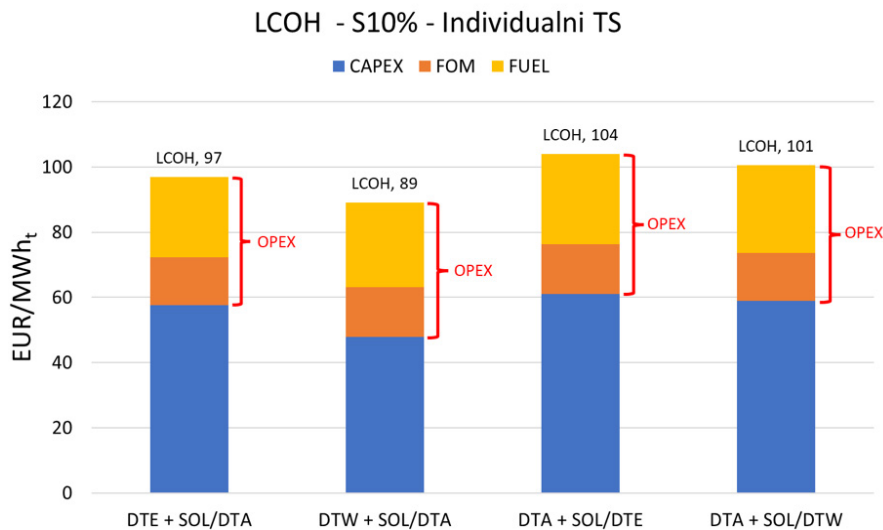
Slika 31. prikazuje rezultate u obliku LCOH za scenarij S10% za primjer CTS rješenja. Dijagram prikazuje prosječne rezultate za četiri promatrana scenarija prema odabranim tehnologijama. Ukupni rezultat u obliku LCOH podijeljen je na stavke. Ukupni LCOH je stoga podijeljen na specifični – CAPEX trošak (EUR/MWh); specifični fiksni godišnji operativni trošak – FOM (EUR/MWh); specifični varijabilni godišnji operativni trošak – VOM (EUR/MWh); specifični trošak potrebne energije za pogon sustava umanjen za prihode ostvarene prodajom električne energije pri korištenju CHP rješenja – FUEL – REV (EUR/MWh); te specifični trošak potrebnog toplinskog razvoda – Toplovod (EUR/MWh).

► Slika 31.
LCOH prema stavkama za slučaj scenarija S10% – CTS



Slika 32. prikazuje rezultate u obliku LCOH za scenarij S10% za primjer individualnih toplinskih sustava. Dijagram prikazuje prosječne rezultate za četiri promatrana scenarija prema odabranim tehnologijama. Ukupni rezultat u obliku LCOH podijeljen je na stavke. Ukupni LCOH je stoga podijeljen na specifični – CAPEX trošak (EUR/MWh); specifični fiksni godišnji operativni troškovi – FOM (EUR/MWh); te specifični trošak potrebne energije za pogon sustava – FUEL (EUR/MWh). Kako je ključni varijabilni trošak razmatranih individualnih rješenja trošak potrebne energije za pogon sustava, u ovom primjeru su, prema korištenim referencama, varijabilni godišnji operativni troškovi zanemarivi. Također, kako individualna rješenja ne uključuju trošak potrebnog toplinskog razvoda, isti nije naveden na donjem dijagramu.

► Slika 32.
LCOH prema stavkama za slučaj
scenarija S10% – Individualni toplinski
sustavi

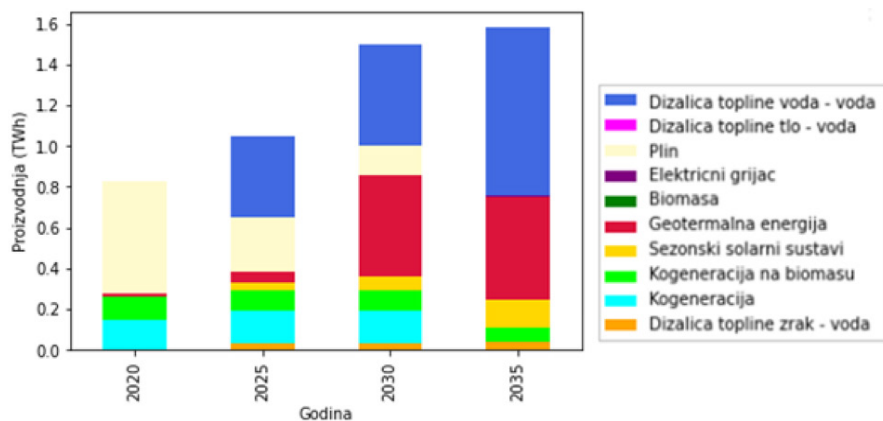


Scenarijska analiza deplinofikacije sektora grijanja

CENTRALIZIRANI TOPLINSKI SUSTAVI

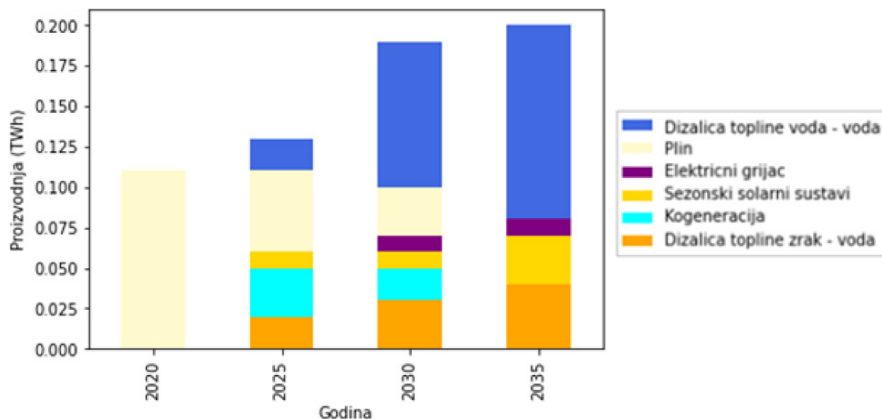
Grijanje i opskrba PTV-om kod centraliziranih toplinskih sustava u regiji kontinentalne Hrvatske se u baznoj godini zadovoljava putem kogeneracijskih elektrana s udjelom od 31 %. Većinu preostalog dijela potreba pokrivaju kotlovi na fosilni plin. Također, sustav uključuje i solarnu energiju s udjelom ispod 1 %. Razvojem sustava dolazi do postupnog smanjivanja i prekida korištenja fosilnog plina i naftnih derivata do 2035. Također, nakon 2030. dolazi do smanjenja proizvodnje topline iz kogeneracijskih postrojenja kao rezultat smanjenja korištenja fosilnog plina. Kogeneracijska postrojenja koja koriste biomasu nastavljaju s radom. U isto vrijeme dolazi do povećanja udjela dizalica topline, solarne energije te geotermalne energije. Primarno korištena vrsta dizalica topline u centraliziranim toplinskim sustavima je voda – voda.

► Slika 33.
Grijanje i opskrba PTV-om u
centraliziranim toplinskim sustavima
na području kontinentalne Hrvatske
izuzev zagrebačke regije



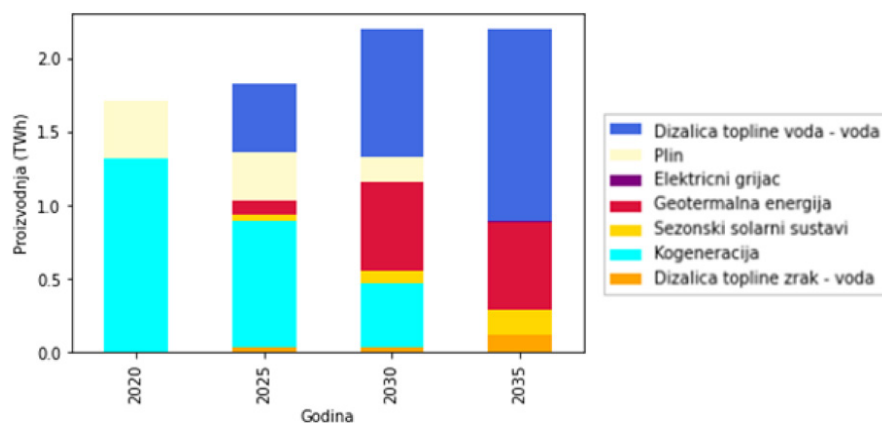
Grijanje i opskrba PTV-om kod centraliziranih toplinskih sustava u regiji primorske Hrvatske se u baznoj godini zadovoljava putem kotlova na fosilni plin. Razvojem sustava dolazi do postupnog smanjivanja i prekida korištenja fosilnog plina i naftnih derivata do 2035. U isto vrijeme dolazi do povećanja udjela dizalica topline i solarne energije. Također, dolazi do povećanja korištenja elektrotopornih grijača.

► Slika 34.
Grijanje i opskrba PTV-om u centraliziranim toplinskim sustavima na području primorske Hrvatske



Grijanje i opskrba PTV-om kod centraliziranih toplinskih sustava u regiji Grada Zagreba i Zagrebačke županije se u baznoj godini zadovoljava putem kogeneracijskih elektrana s udjelom od 77 %. Većinu preostalog dijela potreba pokrivaju kotlovi na fosilni plin. Razvojem sustava dolazi do postupnog smanjivanja i prekida korištenja fosilnog plina i naftnih derivata do 2035. Također, dolazi do smanjenja proizvodnje topline iz kogeneracijskih postrojenja kao rezultat smanjenja korištenja fosilnog plina. U isto vrijeme dolazi do povećanja udjela dizalica topline, solarne energije te geotermalne energije.

► Slika 35.
Grijanje i opskrba PTV-om u centraliziranim toplinskim sustavima na području zagrebačke regije



Tablica 5. prikazuje novoinstalirane kapacitete u centraliziranim toplinskim sustavima. Kao što je vidljivo iz usporedbe tablice i dijagrama proizvodnje, neki od kapaciteta kao što su električni grijači su instalirani s namjenom rada samo u vršnim opterećenjima mali broj radnih sati godišnje, dok primjerice dizalice topline rade u baznom opterećenju.

