

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET  
Diplomski studij naftnog rudarstva

**INTEGRACIJA GEOTERMALNIH ELEKTRANA  
U ENERGETSKI SUSTAV RH**

Diplomski rad

Stipe Surić

N 268

Zagreb, 2018.

INTEGRACIJA GEOTERMALNIH ELEKTRANA  
U ENERGETSKI SUSTAV RH

STIPE SURIĆ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu  
Rudarsko-geološko-naftni fakultet  
Zavod za naftno inženjerstvo  
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Hrvatski energetska sustav trenutno je značajno ovisan o uvozu energije, ulaskom u Europsku uniju ima obvezu implementacije obnovljivih izvora energije kao i smanjenja emisija stakleničkih plinova. Svrha rada je analizirati ponašanje energetskog sustava Republike Hrvatske pri instaliranju geotermalnih elektrana. Ovaj rad analizira četiri scenarija koji integriraju kapacitete geotermalnih elektrana. Svaki od scenarija analiziran je kroz potrošnju primarnih izvora energije, udio OIE u potrošnji električne energije, te emisije CO<sub>2</sub> s obzirom na "bazni scenarij" za 2016. godinu. Proračuni scenarija provedeni su u EnergyPLAN programu, te analizirani pomoću programa Excel. Nakon analize scenarija napravljeni su proračuni LCOE-a, NPV-a i IRR-a na primjeru projekta geotermalne elektrane. Zatim je provedena analiza osjetljivosti prethodnih proračuna na promjenu ulaznih parametara.

Ključne riječi: geotermalne elektrane, primarna energija, električna energija, EnergyPLAN, emisije, troškovi.

Diplomski rad sadrži: 42 stranice, 12 tablica, 13 slika i 28 reference.

Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta  
Pierottijeva 6, Zagreb

Voditelj: Dr. sc. Luka Perković, docent RGNF

Ocjenjivači: Dr. sc. Luka Perković, docent RGNF  
Dr. sc. Domagoj Vulin, izvanredni profesor RGNF  
Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredni profesor RGNF

Datum obrane: 16. studeni 2018., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

INTEGRATION OF GEOTHERMAL POWER PLANTS  
IN THE ENERGY SYSTEM OF CROATIA

STIPE SURIĆ

Thesis completed at: University of Zagreb  
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering  
Department of Petroleum Engineering  
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

Croatian energy system is heavily dependent on energy imports, and by joining the European Union has taken on an obligation to implement renewable energy resources as well as to reduce greenhouse gas emissions. The purpose of this thesis is to analyze the behavior of energy system of the Republic of Croatia when installing geothermal power plants. This thesis analyzes four scenarios that integrate the geothermal power plants. Each of the scenarios has been analyzed through the consumption of primary energy, the share of renewable energy sources in electricity consumption, and the CO<sub>2</sub> emissions regarding 'the basic scenario' for the year 2016. Scenarios calculations are carried out in the EnergyPLAN program and analyzed using Excel. After scenario analysis, LCOE, NPV and IRR calculations were made on the example of a geothermal power plant project. Then, the sensitivity analysis was carried out for each input parameter and the system reaction to the situation when one variable in calculation had been changed was tested.

Keywords: geothermal power plants, primary energy, electricity, EnergyPLAN, emissions, costs.

Thesis contains: 42 pages, 12 tables, 13 figures and 28 references.

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum  
Engineering,  
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Assistant Professor Luka Perković, PhD

Reviewers: Assistant Professor Luka Perković, PhD  
Associate Professor Domagoj Vulin, PhD  
Associate Professor Daria Karasalihović Sedlar, PhD

Date of defense: November 16, 2018, Faculty of Mining, Geology and Petroleum  
Engineering, University of Zagreb

## SADRŽAJ

POPIS TABLICA .....	iii
POPIS SLIKA .....	iv
POPIS KORIŠTENIH KRATICA .....	v
1. UVOD .....	1
2. GEOTERMALNA ENERGIJA .....	3
2.1. Potencijalni razvoj proizvodnje električne energije iz geotermalnih ležišta .....	11
2.2. Troškovi proizvodnje električne energije .....	15
2.2.1. Investicijski troškovi .....	16
2.2.2. O&M troškovi .....	18
3. METODOLOGIJA .....	19
3.1. EnergyPLAN .....	19
3.2. LCOE .....	21
3.3. IRR .....	22
3.4. NPV .....	22
3.5. Analiza osjetljivosti .....	23
4. ANALIZE REZULTATA .....	24
4.1. Analiza slučaja integracije geotermalne energije .....	25
4.1.1. Scenarij s 50 MW geotermalnih elektrana .....	25
4.1.2. Scenarij sa 100 MW geotermalnih elektrana .....	26
4.1.3. Scenarij sa 150 MW geotermalnih elektrana .....	26
4.1.4. Scenarij s 200 MW geotermalnih elektrana .....	27
4.2. Međusobna usporedba scenarija .....	28
4.2.1. Analiza rezultata s obzirom na strukturu potrošnje primarne energije .....	29
4.2.2. Analiza rezultata s obzirom na udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije .....	30
4.2.3. Analiza rezultata s obzirom na emisije CO <sub>2</sub> .....	31
4.3. Analiza niveliranog troška električne energije .....	32
4.4. Analiza unutarnje stope povrata .....	32
4.5. Neto sadašnja vrijednost .....	33

4.6. Analiza osjetljivosti .....	33
5. ZAKLJUČAK .....	38
6. LITERATURA.....	40

## POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Proizvodnja električne energije u Europskoj uniji u GWh .....	8
Tablica 2-2. Udio pojedinih izvora u proizvodnji električne energije u Europskoj uniji.....	9
Tablica 2-3. Popis projekata lokacija s dozvolama za istraživanje i proizvodnju geotermalnih fluida.....	14
Tablica 4-1. Prikaz rezultata „baznog scenarija“.....	24
Tablica 4-2. Prikaz rezultata scenarija s 50 MW geotermalnih elektrana.....	25
Tablica 4-3. Prikaz rezultata scenarija sa 100 MW geotermalnih elektrana .....	26
Tablica 4-4. Prikaz rezultata scenarija sa 150 MW geotermalnih elektrana .....	27
Tablica 4-5. Prikaz rezultata scenarija s 200 MW geotermalnih elektrana .....	28
Tablica 4-6. Usporedba scenarija .....	29
Tablica 4-7. Prikaz rezultata LCOE-a s obzirom na postotne promjene ulaznih parametara .....	34
Tablica 4-8. Prikaz rezultata NPV-a s obzirom na postotne promjene ulaznih parametara	35
Tablica 4-9. Prikaz rezultata IRR-a s obzirom na postotne promjene ulaznih parametara .	37

## POPIS SLIKA

Slika 1-1. Ovisnost o uvozu energije zemalja Europske unije .....	1
Slika 2-1. Udio pojedinih izvora u proizvodnji električne energije u Europskoj uniji 2016. godine .....	9
Slika 2-2. Proizvodnja električne energije u Hrvatskoj u odnosu na Europsku uniju po izvoru u 2016. godini .....	11
Slika 2-3. Karta lokacija s dozvolama za istraživanje i proizvodnju geotermalnih fluida za proizvodnju električne energije .....	15
Slika 2-4. Usporedba vrijednosti LCOE-a tehnologija za proizvodnju električne energije	16
Slika 2-5. Usporedba iznosa investicijskih troškova tehnologija za proizvodnju električne energije .....	18
Slika 3-1 Grafički prikaz sučelja programa EnergyPLAN, verzija 12.5 .....	20
Slika 4-1. Utjecaj instaliranog kapaciteta GE na strukturu potrošnje primarne energije ....	30
Slika 4-2. Prikaz utjecaja instaliranog kapaciteta GE na udio OIE u potrošnje električne energije .....	31
Slika 4-3. Prikaz utjecaja instaliranog kapaciteta GE na emisije CO <sub>2</sub> .....	32
Slika 4-4. Prikaz kretanja LCOE-a s promjenom ulaznih parametara .....	35
Slika 4-5. Prikaz kretanja NPV-a s postotnom promjenom ulaznih parametara .....	36
Slika 4-6. Prikaz kretanja IRR-a s postotnom promjenom ulaznih parametara .....	37

## POPIS KORIŠTENIH KRATICA

CHP – kombinirana proizvodnja električne i toplinske energije (engl. *Combined Heat and Power*)

CO<sub>2</sub> – ugljikov dioksid

fk – faktor kapaciteta elektrane

GE – geotermalna elektrana

HUPX – Mađarska burza električne energije (engl. *Hungarian Power Exchange*)

Invest – troškovi investicije (engl. *Investment costs*)

IRR – unutrašnja stopa povrata (engl. *Internal Rate Of Return*)

LCOE – nivelirani trošak proizvodnje (engl. *Levelized Cost of Energy*)

NPV – neto sadašnja vrijednost (engl. *Net Present Value*)

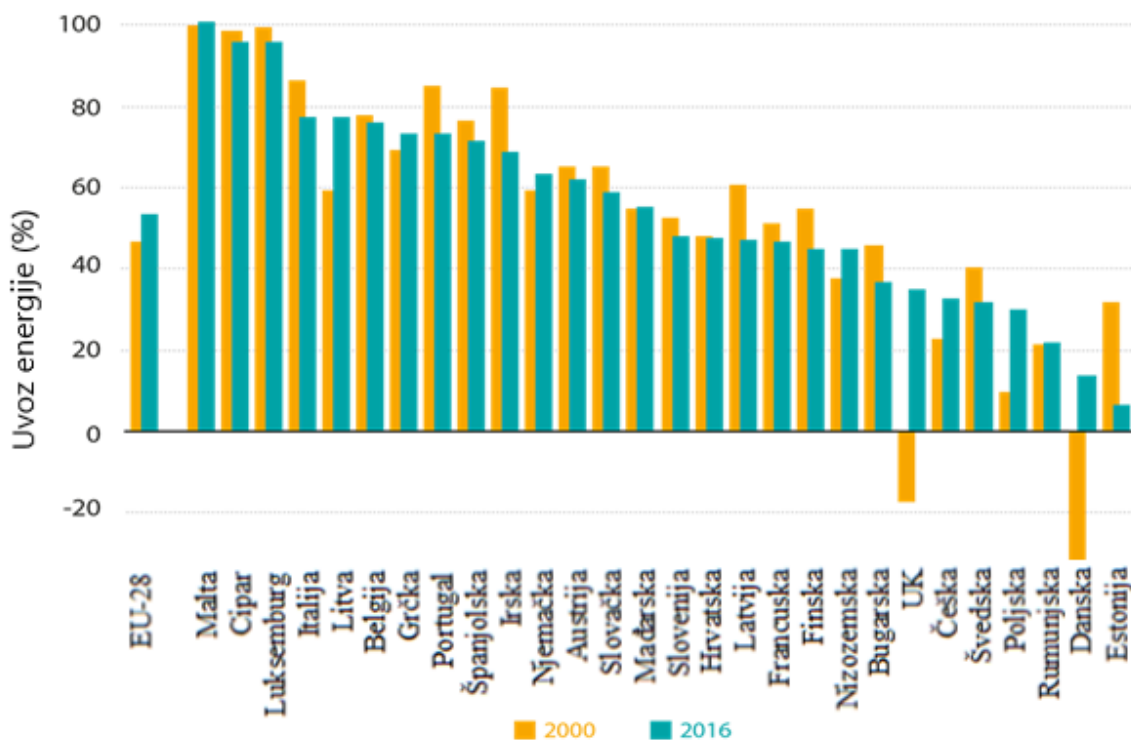
OIE – obnovljivi izvori energije

O&M – troškovi rada i održavanja (engl. *Operations and Maintenance*)



## 1. UVOD

Više od polovice ukupne potrošnje energije u Europskoj uniji dolazi iz uvoza. U 2016. godini ovisnost o uvozu energije je iznosila 53,6%, od čega je najveća ovisnost bila za sirovu naftu (87,8 %) i prirodni plin (70,4 %), zbog pada domaće proizvodnje fosilnih goriva (Eurostat, 2018a). Uvoz energije rezultira značajnim troškovima za Europsku uniju, te povećava rizik od prekida opskrbe. Mnoge su zemlje jako ovisne o jednom dobavljaču energije, uključujući i one koje se u potpunosti oslanjaju na uvoz prirodnog plina iz Rusije, posebice zemlje jugoistočne Europe. Ta ovisnost ostavlja ih ranjivima na poremećaje opskrbe, bilo da su uzrokovane političkim ili trgovinskim sporovima, ili kvarom infrastrukture. Na primjer, plinski spor između Rusije i Ukrajine kao tranzitne zemlje 2009. godine ostavio je mnoge zemlje Europske unije u ozbiljnim nestašicama. Među njima je i Hrvatska čija ovisnost o uvozu ruskog plina raste. Slika 1-1 daje prikaz ovisnosti zemalja Europske unije o uvozu energije u 2016 godini u odnosu na 2010. godinu.



Slika 1-1. Ovisnost o uvozu energije zemalja Europske unije (Eurostat, 2018b)

Povećanje potražnje energije i ovisnosti o uvozu energije, nestabilne cijene energenata, prekidi opskrbe i emisije stakleničkih plinova neki su od problema s kojima se Europska unija suočava. Kako bi se suprotstavila ovim problemima Europskoj uniji je potreba jasna energetska strategija. Tri glavna cilja Energetske politike Europske unije su:

- sigurnost opskrbe,
- konkurentnost,
- održivost (EUR-Lex, 2006).

