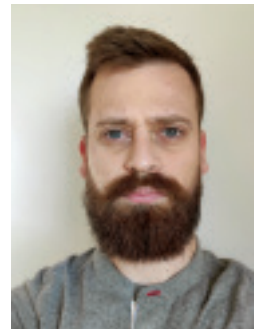


Integracija geotermalnih elektrana u energetske sustav RH

Integration of geothermal power plants into the Croatian energy system

doc. dr. sc. Luka Perković
Sveučilište u Zagrebu,
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Stipe Surić, mag. ing. naft. rud.
iGP Tech, Zagreb
stipe.suric@hotmail.com



Ključne riječi: geotermalne elektrane, proizvodnja primarne energije, dekarbonizacija, EnergyPLAN, nivelirani trošak proizvodnje energije.

Key words: geothermal power plants, primary energy supply, decarbonization, EnergyPLAN, levelized costs of energy.



Sažetak

Hrvatski energetske sustav značajno je ovisan o uvozu energije. Ulaskom u Europsku uniju ima obvezu implementacije obnovljivih izvora energije kao i smanjenja emisija stakleničkih plinova. Svrha rada je analizirati četiri scenarija ponašanja energetske sustava Republike Hrvatske pri instaliranju geotermalnih elektrana. Svaki od scenarija analiziran je kroz potrošnju primarnih izvora energije, udio obnovljivih izvora energije u potrošnji električne energije te emisije CO₂ u odnosu na bazni scenarij za 2020. godinu. Proračuni scenarija provedeni su u programu EnergyPLAN, te analizirani pomoću programa Excel. Napravljen je proračun niveliranog troška proizvodnje energije na primjeru projekta geotermalne elektrane. Zatim je provedena analiza osjetljivosti na promjenu ulaznih parametara.



Abstract

Croatian energy system is heavily dependent on energy imports, and by joining the European Union has taken an obligation to implement renewable energy resources as well as to reduce greenhouse gas emissions. The purpose of this paper is to analyze the behavior of energy system of the Republic of Croatia when installing geothermal power plants. This paper analyzes four scenarios that integrate the geothermal power plants through the analysis of primary energy supply, share of renewable energy sources in final electricity consumption, and CO₂ emissions regarding the base scenario for the year 2020. Scenarios are carried out in the EnergyPLAN program and analyzed in Excel. Levelized cost of energy analysis was made on the example of a geothermal power plant project. Finally, the sensitivity analysis was carried out for each of the input parameters.

1. Uvod

Više od polovice ukupne potrošnje energije u Europskoj uniji dolazi iz uvoza. U 2019. godini ovisnost EU-27 zemalja o uvozu energije iznosila je 60,6 posto, od toga najviše o uvozu sirove nafte (96,7%) i prirodnog

plina (89,7%) zbog pada domaće proizvodnje fosilnih goriva (Eurostat, 2021). Uvoz energije rezultira značajnim troškovima za Europsku uniju, te povećava rizik od prekida opskrbe. Mnoge su zemlje jako ovisne o jednom dobavljaču energije, poput onih koje se u potpunosti oslanjaju na uvoz prirodnog plina iz Rusije, posebice zemlje jugoistočne Europe, među kojima je i Hrvatska. Ta ovisnost ostavlja ih ranjivima na poremećaje opskrbe, bilo da su uzrokovane političkim ili trgovinskim sporovima ili kvarom infrastrukture.

Kao rješenje problema nedostatka fosilnih primarnih izvora energije nameću se obnovljivi izvori energije. Njihova prednost je proizvodnja energije uz nikakve ili vrlo niske emisije stakleničkih plinova, te mogućnost lokalne proizvodnje unutar Europske unije. Europska unija je postavila energetske i klimatske ciljeve za 2030. godinu: (1) smanjenje emisije stakleničkih plinova za 40 posto u usporedbi s razinama iz 1990. godine, (2) 32 posto udjela OIE u ukupnoj energetskej potrošnji, najmanje 32,5 posto povećanja energetske efikasnosti i (4) 15 posto elektroenergetske interkonekcije, što znači da se 15% električne energije proizvedene unutar Europske unije može izmjenjivati unutar zemalja članica. Do lipnja 2021. Europska komisija će predstaviti prijedlog smanjenja emisija stakleničkih plinova za 55 posto u usporedbi s razinama iz 1990. godine (Europska komisija, 2021.), što će predstaviti dodatan poticaj za razvoj novih tehnologija iz područja obnovljivih izvora energije.

U sklopu euro-integracijskih procesa Republika Hrvatska je cjelokupni koncept reforme energetskeg sektora prilagodila zahtjevima Europske unije, kroz pravni i institucijski okvir. Ciljevi koje zadaje Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan (eng. *National Energy and Climate Plan – NECP*) za Republiku Hrvatsku za razdoblje od 2021. do 2030. godine su: smanjenje emisije stakleničkih plinova u odnosu na 2005 godinu najmanje 43% za ETS sektor i 7% za sektore izvan ETS-a, te očekivani udio OIE od 36,4% u neposrednoj potrošnji energije, a 31,2% u prometu (Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, 2019.). Ovdje treba napomenuti da će, ukoliko dođe do povećanja zadanog smanjenja stakleničkih pinova za 55% na razini EU, biti prihvaćena nova verzija NECP-a sa strože postavljenim ciljevima.

Emisije ugljikovog dioksida su izuzetno značajne za energetiku budući da je CO₂ nastao izgaranjem fosilnih goriva najznačajniji antropogeni uzročnik globalnog zatopljenja. U 2019. godini emisija CO₂ iz pokretnih i nepokretnih energetske izvora iznosila je 15,3 milijuna tona u Hrvatskoj (Vuk i drugi, 2020.).