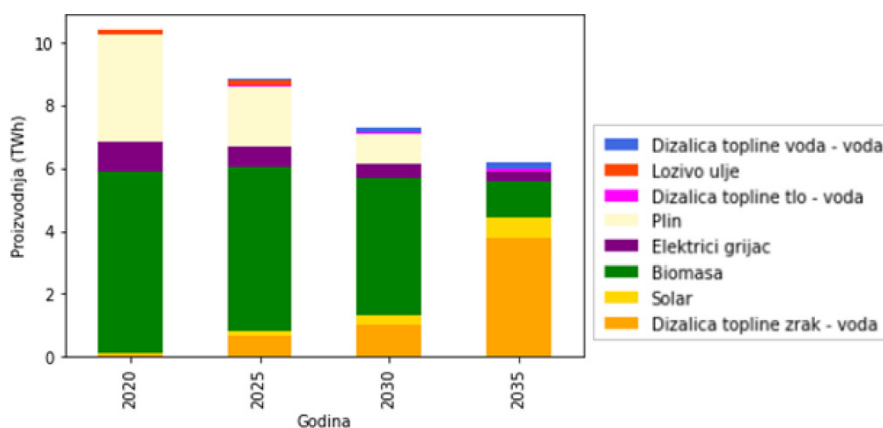
Godina	Regija	Dizalice topline zrak – voda	Elektrootoporni grijač	Dizalice topline tlo – voda	Dizalice topline voda – voda	Geotermalna energija	Kotao na biomasu	Kotao na ugljen	Kotao na plin	Kotao na naftne derivate	Solarni kolektori	Solarni sezonski spremnici [MWh]
2025	Kontinentalna Hrvatska	4	2	0	50	5	0	0	0	0	24	2443
2030	Kontinentalna Hrvatska	0	0	0	107	54	0	0	0	0	29	2352
2035	Kontinentalna Hrvatska	0	37	0	137	0	0	0	0	0	31	2367
2025	Primorska Hrvatska	4	2	0	6	0	0	0	0	0	10	4590
2030	Primorska Hrvatska	3	0	0	26	0	0	0	0	0	7	1863
2035	Primorska Hrvatska	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	59
2025	Zagreb i okolica	2	0	0	58	11	0	0	0	0	27	7244
2030	Zagreb i okolica	5	1	0	193	63	0	0	0	0	35	12093
2035	Zagreb i okolica	12	35	0	147	0	0	0	0	0	9	33956

▲ Tablica 5. Instalacija novih kapaciteta u centraliziranim toplinskim sustavima [MW]

INDIVIDUALNI SUSTAVI

Grijanje i opskrba PTV-om individualnih sustava u regiji kontinentalne Hrvatske se u baznoj godini zadovoljava putem biomase s udjelom od 53 %, fosilnim plinom s 29 %, električnom energijom s 12%. Ostatak otpada na naftne derivate. Razvojem sustava dolazi do postupnog smanjivanja i prekida korištenja fosilnog plina i naftnih derivata do 2035. U isto vrijeme dolazi do povećanja udjela dizalica topline te solarne energije. Korištenje biomase se također smanjuje. Kod individualnih sustava valja primijetiti veću ulogu dizalica topline zrak – voda zbog ograničene dostupnosti dizalica topline voda – voda te tlo – voda.

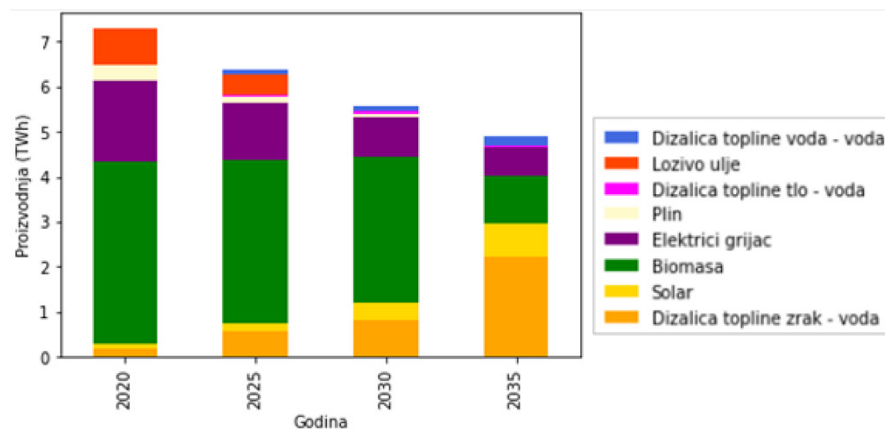
► Slika 35. Grijanje i opskrba PTV-om u centraliziranim toplinskim sustavima na području zagrebačke regije



Grijanje i opskrba PTV-om individualnih sustava u regiji primorske Hrvatske se u baznoj godini zadovoljava putem biomase s udjelom od 47 %, fosilnim plinom s 20 %, električnom energijom s 28%. Ostatak otpada na naftne derivate. Razvojem sustava dolazi do postupnog smanjivanja i prekida korištenja fosilnog plina

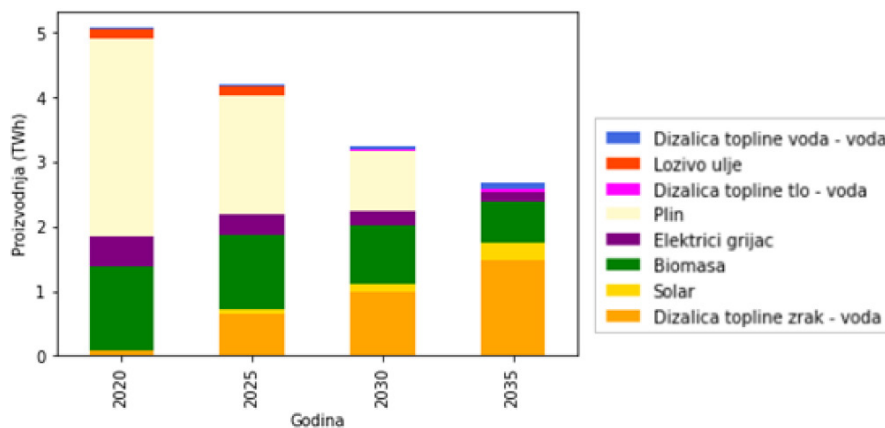
i naftnih derivata do 2035. U isto vrijeme dolazi do povećanja udjela dizalica topline te solarne energije. Korištenje biomase se također smanjuje. Smanjuje se korištenje elektrootpornih kotlova iz razloga što se uvodi učinkovitija alternativa u obliku dizalica topline.

► Slika 37.
Grijanje i opskrba PTV-om u individualnim toplinskim sustavima na području primorske Hrvatske



Grijanje i opskrba PTV-om individualnih sustava u regiji Zagreba i Zagrebačke županije se u baznoj godini zadovoljava fosilnim plinom s udjelom od 45 %, biomasom s 42 %, električnom energijom s 8%. Ostatak otpada na naftne derivate. Razvojem sustava dolazi do postupnog smanjivanja i prekida korištenja fosilnog plina i naftnih derivata do 2035. U isto vrijeme dolazi do povećanja udjela dizalica topline te solarne energije. Korištenje biomase se također smanjuje.

► Slika 38.
Grijanje i opskrba PTV-om u individualnim toplinskim sustavima na području zagrebačke regije



Tablica 6. prikazuje podatke o novim instalacijama u individualnim sustavima grijanja. Slično kao i kod centraliziranih sustava, investicije se dijele na tehnologije bazne i vršne proizvodnje toplinske energije.

Godina	Regija	Dizalice topline zrak – voda	Dizalice topline tlo – voda	Dizalice topline voda – voda	Elektrootporni grijač	Kotao na biomasu	Kotao na naftne derivate	Kotao na ugljen	Kotao na plin
2025.	Kontinentalna Hrvatska	61	10	1	0	0	0	0	0
2030.	Kontinentalna Hrvatska	165	23	95	0	0	0	0	0
2035.	Kontinentalna Hrvatska	961	27	42	307	0	0	0	0
2025.	Primorska Hrvatska	0	6	1	0	0	0	0	0
2030.	Primorska Hrvatska	279	19	75	0	0	0	0	0
2035.	Primorska Hrvatska	391	1	34	446	0	0	0	0
2025.	Zagreb i okolica	61	6	1	0	0	0	0	0
2030.	Zagreb i okolica	198	14	6	0	0	0	0	0
2035.	Zagreb i okolica	137	3	44	130	0	0	0	0

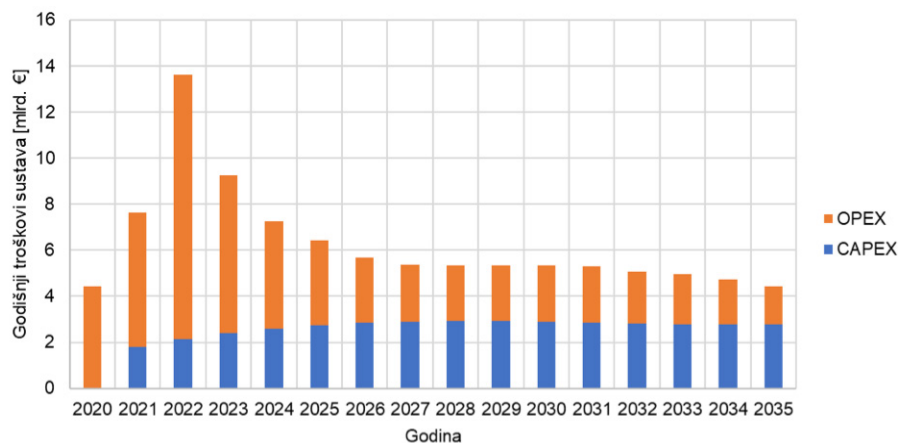
▲ Tablica 6.
Instalacija novih kapaciteta u
individualnim toplinskim sustavima
[MW]

EKONOMIJA I INVESTICIJE

Ukupni troškovi sustava

Ukupni troškovi sustava dosežu maksimum oko 2022. s razinom od 13,5 mlrd. €/god te se smanjuju do 2035. na vrijednost od 4,2 mlrd. €/god. Godine 2022. dolazi do ekstremnih troškova uslijed poteškoća u opskrbi plinom i ostalim fosilnim gorivima te time prouzrokovanom energetsom krizom. Slika 39. prikazuje evoluciju ukupnih troškova. Visok iznos kapitalnih troškova 2025. i 2030. godine se događa zbog investicija u nove kapacitete varijabilnih obnovljivih izvora energije, tehnologija fleksibilnosti, pohrane energije i nove proizvodne tehnologije u sustavima grijanja i u industriji. Također, dolazi do zamjene flote vozila pretežito električnim vozilima. U isto vrijeme je vidljivo smanjenje operativnih troškova kao rezultat smanjenja korištenja fosilnih goriva. Ukupni investicijski trošak tranzicije iznosi 39 mlrd. EUR.