Značajnu ulogu u smanjenju emisija ugljičnog dioksida ima primjena obnovljivih izvora energije. Njihova prednost je proizvodnja energije uz nikakve ili vrlo niske emisije stakleničkih plinova, te mogućnost domaće proizvodnje unutar Europske unije. Svojim prednostima nameću se kao rješenje u ostvarivanju prethodnih ciljeva. Kao dio svoje dugoročne energetske strategije, Europska unija je postavila energetske i klimatološke ciljeve za 2020. i 2030. godinu. Ciljevi obuhvaćaju smanjenje emisija, poboljšanu energetska učinkovitost i povećani udio obnovljivih izvora energije u energetska kombinaciji Europske unije.

Ciljevi za 2020:

- 20% manje stakleničkih plinova u usporedbi s razinama iz 1990. godine,
- 20 % udjela OIE u ukupnoj energetska potrošnji,
- ušteda energije od 20% ili više (u odnosu na onu koja se do 2020. očekuje u slučaju neprovođenja mjera).

Ciljevi za 2030:

- smanjenje emisije stakleničkih plinova za 40% u usporedbi s razinama iz 1990. godine,
- 27% udjela OIE u ukupnoj energetska potrošnji,
- najmanje 27% uštede energije u usporedbi s uobičajenim scenarijima,
- 15% elektroenergetske interkonekcije (tj. da se 15% električne energije proizvedene u Europskoj uniji može prevesti u druge zemlje Europske unije) (European Union, 2018).

Osim ciljeva za 2020. i 2030. godinu postavljen je i dugoročni cilj smanjenja emisija stakleničkih plinova za 80-95% u usporedbi s razinama iz 1990. do 2050. godine.

U sklopu euro-integracijskih procesa Republika Hrvatska je cjelokupni koncept reforme energetskeg sektora prilagodila zahtjevima Europske unije, kroz pravni i institucijski okvir. U skladu s Direktivom 2001/77/EZ pripremljen je Akcijski plan za obnovljive izvore energije do 2020. godine kojeg je Republika Hrvatska bila dužna izraditi u okviru pregovora u poglavlju 15. Energetika, a sadrži i neke odredbe Direktive 2009/28/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o promicanju uporabe energije iz obnovljivih izvora energije. Akcijskim planom za obnovljive izvore određena je dugoročna perspektiva do 2020. godine, s procenom na 2030. godinu i plan aktivnosti u svrhu razvoja infrastrukture obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj. Strategijom energetskeg razvoja usvojen je udio OIE, uključujući velike hidroelektrane, u bruto neposrednoj potrošnji energije za 2020. godinu od 20% ispunjavanjem sljedećih ciljeva:

- održavanje 35% udjela OIE uključujući velike hidroelektrane u ukupnoj potrošnji električne energije
- 10% udjela OIE korištenih u svim oblicima prijevoza u odnosu na potrošnju benzina, dizelskog goriva, biogoriva u cestovnom i željezničkom prijevozu te ukupne električne energije korištene u prijevozu
- 20% udjela OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije za grijanje i hlađenje (Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, 2010).

Praćenje emisija ugljikovog dioksida ima veliko značenje za energetiku budući da je CO<sub>2</sub> najznačajniji antropogeni uzročnik globalnog zatopljenja. Najveći utjecaj na ukupne emisije CO<sub>2</sub> imaju emisije uslijed izgaranja fosilnih goriva. U 2016. godini emisija CO<sub>2</sub> iz pokretnih i nepokretnih energetskeg izvora iznosila je 15,7 milijuna tona u Hrvatskoj (Vuk et al., 2017). Posljednje dvije godine cijena emisija CO<sub>2</sub> je porastu. U listopadu 2018. godine cijena emisija CO<sub>2</sub> na tržištu je iznosila 18,7 €/tCO<sub>2</sub>, što je porast za čak 151% u odnosu na isto razdoblje u 2017. godini (Markets Insider, 2018).

## **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. Pod pojmom "geotermalna energija" danas smatramo onu energiju koju možemo pridobiti iz Zemljine kore i koristiti u energetske ili neke druge svrhe. Količina topline iz Zemljine unutrašnjosti je procijenjena na 42 TW. Od ukupne procijenjene količine topline iz Zemljine kore dolazi 8 TW, 32,3 TW iz plašta, a tek 1,7 TW dolazi iz Zemljine jezgre. Ukupna toplinska energija Zemlje se može procijeniti na  $12,6 \times 10^{24}$  MJ, od čega Zemljina kora sadrži  $5,4 \times 10^{21}$  MJ, ali jako mali dio te energije se može ekonomično iskoristiti. S obzirom na količinu takve energije koja je tako velika da se može smatrati skoro neiscrpnom, geotermalna energija smatra se obnovljivim izvorom. Iskorištavanjem geotermalne vode u zatvorenom krugu kojeg čine: proizvodna bušotina, instalacija za iskorištavanje geotermalne vode, te utisna bušotina, ostvaruje se energetski dugovječan režim crpljenja i ekološki prihvatljiv proces. 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. Njegova srednja vrijednost za Europu iznosi  $0,03^\circ\text{C}/\text{m}$ , dok se u Republici Hrvatskoj bitno razlikuju dva područja: Dinaridi i Jadran s geotermalnim gradijentom između  $0,015 - 0,025^\circ\text{C}/\text{m}$  i Panonski dio s geotermalnim gradijentom preko  $0,04^\circ\text{C}/\text{m}$  (Bošnjak et al., 1998).

Tipovi geotermalnih ležišta su: hidrotermalna, suhe i vruće stijene, geotlačna, magma i duboka hidrotermalna ležišta. Da bi proizvodnja iz geotermalnog ležišta bila ekonomski isplativa mora postojati veliki toplinski izvor, propusno ležište, dobava vode (obnavljanje) i pokrovni sloj nepropusne stijene (DiPippo, 2012). Trenutno se samo hidrotermalna ležišta komercijalno koriste za proizvodnju električne energije (Beerepoot i Frankl, 2011).

Mogućnost korištenja geotermalne energije ovisi o temperaturi geotermalnog fluida. Temperatura je najčešća mjera podjele geotermalnih resursa. Prema temperaturi geotermalnog fluida geotermalni resursi se dijele niskotemperaturne ( $<90^\circ\text{C}$ ) srednjetemperaturne ( $90-150^\circ\text{C}$ ) i visoko temperaturne ( $>150^\circ\text{C}$ ). Visokotemperaturnim resursima mogu dominirati ili voda ili para, srednjetemperaturnim gotovo samo voda, a svim niskotemperaturnim samo voda (Williams et al., 2011). Geotermalni fluid je smjesa vode, raznih plinova, otopljenih soli i minerala. Toplina dobivena iz niskotemperaturnih i srednjetemperaturnih izvora koristi se za grijanje i hlađenje zgrada, u poljoprivrednoj proizvodnji i industriji. Najvažniji način iskorištavanja visokotemperaturnih izvora je proizvodnja električne.

Proizvodnja električne iz geotermalne energije zahtijeva paru za pogon turbina. Suha ili vlažna para se može proizvesti iz visokotemperaturnih ležišta. Paru pri eksploataciji srednjetermaturnih ležišta moguće je dobiti isparavanjem fluida s nižom točkom ključanja od vode. Ovisno o termodinamičkim svojstvima geotermalnih fluida, moguće je primijeniti nekoliko tehnoloških procesa za pretvorbu toplinske u električnu energiju. 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 (Bošnjak, et al., 1998).

Tri osnovna tipa postrojenja koji se koriste su: postrojenja sa suhom parom, postrojenja s isparavanjem (jednostrukim i dvostrukim) i binarna postrojenja. Odabir procesa koji će se koristiti kod izgradnje nove elektrane ovisi o vrsti geotermalnog izvora energije, tj. o temperaturi, dubini i kvaliteti vode i dobivene pare iz geotermalnog ležišta. U nastavku će biti opisani osnovni procesi proizvodnje električne energije:

- 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, et al., 1998). Geotermalni fluid ne sadrži visoko mineraliziranu vodu koju treba odlagati, a plinovi kao što su ugljični dioksid, sumporovodik, metan postoje samo u tragovima stoga je ovaj način jednostavniji i jeftiniji od ostalih, ali se jako rijetko može primijeniti (DiPippo, 2012).
- 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. Iako su provedena testiranja na uređajima koji mogu prihvatiti dvofazni protok, konvencionalni princip podrazumijeva odvajanje faza i korištenje samo pare. Poželjno je korištenje pare čistoće najmanje 99,995% za pogon turbine. Voda koja se odvoji u separatoru može se utiskivati, primijeniti u svrhu grijanja korištenjem izmjenjivača topline ili se pri nižem tlaku može djelomično pretvoriti u paru koja se zatim primjenom turbine niskog tlaka koristi za proizvodnju električne energije. Elektrane u kojima se koristi samo primarna visokotlačna para nazivaju se elektrane s jednostrukim isparavanjem (engl. *Single-Flash plants*), dok elektrane koje koriste i visokotlačnu i niskotlačnu

paru su elektrane s dvostrukim isparavanjem (engl. *Double-Flash plants*). Termin jednostruka separacija podrazumijeva samo jedan proces separacije geotermalnog fluida tj. proces odvajanje vode i pare iz tekućine pod tlakom, kao rezultat pada tlaka geotermalnog fluida ispod tlaka zasićenja koji odgovara temperaturi fluida. Jednostruka separacija je relativno jednostavan način pretvorbe geotermalne energije u električnu, te ne zahtijeva mnogo zemljišnog prostora usporedbi s drugim procesima proizvodnje električne energije. Kada je temperatura vode izdvojene iz separatora dovoljno visoka, može se još jednim korakom djelomično pretvoriti u paru što je proces dvostrukog isparavanja. Postrojenje s dvostrukim isparavanjem je kompleksnije, skuplje, zahtjeva veće troškove, te također veća održavanja, međutim dodatna energija koja se može dobiti, često opravdava njegovu instalaciju (DiPippo, 2012).

- Binarni ciklus (engl. Binary cycle) se primjenjuje u slučajevima geotermalnih izvora s temperaturom od 150°C i nižom, kada je komplicirano separirati paru iz geotermalnog fluida na ekonomičan i efikasan način. Binarna postrojenja omogućavaju pretvorbu geotermalne topline iz ležišta s velikim udjelom vode i otopljenih plinova u električnu energiju efikasnije nego ostale tehnologije i bez potrebe zbrinjavanja proizvedenih plinova. U ovom procesu geotermalni fluid predaje toplinu sekundarnom, radnom, fluidu u izmjenjivačima topline, koji ima nižu točku isparavanja od vode. Radni fluid isparava u izmjenjivačima topline, i koristi se u klasičnom Rankine ciklusu za proizvodnju električne energije. Proces se još naziva organski Rankine ciklus (ORC). Para se nakon prolasku kroz turbinu kondenzira u vodom ili zrakom hlađenom kondenzatoru i vraća se u isparivač pomoću pumpe. Tipični radni fluidi su ugljikovodici propan, izobutan, izopentan, te amonijak (DiPippo, 1999). Pravilnim odabirom radnog fluida povećava se toplina preuzeta s geotermalnog fluida. Radni fluid treba biti odabran prema povoljnim termodinamičkim svojstvima, a glavni zahtjev je termodinamička podudarnost s određenim karakteristikama geotermalnog fluida, ponajviše s temperaturom. Geotermalni fluid ne dolazi u dodir s pokretnim dijelovima elektrane, nakon što preda toplinu radnom fluidu utiskuje se natrag ležište čime se umanjuju štetni učinci erozije, taloženju kamenca. Prethodno opisane karakteristike osiguravaju visoku iskoristivost binarnih elektrana uz siguran i

ekonomičan rad, što nije u istoj mjeri moguće procesom isparavanja (DiPippo, 2012).

Proizvodnja električne energije iz geotermalnih elektrana nije podložna utjecaju meteoroloških uvjeta, za razliku od ostalih obnovljivih izvora. To omogućava stabilnu proizvodnju, što rezultira visokim faktorima kapaciteta u rasponu od 60% do 90%, te čini tehnologiju prikladnom za baznu proizvodnju električne energije (International Energy Agency, 2018). Nakon puštanja u pogon geotermalne elektrana može se proizvoditi energija 24 sata dnevno uz niske troškove rada i održavanja, te bez troškova goriva za pogon. Potrebna je samo energija za pokretanje vodenih pumpi koju elektrana proizvodi sama za sebe. Obnovljivost i održivost iskorištavanja geotermalne energije se postiže utiskivanjem, ranije proizvedenog, fluida ponovno u ležište gdje konduktivnim i konvektivnim prijelazom topline iz zemlje preuzima toplinu. Postrojenja za proizvodnju električne energije zauzimaju relativno malo prostora, ne zahtijevaju skladišni prostor i transport proizvoda. S obzirom na to da nema sagorijevanja goriva proizvodnja električne energije iz geotermalnih izvora ne stvara emisije štetne za okoliš, a također zamjenjuje fosilna goriva kao najvećeg uzročnika stakleničkih plinova u atmosferi. Kao i kod svake energije tako i u procesu korištenja geotermalne energije postoje utjecaji na okoliš, a to su: emisija proizvedenih plinova i para, zagrijavanje okoliša, buka. Međutim, ti utjecaji neznatni usporedbi s konvencionalnim elektranama (Pravica, et al, 2006).