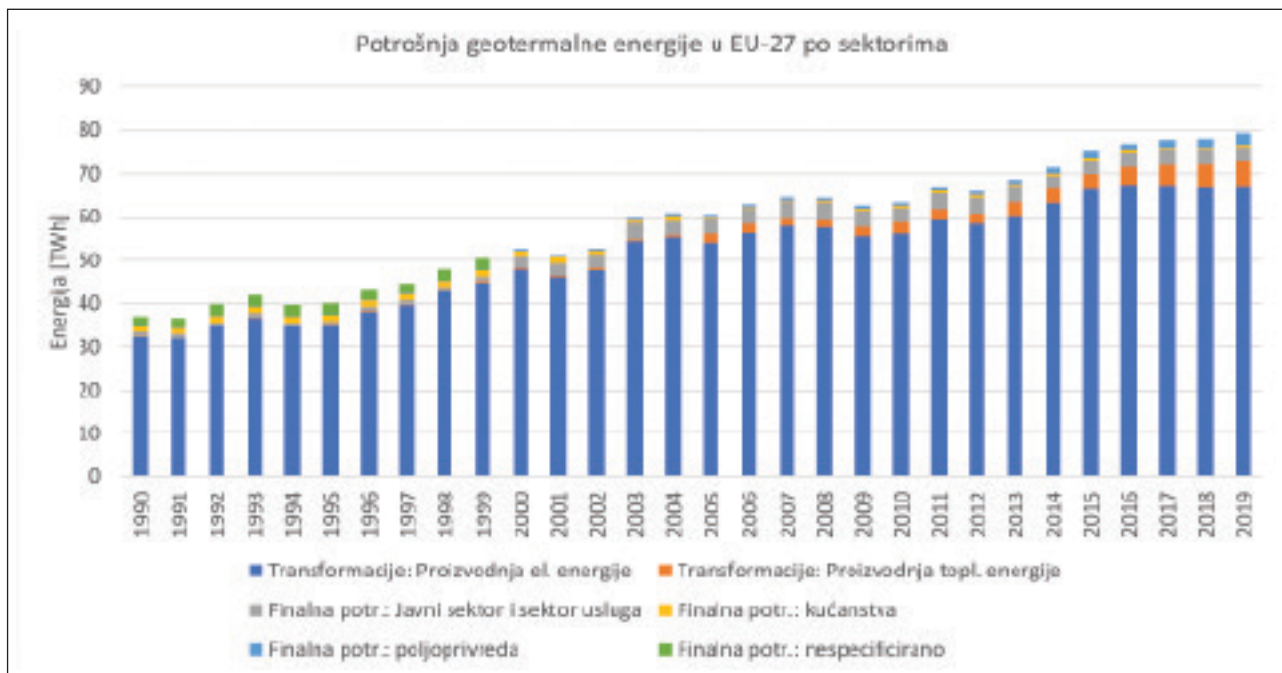
Trenutne cijene emisijskih dozvola za CO₂ na EU ETS tržištu imaju cijenu od 39,1 €/tCO₂, te su narasle za 350 posto u posljednjih 6 godina (EMBER, 2021.). Ostvarivanje energetske ciljeve smanjenja emisija CO₂ i povećanja udjela OIE u Hrvatskoj može doprinijeti i iskorištavanje geotermalne energije koja ima značajan potencijal za proizvodnju električne energije.

2. Geotermalna energija

Geotermalna energija je toplinska energija sadržana u Zemljinoj kori, nastala polaganim prirodnim raspadanjem radioaktivnih elemenata (urana, torija i kalija) koji se nalaze u Zemljinoj kori. Jedan mali dio te energije, sadržan u površinskim slojevima se može ekonomično iskoristiti. Promjena temperature na površini Zemlje, do 30 m dubine, podložna je zračenju Sunca, dok se daljnjim povećanjem dubine temperatura povećava. Na dubini od 30 m vlada konstantna temperatura, a daljnji porast temperature po jedinici dubine naziva se geotermalni gradijent. (Bošnjak i drugi, 1998.). Njegova srednja vrijednost u Europi iznosi 0,03°C/m, dok se u Republici Hrvatskoj bitno razlikuju dva područja: Dinaridi i Jadran s geotermalnim gradijentom između 0,01 – 0,025°C/m i Panonski dio s geotermalnim gradijentom između 0,04°C/m i 0,07°C (Macenić i drugi, 2018; Macenić i drugi, 2020.). Tipovi geotermalnih ležišta su: hidrotermalna, geotlačna, magma, suhe i vruće stijene i duboka hidrotermalna ležišta. Da bi proizvodnja iz geotermalnog ležišta bila ekonomski isplativa, geotermalno ležište mora biti propusno sa stalnom dobavom vode, pouzdanim mehanizmom obnavljanja konduktivno-konvektivnim mehanizmima iz dubljih slojeva te mora imati pokrovni sloj nepropusne stijene (DiPippo, 2012).

Mogućnost korištenja geotermalne energije ovisi o temperaturi geotermalnog fluida. Geotermalni fluid je smjesa vode, raznih plinova, otopljenih soli i minerala. Temperatura fluida je najčešća mjera podjele geotermalnih resursa. Prema temperaturi geotermalnog fluida geotermalni resursi se dijele niskotemperaturne (<90°C) srednjetemperaturne (90-150°C) i visokotemperaturne (>150°C). Visokotemperaturnim resursima mogu dominirati ili voda ili para, srednjetemperaturnim gotovo samo voda, a svim niskotemperaturnim samo voda (Williams i drugi, 2011; Bošnjak, i drugi, 1998.).

Ovisno o temperaturi geotermalnog fluida, geotermalnu energiju možemo koristiti za proizvodnju toplinske i električne energije, a granica je otprilike na



Slika 1. Vremenski tijek potrošnje geotermalne energije od 1990. – 2019. prema sektoru energetske transformacije i finalne potrošnje (Eurostat, 2021.)