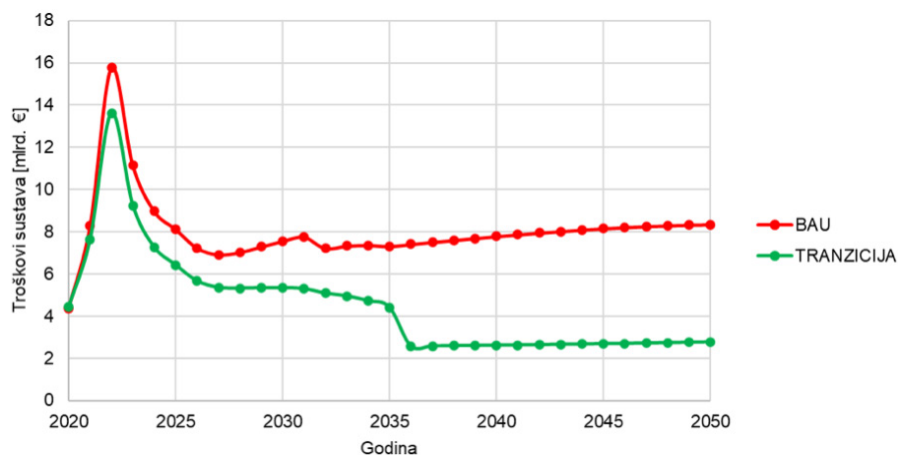
► Slika 39.
Ukupni troškovi



Napravljena je usporedba provedenog scenarija s BAU scenarijem koji pretpostavlja nastavak korištenja postojećih tehnologija. Ovo u najvećoj mjeri predstavlja potrebu za obnovom i održavanjem postojeće plinske infrastrukture te zadržavanje korištenja vozila s motorima na unutrašnje izgaranje. U isto vrijeme dolazi do povećanja troškova emisija što dodatno povećava operativne troškove u razdoblju od 2030. do 2050. godine. Zbog potreba razmatranja ekonomike,

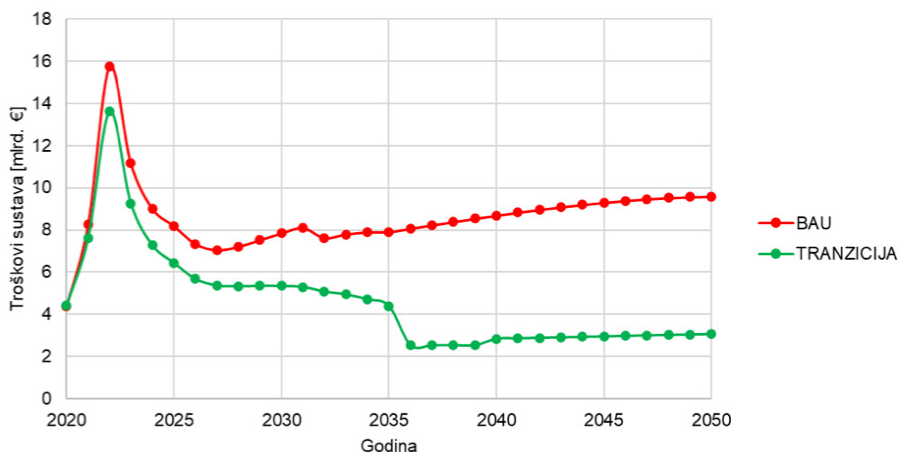
pretpostavljen je razvoj sustava i troškovi nakon kraja simulacije 2035. godine. U scenariju tranzicije se pretpostavlja iznos kapitalnih troškova u iznosu 33% u odnosu na posljednju simuliranu godinu 2035. Ovaj iznos je odabran jer predstavlja iznos investicija potreban za održavanje i zamjenu dotrajalih dijelova sustava. Slika 40. prikazuje usporedbu scenarija tranzicije i BAU scenarija te je vidljivo smanjenje troškova u scenariju tranzicije te sve veće povećanje razlike u troškovima u budućim godinama razvoja sustava.

► Slika 40.
Ukupni troškovi scenarija tranzicije i BAU scenarija

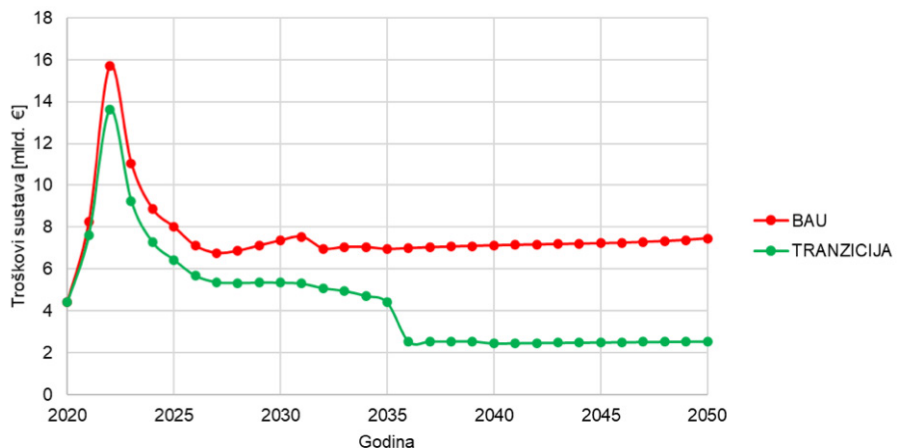


Razlika se dodatno povećava povećanjem cijene emisija kao što prikazuje Slika 41. te smanjuje smanjenjem cijene emisija, što prikazuje Slika 42.

► Slika 41.
Ukupni troškovi scenarija tranzicije i BAU scenarija uz povećanje troškova emisija za 50 %

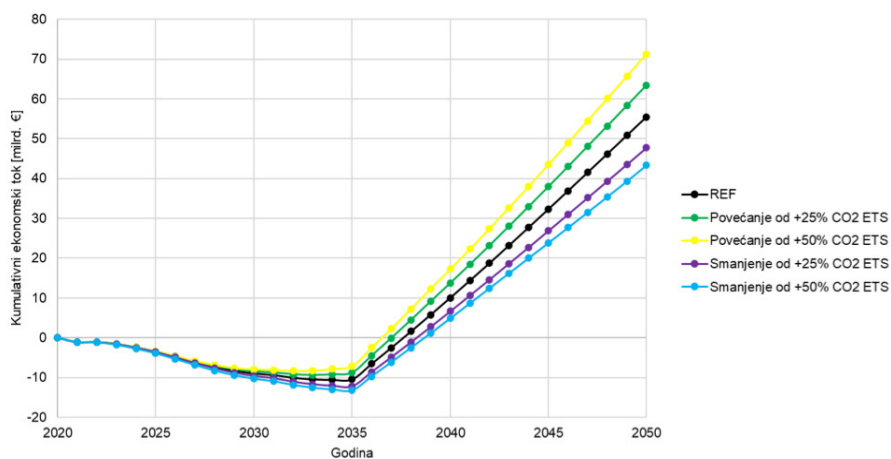


► Slika 42.
Ukupni troškovi scenarija tranzicije i BAU scenarija uz smanjenje troškova emisija za 50 %



Usporedbu kumulativnih ekonomskih tokova s obzirom na primijenjenu razinu troškova emisija prikazuje Slika 43. Najbrži povrat troškova prikazuju scenariji s višim cijenama emisija. U scenariju s povećanjem troškova emisija od 50 % se dolazi do pozitivnih vrijednosti ekonomskog toka tijekom 2037. godine. U referentnom scenariju se dolazi 2038., a u scenariju sa smanjenom cijenom CO₂ za 50 % se dolazi nakon 2039. godine.

► Slika 43.
Usporedba kumulativnih ekonomskih tokova za referentni slučaj, slučaj povećanja troškova emisija za 25 i 50 % te za smanjenje troškova emisija za 25 i 50 %



KLJUČNE PORUKE

Prikazane rezultate analize je moguće pretvoriti u ključne poruke kojima se mogu definirati smjernice za izradu strategija i politika koje bi pomogle ostvarivanju cilja deplinifikacije Republike Hrvatske.

KAKO DEPLINOFIRATI POJEDINE ENERGETSKE SEKTORE?

- Sektor proizvodnje električne energije je moguće deplinoficirati koristeći već poznate tehnologije: vjetroelektrane i Sunčeve elektrane. Uz masivnu integraciju varijabilnih obnovljivih izvora energije potrebno je omogućiti skladištenje energije u različitim oblicima te povećati fleksibilnost sustava. Skladištenje energije se prije svega odnosi na kratkoročne sustave pohrane vodika kako bi se osigurao neometan rad industrijskih procesa te na optimizaciju punjenja baterija električnih vozila.
- Sektor industrije se deplinoficira postupnom zamjenom tehnologija te izvora energije. Plin se trenutačno koristi kao izvor energije i na neenergetsku potrošnju. Plin se u neenergetskoj potrošnji koristi u rafinerijama i petrokemijskoj industriji. Ovaj dio potrošnje se može u potpunosti zamijeniti zelenim vodikom, dok se energetska potrošnja zamjenjuje ovisno o tome radi li se o niskotemperaturnim ili visokotemperaturnim procesima. Kod niskotemperaturnih procesa, zamjena se prvenstveno provodi uvođenjem električnih sustava dok je zamjena električnom energijom nemoguća ili nepraktična te se provodi zamjena goriva zelenim vodikom.
- Danas se velika količina fosilnoga plina koristi za grijanje u individualnim plinskim kotlovima. Analiza predlaže proširenje postojećih centraliziranih toplinskih sustava te izgradnju novih u gusto naseljenim urbanim sredinama. Studija je pokazala kako se 45% potrošnje plina za grijanje može prebaciti na centralizirane toplinske sustave. Postojeće sustave je potrebno dekarbonizirati koristeći lokalno dostupne izvore topline: geotermalna energija, Sunčeva energija uz kombinaciju sezonskih

toplinskih spremnika, energija vodonosnika, energija tla i površinskih voda te biomase (lokalno dostupna pri tome pazeći na njezinu održivost). Uz navedene toplinske izvore je potrebno koristiti i dizalice topline, koje su ponovno pogonjene zelenom električnom energijom. Na ovaj način se dodatno povećava fleksibilnost sustava i otvaraju se mogućnosti visokoučinkovite pretvorbe električne energije u toplinsku. Područja koja nisu gusto naseljena, a koriste plinske bojlere za grijanje, trebaju prijeći na dizalice topline pritom koristeći zrak, tlo ili vodu kao izvor topline.

KOJE POLITIKE I STRATEGIJE JE POTREBNO PROVESTI KAKO BI SE REPUBLIKA HRVATSKA DEPLINOFICIRALA?

- Potrebno je poticati širenje postojećih toplinskih mreža te izgradnju novih sustava. Osim navedenog, potrebno je investirati u dekarbonizaciju postojećih toplinskih sustava koji su danas većinom bazirani na plinu (kogeneracija i plinski kotao).
- Subvencionirati zamjenu plinskih bojlera dizalicama topline te nadogradnju sustava grijanja u kućama i stanovima (ugradnja ventilokonvektora ili podnog grijanja). U sektoru grijanja je potrebno instalirati 245 MW dizalica topline godišnje.
- Ubrzati izgradnju obnovljivih izvora energije, posebice vjetroelektrana i Sunčevih elektrana. Godišnje je potrebno graditi 380 MW vjetroelektrana i 410 MW fotonaponskih elektrana do 2035. godine.
- Poticati lokalnu izgradnju elektrolizatora i proizvodnju zelenog vodika. Kako bi se zadovoljile potrebe za vodikom, potrebno je godišnje instalirati 60 MW elektrolizatora te 30 MWh pohrane vodika.