Proizvodnja električne energije iz geotermalnih elektrana 2016. godine iznosila je oko 84 TWh na globalnoj razini, dok je kumulativni kapacitet iznosio nešto više od 13 GW, a do 2021. se očekuje porast kapaciteta na 17 GW (International Energy Agency, 2018). Beerepoot i Frankl (2011) predviđaju da će se do 2050. godine oko 1400 TWh električne energije proizvoditi iz geotermalnih izvora na godišnjoj razini. Time bi udio u svjetskoj proizvodnji električne energije iznosio 3.5%. Također pretpostavljaju da će glavnu ulogu u razvoju geotermalne energije osim konvencionalnih visokotemperaturnih ležišta imati duboka niskotemperaturna i srednjetemperaturna hidrotermalna ležišta uz moguće komercijalno iskorištavanje suhih vrućih stijena kao izvora geotermalne energije od 2030. godine.

Europa mali udio od ukupne proizvodnje električne energije pridobiva iz geotermalne energije (Slika 2-1). Proizvodnja električne energije iz geotermalnih elektrana u Europskoj

uniji 2016. iznosila je 6,19 TWh kako i prikazuje Tablica 2-1, što je udio u ukupnoj proizvodnji električne energije od 0,2% kao što prikazuju Tablica 2-2. U 2016. godini zabilježen je prorast proizvodnje električne energije iz geotermalnih izvora za 1,5% u odnosu na prethodnu godinu, dok sljedeća godina bilježi pad 0,9% posto, na 6,13 TWh, ali bez promjene udjela kroz te tri godine.

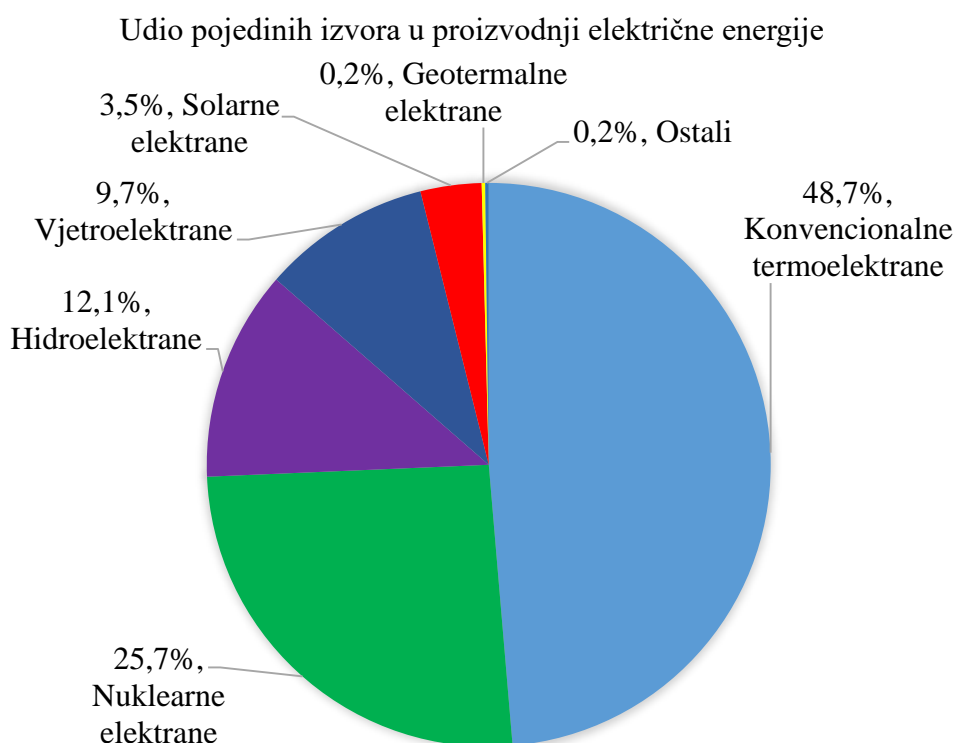
Tablica 2-1. Proizvodnja električne energije u Europskoj uniji u GWh (Eurostat, 2018c)

	Proizvodnja električne energije (GWh)				
	2015	2016	2017	2016/15	2017/16
Konvencionalne termoelektrane	1477236	1508772	1486057	2,1%	-1,5%
Nuklearne elektrane	812535	795629	786005	-2,1%	-1,2%
Hidroelektrane	365509	374593	317023	2,5%	-15,4%
od čega reverzibilne	29564	29561	-	0,0%	-
Vjetroelektrane	299498	300233	358987	0,2%	19,6%
Solarne elektrane	106938	109750	118653	2,6%	8,1%
Geotermalne elektrane	6098	6188	6134	1,5%	-0,9%
Ostalo	5813	4674	-	-19,6%	-
Ukupna proizvodnja	3073627	3099839	3074892	0,9%	-0,8%



Tablica 2-2. Udio pojedinih izvora u proizvodnji električne energije u Europskoj uniji (Eurostat, 2018c).

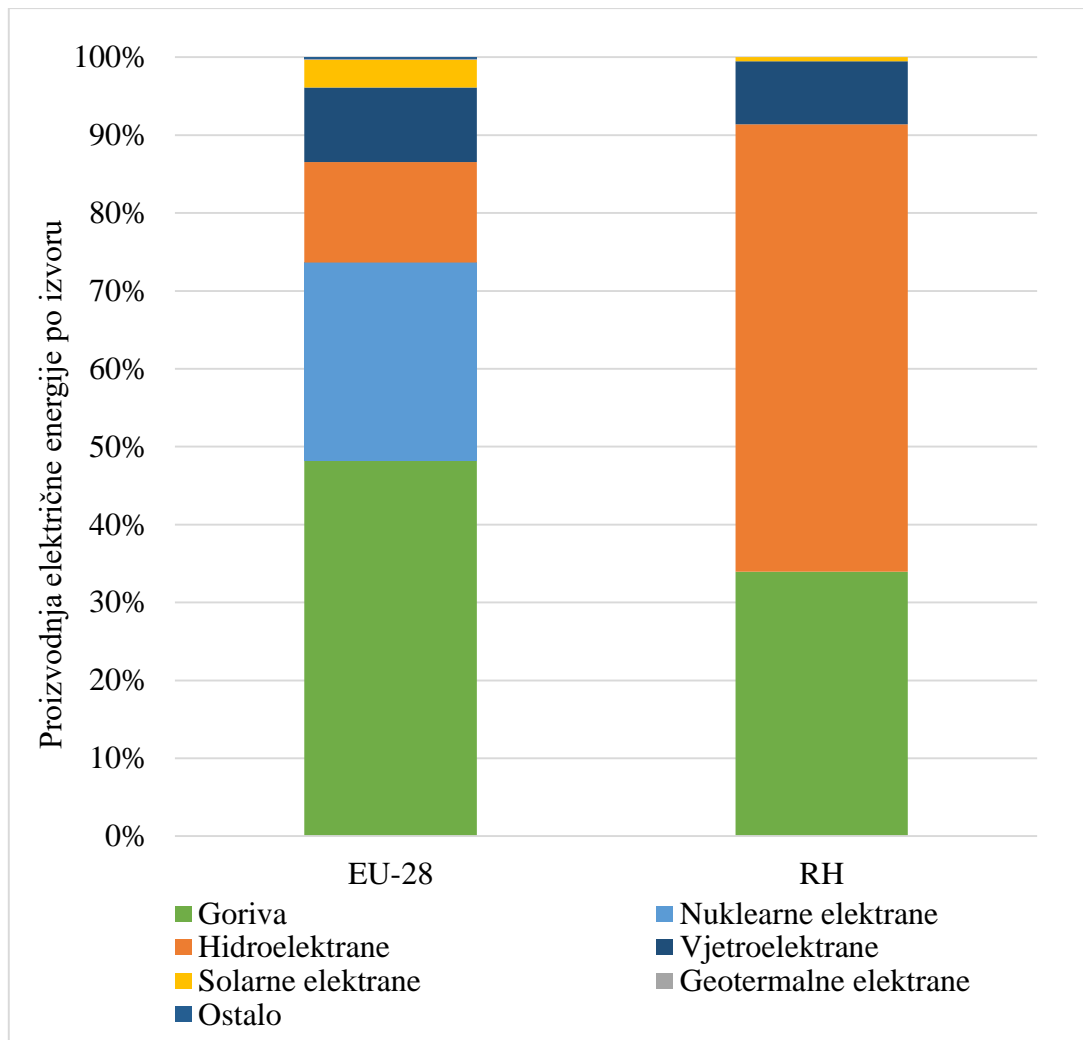
	Udio pojedinih izvora (%)		
	2015.	2016.	2017.
Konvencionalne termoelektrane	48,1%	48,7%	48,3%
Nuklearne elektrane	26,5%	25,7%	25,6%
Hidroelektrane	11,9%	12,1%	10,3%
Vjetroelektrane	9,7%	9,7%	11,7%
Solarne elektrane	3,5%	3,5%	3,9%
Geotermalne elektrane	0,2%	0,2%	0,2%
Ostali	0,2%	0,2%	-



Slika 2-1. Udio pojedinih izvora u proizvodnji električne energije u Europskoj uniji 2016. godine (Eurostat, 2018c)

U Europskoj uniji u 2016. godini 44% korištene električne energije došlo je termoelektrana na fosilna goriva, a 30% iz obnovljivih izvora od čega su najveći udio od 12% imale hidroelektrane, zatim vjetroelektrane 9%, biogoriva 6%, te solarne elektrane 3% (Eurostat, 2018b).

Polagani izlazak Hrvatske iz ekonomske krize i porast gospodarskih aktivnosti uzrokuje rast ukupne potrošnje energije u Hrvatskoj. Ukupna proizvodnja primarne energije u 2016. godini povećana je za 2% u odnosu na prethodnu godinu te je, uključujući OIE, iznosila, 51,53 TWh, dok je ukupna potrošnja energije u Hrvatskoj u 2016. godini povećana je u odnosu na ostvarenu ukupnu potrošnju u prethodnoj godini za 1,7 posto, te je iznosila 99,65 TWh (Vuk et al., 2017). Udio obnovljivih izvora energije u ukupnoj potrošnji energije dobiven primjenom EIHP metodologije iznosio je u 2016. godini 32,2 posto, tj. oko 23,5 posto ako se primjeni Eurostat metodologija s 23,44 TWh. Ukupna proizvodnja električne energije u Hrvatskoj iznosila je u 2016. godini 12,81 TWh, pri čemu je iz obnovljivih izvora energije, uključujući i velike hidroelektrane, proizvedeno oko 66,8 posto. Najveći udio u obnovljivim izvorima imale su velike hidroelektrane s 54,1 posto, dok je 12,7 posto električne energije proizvedeno iz ostalih obnovljivih izvora (energija vjetra, male hidroelektrane, biomasa, bioplin i fotonaponski sustavi) (Vuk et al., 2017). Slika 2-2 prikazuje proizvodnju električne energije u Hrvatskoj u odnosu na Europsku uniju po izvoru u 2016. godini.



Slika 2-2. Proizvodnja električne energije u Hrvatskoj u odnosu na Europsku uniju po izvoru u 2016. godini (Eurostat, 2018b)

Ukupna potrošnja električne energije u Republici Hrvatskoj u 2016. godini iznosila je 18,35 TWh te je bila za 0,9 posto veća u odnosu na prethodnu godinu, dok je neto potrošnja iznosila 16,54 TWh. U ukupnoj potrošnji električne energije u Hrvatskoj, električna energija proizvedena iz obnovljivih izvora energije sudjelovala je s 46,7 posto pri čemu je električna energija proizvedena u velikim hidroelektranama ostvarila udio od 37,8 posto.

## 2.1. Potencijalni razvoj proizvodnje električne energije iz geotermalnih ležišta

Geotermalna energija se u Republici Hrvatskoj već nekoliko stoljeća koristi u medicinske svrhe i rekreaciju. Ispitivanjem naftnih bušotina istovremeno su ispitane pojedine bušotine geotermalnih ležišta. Razvojem naftne industrije stvorena je i predispozicija razvoja

iskorištavanja geotermalne energije. Time je omogućeno korištenje geotermalne i za grijanje, poljoprivredu, ali i proizvodnju električne energije.

S obzirom na temperaturu geotermalnog fluida, sva se ležišta u Hrvatskoj mogu podijeliti u dvije skupne:

- ležišta s temperaturom višom od 100 °C (srednjetemperaturna),
- ležišta s temperaturom nižom od 100 °C (niskotemperaturna) (Bošnjak et al., 1998).

Tijekom istraživanja nafte i plina otkriveno je nekoliko geotermalnih izvora potencijalnih za proizvodnju električne energije uz primjenu binarnog ciklusa. S obzirom na temperaturu mogu se klasificirati kao srednjetemperaturna npr. Lunjkovec-Kutnjak (140°C), Ferdinandovac (125°C), Babina Greda (125°C) i Rečica (120°C), te Velika Ciglena (170°C) (Golub i Kurevija, 2007).