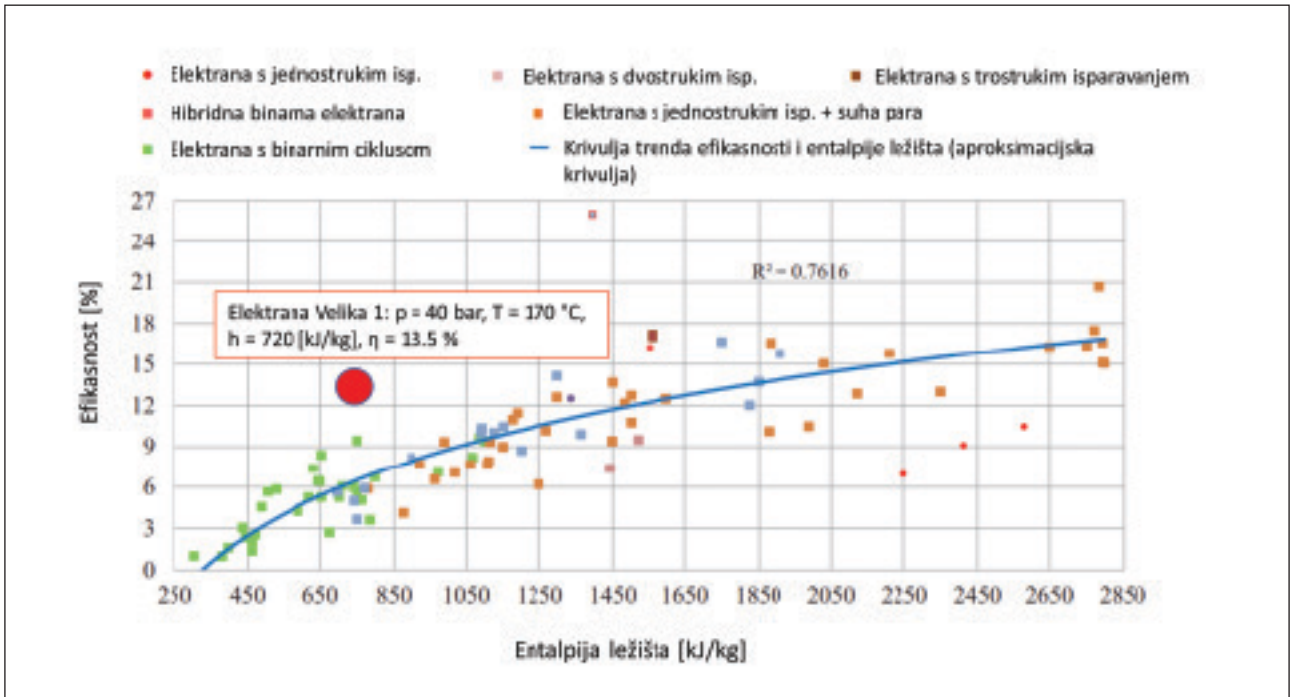
100°C za proizvodnju električne i 50°C za proizvodnju toplinske energije. Kada se gleda EU-27, vidljivo je da se geotermalna energija dominantno iskorištava za proizvodnju električne energije, Slika 1.

Ovisno o protoku fluida, tlaku i temperaturi fluida, omjeru vruće vode i pare, sadržaju nekondenzirajućih plinova u fluidu, te opasnosti od stvaranja naslaga kamenca i pojave korozije razmatra se odabir procesa za pretvorbu toplinske energije fluida u električnu (Bošnjak, i drugi, 1998). Princip suhe pare (engl. *Dry steam*) je prvi proces proizvodnje električne energije iz geotermalne energije u komercijalne svrhe (DiPippo, 2012.). Električna energija se u ovom procesu proizvodi dovođenjem suhe pare iz bušotina izravno na lopatice turbine generatora (Bošnjak, i drugi, 1998). Ovaj princip jednostavniji i jeftiniji od ostalih, ali se jako rijetko može primijeniti. Princip separiranja pare (engl. *Flash steam*) se koristi kod visokotemperaturnih geotermalnih ležišta u kojima je vruća voda dominantan fluid. Separacijom se izdvaja para uz minimalni gubitak tlaka (DiPippo, 2012). Binarni ciklus (engl. *Binary cycle*) se primjenjuje u slučajevima geotermalnih izvora s temperaturom nižom od 150°C ili kada je tehnički i ekonomski neopravdano separirati paru iz geotermalnog fluida. U ovom procesu se koristi sekundarni radni fluid koji isparava u izmjenjivačima topline, i koristi se u klasičnom Rankine ciklusu za proizvodnju električne

energije (DiPippo, 1999.). Sekundarna radna tvar je najčešće organskog sastava te se binarne elektrane često nazivaju elektrane s organskim Rankineovim ciklusom (engl. *Organic Rankine Cycle – ORC*).

Geotermalne elektrane su toplinski strojevi čija efikasnost ovisi o dvije temperature – temperaturi dovođenja i temperaturi odvođenja topline. Dok je temperatura dovođenja topline relativno konstantna tijekom životnog vijeka elektrane ukoliko je eksploatacija toplinske energije održiva, temperatura odvođenja topline varira tijekom godine. Po zimi i kada su općenito temperature zraka niže elektrana radi efikasnije nego ljeti i kada je temperatura zraka općenito viša, jer je odbacivanje topline na nižoj temperaturi. Temperatura dovođenja topline je glavna mjera tzv. entalpije ležišta, koja predstavlja mjeru dovedene energije iz ležišta. Globalnim pregledom svih geotermalnih elektrana pokazana je pozitivna korelacija između entalpije ležišta i efikasnosti pretvorbe u električnu kako pokazuje Slika 2 (Zarrouk i Moon, 2016.).

Proizvedenu električnu energiju elektrana djelomično troši na pokrivanje vlastite potrošnje, npr.: za pogon utisne pumpe, napojne pumpe, zrakom hlađenih kondenzatorskih jedinica (eng. *Air-Cooled Heat Exchangers – ACHE*), itd. (Slika 3a). Geotermalne elektrane najveći gubitak energije imaju kod odbacivanja niskotemperaturne topline u okoliš (Slika 3b).