ZAKLJUČAK

Deplinifikacija sektora električne energije i industrije. Razvojem elektroenergetskog sektora do 2035. godine dolazi do potpunog izbacivanja fosilnih izvora energije predstavljenih plinom, ugljenom i naftnim derivatima. Zamjenjuje ih prvenstveno domaća proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora energije s ukupnim kapacitetima vjetroelektrana od 6488 MW i 6304 MW fotonaponskih elektrana. U isto vrijeme dolazi do porasta potrošnje električne energije uslijed transformacije sektora grijanja, industrije i transporta. Sektor industrije također prolazi znatne promjene, posebice u granama koje se oslanjaju na plin i ugljen.

Modeliranjem prostorne distribucije potrošnje fosilnog plina u sektoru kućanstva i sektoru usluga definirana su područja u kojima je potrebno deplinificirati sektor grijanja. Rezultati su pokazali kako se najveća potrošnja fosilnog plina odvija u kontinentalnoj Hrvatskoj, pri čemu predvodi područje Gradske plinare Zagreb d.o.o., s udjelom od 39 % u ukupnoj potrošnji u kućanstvima te 41 % u potrošnji sektora usluga. U primorskom dijelu Hrvatske gradovi Split, Rijeka i Pula imaju najveću potrošnju fosilnog plina u kućanstvima. U distribucijskom području distributera EVN Croatia Plin d.o.o., potrošnja fosilnog plina u sektoru usluga je znatno (11 puta) veća od potrošnje plina u kućanstvima. Ovo distribucijsko područje pokriva gradove Otočac, Gospić, Trogir, Kaštela, Zadar, Biograd na Moru, Benkovac, Šibenik, Drniš, Knin, Split, Solin.

Sektor grijanja u gradovima i urbanim sredinama je često utemeljen na individualnim plinskim kotlovima. Provedena analiza je pokazala kako se 45% trenutne potrošnje fosilnog plina za grijanje može prebaciti na centralizirane toplinske sustave pri čemu je diskontirani trošak toplinske mreže jednak 14,1 EUR/MWh. Važno je naglasiti kako je ovo dugoročan proces, pri čemu je prvo potrebno širenje postojećih toplinskih mreža u područjima s visokom gustoćom toplinskih potreba, tj. većom od 500 MWh/ha.

Trošak dodatnog širenja toplinske mreže korišten je u postupku scenarijske analize izgradnje novih i proširenja postojećih centraliziranih toplinskih sustava, uz analizu deplinifikacije individualnih sustava. Za slučaj postotne zamjene fosilnog plina u iznosu od 45%, 24%, 10% i 1% prikazani su rezultati troškova koji su razdijeljeni na kapitalne troškove (CAPEX), operativne troškove (OPEX) te trošak proširenja postojećih ili izgradnje novih CTS

sustava. Nivelirani trošak proizvodnje toplinske energije (LCOH) za slučaj novog i proširenje postojećeg CTS-a minimalan je pri baznom korištenju geotermalnih izvora i promjenjivom udjelu korištenja tehnologija solarnih kolektorskih polja i centralnih dizalica topline te se kreće u rasponu od 52,16 do 43,96 EUR/MWh_t. Minimalan LCOH za individualna rješenja prisutan je kod baznog korištenja dizalica topline voda – voda uz promjenjivi udio korištenja solarnih kolektora i dizalica topline zrak – voda te prosječno iznosi 88,28 EUR/MWh_t.

Optimizacija sektora grijanja za slučaj tranzicije 45 % plinskog grijanja na centralizirane toplinske sustave je prikazala da se veći dio tranzicije može ostvariti uvođenjem dizalica topline. Veći dio potreba preuzimaju dizalice topline voda – voda u centraliziranim toplinskim sustavima, dok se kod individualnih sustava veći dio potrebe prebacuje na dizalice topline zrak – voda. Također, kod centraliziranih toplinskih sustava, geotermalna energija preuzima velik dio potreba. Razlog drugačijim ishodima kod centraliziranih toplinskih sustava i individualnih sustava kao i kod drugačijih regija su drugačije razine dostupnosti resursa.

KORIŠTEN LITERATURA

1. H2RES, dostupno na: <https://h2res.org/>, (9.12.2022.)
2. Energetski institut Hrvoje Požar, Energija u Hrvatskoj, dostupno na: https://www.eihp.hr/wp-content/uploads/2022/01/Velika_EIHP_Energija_2020.pdf, (7.12.2022.)
3. Eurostat, dostupno na: <https://ec.europa.eu/eurostat/>, (7.12.2022.)
4. Međunarodna energetska agencija, dostupno na: <https://www.iea.org/>, (7.12.2022.)
5. Hrvatska stručna udruga za plin, 'Plinsko gospodarstvo Republike Hrvatske,' Zagreb, 2021, dostupno na: https://hsup.hr/wp-content/uploads/2020/06/Bro%C5%A1ura-PGH_2019.pdf, (7.12.2022.)
6. Hotmaps Toolbox, dostupno na: <https://www.hotmaps-project.eu/hotmaps-project/>, (7.12.2022.)
7. Energy Institute Hrvoje Požar, 'Comprehensive assessment of the potential for efficiency in heating and cooling in Croatia under Annex VIII to Directive 2012/27/EU,' Zagreb, 2021., dostupno na: <https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/HR%20CA%202020%20en.pdf>, (7.12.2022.)
8. Energetski institut Hrvoje Požar, 'Analiza sektora toplinarstva i iskorištavanja potencijala geotermalnih izvora na području Urbane aglomeracije Zagreb,' 2017., dostupno na: <https://www.zagreb.hr/userdocsimages/gu%20za%20strategijsko%20planiranje/ANALIZA%20SEKTORA%20TOPLINARSTVA-UAZ-Studija.pdf>, (7.12.2022.)
9. Zagrebački geoportal, 'Zagrebačka infrastruktura prostornih podataka', dostupno na: <https://geoportal.zagreb.hr/>, (7.12.2022.)
10. 'QGIS.', dostupno na: <https://qgis.org/en/site/>, (7.12.2022.)
11. B. Möller and S. Werner, 'Quantifying the Potential for District Heating and Cooling in EU Member States, STRATEGO project,' 2016., dostupno na: <https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/09/STRATEGO-WP2-Background-Report-6-Mapping-Potenital-for-DHC.pdf>, (7.12.2022.)
12. Persson, U. Werner, S. Heat distribution and the future competitiveness of district heating, Applied Energy, Volume 88, Issue 3, 2011., <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020>.
13. Werner, S. (2013). District Heating and Cooling. Encyclopedia of Energy. 1. 841-848. [10.1016/B978-0-12-409548-9.01094-0](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.01094-0).
14. L. Laurberg Jensen, D. Tries, M. Brennenstuhl, M. Cozzini, and B. Gómez-Urbarri Serrano, 'Analysis of Network Layouts in Selected Urban Contexts, Flexynets project,' 2016., dostupno na: <http://www.flexynets.eu/Download?id=file:33652100&s=-6552244369753625473>, (7.12.2022.)
15. Trading Economics, 'ETS – EU Carbon Permits', dostupno na: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>, (7.12.2022.)
16. Danish Energy Agency, 'Technology Data', dostupno na: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>, (7.12.2022.)
17. N. portal energetske učinkovitosti, 'Grijanje', dostupno na: <https://www.enu.hr/gradani/info-edu/savjeti/>, (7.12.2022.)
18. 'Obnova vrelododa Grada Zagreba.' Dostupno na: <https://vrelodod-zagreb.hr/o-projektu/> (7.12.2022.)
19. Kos, I, 'Usporedba različitih energenata i tehnologija za potrebe grijanja', dostupno na: <https://repozitorij.etfos.hr/islandora/object/etfos%3A1502/datastream/PDF/view>, (7.12.2022.)

20. Ruhnau, O., Hirth, L. & Praktiknjo, A. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Sci Data* 6, 189 (2019.). <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>
21. 'Enerpedia', dostupno na: http://enerpedia.net/index.php/Glavna_stranica, (7.12.2022.)
22. N.P. Lutsey, Update on electric vehicle costs in the United States through 2030, dostupno na: <https://doi.org/10.3386/w28933>, 2019. (4. 5. 2021.).
23. 'United States Environmental Protection.' Dostupno na: <https://www.epa.gov/chp/what-chp> (25. 11. 2022.).
24. W. Cao, Y. Xie, and Z. T, 'Wind Turbine Generator Technologies,' in *Advances in Wind Power, InTech*, 2012. doi: 10.5772/51780.
25. 'New-Tek LLC', dostupno na: http://www.newtek-schmid.com/en/solar_energy/solar_plant_components (25. 11. 2022.).
26. 'Eko Zagreb', dostupno na: <https://eko.zagreb.hr/solarni-kolektori/86> (25. 11. 2022.).
27. 'Priručnik za javno zagovaranje obnovljivih izvora energije,' 2011, dostupno na: <https://door.hr/wp-content/uploads/2016/06/OIE-priru%C4%8Dnik.pdf>, (7.12.2022.)
28. 'GreenFire Energy', dostupno na: <https://www.greenfireenergy.com/how-does-geothermal-energy-work/> (25. 11. 2022.).
29. 'Korak', dostupno na: <https://korak.com.hr/korak-029-ozujak-2010-dizalice-topline-1-dio/> (25. 11. 2022.).
30. S. Boesten, W. Ivens, S. C. Dekker, and H. Eijndems, '5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply,' *Advances in Geosciences*, vol. 49, pp. 129–136, Sep. 2019, doi: 10.5194/adgeo-49-129-2019.
31. 'Solites', Dostupno na: <http://www.solites.de/> (25. 11. 2022.).
32. F. Ustolin, N. Paltrinieri, and F. Berto, 'Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review,' *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 43, pp. 23809–23840, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.021.
33. 'Socomec', dostupno na: https://www.socomec.com/energy-storage-electric-vehicle-charging-infrastructures_en.html, (25. 11. 2022.).
34. P. A. Hohne, K. Kusakana, and B. P. Numbi, 'A review of water heating technologies: An application to the South African context,' *Energy Reports*, vol. 5, pp. 1–19, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.egy.2018.10.013.