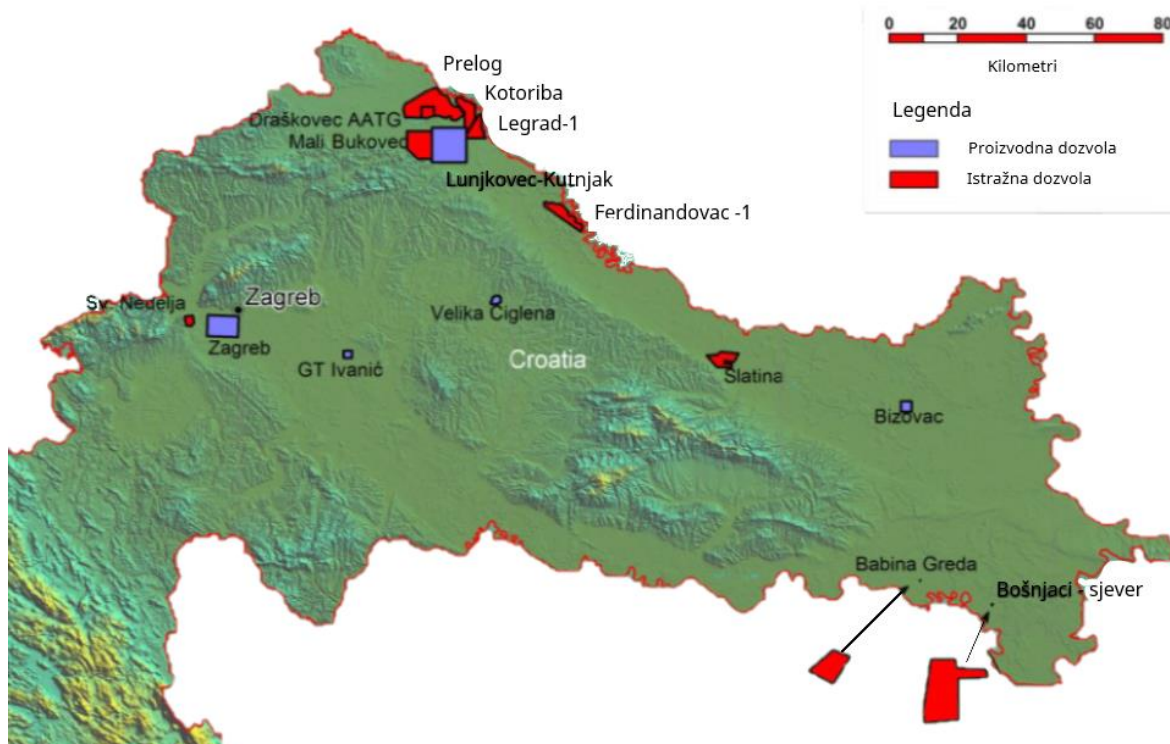
Zainteresiranost kako domaćih tako i stranih ulagača za razvoj geotermalnih elektrana u Hrvatskoj raste u zadnjih nekoliko godina. Uz dosadašnje postojeće dozvole za proizvodnju električne energije iz ležišta Lunjkovec-Kutnjak i Velika Ciglena, odobreno je još 8 novih dozvola za istraživanje i za proizvodnju na lokacijama Draškovec, Prelog, Kotoriba, Legrad-1, Mali Bukovec, Ferdinandovac-1, Slatina i Babina Greda (Tablica 2-3). Turski investitor MB Holding jer preuzeo tri postojeće dozvole za istraživanje i dvije postojeće dozvole za proizvodnju na poljima Kotoriba, Legrad-1, Ferdinandovac-1, Lunjkovec-Kutnjak i Velika Ciglena u sjeverozapadnom dijelu Hrvatske. Kotoriba, Legrad-1 i Mali Bukovec su izabrani na temelju rezultata istraživanja iz susjednog proizvodnog polja Kutnjak-Lunjkovec s obzirom na to da cijelo područje ima slične geološke i hidrodinamičke karakteristike s visokim geotermalnim potencijalom (Živković et al., 2017). Na proizvodnoj bušotini Kutnjak-1 na polju Kutnjak-Lunjkovec 2004. godine je provedeno ispitivanje. Protok fluida je bio 55 l/s erupcijom s temperaturom od 140°C (Kurevija i Gregurić, 2008). Područje općine Ferdinandovac ima izuzetno visok geotermalni gradijent većinom preko 0.055°C/m s temperaturom vode iznad 160°C. U bušotini Ferdinandovac-1 je vodonosnik dosegnut na dubini od 2223,5 m s temperaturom od 125°C (Živković et al., 2017).

Na lokaciji Velika Ciglena pridobivat će se geotermalni fluid iz dvije proizvodne bušotine. Geotermalni fluid s temperaturom na ušću od 160-170°C će se koristiti za proizvodnju električne energije u ORC ciklusu. Turbina koja će se instalirati imat će izlaznu snagu 16

MW električne energije. Nositelj projekta je tvrtka GEOEN d.o.o. (Živković et al., 2017). U Draškovcu je u tijeku izgradnja geotermalne elektrane od strane švicarskog investicijskog fonda CloZEd Loop Energy i njegove hrvatske tvrtke AAT Geothermae. Geotermalni fluid će se pridobivati iz bušotine s dubine od 1825 do 1875 metara, skupa s otopljenim plinovima, pretežito metanom. Geotermalni fluid će se iskorištavati u binarnom ciklusu, a izdvojeni plinovi kao gorivo u plinskom motoru koji pokreće generator, dok će se ugljikov dioksid koji nastaje u procesu proizvodnje vraćati natrag u ležište iz kojeg se eksploatira. Cjelokupni plan projekta je instalacija elektrane kapaciteta do 18 MW električne energije (Rybach et al., 2015). Slika 2-3 prikazuje lokacije s dozvolama za istraživanje i proizvodnju geotermalnih fluida za proizvodnju električne energije.

Tablica 2-3. Popis projekata lokacija s dozvolama za istraživanje i proizvodnju geotermalnih fluida (Živkovic et al., 2017)

Lokalitet	Naziv postrojenja	Kapacitet (MWe)	Vrsta dozvole
Draškovec	Draškovec	3,1	Istraživanje
Prelog	Prelog	-	Istraživanje
Kotoriba	Kotoriba	5	Istraživanje
Legrad	Legrad-1	5	Istraživanje
Mali Bukovec	Mali Bukovec	5	Istraživanje
Ferdinandovac	Ferdinandovac-1	5	Istraživanje
Slatina	Slatina	-	Istraživanje
Babina Greda	Babina Greda	1	Istraživanje
Lunjkovec- Kutnjak	Kutnjak	2,5	Proizvodnja
Velika Ciglena	Marija 1	10	Proizvodnja



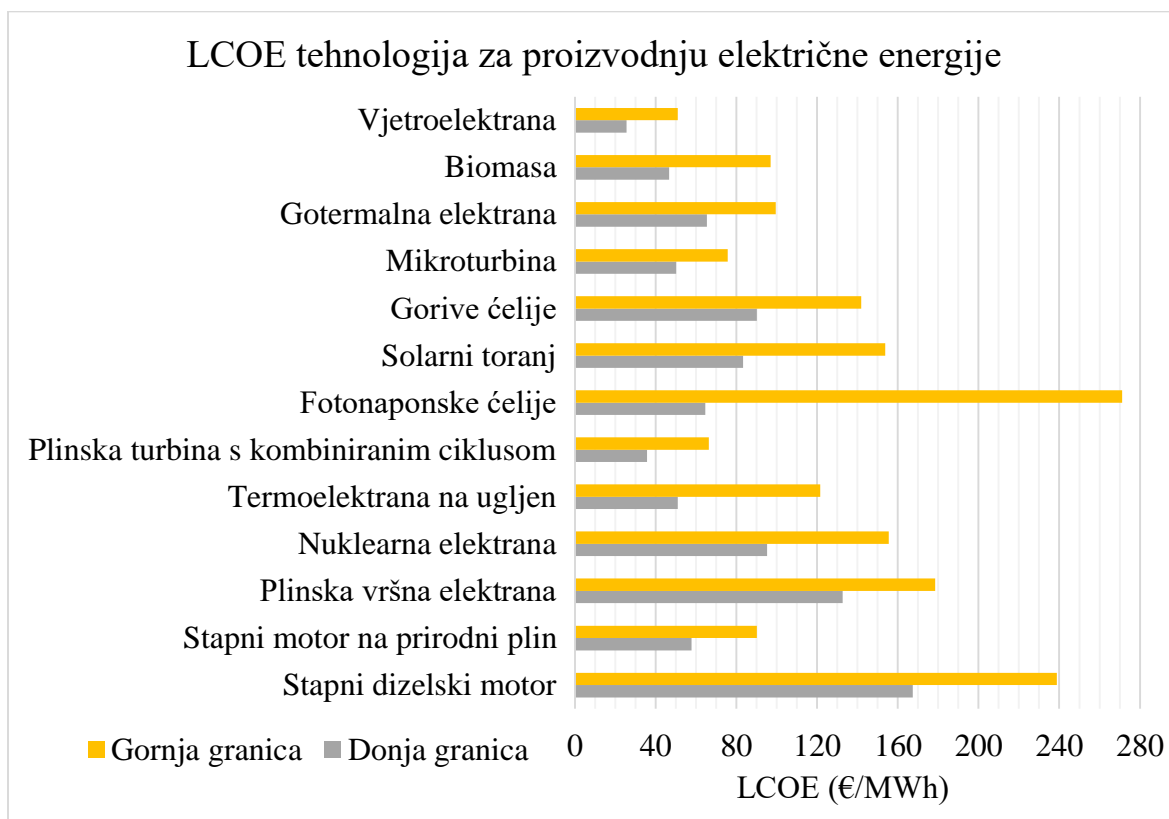
Slika 2-3. Karta lokacija s dozvolama za istraživanje i proizvodnju geotermalnih fluida za proizvodnju električne energije (Kolbah et al., 2015)

Ukupni geotermalni energetski potencijal u Republici Hrvatskoj bi mogao iznositi oko 45,8 MWe (Bošnjak et al., 1998).

## 2.2. Troškovi proizvodnje električne energije

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 (Beerepoot i Frankl, 2011). Financijska isplativost iskazana internom stopom rentabilnosti ovisi o energetskim 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 et al., 1998). Iskorištavanje visokotemperaturnih geotermalnih resursa za proizvodnju električne energije u većini slučajeva je konkurentno konvencionalnim elektranama, no još uvijek potrebno smanjiti LCOE manje konvencionalnih geotermalnih elektrana. Nivelirani trošak

proizvodnje definiraju: iznos investicijskog ulaganja, troškovi rada i održavanja, podrijetlo investiranih sredstava i načini osiguranja, te životni vijek postrojenja. Različiti sustavi financiranja značajno određuju troškove proizvodnje električne energije i očekivane stopa povrata na ulaganja (Beerepoot i Frankl, 2011). Lazard (2017) iznos LCOE-a geotermalnih elektrana na svjetskoj razini proračunava u rasponu od 66 do 101 €/MWh. Slika 2-4 Prikazuje usporedbu iznosa LCOE-a tehnologija za proizvodnju električne energije.



Slika 2-4. Usporedba vrijednosti LCOE-a tehnologija za proizvodnju električne energije (Lazard, 2017)

### 2.2.1. Investicijski troškovi

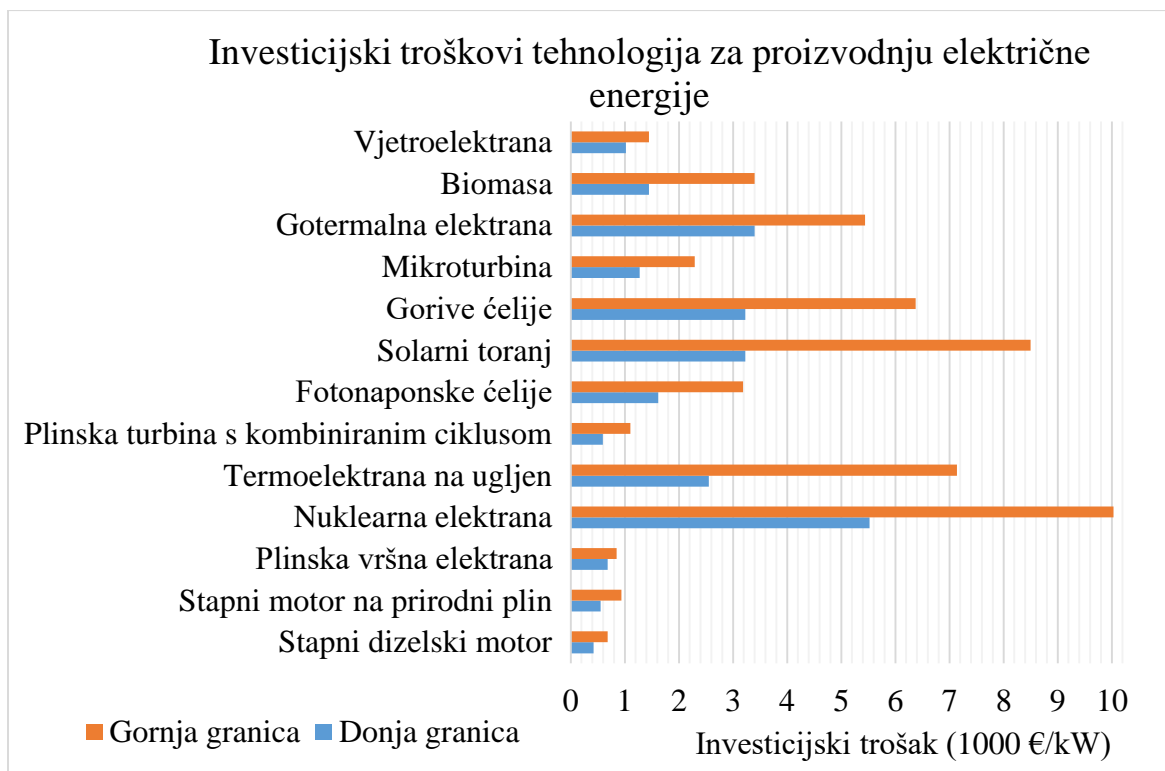
Ukupni investicijski trošak geotermalnih elektrana je jako varijabilan jer ovisi o širokom rasponu uvjeta: temperaturi i tlaku resursa, dubini ležišta i propusnosti, kemijskim svojstvima geotermalnog fluida, lokaciji, cijeni bušenja, broju, veličini i vrsti postrojenja, te je li postrojenje novo ili nadogradnja postojećeg. Na troškove projekta snažno utječu cijene roba kao što su nafta, čelik, cement. Ovisno o načinu iskorištavanja geotermalne energije ovisit će i veličina investicijskih ulaganja. Kao i ostale obnovljive izvore izgradnju



geotermalnih elektrana općenito karakteriziraju relativno intenzivna ulaganja po jedinici instalirane snage, znatno veća u odnosu na korištenje samo toplinske energije (Beerepoot i Frankl, 2011). Investicijske troškove geotermalne elektrane čine:

- troškovi istraživanja i procjene resursa,
- troškovi eksploatacije,
- terenska infrastruktura sa sabirnim sustavom, sustavom odlaganja fluida i drugom površinskom opremom,
- troškovi same elektrane,
- troškovi razvoja projekta i mreže (IRENA, 2018).