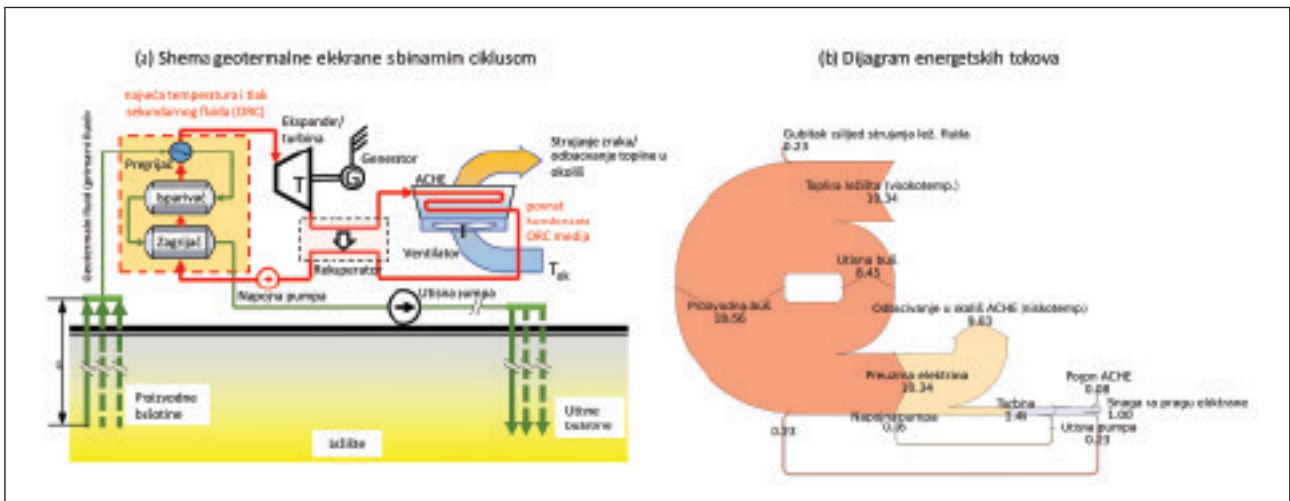


Slika 2. Korelacija efikasnosti pretvorbe u geotermalnim elektranama i entalpije ležišta za različite tipove geotermalnih elektrana (preuređeno Zarrouk & Moon, 2016.)

Po pitanju faktora primarne energije u procjeni utroška primarne energije, za geotermalne elektrane u kojima nije poznata efikasnost, faktor primarne energije za proizvodnju električne energije se procjenjuje na vrijednost 10, odn. efikasnost se procjenjuje na 10%. Međutim, faktor primarne energije s obzirom na gorivo je jednak 1. Svakako treba težiti tome da, gdje je to moguće, koristimo suproizvodnju električne i toplinske energije iz geotermalnih elektrana. Međutim, nije ekonomski opravdano transportirati toplinsku energiju na udaljenosti veće od 20 km, što znači da je iskorištavanje

toplinske energije otežano zbog udaljenosti geotermalnih ležišta od gusto naseljenih područja.

Ohlađeni geotermalni fluid je potrebno ponovno utisnuti u ležište radi podržavanja ležišnog tlaka, a minimalno dozvoljena temperatura utisnutog fluida je određena održivim granicama eksploatacije radi izbjegavanja pothlađivanja ležišta. Drugim riječima, preuzeta toplinska energija iz ležišta mora biti jednaka toplinskoj energiji koja se može nadoknaditi u ležištu kovektivno-konduktivnim prijelazom topline u geološkom podzemlju.



Slika 3. Shema geotermalne elektrane s binarnim ciklusom (a) i dijagram energetske tokove, sveden na jednu jedinicu korisno proizvedene snage na pragu elektrane (b)



Slika 4. Faktor iskorištenja geotermalne elektrane Velika 1 (HROTE, 2021)

Geotermalne elektrane rade s visokim faktorima kapaciteta do 95 posto, što čini tehnologiju prikladnom za baznu proizvodnju električne energije (International Energy Agency, 2011.). S obzirom na to ne zahtijevaju gorivo za pogon, geotermalne elektrane imaju niske troškove rada i održavanja, te ne stvaraju emisije štetne za okoliš.

Svedeno na finalnu potrošnju električne energije, udio električne energije iz geotermalnih elektrana u Europi u 2019. godini iznosi oko 0.25%. Za isto razdoblje u Republici Hrvatskoj taj postotak iznosi oko 0.43% zahvaljujući geotermalnoj elektrani Velika 1. Odnosno, od ukupne finalne potrošnje u iznosu od 14.83 TWh, elektrana Velika 1 je sudjelovala s 0.064 TWh. Sukladno dostupnim podacima s HROTE-a, vidljivo je također da je faktor kapaciteta elektrane Velika 1 u dosadašnjem tijeku eksploatacije bio 90%, s nejednakim vrijednostima u ljetnim i zimskim mjesecima, Slika 4.

2.1. Geotermalni potencijal za proizvodnju električne energije u Hrvatskoj

Geotermalna energija se u Republici Hrvatskoj već nekoliko stoljeća koristi u medicinske svrhe i rekreaciju. Razvojem naftne industrije stvorena je i predispozicija razvoja iskorištavanja geotermalne energije. Tijekom istraživanja nafte i plina otkriveno je nekoliko potencijalnih geotermalnih izvora pogodnih za proizvodnju električne energije uz primjenu binarnog ciklusa. U zadnjih nekoliko godina raste zainteresiranost stranih i domaćih ulagača za razvoj geotermalnih elektrana u Hrvatskoj. Hrvatska je listopada 2019. na lokaciji Velika Ciglena pored Bjelovara dobila svoju

prvu geotermalnu elektranu Velika 1 kapaciteta 10 MW (Živković i drugi, 2017; Živković i drugi 2019.). U Draškovcu je u tijeku izgradnja hibridne geotermalne elektrane od strane tvrtke AAT Geothermae. Geotermalni fluid s temperaturom u ležištu od 100°C će se pridobivati skupa s otopljenim metanom, geotermalni fluid će se iskorištavati u ORC ciklusu u kojem bi se postigao kapacitet 3,3-3,6 MW električne energije, a metan kao gorivo u plinskom motoru za pokretanje generatora. Cjelokupni plan projekta je instalacija elektrane kapaciteta do 18,1 MW električne energije (Rybach i drugi, 2015.). Na lokaciji Slatina-2 se planira izgradnja geotermalne elektrane snage 20 MW (HOPS, 2019.). Prema potencijalu polja za koja su izdane dozvole za istraživanje i eksploataciju u svrhu proizvodnje električne energije te ostala polja za koja su dokazani potencijali poput polja Kotoriba, Ferdinandovac-1, procjenjuje se moguća instalirana snaga geotermalnih elektrana na više od 100 MWe (Živković i drugi, 2019).