Kapitalni troškovi investicija

► Tablica 7.
Kapitalni troškovi investicija u proizvodne tehnologije [milijun €/MW] [16]

GODINA	VJETAR	PV	GEOTERMALNE ELEKTRANE
2020.	1,1	0,56	3,4
2025.	1,07	0,47	3,2
2030.	1,04	0,38	3,1
2035.	1,01	0,35	3
1954,2	626,5	184,2	8,9

Godina	Dizalice topline zrak – voda	Dizalice topline voda – voda	Dizalice topline tlo – voda	Električni grijači	Plin	Biomasa	Nafta i naftni derivati	Ugljen	Solarni sustavi grijanja
2020.	0,86	0,48	2,07	0,07	0,06	0,52	0,28	0,47	0,30
2025.	0,86	0,48	1,97	0,07	0,06	0,49	0,27	0,46	0,29
2030.	0,76	0,38	1,87	0,06	0,05	0,45	0,27	0,45	0,28
2035.	0,76	0,38	1,82	0,06	0,05	0,44	0,26	0,44	0,28

▲ Tablica 8.
Kapitalni troškovi sustava grijanja [milijun €/MW] [16]

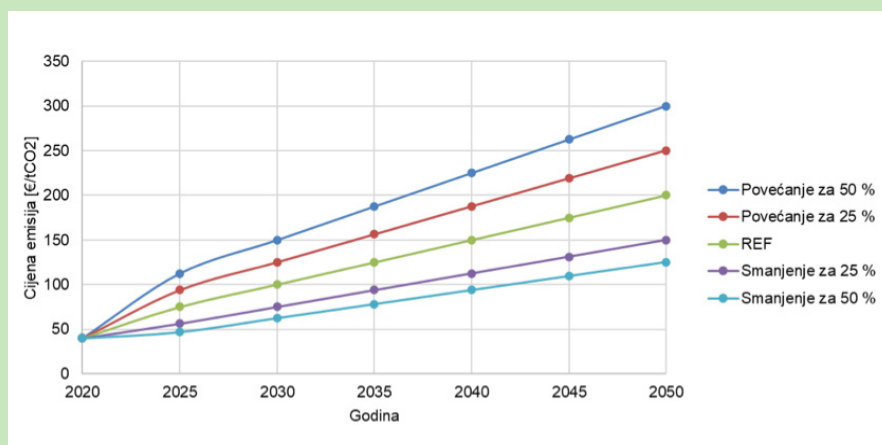
► Tablica 9.
Investicije u vozila [€/vozilo] [22]

GODINA	ICE	EV	FCEV	HYBRID	PHEV
2020.	27000	34000	45000	28000	30000
2025.	29000	30600	42750	28000	29250
2030.	31000	27540	40613,3	28000	28519,9
2035.	32000	24786	38582,2	28000	27806,6

- Tablica 10. Investicije u vodikove tehnologije i tehnologije pohrane energije [mil. €/MW, mil €/MWh] [16]

GODINA	PEM ELEKTROLIZATORI	ALKALNI ELEKTROLIZATORI	SOEC ELEKTROLIZATORI	POHRANA VODIKA	LITIJ-IONSKE BATERIJE
2020.	0,925	0,65	4,491	0,057	1,042
2025.	0,79	0,55	3,196	0,047	0,874
2030.	0,65	0,45	1.901	0,038	0,664
2035.	0,55	0,35	1,06	0,038	0,508

- Slika 44. Troškovi emisija



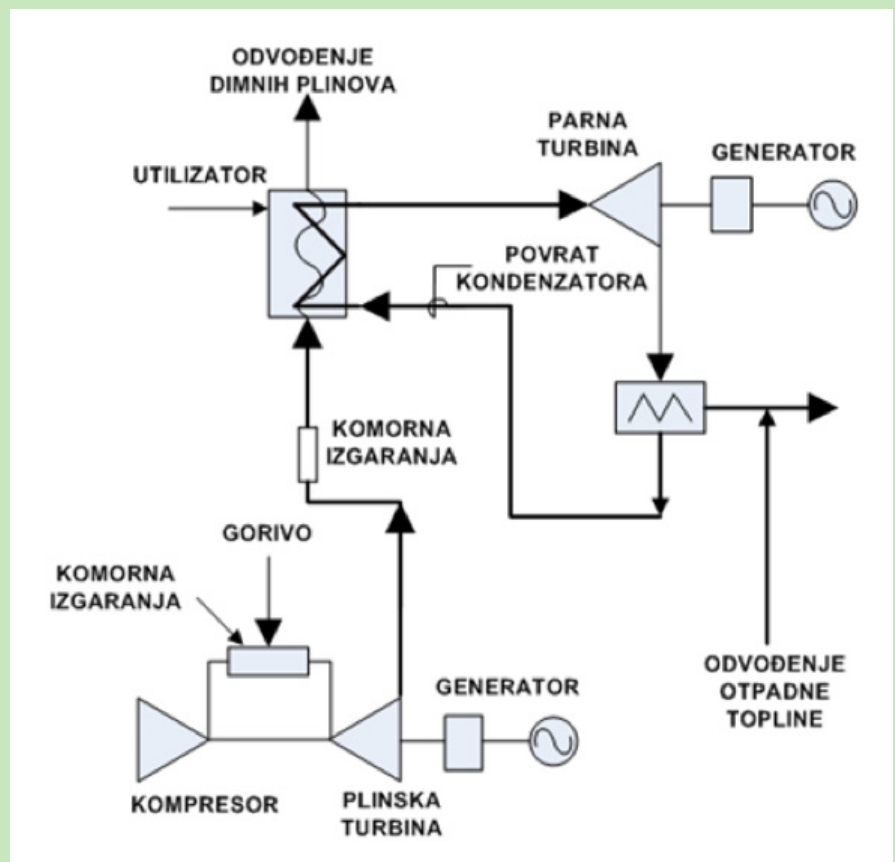
Opis tehnologija

TERMOELEKTRANE

Termoelektrane su termoenergetska postrojenja koja iz kemijske energije goriva proizvode električnu i/ili toplinsku energiju. Proizvodnja se obavlja prvo izgaranjem goriva u ložištima, čime se dobivaju dimni plinovi visoke unutarnje energije, tj. plinovi visokih temperatura. Zatim se najčešće u generatoru pare toplina prenosi s dimnih plinova na vodenu paru te se kao konačni proizvod dobiva vodena para visokih parametara. Ta para se može iskoristiti za proizvodnju rada na turbini koja je spojena na radni stroj, npr. električni generator gdje se generira električna energija. Osnovna namjena termoenergetskih postrojenja je proizvodnja i transformacija primarnih oblika energije u koristan rad, koji se poslije u obliku mehaničke energije dalje iskorištava za proizvodnju električne energije. Mehanička energija je proizvedena uz pomoć toplinskog stroja koji transformira toplinsku energiju. Kemijska energija pretvara se u toplinsku koja se različitim procesima predaje nekom radnom mediju. Radni medij služi kao prijenosnik te energije, često izgaranjem goriva, u energiju vrtnje. Najvažnije dijelove koji tvore zatvorenu cjelinu unutar

jedne termoelektrane su: generator pare, turbina, generator električne energije i kondenzator. Razlikujemo tri velike skupine termoelektrana: parno-turbinsko postrojenje, plinsko-turbinsko postrojenje i kombinirani proces sastavljen od plinsko-turbinskog i parno-turbinskog dijela.

► Slika 45.
 Shema kombiniranog procesa
 termoenergetskog postrojenja [23]

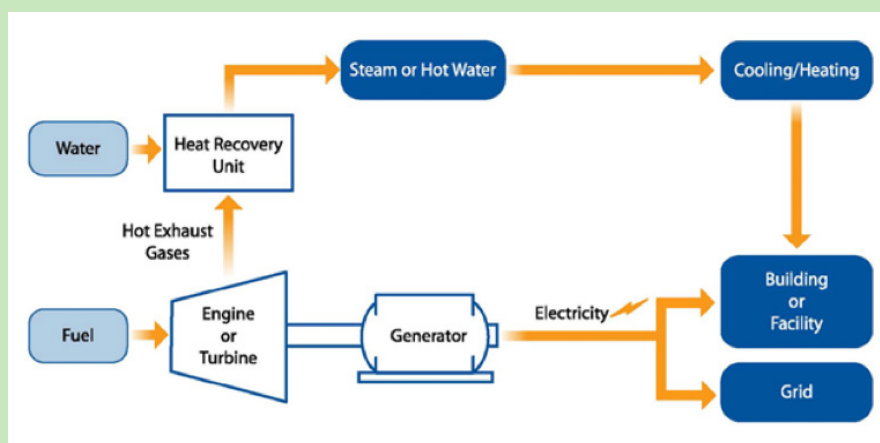


KOGENERACIJA

Kogeneracija ili suproizvodnja (engl. Combined Heat and Power ili CHP) je istodobna proizvodnja dva korisna oblika energije (električne i toplinske) u jedinstvenom procesu. Toplinska energija koja ostaje neiskorištena u konvencionalnoj elektrani (ili se ispušta u okoliš uz negativne učinke), koristi se za potrebe u raznim proizvodnim procesima ili, što je češći slučaj, za grijanje pojedinačnih građevina ili cijelih naselja. Toplinska energija može se koristiti za proizvodnju pare, zagrijavanje vode ili zraka. Ukupna učinkovitost kogeneracije iznosi od 70 do 85% (od 27 do 45% električne energije i od 40 do 50% toplinske energije), za razliku od konvencionalnih elektrana gdje je ukupna učinkovitost od 30 do 51% (električne energije). Uz to su smanjeni gubici u mreži, zagađenja u prijenosu i štetan učinak na okoliš, a povećana je kvaliteta napona i pouzdanost opskrbe električnom energijom. Kogeneracijsko postrojenje se, u pogledu priključka i pogona u

odnosu na distribucijsku mrežu, najčešće izvodi za paralelan rad s električnom distributivnom mrežom, podmirujući pritom vlastite potrebe za električnom energijom, pri čemu se mogući viškovi predaju u vanjsku mrežu. Međutim, kogeneracijsko postrojenje može raditi i u odvojenom (otočnom) pogonu, kada isključivo podmiruje potrošnju električne energije na objektu (kompleksu). Tipične kogeneracijske elektrane su: postrojenje protutlačne turbine, postrojenje kondenzacijske turbine s reguliranim oduzimanjem pare, postrojenje plinske turbine s korištenjem otpadne topline dimnih plinova i gorive ćelije s rastaljenim karbonatima.