Negativna strana ovih postrojenja jesu skupa i neizvjesna istražna bušenja i ispitivanja za procjenu dubine toplinskih resursa, koja prethode izgradnji geotermalne elektrane, u odnosu na relativno jednostavna mjerenja brzine vjetra i sunčevog zračenja. 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 koju 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 izrade bušotina (Bošnjak et al., 1998). Trenutno kapitalni troškovi prema Lazard (2017) za geotermalnu elektranu iznose između 3440 i 55033 €/kWh. Najveće investicije zahtijevaju binarne elektrane za iskorištavanje niskotemperaturnih i srednjetemperaturnih resursa, posebno u Europi (Beerepoot i Frankl, 2011). Slika 2-5 Prikazuje usporedbu investicijskih troškova tehnologija za proizvodnju električne energije.



Slika 2-5. Usporedba iznosa investicijskih troškova tehnologija za proizvodnju električne energije (Lazard, 2017)

### 2.2.2. O&M troškovi

Geotermalne elektrane imaju ograničene i osjetno manje O&M troškove od ostalih postrojenja jer ne zahtijevaju gorivo za pogon. Operativni troškovi ovise o lokaciji, veličini, vrsti i broju postrojenja, upotrebi daljinskog upravljanja. Ako se u O&M troškove uračunava razrada bušotina oni se znatno povećavaju (Beerepoot i Frankl, 2011). Konvencionalne elektrane, kao recimo kombinirano postrojenje s plinskom turbinom zahtjeva niska kapitalna ulaganja koji 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. O&M troškovi se kreću se od 26–34 €/MWh (Lazard, 2017).

### **3. METODOLOGIJA**

U ovom diplomskom radu usporedit će se stanje energetskeg sustava Republike Hrvatske koristeći bazni scenarij za 2016. godinu, koji će se usporediti s četiri scenarija koja podrazumijevaju integraciju, odnosno povećanja kapaciteta geotermalnih elektrana, u postojeći energetske sustav. Svaki od njih bit će promatran kroz strukturu potrošnje primarne energije, udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije, te emisije CO<sub>2</sub>. Obradit će se četiri scenarija koja podrazumijevaju povećanje kapaciteta geotermalnih elektrana u koracima od 50 MW

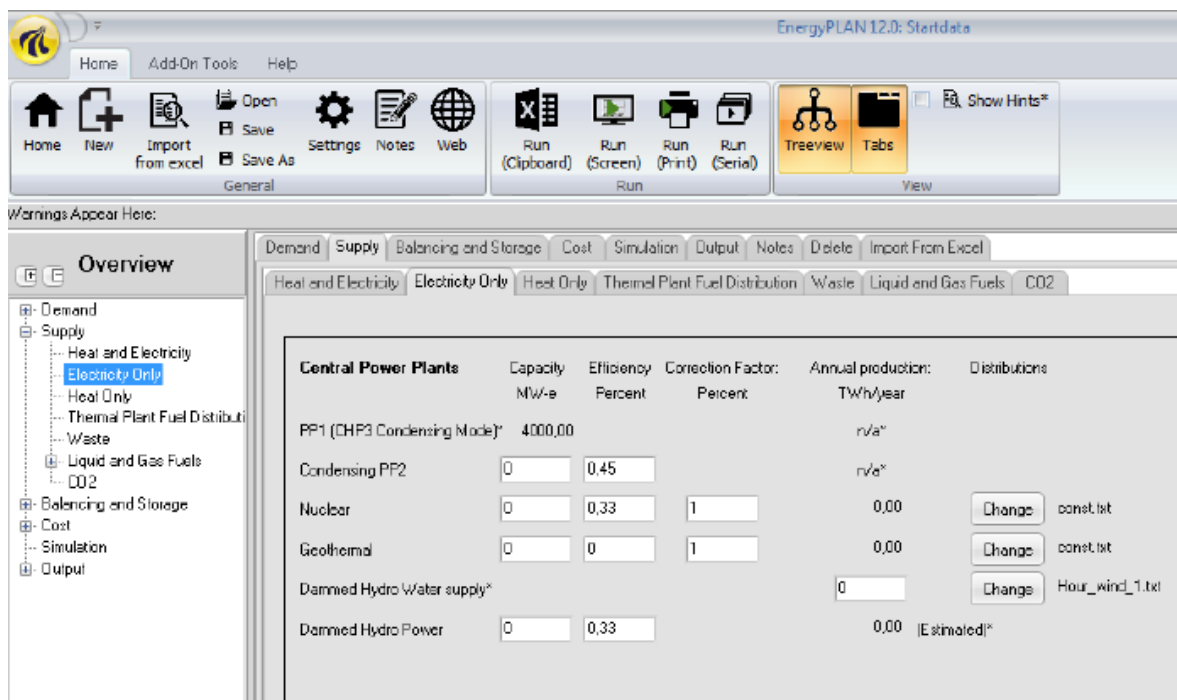
Također provesti će se neke metode procjene investicije, procjene dobiti i troška (engl. cost-benefit analysis), za hipotetsko geotermalno postrojenje. Metode koje će se biti provedene su IRR, NPV, uz to će biti napravljen proračun za LCOE, te analiza osjetljivosti za LCOE, kao i NPV i IRR. Proračuni i grafovi će biti napravljeni u programu MS Office Excel.

#### **3.1. EnergyPLAN**

Za analizu i usporedbu scenarija ovog rada korišten je besplatni računalni program EnergyPLAN\_125. Metoda se sastoji od modeliranja energetskeg sustava pomoću programa EnergyPLAN i obrade rezultata u programu MS Office Excel.

Program EnergyPLAN se razvija i proširuje od 1999. godine kao računalni program koji se koristi za analizu energetskeg sustava. Njegova glavna svrha je pomoć pri planiranju nacionalnih energetskeg strategija na temelju tehničkih i tržišno-ekonomskih analiza različitih nacionalnih energetskeg sustava, a se primjenu nalazi kako na europskoj razini tako i na lokalnoj razini, odnosno na razini gradova i općina. Analiza se u EnergyPLANU provodi za svaki sat kroz godinu, odnosno 8784 sata. Od samog početka razvoja naglasak je na analizi različitih simulacijskeg strategija s fokusom na interakciji kogeneracije (CHP) i promjenjivih obnovljivih izvora energije. Razvojem programa uključen je i cjelokupni energetske sustav, te širok raspon tehnologija s fokusom na analizi interakcije između mreža el. energije, plina, područnog/daljinskog grijanja i hlađenja (Lund, 2015). Glavna prednost je naglasak koji se stavlja na obnovljive izvore energije kao i na njihovu integraciju u postojeći energetske sustav. Opći ulazni podaci koje program zahtjeva su vezani za potražnju za toplinskom i električnom energijom, obnovljive izvore energije, instalirane kapacitete i efikasnosti energetskeg postrojenja, potrošnju goriva po sektorima, različite troškove i još

brojne različite simulacijske strategije s naglaskom na uvozu/izvozu i višku proizvodnje električne energije. Moguće je koristiti nekoliko regulacijskih i optimizacijskih strategija, kao i satne krivulje koje opisuju različite proizvodnje, uvoz, izvoz, promjene tržišnih cijena, itd., a korisnik može regulirati i prijenosne kapacitete sustava prema okolini, tj. kapacitete za uvoz i izvoz električne energije. Izlazni podaci sadrže energetske bilance i godišnju proizvodnju energije, potrošnju goriva, emisije CO<sub>2</sub>, uvoz-izvoz električne energije i ukupne troškove, uključujući prihode od razmjene električne energije. Jedna od glavnih prednosti ovog računalnog programa je naglasak koji daje na obnovljive izvore energije i njihovu integraciju u postojeće energetske sustave. Za izradu modela mogu se koristiti dvije regulacijske strategije energetskog sustava: tehničku i tržišnu. Tehnička simulacija nastoji svesti minimum uvoz-izvoz električne energije i te ostvariti najmanju potrošnju goriva. Tehnička simulacija prednost proizvodnje električne energije daje obnovljivim izvorima, dok jedinice kao što su CHP i ostale konvencionalne elektrane prilagođavaju njihovu proizvodnju. Ako unatoč tome postoji višak proizvedene električne energije, ona će se izvoziti. Tržišno-ekonomska simulacija identificira rješenje s najmanjim troškovima na temelju poslovno-ekonomskih troškova svake proizvodne jedinice (Lund, 2015).



Slika 3-1 Grafički prikaz sučelja programa EnergyPLAN, verzija 12.5 (Lund, 2015)

Kao što prikazuje Slika 3-1 EnergyPLAN program sastoji se od sljedećih općih strukturnih komponenti:

1. Potražnja za energijom (engl. *Demand*),
2. Dobava energije (engl. *Supply*),
3. Uravnoteženje i pohrana energije (engl. *Balancing and Storage*),
4. Troškovi (engl. *Cost*),
5. Izlazni podaci (engl. *Output*).

Korisnik unosi podatke u sljedeće kartice: potražnja, dobava, uravnoteženje i pohrana i troškovi. Početni izračuni vrše se istodobno s promjenom ulaza. Sve analize energetskog sustava, tehničke i tržišno-ekonomske, zahtijevaju podatke u odjeljcima "Potražnja" i "Opskrba". U analizi tehničkog sustava, model ne zahtijeva druge ulaze. No, u slučaju tržišno-ekonomske simulacije potrebno je unositi podatke u karticu "troškovi" (Lund, 2015). U ovom radu koristit će se tehnička analiza.

### 3.2. LCOE

Nakon provođenja simulacije u energyPLAN-u napraviti će se proračun niveliranog troška proizvodnje električne energije iz geotermalne elektrane. LCOE predstavlja ekonomsku procjenu prosječnog ukupnog troška izgradnje i rada postrojenja za proizvodnju energije za vrijeme njegovog životnog vijeka trajanja, podijeljen s predviđenom godišnjom proizvodnjom energije i diskontiran na sadašnju vrijednost (u sadašnjem trenutku) s nekom diskontnom stopom. Najčešće se koristi za usporedbu proizvodnje električne energije korištenjem tehnologija različitog životnog vijeka, različitih kapitalnih troškova, rizika, stopa povrata, kapaciteta. Formula za izračun LCOE-a (3-1):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3-1)$$

Gdje je:

- LCOE – nivelirani trošak proizvodnje (€/MWh)
- $I_t$  – investicijski troškovi u godini  $t$  (€)
- $M_t$  – troškovi rada i održavanja u godini  $t$  (€)

- $F_t$  – troškovi goriva u godini  $t$  (€)
- $E_t$  – količina proizvedene električne energije u godini  $t$  (MWh)
- $r$  – diskontna stopa (%)
- $n$  – životni vijek trajanja (godina)

Odluka o investiciji bit će ili prihvaćanje ili odbijanje prijedloga projekta. Brojnik se računa u novčanoj jedinici (€, \$, £, kn), dok nazivnik u kWh stoga se LCOE računa kao novčana jedinica po kWh (Office of Indian Energy Policy and Programs, 2015).

### **3.3. IRR**

Interna stopa povrata je još jedan mjerni podatak koji se uobičajeno koristi kao alternativa za NPV. Unutarnja stopa povrata je metoda koja se koristi u financijskom planiranju kako bi se procijenila profitabilnost potencijalnih ulaganja. To je zapravo diskontna stopa koja čini neto sadašnju vrijednost svih novčanih tokova od određenog projekta jednakoj nuli ( $NPV = 0$ ). Izračuni IRR-a se oslanjaju na istu formulu kao i NPV, osim s malim prilagodbama (Investopedia, 2018a). Za izračunavanje IRR-a pomoću formule, NPV se izjednačava s nulom i traži se iznos diskontne stope. Diskontna stopa investicije, kada je NPV nula, je IRR investicije, što u biti predstavlja projiciranu stopu rasta za tu investiciju. Ako je IRR veća od važeće diskontne stope, prijedlog se prihvaća; ako ne, prijedlog se odbacuje. Zbog prirode formule, IRR se, međutim, ne može izračunati analitički i mora se izračunati bilo putem pokusne pogreške ili pomoću softvera programiranog za izračun IRR (Investopedia, 2018b).