2.2. Troškovi proizvodnje električne energije iz geotermalnih elektrana

Ekonomska analiza iskorištavanja geotermalnog ležišta zahtjeva utvrđivanje svih troškova izgradnje postrojenja i proizvodnje električne ili toplinske energije. Troškovi su odraz stupnja korištenja kapaciteta, veličine ulaganja u geotermalno postrojenje, i načina korištenja geotermalne energije (International Energy Agency, 2011). Financijska isplativost iskazana internom stopom povrata ovisi o energetske i ekonomskim karakteristikama svakog geotermalnog ležišta. S porastom

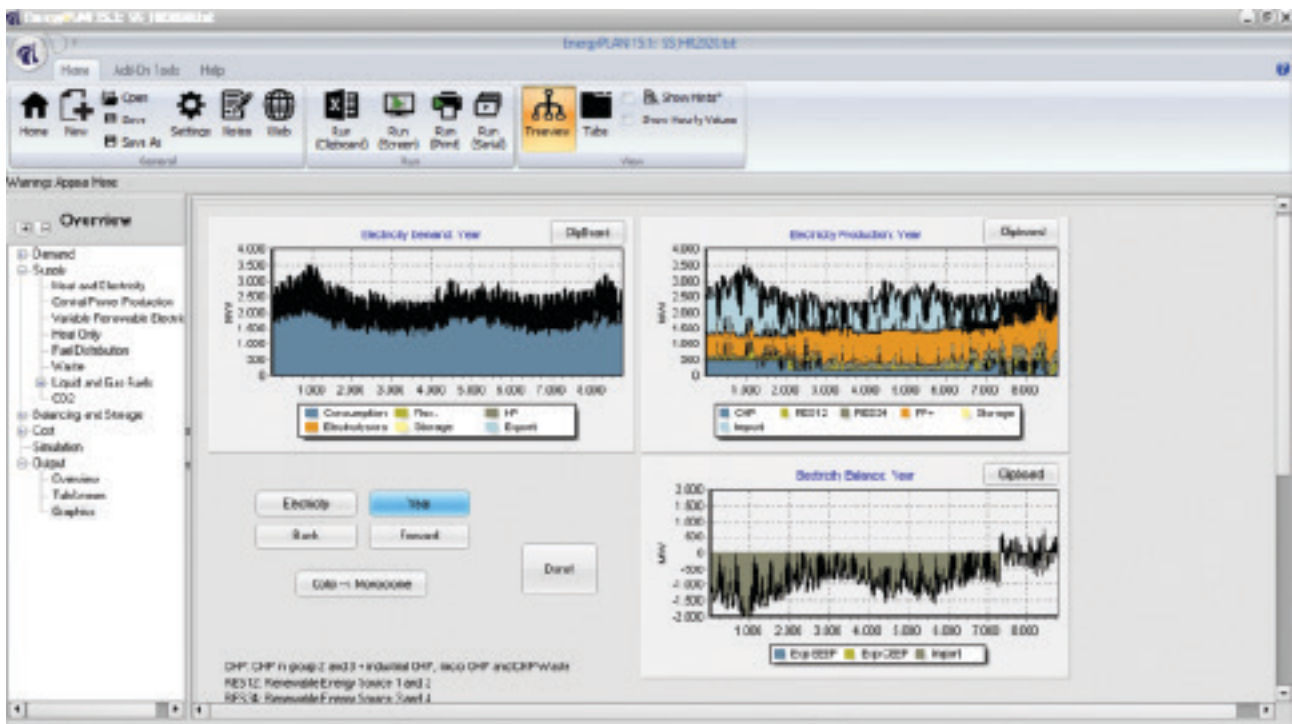
temperature i količine protoka geotermalnog fluida, i u kombinaciji s korištenjem izlazne topline u direktnoj primjeni za različite vrste grijanja, povećava se ekonomičnost proizvodnje električne energije (Bošnjak i drugi, 1998). Iskorištavanje visokotemperaturnih geotermalnih resursa za proizvodnju električne energije u većini slučajeva je konkurentno konvencionalnim elektranama, no još uvijek potrebno smanjiti nivelirani trošak proizvodnje električne energije geotermalnih elektrana s nižim temperaturama geotermalnog fluida.

Ukupni investicijski trošak geotermalnih elektrana je jako varijabilan jer ovisi o širokom rasponu uvjeta: temperaturi i tlaku resursa, dubini ležišta i propusnosti, kemijskim svojstvima geotermalnog fluida, lokaciji, cijeni bušenja i/ili revitalizaciji postojećih bušotina, broju, veličini i vrsti postrojenja, te je li postrojenje novo ili nadogradnja postojećeg. Kao i kod drugih obnovljivih izvora energije izgradnju geotermalnih elektrana općenito karakteriziraju relativno intenzivna ulaganja po jedinici instalirane snage. Troškovi otkrivanja geotermalnih ležišta, izrada i opremanje bušotina, te ispitivanja u cilju potvrde komercijalnih rezervi nose u prosjeku 50% potrebnih sredstava za privođenje proizvodnji geotermalnih ležišta. U Hrvatskoj postoji određen broj bušotina koje su ispitane i gdje su dokazane rezerve geotermalne energije, a koje je izradila INA u okviru istraživanja nafte i plina na području Savske i Dravske potoline. Postojanje bušotina eliminira troškove i rizike istraživanja i njihove izrade (Bošnjak i drugi,

1998). Najveće investicije zahtijevaju binarne elektrane za iskorištavanje niskotemperaturnih i srednjotemperaturnih resursa (International Energy Agency, 2011). S druge strane, geotermalne elektrane imaju ograničene i osjetno manje operativne troškove i troškove održavanja (engl. *Operation and maintenance*, O&M) od ostalih postrojenja jer ne zahtijevaju gorivo za pogon. O&M troškovi ovise o lokaciji, veličini, vrsti i broju postrojenja, upotrebi daljinskog upravljanja (International Energy Agency, 2011). Za usporedbu, konvencionalne elektrane, kao recimo kombinirano postrojenje s plinskom turbinom zahtjeva niska kapitalna ulaganja koja čine oko 28% niveliranog troška proizvodnje električne energije, ali troškovi fosilnih goriva za pogon čine oko 50% troška. Stoga, iako imaju visoke kapitalne troškove, niski operativni troškovi omogućuju kroz vremenski vijek geotermalne elektrane (oko 30 godina) izjednačavanje s troškovima konvencionalnih elektrana. Također, ponekad i trošak izgradnje dalekovoda do transmisijske mreže zbog udaljenosti postrojenja može predstavljati značajan neizravni trošak integracije geotermalnih elektrana u EES.