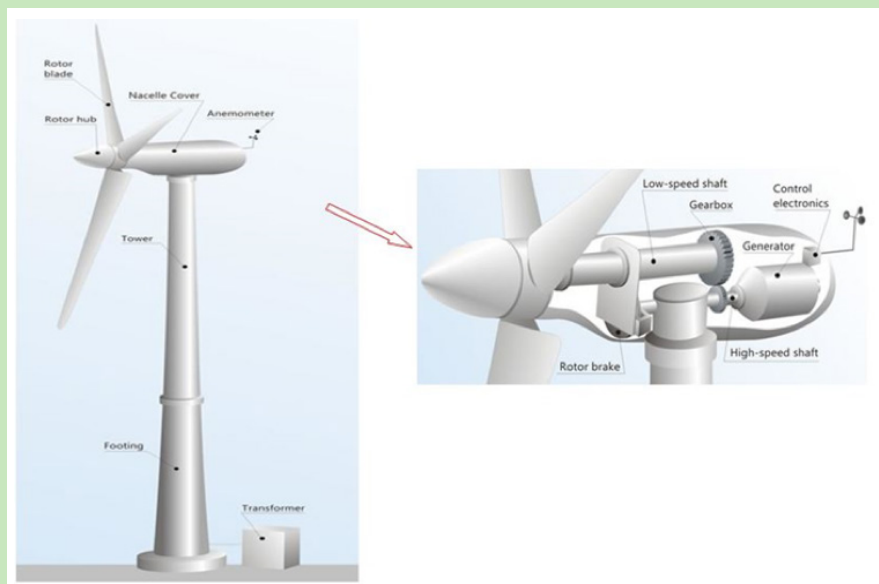
► Slika 46.
Shema uobičajenog procesa kogeneracije [23]



VJETROELEKTRANE

Pojam vjetroelektrana podrazumijeva sustav za transformaciju (pretvorbu) gibajuće zračne mase, odnosno vjetra u električnu energiju, koji kao energetski resurs karakterizira promjenjivost i nemogućnost uskladištenja. Vjetroelektrana se sastoji od turbine koja pretvara kinetičku energiju vjetra u mehaničku energiju i elektrogeneratora koji mehaničku energiju pretvara u električnu. Kinetička energija vjetra prenosi se na lopatice rotora turbine koja pogoni sporookretno vratilo koje preko prijenosnika pogoni brzookretno vratilo i prenosi mehaničku energiju vratilu električnog generatora koji na svojim stezaljkama daje električnu energiju. Kod nekih izvedbi vjetroagregata (ovisno o konfiguracijskom tipu) prijenosnik može izostati te je na taj način vratilo rotora turbine izravno spojeno s vratilom generatora. Konstrukcijski oblici vjetroelektrana mogu se razlikovati prema položaju vratila te prema broju lopatica. Prema položaju vratila, razlikuju se dvije osnovne vrste vjetroturbina: vjetroturbine s horizontalnim vratilom rotora i vjetroturbine s vertikalnim vratilom rotora. S obzirom na mjesto postavljanja, vjetroelektrane se dijele na one koje se postavljaju na kopnu i one na morskoj pučini. Osnovni dijelovi vjetroagregata su rotor, lopatice, generator, kućište, stup i transformator.

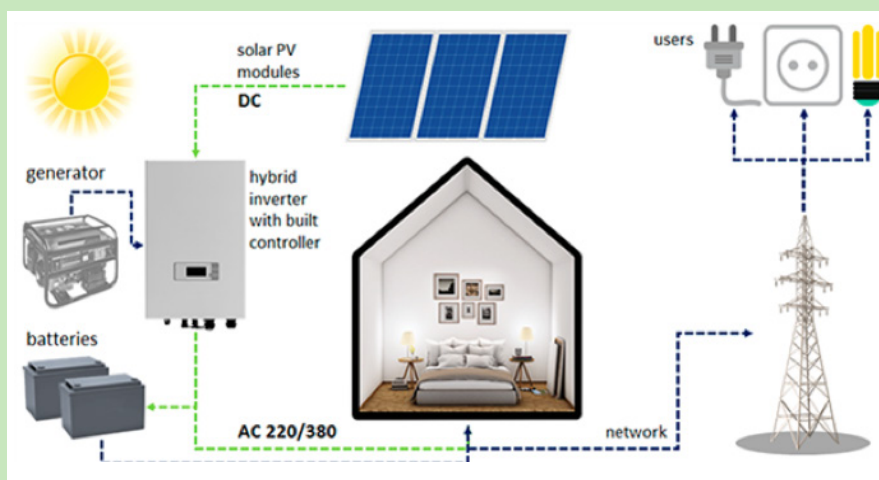
► Slika 47.
Shema vjetroelektrane [24]



FOTONAPONSKI SUSTAVI

Fotonaponske ćelije ili fotoćelije su poluvodički elementi koji direktno pretvaraju energiju Sunčeva zračenja u električnu energiju. Osnovni element fotonaponskog sustava je fotonaponski modul. Fotonaponski modul sastoji se od niza serijski spojenih ćelija, čiji broj varira ovisno o snazi i željenim električnim karakteristikama modula. Izlaganjem ćelije Sunčevu zračenju generira se električna struja te time ćelija postaje izvor električne energije. Ćelije se proizvode u tehnologijama amornog, monokristaličnog, multikristaličnog ili trakastog kristaličnog silicija te u tehnologiji tankog filma. Korisnost solarnih ćelija kreće se od svega nekoliko postotaka do 40 %. Fotonaponski moduli generiraju istosmjernu električnu struju te se za pretvorbu iz istosmjerne u izmjeničnu, pogodnu za predaju u elektroenergetsku mrežu, koriste izmjenjivači.

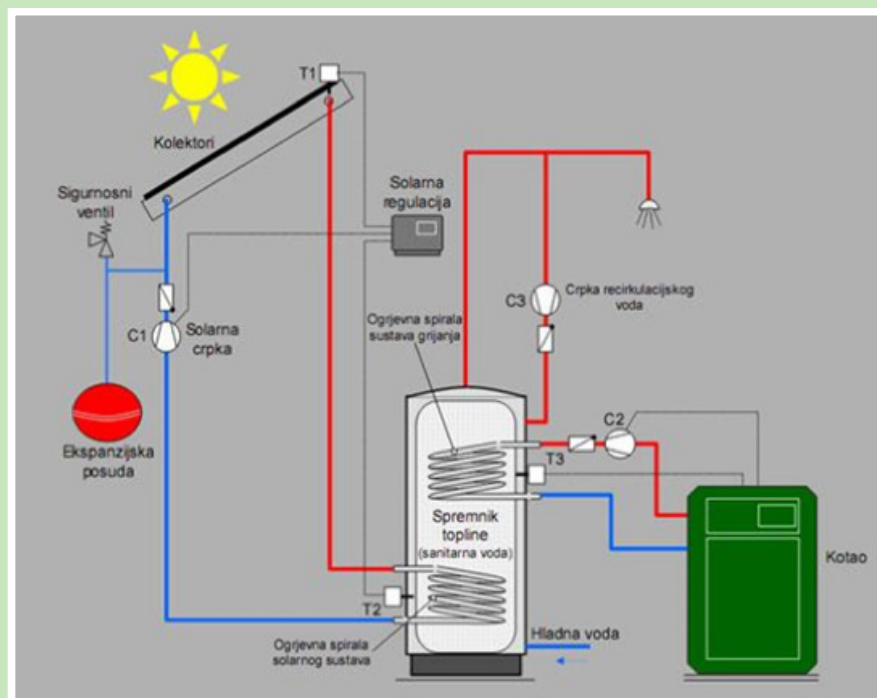
► Slika 48.
Shema fotonaponskog sustava [25]



SOLARNO TERMALNI KOLEKTORI

Solarni kolektori pretvaraju Sunčevu energiju u toplinsku energiju vode (ili druge radne tvari). Sustavi za grijanje vode mogu biti otvoreni, u kojima voda koju treba zagrijati prolazi direktno kroz kolektor na krovu, ili zatvoreni, u kojima su kolektori popunjeni radnom tvari. Osim Sunčevih kolektora, Sunčevi se toplinski sustavi sastoje od cijelog niza elemenata: spremnika potrošne tople vode, kotla, crpke te popratne opreme poput sustava regulacije, sigurnosnih ventila itd. Sunčevi toplinski sustavi najčešće se koriste za zagrijavanje potrošne tople vode te kao podrška grijanju prostora. Budući da se vremenski profil potreba za toplom vodom i dostupnim resursom Sunčeva zračenja ne poklapaju, topla voda se neprestano zagrijava preko radnog fluida te se tako zagrijana topla voda nalazi u spremniku potrošne tople vode. Najčešće korišteni tipovi kolektora su pločasti i vakuumski kolektori.

- Slika 49.
Shema primjene solarnih kolektora u kućanstvu [26]

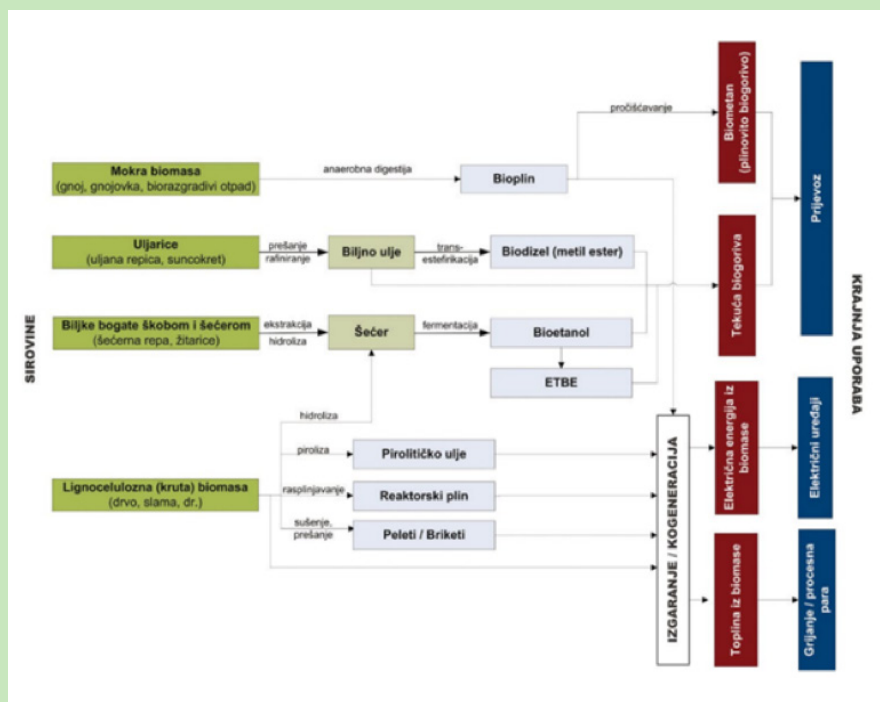


BIOMASA

Biomasa je biorazgradivi dio proizvoda, otpada i ostataka poljoprivredne proizvodnje (biljnog i životinjskog porijekla), šumarske i srodnih industrija. Energija iz biomase dolazi u čvrstom, tekućem (npr. biodizel, bioetanol, biometanol) i plinovitom stanju (npr. bioplin, plin iz rasplinjavanja biomase i deponijski plin). Biomasa se može koristiti za direktnu pretvorbu biomase u električnu energiju i toplinu ili pretvorbu u goriva. Biomasa je obnovljivi izvor energije, a općenito se može podijeliti na drvenu te nedrvnu masu i životinjski otpad, unutar čega se mogu razlikovati: drvena bioma-

sa (ostaci iz šumarstva, otpadno drvo), drvena uzgojena biomasa (brzorastuće drveće), nedrvna uzgojena biomasa (brzorastuće alge i trave), ostaci i otpaci iz poljoprivrede, životinjski otpad i ostaci, gradski i industrijski otpad.