### **3.4. NPV**

Neto sadašnja vrijednost je razlika između sadašnje vrijednosti novčanih priljeva i sadašnje vrijednosti novčanih odljeva tijekom vremenskog razdoblja. NPV se koristi u kapitalnom proračunu za analizu profitabilnosti predviđenog projekta ili samih ulaganja (Investopedia, 2018b). Metoda sadašnje vrijednosti sav tok novca diskontira na sadašnju vrijednost koristeći traženu stopu povrata. Ako je zbroj diskontiranih tokova novca jednak ili veći od nule, to ukazuje na to da predviđena zarada ostvarena projektom ili ulaganjem (u sadašnjoj vrijednosti valute/novca) prelazi očekivane troškove (u istoj vrijednosti valute) (Enerpedia, 2009).

Ulaganja s pozitivnim NPV-om bit će profitabilna dok ulaganja s negativnim NPV-om će rezultirati s neto gubitkom. Taj je koncept osnova za pravilo neto sadašnje vrijednosti, koja diktira da su jedina ulaganja koja trebaju biti one s pozitivnim NPV vrijednostima.

Formula za izračun neto sadašnje vrijednosti (3-2) (Investopedia, 2018b):

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad ($$

)

Gdje:

NPV – neto sadašnja vrijednost (€)

C<sub>t</sub> - neto priljev gotovine tijekom razdoblja t (€)

C<sub>0</sub> - ukupni početni troškovi ulaganja (€)

r - diskontna stopa (%)

t - broj vremenskih razdoblja (godina)

### 3.5. Analiza osjetljivosti

Ulazne vrijednosti su promjenjive što otežava točnu prognozu troškova, NPV-a i IRR-a samog projekta. Ova nesigurnost stvara rizik kada projekt krene u realizaciju. Jedan od pristupa određivanja nesigurnosti pri donošenju odluka vezanih za investiranje u energiju je analiza osjetljivosti parametara (Enerpedia, 2009). Analiza osjetljivosti predstavlja veoma jednostavnu metodu koja se koristi za lociranje i procjenu mogućih rizika koji utječu na profitabilnost projekata (Puška, 2011.). Ovom analizom se mjere posljedice promjena, ali se ne ukazuje na to koja je vjerojatnost da će do tih promjena doći. Na temelju analiza zaključuje se je li projekt elastičan ili ne, odnosno koliko dobro podnosi ili ne podnosi promjene određenih parametara. Analiza osjetljivosti je proces variranja ulaznih parametara modela unutar dopuštenog područja i promatranje zavisnih promjena u rješenju modela. Provodi zamrzavanjem svih varijabli u modelu diskontnog toka novca osim jednog, a potom se prati kako je NPV osjetljiva kada se promijeni ta varijabla. Ako je NPV vrlo osjetljiva na relativno male promjene u projiciranim vrijednostima neke komponente u novčanim tokovima projekta, povezanost rizika s tom varijablom je velika. Koristeći se analizom osjetljivosti kvantificira se koliko je projekt „otporan“ na promjenu početnih ulaznih

parametra, tj. koliko je svaki projekt osjetljiv na promjene, a da još uvijek pokazuje pozitivnu NPV odnosno IRR projekta (Puška, 2011.). Nakon što se izračunaju LCOE, NPV, IRR napraviti će se analiza osjetljivosti kako bi se vidjelo/provjerilo kako reagiraju na promjenu određenih ulaznih parametara, te na koje je čimbenike projekt posebno osjetljiv, te u kojem je slučaju projekt najisplativiji. Ulazni parametri će se mijenjati u rasponu -10% do +10% referentnog iznosa, s korakom od 5%, a rezultati obrađeni u Excelu.

#### 4. ANALIZE REZULTATA

Rezultati dobiveni povećavanjem kapaciteta geotermalnih elektrana bit će prikazani u nastavku, zajedno s baznim scenarijem koji daje prikaz energetske stanja u Hrvatskoj za 2016. godinu. Rezultate, temeljene na baznom scenariju u programu EnergyPLAN za odabrane parametre prikazuje Tablica 4-1. Hrvatska nema geotermalnih elektrana u svom energetske sustavu.

Tablica 4-1. Prikaz rezultata „baznog scenarija“

		Mjerna jedinica	Bazni scenarij
Sustav	Instalirani GE	MW	0
Potrošnja goriva	Ukupno	TWh/god	85,33
	Ugljen	TWh/god	3,81
	Nafta (derivati)	TWh/god	28,99
	Prirodni plin	TWh/god	24,01
	Biomasa	TWh/god	12,54
	Nuklearno gorivo	TWh/god	8,32
	Udio OIE	%	23,7
	Emisije CO <sub>2</sub>	MtCO <sub>2</sub>	15,059
Električna energija	Ukupna potrošnja	TWh	17,5
	GE	TWh	0
	Proizvodnja iz OIE	TWh	7,66
	Udio OIE	%	43,77



#### 4.1. Analiza slučaja integracije geotermalne energije

Scenariji koji će se obraditi podrazumijevaju povećanje kapaciteta geotermalnih elektrana. Sa sadašnjih 0 MW geotermalnih elektrana, kapaciteti će se povećati prvo na 50 MW, zatim na 100 MW, pa 150 MW, te na kraju na 200 MW. Bazni scenarij je korišten kao referentni scenarij za unos kapaciteta geotermalnih elektrana, a s kojim će se drugi scenariji uspoređivati.

##### 4.1.1. Scenarij s 50 MW geotermalnih elektrana

Prvi scenarij uzima u obzir integraciju 50 MW geotermalne energije u postojeći energetske sustav Republike Hrvatske. Prikaz rezultata scenarija s 50 MW daje Tablica 4-2.

Tablica 4-2. Prikaz rezultata scenarija s 50 MW geotermalnih elektrana

		Mjerna jedinica	GE_50
Sustav	Instalirane GE	MW	50
Potrošnja goriva	Ukupno	TWh/god	84,62
	Ugljen	TWh/god	3,42
	Nafta (derivati)	TWh/god	28,84
	Prirodni plin	TWh/god	23,4
	Biomasa	TWh/god	12,54
	Nuklearno gorivo	TWh/god	8,32
	Udio OIE	%	24,4
	Emisije CO <sub>2</sub>	MtCO <sub>2</sub>	13,733
Električna energija	Ukupna potrošnja	TWh	17,5
	GE	TWh	0,44
	Proizvodnja iz OIE	TWh	8,1
	Udio OIE	%	46,29

#### 4.1.2. Scenarij sa 100 MW geotermalnih elektrana

Sljedeći korak je bio unos 100 MW geotermalne energije u hrvatski energetska sustav. Daljnjim povećavanjem kapaciteta geotermalnih elektrana dobivamo rezultate koje prikazuje Tablica 4-3.

Tablica 4-3. Prikaz rezultata scenarija sa 100 MW geotermalnih elektrana

		Mjerna jedinica	GE_100
Sustav	Instalirane GE	MW	100
Potrošnja goriva	Ukupno	TWh/god	84,5
	Ugljen	TWh/god	3,15
	Nafta (derivati)	TWh/god	28,78
	Prirodni plin	TWh/god	23,17
	Biomasa	TWh/god	12,54
	Nuklearno gorivo	TWh/god	8,32
	Udio OIE	%	24,9
	Emisije CO <sub>2</sub>	MtCO <sub>2</sub>	13,571
Električna energija	Ukupna potrošnja	TWh	17,5
	GE	TWh	0,88
	Proizvodnja iz OIE	TWh	8,54
	Udio OIE	%	48,80

#### 4.1.3. Scenarij sa 150 MW geotermalnih elektrana

Nakon povećanja kapaciteta proizvodnje električne energije iz geotermalnih elektrana na 100 MW, slijedilo je povećanje na 150 MW električne energije. Rezultate ovog scenarija prikazuje Tablica 4-4.

Tablica 4-4. Prikaz rezultata scenarija sa 150 MW geotermalnih elektrana

		Mjerna jedinica	GE_150
Sustav	Instalirane GE	MW	150
Potrošnja goriva	Ukupno	TWh/god	84,31
	Ugljen	TWh/god	2,87
	Nafta (derivati)	TWh/god	28,71
	Prirodni plin	TWh/god	22,9
	Biomasa	TWh/god	12,54
	Nuklearno gorivo	TWh/god	8,32
	Udio OIE	%	25,5
	Emisije CO2	MtCO2	13,394
Električna energija	Ukupna potrošnja	TWh	17,5
	GE	TWh	1,32
	Proizvodnja iz OIE	TWh	8,98
	Udio OIE	%	51,31

#### 4.1.4. Scenarij s 200 MW geotermalnih elektrana

Konačan kapacitet geotermalnih elektrana koje se unosilo u EnergyPLAN je iznosio 200 MW. Tablica 4-5 prikazuje rezultate posljednjeg scenarija kojeg se analiziralo.

Tablica 4-5. Prikaz rezultata scenarija s 200 MW geotermalnih elektrana

		Mjerna jedinica	GE_200
Sustav	Instalirane GE	MW	200
Potrošnja goriva	Ukupno	TWh/god	84,07
	Ugljen	TWh/god	2,58
	Nafta (derivati)	TWh/god	28,64
	Prirodni plin	TWh/god	22,58
	Biomasa	TWh/god	12,54
	Nuklearno gorivo	TWh/god	8,32
	Udio OIE	%	26,1
	Emisije CO <sub>2</sub>	MtCO <sub>2</sub>	13,204
Električna energija	Ukupna potrošnja	TWh	17,5
	GE	TWh	1,76
	Proizvodnja iz OIE	TWh	9,42
	Udio OIE	%	53,83

#### 4.2. Međusobna usporedba scenarija

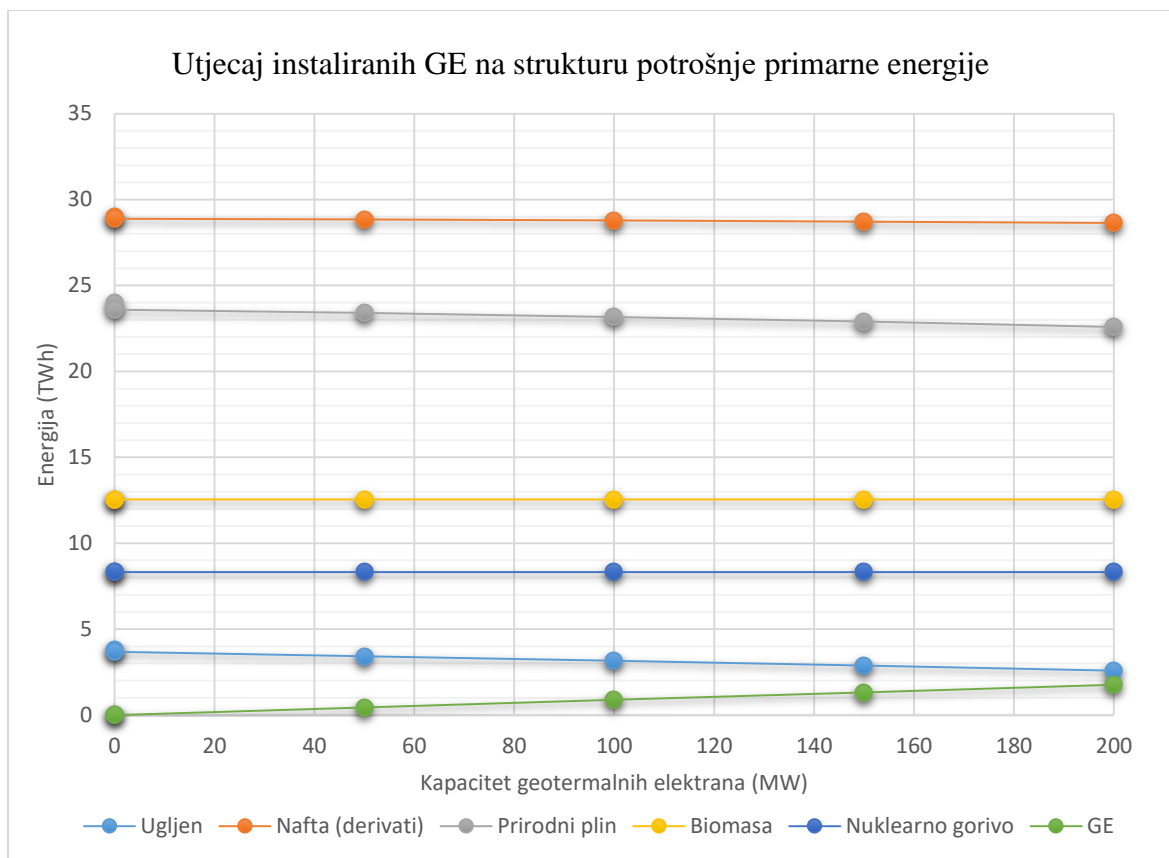
Nakon opisa i prikazanih rezultata svih scenarija u prethodnom poglavlju, u ovom poglavlju bit će analizirani sami rezultati s obzirom na strukturu potrošnje primarne energije, te udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije. Tablica 4-6 daje prikaz rezultata svih scenarija radi lakše usporedbe.