3. Metodologija

U ovom radu usporedit će se stanje energetskeg sustava Republike Hrvatske koristeći 2020. godinu kao bazu sa scenarijima integracije geotermalnih elektrana u postojeći energetske sustav u koracima od 50 MWe



Slika 5. Sučelje programa EnergyPLAN s prikazom rezultata bilanciranja električne energije za bazni scenarij

do maksimalno 200 MWe. Za analizu i usporedbu scenarija povećanja kapaciteta geotermalnih elektrana korišten je računalni program EnergyPLAN.

3.1. EnergyPLAN

Program EnergyPLAN-u provodi simulaciju energetske sustava u trajanju od jedne godine i s rezolucijom od jednog sata, odnosno bilancira sve oblike energije za 8784 sati u godini (Slika 5). Glavna svrha programa je pomoć pri planiranju nacionalnih energetske strategije na temelju tehničkih analiza. Simulacija nastoji modelirati energetske tokove sustava uz najveće moguće smanjenje uvoza električne energije i uz najmanju moguću potrošnju goriva (Lund, 2015).

Svaki od scenarija će biti promatran kroz strukturu potrošnje primarne energije, udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije, te emisije CO₂.

3.2. Izračun niveliranog troška proizvodnje energije

Nivelirani trošak proizvodnje električne energije (engl. *Levelized Cost of Energy*, LCOE) definiraju: iznos investicijskog ulaganja, troškovi rada i održavanja, podrijetlo investiranih sredstava i načini osiguranja, te životni vijek postrojenja (International Energy Agency, 2011). Formula za izračun LCOE-a:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

pri čemu su I_t investicijski troškovi, M_t troškovi rada i održavanja izraženi kao postotak investicije, E_t količina proizvedene električne energije, r diskontna stopa (%), n životni vijek opreme ili vrijeme povrata investicije (DOE Office of Indian Energy Policy and Programs, 2015). Lazard (2020) iznos LCOE-a za geotermalne elektrane na svjetskoj razini proračunava u rasponu od 49 do 84 €/MWh bazirano na 25-godišnjoj analizi.

Proračun niveliranog troška proizvodnje električne energije iz geotermalne elektrane, predstavlja cijenu po kojoj je potrebno prodati električnu energiju iz elektrane kako bi projekt bio isplativ s obzirom na ulazne parametre u određenom vremenskom roku.

Ulazni parametri pri izračunu LCOE-a su promjenjivi što otežava točnu prognozu troškova samog projekta i stvara nesigurnost izračuna isplativosti projekta. U ovome radu korištena je analiza osjetljivosti na ulazne parametre koji utječu na LCOE. Na temelju

analiza zaključuje se koliko je svaki projekt osjetljiv na očekivane promjene ulaznih parametara (Puška, 2011). U ovom radu je provedena analiza osjetljivosti LCOE-a mijenjanjem ulaznih parametara u rasponu -10% do +10% u odnosu na referentnu vrijednost.

4. Scenariji integracije geotermalnih elektrana

Ukupno će biti razmatrano pet scenarija. Scenarij „s_10“ predstavlja bazni scenarij s trenutno instaliranih 10MW kapaciteta geotermalnih elektrana (Velika 1), dok su scenariji s povećanim kapacitetima geotermalnih elektrana „s_50“ sa 50 MW, „s_100“ sa 100 MW, „s_150“ sa 150 MW te „s_200“ sa 200 MW dodatno instaliranog kapaciteta.

5. Analiza rezultata

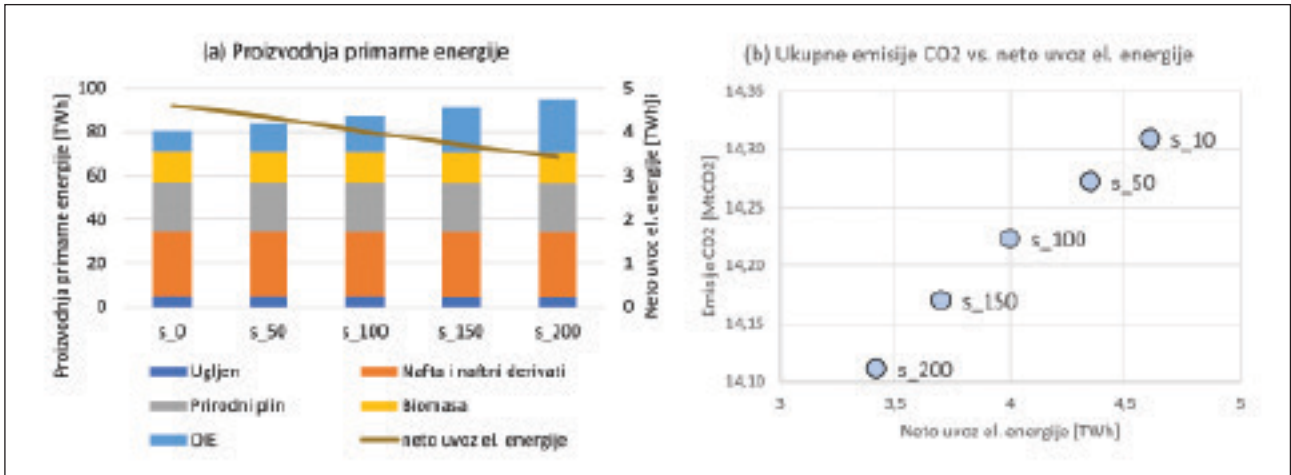
Rezultate za proizvodnju primarne energije pokazuje Slika 6. Proizvodnja energije raste zbog relativno niske iskoristivosti geotermalnih elektrana u proizvodnji električne energije (Slika 6a), ali je u svim scenarijima potrošnja primarne energije manja od 96 TWh, što je granična vrijednost kako ju propisuje Hrvatski NECP. Međutim, vidljivo je kako ukupne emisije CO₂, kao i neto uvoz padaju (Slika 6b).