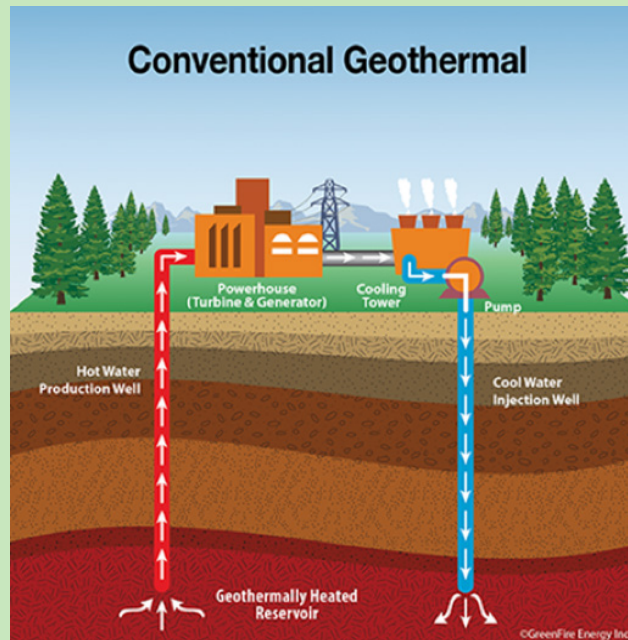
► Slika 50.
Shema mogućih koraka pretvorbe biomase [27]



GEOTERMALNA ENERGIJA

Geotermalna energija je toplinska energija Zemlje koja je prikladna za izravno korištenje ili za pretvorbu u električnu energiju. Osnovni geotermalni resurs predstavljaju geotermalni fluidi koji se nalaze u podzemnim ležištima, a mogu se dovesti na površinu i iskoristiti. Podzemna ležišta termalnih voda javljaju se u širokom rasponu dubina – od plitkih/površinskih do više kilometara dubokih. Izravnim korištenjem geotermalne energije smatra se iskorištavanje topline niskotemperaturnih resursa (temperatura vode ispod 90 °C) za zagrijavanje u industrijskim procesima, u poljoprivredi za grijanje staklenika, u akvakulturi za grijanje ribnjaka, za otapanje snijega na pločnicima, u balneologiji (toplice) te u toplinarstvu za grijanje i hlađenje prostora. Visokotemperaturni i srednjotemperaturni resursi mogu se koristiti za proizvodnju električne energije. Rad geotermalnih elektrana temelji se na pretvaranju toplinske energije geotermalnog fluida u kinetičku energiju okretanja turbine, a zatim i u električnu energiju. Geotermalne elektrane rade na tri osnovna principa: suha para, separiranje pare i binarni ciklus.

- Slika 51.
Shema konvencionalnog sustava
geotermalne elektrane [28]



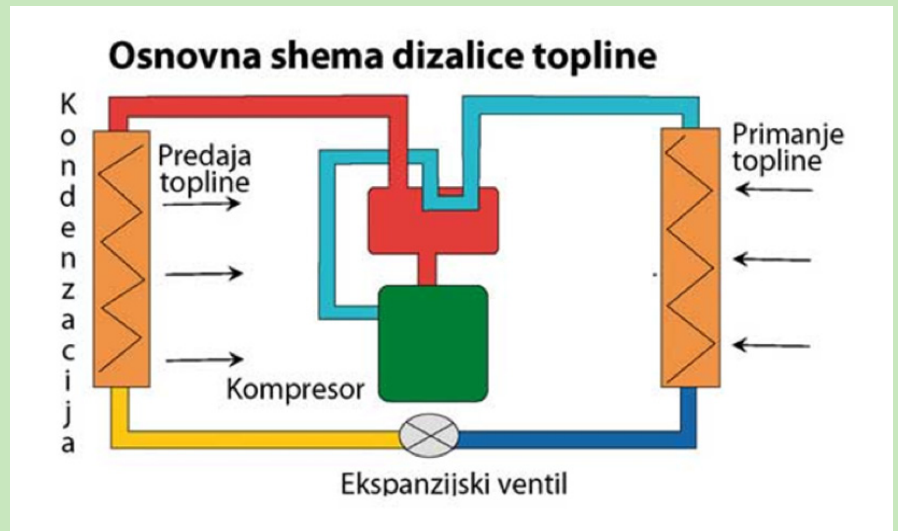
DIZALICE TOPLINE

Dizalica topline omogućuje prijenos (toplinske) energije iz sustava (toplinskog spremnika) niže temperaturne razine korištenjem dodatne energije (rada) pomoću ljevokretnog kružnog procesa prikladnog radnog medija. Zbog tog svojstva, dizalice topline su vrlo prikladne kao izvori toplinskog (i rashladnog) učina u sustavima grijanja, pripreme potrošne tople vode, ventilacije i klimatizacije. Toplinski spremnici različitih temperaturnih razina pri tome su: toplinski izvor (prostor ili medij niže temperaturne razine od kojeg se toplina odvodi) i toplinski ponor (prostor ili medij više temperaturne razine kojem se toplina dovodi). S obzirom na izvor dodatne energije, dizalice topline mogu biti s tlom kao izvorom topline, s vodom i zrakom.

Dizalice topline s tlom kao izvorom topline odnose se na toplinsku energiju površinskih ili podzemnih slojeva Zemlje, odnosno geotermalnu energiju. Osnovna značajka tla kao izvora je sposobnost pohrane toplinske energije cijele godine, što omogućava njegovo iskorištavanje tijekom cijele godine.

Dizalice topline s vodom kao izvorom topline odnose se na toplinsku energiju površinskih (potok, rijeka, jezero, more), podzemnih ili otpadnih voda. Osnovna značajke vode kao toplinskog izvora je razmjerno konstantna temperatura tijekom cijele godine.

Dizalice topline sa zrakom kao izvorom topline odnose se na toplinsku energiju vanjskog ili otpadnog, istrošenog ili onečišćenog zraka iz sustava ventilacije i klimatizacije ili raznih procesa. Osnovna značajka zraka kao toplinskog izvora je nepodudarnost vremena kada su vanjske temperature najviše i kada su potrebe za toplinom za grijanje najveće.

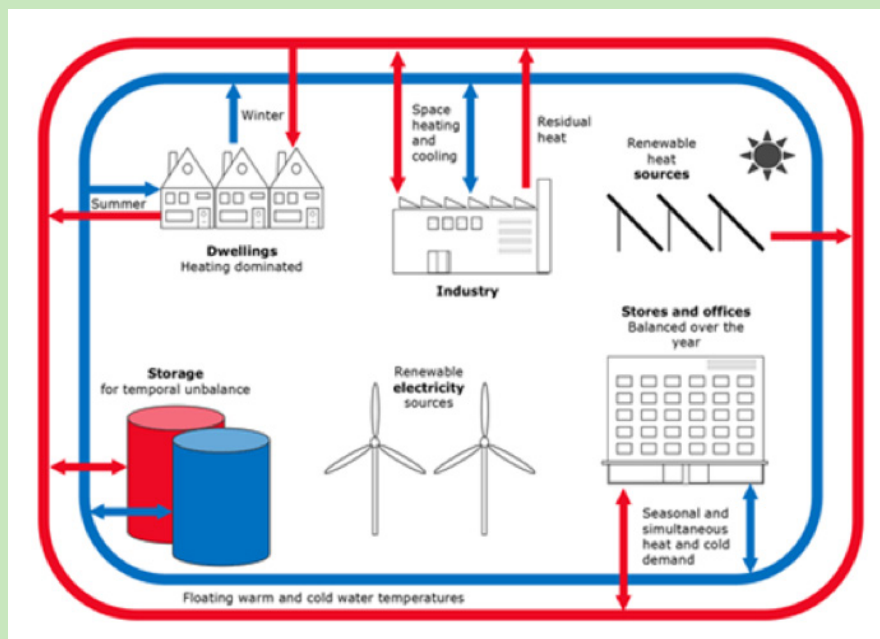


CENTRALIZIRANI TOPLINSKI SUSTAV (CTS)

Centralizirani toplinski sustav je sistem distribucije toplinske energije koja je proizvedena na centralnoj lokaciji, a koristi se za zadovoljavanje potreba za toplinskom energijom komercijalnih korisnika, kao i privatnih stambenih objekata na udaljenoj lokaciji. Potrošači proizvedenu toplinu mogu koristiti za grijanje prostora ili za grijanje potrošne tople vode. Toplinska energija se najčešće proizvodi u centralnim kogeneracijskim postrojenjima. Osim u kogeneracijskim postrojenjima, toplina za centralne toplinske sustave proizvodi se i u samim toplanama. Toplinska se energija, nakon što je proizvedena, kroz izolirane parovode ili toplovođe odvodi do potrošača. Centralni toplinski sustav se sastoji od dolaznog i odlaznog voda. Cijevi su obično smještene ispod površine Zemlje, ali postoje i nadzemne izvedbe. Unutar sustava mogu biti ugrađeni spremnici topline koji imaju ulogu kompenzacije vršne potrošnje toplinske energije. Najčešći mediji koji se koriste za prijenos toplinske energije su voda, vrela voda pod pritiskom i vodena para. Prednost vodene pare je da uz zadovoljavanje potreba za grijanjem, može poslužiti i u industrijskim procesima zbog svoje visoke temperature. Nedostatak pare su veći toplinski gubici zbog njezine visoke temperature. U sustave daljinskog grijanja moguće je integrirati neke od obnovljivih izvora energije kao što su energija biomase, solarna, geotermalna i električna energija. Tradicionalno najveći udio zauzima energija iz biomase, a u geološki pogodnim područjima veliku ulogu ima i geotermalna energija. Nadalje, u sustave daljinskog grijanja integriraju se solarni toplinski sustavi i dizalice topline. U načelu rada se solarni toplinski sustavi u daljinskom grijanju ne razlikuju znatno od solarnih toplinskih sustava u kućanstvu ili industriji. Međutim, solarne toplinske sustave u daljinskom grijanju karakteriziraju viši temperaturni režim te veći instalirani kapacitet koji se ostvaruje

postavljanjem većeg broja kolektora. Nadalje, kapacitet toplinskog spremnika također je znatno veći, a posebno kod sustava s visokim udjelom solarne toplinske energije kod kojih je potrebno sezonsko skladištenje toplinske energije.