Tablica 4-6. Usporedba scenarija

		Mjerna jedinica	Bazni scenarij	GE_50	GE_100	GE_150	GE_200
Sustav	Instalirane GE	MW	0	50	100	150	200
Potrošnja goriva	Ukupno	TWh/god	85,33	84,62	84,5	84,31	84,07
	Ugljen	TWh/god	3,81	3,42	3,15	2,87	2,58
	Nafta (derivati)	TWh/god	28,99	28,84	28,78	28,71	28,64
	Prirodni plin	TWh/god	24,01	23,4	23,17	22,9	22,58
	Biomasa	TWh/god	12,54	12,54	12,54	12,54	12,54
	Nuklearno gorivo	TWh/god	8,32	8,32	8,32	8,32	8,32
	Udio OIE	%	23,7	24,4	24,9	25,5	26,1
	Emisije CO <sub>2</sub>	MtCO <sub>2</sub>	14,039	13,733	13,571	13,394	13,204
Električna energija	Ukupna potrošnja	TWh	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
	GE	TWh	0	0,44	0,88	1,32	1,76
	Proizvodnja iz OIE	TWh	7,66	8,1	8,54	8,98	9,42
	Udio OIE	%	43,77	46,29	48,80	51,31	53,83

#### 4.2.1. Analiza rezultata s obzirom na strukturu potrošnje primarne energije

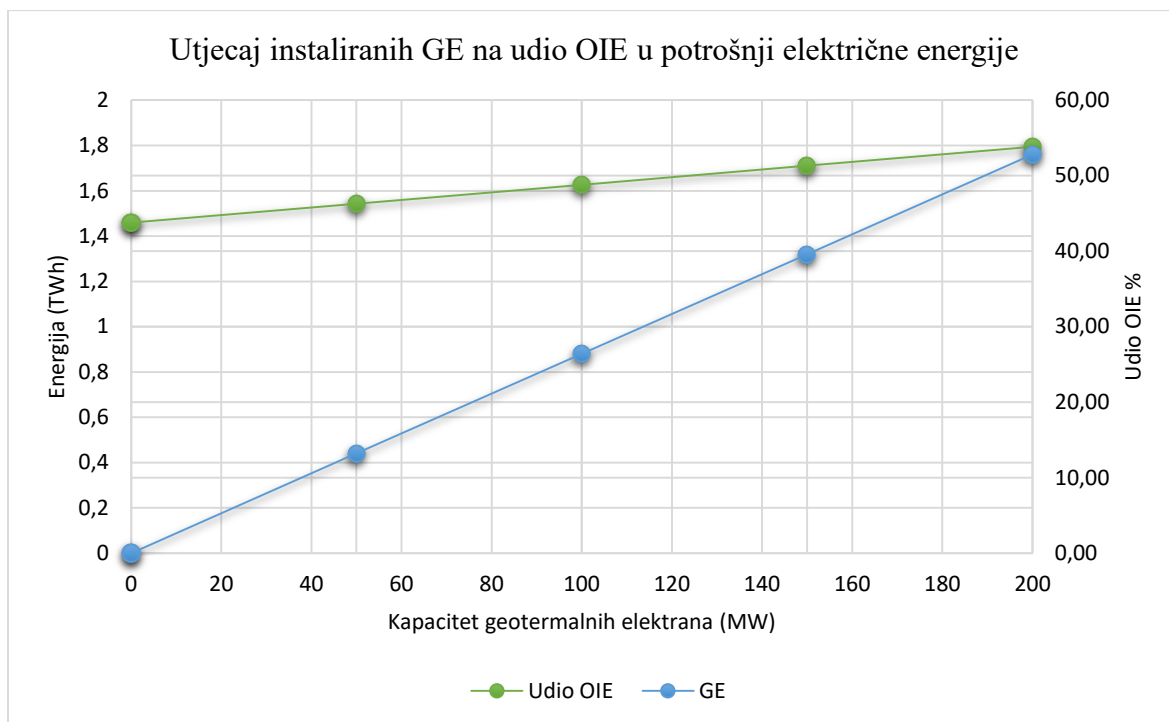
Povećanjem kapaciteta geotermalnih elektrana promatrat će se promjena potrošnje primarne energije. Povećanje instaliranih kapaciteta geotermalnih elektrana nije značajno utjecalo na ukupnu potrošnju fosilnih goriva. Najznačajnije promjene u potrošnji su uočene kod ugljena gdje se potrošnja u odnosu na bazni scenarij smanjivala za 7,1% za 50 MW, 14,4% za 100 MW, 22% za 150 MW do 28,9% za 200 MW kapaciteta GE, te je s početnih 3,81 TWh pala na 2,58 TWh. Po promjeni u potrošnji iza ugljena slijedi prirodni plin. U potrošnji prirodnog plina vidljivo je smanjenje u odnosu na bazni scenarij za 0,85% za kapacitet geotermalnih elektrana od 50 MW do 4,3% za kapacitet do 200 MW. Najmanja promjena u potrošnji vidljiva za naftu i njene derivate, gdje potrošnja za najveću promjenu kapaciteta od 200 MW, potrošnja nafte i njenih derivata padne tek za 0,9%. Nafta i derivati nisu osjetljivi na kapacitete geotermalnih elektrana s obzirom na to da je njihova najveća potrošnja u prometu. S druge strane povećanje kapaciteta geotermalnih elektrana nije imalo nikakav utjecaj na potrošnja biomase i nuklearnog goriva koji su ostali nepromijenjeni sa sve scenarije. Grafički prikaz utjecaja povećanja kapaciteta geotermalnih elektrana na strukturu potrošnje goriva prikazuje Slika 4-1



Slika 4-1. Utjecaj instaliranog kapaciteta GE na strukturu potrošnje primarne energije

#### 4.2.2. Analiza rezultata s obzirom na udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije

Povećavanjem kapaciteta geotermalnih elektrana, povećava se i proizvodnja električne energije iz istih, a kako su geotermalne elektrane smatraju obnovljivim izvorom energije, raste i udio obnovljivih izvora u ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije. U baznom scenariju udio OIE iznosio je 43,77%. Povećanjem kapaciteta geotermalnih elektrana za 50 MW, dobiva se 0,44 TWh električne energije iz geotermalnih elektrana godišnje, čime raste udio OIE na 46,29%, i svakim daljnjim povećanjem kapaciteta geotermalnih elektrana za po 50 MW, dobiva se dodatnih 0,44 TWh godišnje proizvodnje iz geotermalnih elektrana, te povećanja udjela OIE za po 5,74% do konačnih 53,89% OIE u finalnoj potrošnji električne energije, za dodanih 200 MW kapaciteta geotermalnih elektrana. Grafički prikaz kretanja udjela OIE u finalnoj potrošnji električne energije prikazuje Slika 4-2.



Slika 4-2. Prikaz utjecaja instaliranog kapaciteta GE na udio OIE u potrošnje električne energije

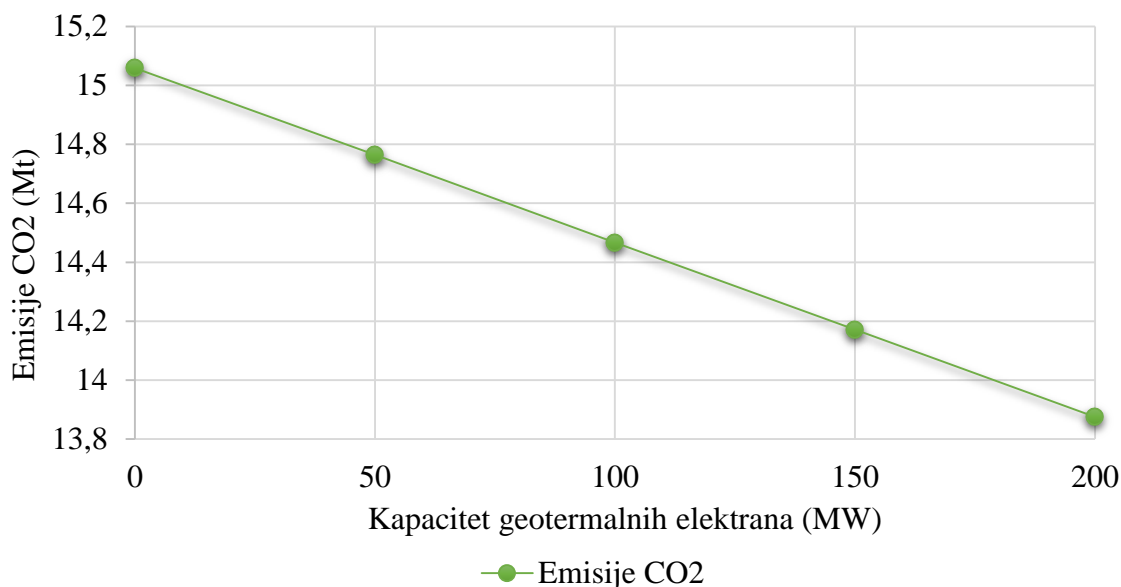
#### 4.2.3. Analiza rezultata s obzirom na emisije CO<sub>2</sub>

Posljednja analiza rezultata odnosi se na emisije CO<sub>2</sub>. Povećanjem instaliranih kapaciteta geotermalnih elektrana smanjuje se potrošnja fosilnih goriva, a kako se u procesu proizvodnje električne energije iz geotermalnih elektrana ne emitira CO<sub>2</sub>, tako se emisije smanjuju. U „baznom scenariju“ emisije CO<sub>2</sub> iznose 15,059 Mt.

Kako su se instalirani kapaciteti geotermalnih elektrana povećavali prvo na 50 MW, zatim na 100 MW, pa 150 MW, te na 200 MW, tako su se i emisije CO<sub>2</sub> smanjivale na 14,764 MtCO<sub>2</sub>, 14,467 MtCO<sub>2</sub>, 14,171 MtCO<sub>2</sub> do konačnih 13,875 MtCO<sub>2</sub>.

Grafički prikaz utjecaja povećanja kapaciteta geotermalnih elektrana na emisije CO<sub>2</sub> daje Slika 4-3

### Utjecaj instaliranih GE na emisije CO<sub>2</sub>



Slika 4-3. Prikaz utjecaja instaliranog kapaciteta GE na emisije CO<sub>2</sub>

#### 4.3. Analiza niveliranog troška električne energije

Nakon analize rezultata scenarija povećanja kapaciteta (implementiranja) geotermalnih elektrana u EnergyPLAN-u, napravljen je proračun niveliranog troška proizvodnje električne energije, skraćeno LCOE. Kao postrojenje za kojeg je napravljen proračun LCOE-a uzeto je postrojenje izlazne snage električne energije 15 MW, s faktorom kapaciteta 90%. Srednja vrijednost investicijskih troškova geotermalnih postrojenja za 2017. godinu bila je 4420,0 €/KW, a O&M troškova 30,0 EUR/MWh (Lazard, 2017). Vrijeme trajanja ekonomičnog rada postrojenja prema (Lazard, 2017) je 25 godina. Proračun LCOE-a je napravljen u Excelu, te je za diskontnu stopu od 5% iznosio 52,4 €/MWh.

#### 4.4. Analiza unutarnje stope povrata

Nakon LCOE izračunata je unutarnja stopa povrata za isto postrojenje uz istu diskontu stopu. Kao prodajna cijena električne energije uzeta je prosječna cijena na HUPX spot tržištu za 2017. godinu, a iznosila je 50,4 €/MWh. Nakon unošenja svih podataka u Excelu napravljen je proračun za IRR. Rezultat je dao negativan IRR, što bi u prijevodu značilo da je projekt ne isplativ i rezultiralo bi njegovim odbijanjem. Razlog niskom IRR-u je ili preveliki



investicijski troškovi ili preniske otkupne cijene na tržištu. Isplativost projekta može se osigurati s premijskim *feed-in* tarifama. U Hrvatskoj bi to bio *market gap model* kojeg se može aplicirati ako se potpiše ugovor s HROTE-om. *Market Gap* modelom bi se isplaćivali premijski poticaji kako tržišna premija za svako pojedino proizvodno postrojenje ili proizvodnu jedinicu u obračunskom razdoblju, u € po kWh. Tržišnu premiju isplaćuje HROTE kao razliku referentne vrijednosti električne energije (RV) utvrđene ugovorom o tržišnoj premiji, a koja je iskazana u €/kWh, i tržišne cijene električne energije. Problematici se pristupilo tako da se ugrađenom funkcijom *goal-seek* u Excelu tražilo najnižu referentnu vrijednost koja će da ti isplativu investiciju ( $IRR > i$ ,  $NPV > 0$ ). Dobivena referentna vrijednost električne energije iznosila je 66,7 €/kWh. Nakon što je pronađena RV, izračunata je ponovno prosječna godišnja cijena, ali koja sad sadržava i premiju kao razliku između RV i tržišne cijene. Ako je razlika RV i tržišne cijene negativna, u tom slučaju je iskazana kao nula i premija se ne isplaćuje, odnosno električna energija se prodaje po tržišnoj cijeni. Konačna prosječna cijena, s premijom, po kojoj bi se prodavala proizvedena električna energija iznosi 70,8 €/kWh, a vrijedi samo za prvih 14 godina, koliko traje ugovor o isplati premije, nakon čega se bi se cijena prodavala po prosječnoj tržišnoj cijeni (50,4 €/kWh). Prodaja električne energije po dobivenim cijenama dala bi IRR veći od diskontne stope, te bi iznosio 5,01%.

#### **4.5. Neto sadašnja vrijednost**

Nakon što je pronađena prosječna cijena električne energije koja bi rezultirala većim IRR-om od važeće diskontne stope, slijedi proračun neto sadašnje vrijednosti, NPV, za istu cijenu električne energije. Suma svih diskontiranih godišnjih tokova novca, za ukupnih 25 godina, s otkupnom cijenom električne energije u iznosu od 70,8 €/kWh u prvih 14 godina, a 50,4 €/kWh u preostalim 11 godina, iznosi 4491502 €.