Emisije CO₂ ne padaju značajno, tek manje od 2%, zbog toga što integracija geotermalnih elektrana ne utječe na potrošnju električne energije niti ne utječe značajno na strukturu potrošnje ostalih elektrana. Proizvodnja električne energije iz geotermalnih elektrana značajno utječe samo na smanjenje uvoza el. energije. Najveća razlika u proizvodnji primarne energije vidljiva je u padu potrošnje ugljena u iznosu od 7.43% za scenarij „s_200“. Najmanja promjena u proizvodnji primarne energije vidljiva je za naftu i naftne derivate s obzirom na to da se oni koriste u sektoru prometa.

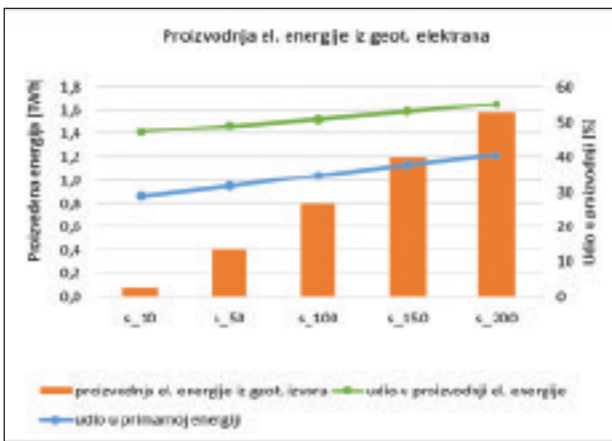
Integracijom geotermalnih elektrana povećava se i udio OiE u proizvodnji el. energije, kao i u proizvodnji primarne energije (Slika 7). Povećanjem udjela stvaraju se uvjeti za efikasnu dekarbonizaciju, pogotovo u dva sektora finalne potrošnje – prometu i kućanstvima u sklopu elektrifikacije transporta i grijanja preko dizalica topline.

5.1. Analiza niveliranog troška električne energije s analizom osjetljivosti

Pretpostavljeni faktor kapaciteta geotermalnih elektrana u svim scenarijima je 90%. Diskontna stopa je 5%. Srednja vrijednost investicijskih troškova geo-



Slika 6. Proizvodnja primarne energije (a) i smanjenje emisija CO₂ i neto uvoza s povećanjem integracije geotermalnih elektrana (b)

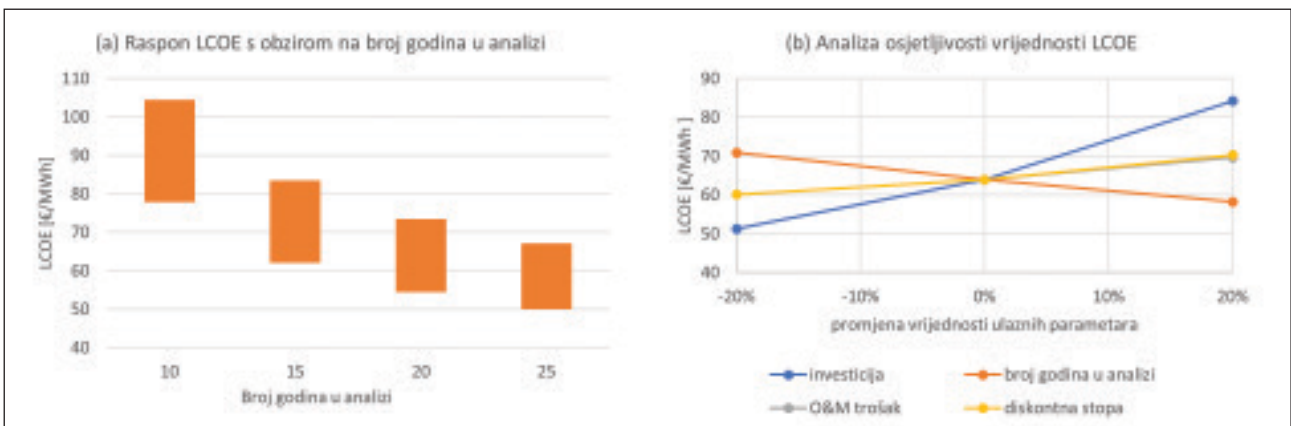


Slika 7. Proizvedena električne energije iz geotermalnih elektrana s udjelom u proizvodnji primarne energije i električne energije

termalnih postrojenja za 2020. godinu prema analizi Lazard-a je bila u rasponu od 3740,0 €/kW do 5020 €/kW, a O&M troškovi su uzeti kao 3.5% od investi-

cijskog troška. Vrijeme trajanja ekonomičnog rada postrojenja prema Lazard (2020.) je 20 godina. Dobiveni LCOE iznosi 54,4 €/MWh za nižu, odn. 73,4 €/MWh za višu investiciju po kW instalirane snage. Veliki utjecaj na vrijednost LCOE-a ima broj godina koji se uzima u analizi. S manjim brojem godina u analizi vrijednost LCOE raste jer se povrat mora dogoditi u kraćem periodu (Slika 8a). Takva situacija je aktualna u zadnje vrijeme ulaskom privatnog kapitala u sektor proizvodnje energije iz obnovljivih izvora energije, gdje povrat investicije mora biti u roku kraćem od 10 godina, a prosječna cijena na veleprodajnom tržištu el. energije (CROPEX) iznosi 50 €/MWh.

Analiza osjetljivosti (Slika 8b) pokazuje da najveći utjecaj na LCOE ima investicijski trošak, s čijim porastom od 20%, LCOE raste preko 30%. Nešto manji utjecaj na povećanje LCOE-a imaju diskontna stopa i O&M trošak, dok povećanje broja godina u analizi smanjuje LCOE, kako pokazuje i Slika 8a.