- Slika 53. Cirkularni prikaz CTS sustava pete generacije [30]

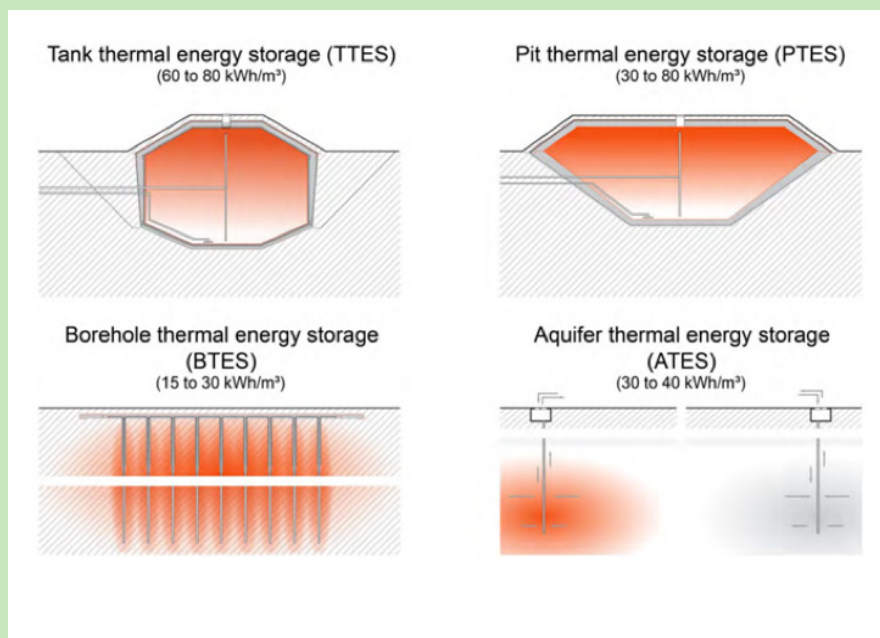


SEZONSKI SPREMNICI TOPLINE

Sezonski toplinski spremnici se koriste za spremanje viška topline iz industrijskih postrojenja, elektrana i geotermalnih postrojenja te topline nastale pri spaljivanju otpada, kao pomoć u optimizaciji kogeneracijskih postrojenja, kao spremnik za sustave s dizalicama topline i kao spremnik topline za sustave s različitim izvorima topline. Dijele se na četiri tipa spremnika za temperature ispod 95 °C:

- toplinski čelični spremnik
- oplinski spremnik u obliku izolirane jame
- toplinski spremnik u obliku bušotine
- toplinski spremnik u obliku vodonosnika.

- Slika 54.
Četiri tipa velikih sezonskih
tehnologija skladištenja topline [31]

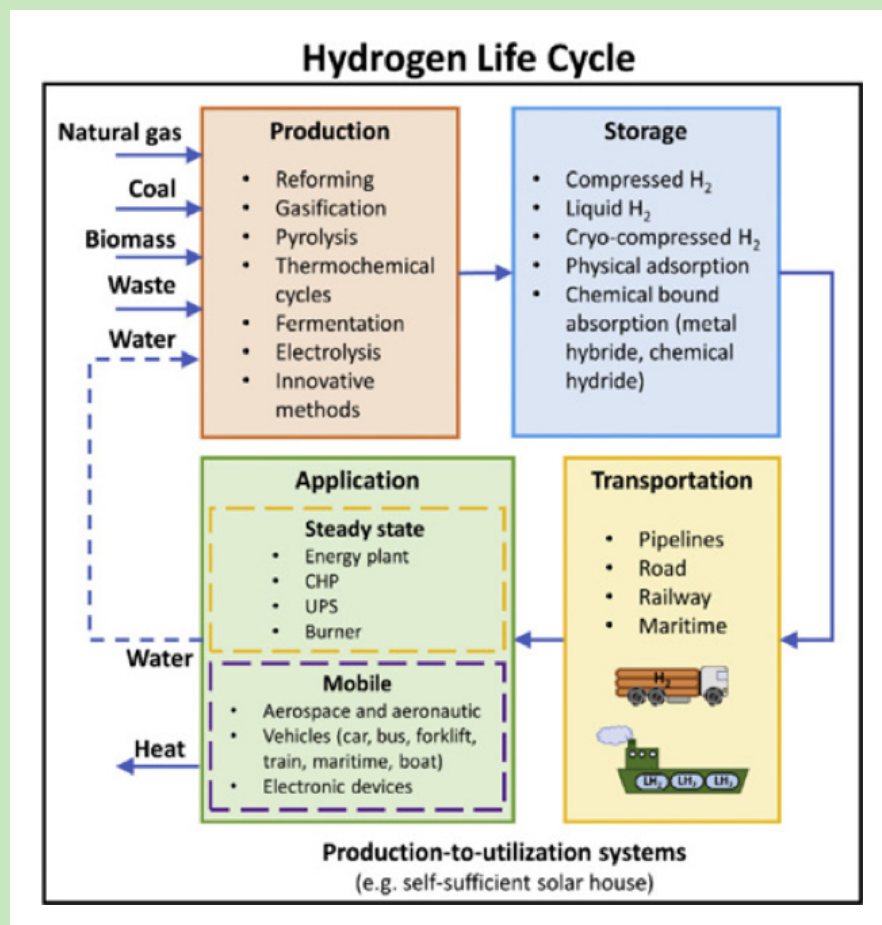


VODIK

Vodik je kemijski element koji u energetici koristimo kao pogonsko gorivo u motorima za dobivanje mehaničke energije, u gorivim ćelijama ili spajanjem s kisikom za dobivanje električne energije ili kao energetski spremnik za regulaciju zahtjeva potrošnje električne energije u energetskim sustavima koji koriste izvore koji nemaju konstantnu dobavu energije. Budući da elementarnog vodika u prirodi ima jako malo, potrebno ga je proizvoditi. Može se proizvesti iz fosilnih goriva, razgradnjom vode i ugljikovodika ili razgradnjom ugljikovodika na vodik i ugljik. Jedan od ekološki prihvatljivih načina je dobivanje vodika elektrolizom vode pod uvjetom da se električna energija za elektrolizu dobije iz OIE, čime nismo stvorili ugljikov dioksid. Tipičan sustav za skladištenje vodika sastoji se od elektrolizatora, spremnika za pohranu vodika i gorive ćelije. Elektrolizator je elektrokemijski pretvarač koji cijepa vodu prolaskom struje u vodik i kisik. To je endotermni proces, tj. toplina je potrebna tijekom reakcija. Vodik se skladišti pod tlakom u plinskim bocama ili spremnicima, a to se može učiniti praktički na neograničeno vrijeme. Za generiranje električne energije, oba plina struje u gorivu ćeliju gdje se odvija elektrokemijska reakcija obrnuta procesu cijepanja vode: reakcijom vodika i kisika nastaje voda, oslobađa se toplina, a proizvodi se električna energija. Iz ekonomskih i praktičnih razloga, kisik se ne pohranjuje, nego se ispušta u atmosferu tijekom elektrolize i dohvaća iz zraka za proizvodnju električne energije. Postoje različiti pristupi skladištenja vodika, bilo kao plin pod visokim tlakom, u tekućem stanju na vrlo niskim temperaturama, adsorbiran na metalne hidride ili kemijski vezan u složene

hidride. Za stacionarne primjene plinovito skladišten vodik pod tlakom je najučestaliji izbor. Uz gorive ćelije, električna energija se može proizvoditi u plinskim motorima, plinskim turbinama i kombiniranim ciklusima plinske i parne turbine.

► Slika 55.
Životni ciklus vodika [32]

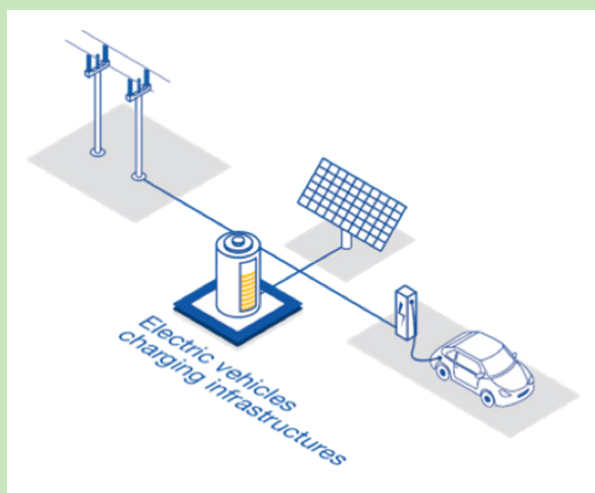


ELEKTROKEMIJSKI SUSTAVI POHRANE ELEKTRIČNE ENERGIJE – BATERIJE

Elektrokemijski sustavi pohrane električne energije mogu se podijeliti na sekundarne protočne baterije. Sekundarne baterije omogućuju pretvorbu električne energije u kemijsku energiju, pohranjivanje te pretvorbu natrag u električnu energiju. Baterije se sastoje od tri osnovna dijela: negativne elektrode, pozitivne elektrode i elektrolita. Negativna elektroda predaje elektrone vanjskom opterećenju, a pozitivna elektroda prima elektrone iz opterećenja. Elektrolit osigurava put za prijenos naboja između dviju elektroda. Kemijske reakcije između svake elektrode i elektrolita uklanjaju elektrone s pozitivne elektrode i polažu ih na negativnu elektrodu. To opisuje sveukupnu kemijsku reakciju koja predstavlja punjenje i pražnjenje baterije. Najšire korištene baterije su olovno kiselinske, nikal-kadmij i nikal-metal hibrid, litiji-ion, metal zrak, natrij-sumpor i natrij-nikal-klorid. Protočne

baterije pohranjuju i oslobađaju električnu energiju uz pomoć reverzibilne elektrokemijske reakcije u dva tekuća elektrolita. Elektrokemijska ćelija ima dva odjeljka, po jedan za svaki elektrolit, fizički odvojena membranom za ionsku izmjenu. Elektroliti ulaze i izlaze iz ćelije kroz odvojene razdjelnike i prolaze kroz kemijsku reakciju unutar ćelije, s izmjenom iona ili protona kroz membranu i izmjenom elektrona kroz vanjski električni krug. Kemijska energija u elektrolitima pretvara se u električnu energiju i obrnuto pri punjenju. Najpoznatije protočne baterije su redoks protočna baterija i hibrid protočna baterija. Baterije se najčešće upotrebljavaju u stacionarnoj izvedbi, priključene na mrežu, ili u obliku pokretnih baterija, npr. u električnim vozilima, te tako pružaju dodatne kapacitete pohrane i fleksibilnosti sustava.

► Slika 56.
Prikaz sustava sa stacionarnim spremnikom i električnim vozilom [33]



ELEKTROTPORNI GRIJAČI

Elektrotoporni grijači su uređaji koji koriste električnu energiju za proizvodnju toplinske energije. U njima struja teče kroz grijaći element, koji zbog svog visokog omskog otpora proizvodi toplinu prema Jouleovu zakonu. Tipični elektrotoporni grijači imaju efikasnost 100%, to znači da se za svaki 1 W koji uđe u grijaći element dobiva 1 J topline.

- Slika 57.
Shema elektrotopornog grijača za zagrijavanje tople vode [34]