Slika 8. Raspon LCOE s obzirom na broj godina u analizi (a) i analiza osjetljivosti na ulazne parametre (b)

6. Zaključak

Analizom rezultata scenarija integracije geotermalnih elektrana u Hrvatski EES dobivenih u programu EnergyPLAN, te njihovom usporedbom s baznim scenarijem za 2020. godinu, utvrdilo se kako integracija geotermalnih elektrana povećava proizvodnju primarne energije, smanjuje uvoz, povećava udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije, te smanjuje emisije CO₂. Značajniji utjecaj na smanjenje emisija CO₂ predstavlja činjenica da električna energija iz geotermalnih elektrana zamjenjuje uvoz električne energije, a ne postojeće elektrane na ugljen ili prirodni plin.

Rezultati proračuna LCOE-a pokazali su kako je trošak proizvodnje električne energije iz geotermalnih

elektrana, uz sadašnje investicijske troškove, u rasponu od 50 do 85 €/MWh ukoliko se gleda povrat investicije na srednji rok. Rezultati dobiveni proračunom LCOE-a pokazali da uz trenutne cijene električne energije na tržištu i investicijske troškove geotermalne elektrane ne mogu biti isplative bez dodatnih poticaja.

Napretkom tehnologije i smanjenja troškova bušenja i revitalizacije postojećih bušotina, a koji čine značajan dio investicijskog troška koji ima najveći utjecaj na isplativost geotermalnih projekata smanjili bi se znatno troškovi iskorištavanja geotermalne energije, te bi veći dio geotermalnih resursa postao ekonomski dostupan. Tome svakako doprinosi porast cijene emisija CO₂ u sustavu ETS-a koji geotermalne elektrane čini konkurentnijima.

Literatura:

1. BOŠNJAK, R., KOLIN, I., JELIĆ, K., SALOPEK, B., GOLUB, M., RAJKOVIĆ, D., KOŠČAK, S., SEĆEN, J., ČUBRIĆ, S., GRABOVSKI, K., PRAVICA, Z., KULENOVIĆ, I., MIOČEV, D., STANIČIĆ, L.: GEOEN Program korištenja geotermalne energije. Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 1998. DIPIPO, R., 1999. Small geothermal power plants: design, performance and economics. North Dartmouth: GHC Bulletin.
2. DIPIPO, R.: Small geothermal power plants: design, performance and economics. GHC Bulletin, North Dartmouth, 1999. 20, (2).
3. DIPIPO, R.: Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. Elsevier, Oxford, 2012, 3.
4. HOPS: Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2020.-2029. S detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, Zagreb: Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., 2019.
5. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power, International Energy Agency, Paris, 2011.
6. LAZARD: Lazard's levelized cost of energy analysis – version 14.0, 2020.
7. LUND, H.: EnergyPlan: Advanced Energy Systems Analysis Computer Model Documentation Version 12, Denmark: Aalborg University, 2015.
8. MACENIĆ, M., KUREVIJA, T., STRPIĆ, K.: Systematic review of research and utilization of shallow geothermal energy in Croatia. Rudarsko-geološko-Naftni Zbornik (The Mining-Geological-Petroleum Bulletin), 2018, 33(5), str 37-46.
9. MACENIĆ, M., KUREVIJA, T., MEDVED, I.: Novel geothermal gradient map of the Croatian part of the Pannonian Basin System based on data interpretation from 154 deep exploration wells. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 132
10. MINISTARSTVO ZAŠTITE OKOLIŠA I ENERGETIKE,: Integrirani nacionalni energetska i klimatski plan za Republiku Hrvatsku za razdoblje od 2021. do 2030. godine, 2019.
11. PUŠKA, A.: Analiza osjetljivosti u funkciji investicijskog odlučivanja. Praktični menadžment, 2011, 2 (3), 80-86.
12. RYBACH, L., VON DÜRING, B., VON DÜRING, C.: CLEAG Geothermal Pilot Plant in Croatia. U: Power Plays: Geothermal Energy in Oil and Gas Fields, Dallas, 20.5.2015. Dallas: SMU Campus, 2015.
13. VUK, B., TOŠ, A., KNEZOVIĆ, A., FABEK, R., GOLJA, D., ANTEŠEVIĆ, S., MILEŠEVIĆ, B., MARAS, J., KNEŽEVIĆ, S., BORKOVIĆ, T., KRSTULOVIĆ, V., ŽIDOV, B., JURIC, Ž., MATIJAŠEVIĆ, N., 2020. Energija u Hrvatskoj 2019. Zagreb: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike Republike Hrvatske, 2020, 11 p.
14. WILLIAMS, C. F., REED, M. J., ANDERSON, A. F.: Updating the classification of geothermal resources. U: Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, 31.1.-2.2.2011. Stanford: Stanford University, 2011.

15. ZARROUK, S. J., MOON, H., 2014. Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review, *Geothermics* 51, str. 142-153
16. ŽIVKOVIĆ, S., KOLBAH, S., ŠKRLEC, M., TUMARA, D.: Geothermal Energy Use, Country update for Croatia, 11-14.6.2019. Den Haag: European Geothermal Congress, 2019.
17. ŽIVKOVIĆ, S., VAN HEMERT, R., TUMARA, D., STUPIN, K., RÚNAR MAGNÚSSON, J., HJARTARSON, H., ROBINSON HAIZLIP, J., STÖVER, M. M.: Geothermal Energy Utilisation – Field and Study Visits' Report, Zagreb: Energy Institute Hrvoje Požar; Reykjavík: Orkustofnun, 2017.

Mrežni izvori:

1. DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY POLICY AND PROGRAMS, 2015. Levelized Cost of Energy (LCOE) URL: www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf (27.8.2018).
2. EMBER, Daily EU ETS carbon market price (Euros), URL: ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/ (20.2.2021).
3. Europska komisija: EU Climate strategies & targets, URL: ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (20.2.2021.)
4. EUROSTAT: Supply, transformation and consumption of renewables and wastes (nrg_cb_rw), URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (20.2.2021.)
5. EUROSTAT: Energy imports dependency (nrg_ind_id), URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (25.2.2021.).
6. HROTE: Izvještaji, URL: <https://www.hrote.hr/izvjestaji> (28.2.2021.).