#### **4.6. Analiza osjetljivosti**

IRR veći od diskontne stope, te pozitivan NPV-om ( $IRR > r$ ,  $NPV > 0$ ), rezultirali bi prihvaćanjem investicije, ali nam ni to nije garancija isplativosti projekta. Posljednji korak u ovom radu bit će analiza osjetljivosti kojom će se ispitati parametri koji bi mogli utjecati na promjenu isplativosti i u kojem omjeru. Analizom osjetljivosti će se ispitivati osjetljivost projekta na promjene pojedinih varijabilnih ulaznih parametara referentnog sustava kao što

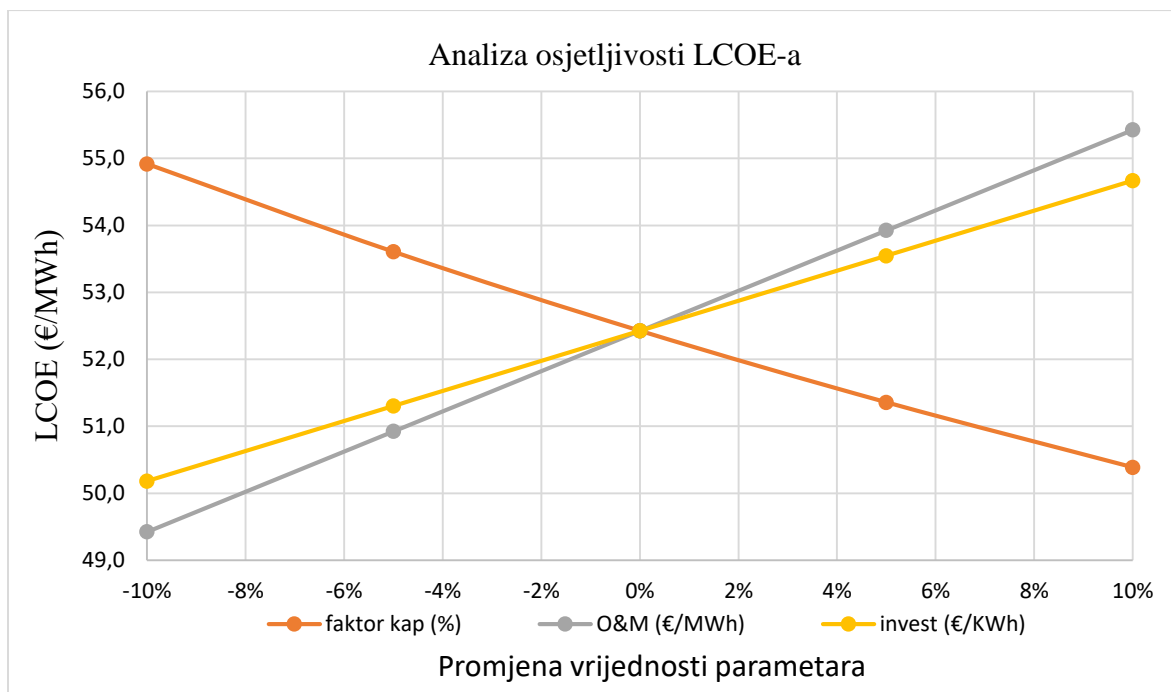
su faktor kapaciteta, troškovi rada i održavanja, troškovi investicije, te otkupna cijena električne energije. Analizirane su promjene LOCE-a, IRR-a i NPV-a mijenjajući prethodne parametre za -10%, -5%, 0% (referentnu veličinu), +5%, +10%.

Otkupna cijena ne ulazi u proračun za LCOE, stoga njena promjena neće utjecati na LCOE, ali faktor kapaciteta, troškovi rada i održavanja, te troškovi investicije hoće. Ispitana je osjetljivost LCOE-a na postotnu promjenu ulaznih parametara, a njegove vrijednosti dane su u Tablica 4-7.

Tablica 4-7. Prikaz rezultata LCOE-a s obzirom na postotne promjene ulaznih parametara

<b>LCOE (€/MWh)</b>	-10%	-5%	0%	5%	10%
snaga (MW)	52	52	52	52	52
fk (%)	55	54	52	51	50
O&Msred (EUR/MWh)	49	51	52	54	55
invest (EUR/KW)	50	51	52	54	55

Na prethodnoj tablici može se vidjeti kako se povećanjem faktora kapaciteta smanjuje i nivelirani trošak proizvodnje, dok povećanjem troškova kako investicije tako i rada i održavanja se nivelirani trošak proizvodnje povećava. Za razliku od prethodne tablice Slika 4-4 najbolje prikazuje koliko je LCOE osjetljiv na promjenu pojedinih parametara. Sa slike se vidi najveća osjetljivost LCOE-a na promjenu troškova rada i održavanja dok je najmanja osjetljivost na trošak investicije.



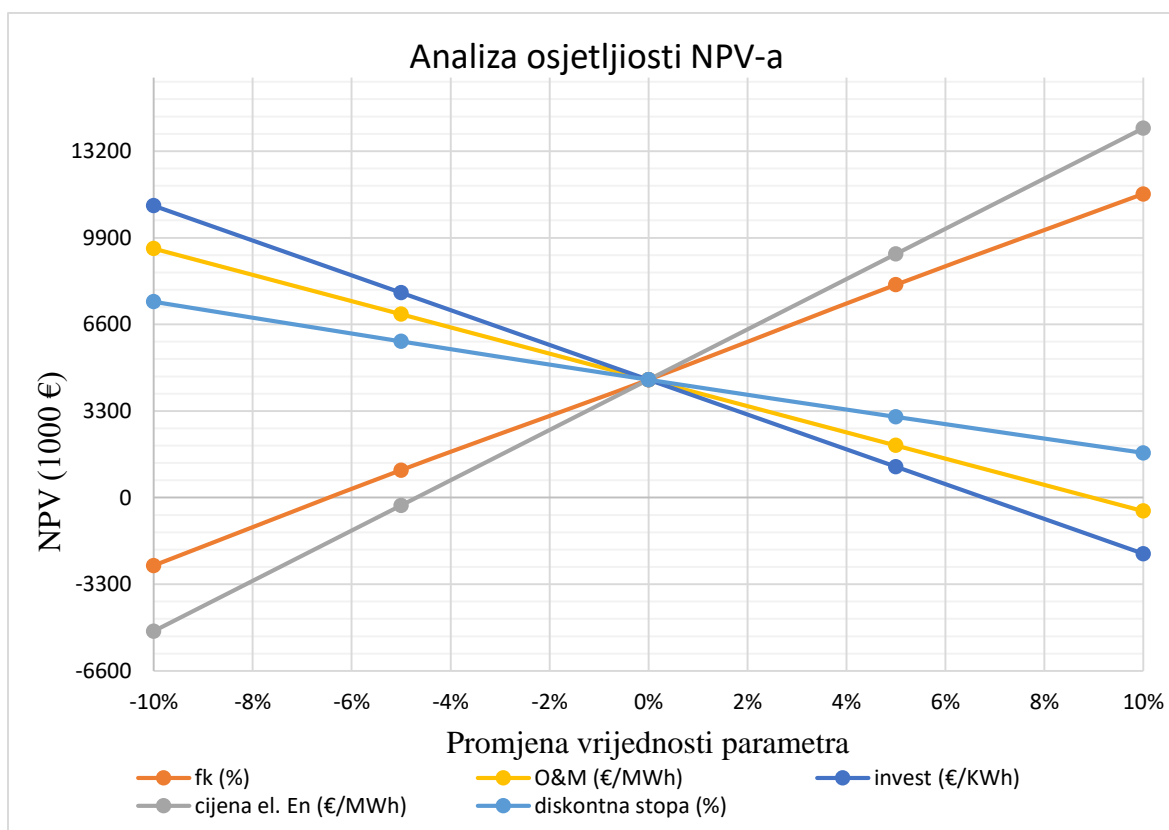
Slika 4-4. Prikaz kretanja LCOE-a s promjenom ulaznih parametara

Nakon analize osjetljivosti za LCOE napravljena je analiza osjetljivost za NPV i IRR. Ispitana je osjetljivost NPV-a na promjenu faktora kapaciteta, troškova investicije, troškova rada i održavanja, cijene električne energije, te diskontne stope. Tablica 4-8. prikazuje sve vrijednosti NPV-a dobivene izmjenama prethodnih ulaznih parametara. Iz tablice se vidi kako se NPV povećava s povećanjem faktora kapaciteta, cijene električne energije, dok za sve ostale očitava se njeno smanjenje.

Tablica 4-8. Prikaz rezultata NPV-a s obzirom na postotne promjene ulaznih parametara

NPV (€)	-10%	-5%	0%	5%	10%
fk (%)	-2588053	1047377	4491052	8108494	11570158
O&M (€/MWh)	9491302	6991177	4491052	1990928	-509197
invest (€/KWh)	11121052	7806052	4491052	1176052	-2138948
cijena el. en (€/MWh)	-5089995	-299471	4491052	9281576	14072099
diskontna stopa (%)	7465891	5954092	4491052	3074782	1703386

Osjetljivost NPV-a na promjenu pojedinih parametara najbolje pokazuje Slika 4-5, gdje se vidi najveća osjetljivost NPV-a na promjenu cijene električne energije, a prate je promjena faktora kapaciteta i promjena troška investicije, dok se najmanja osjetljivost očituje na promjene diskontne stope.



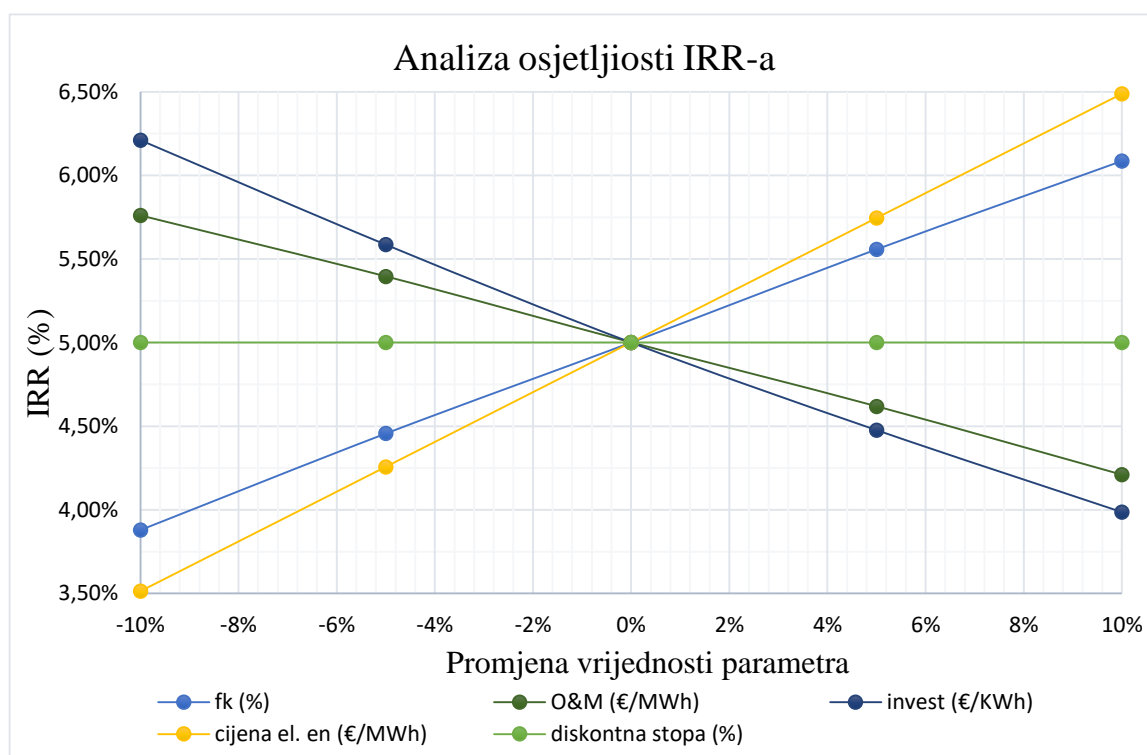
Slika 4-5. Prikaz kretanja NPV-a s postotnom promjenom ulaznih parametara

Analiza osjetljivost IRR-a je napravljena s obzirom na promjene faktora kapaciteta, troškova rada i održavanja, troška investicije, cijene el. energije, te diskontne stope. Tablica 4-9 prikazuje sve rezultate IRR-a dobivene promjenom svakog od parametara. Pozitivna korelacija očituje se pri povećanju faktora kapaciteta i cijene el. energije kao i kod NPV-a, dok je za sve ostale korelacije negativna. Povećanje faktora kapaciteta i cijene el. energije rezultira većim priljevom novca što povećava NPV projekta, dok troškovi povećavaju odljev novca i time smanjuju isplativost projekta.

Tablica 4-9. Prikaz rezultata IRR-a s obzirom na postotne promjene ulaznih parametara

IRR (%)	-10%	-5%	0%	5%	10%
fk (%)	3,88%	4,46%	5,00%	5,56%	6,09%
O&M (€/MWh)	5,76%	5,40%	5,00%	4,62%	4,21%
invest (€/KWh)	6,21%	5,59%	5,00%	4,48%	3,99%
cijena el. en (€/MWh)	3,51%	4,26%	5,00%	5,75%	6,49%

Koliko je IRR osjetljiv na promjenu pojedinih parametara nabolje prikazuje Slika 4-6 iz koje se vidi najveća osjetljivost na promjene cijene električne energije, investicijskih troškova, te faktora kapaciteta, dok se najmanja osjetljivost očituje na promjenu troškova rada i održavanja.



Slika 4-6. Prikaz kretanja IRR-a s postotnom promjenom ulaznih parametara

## 5. ZAKLJUČAK

Ovaj rad obrađuje četiri scenarija za mogući razvoj hrvatskog energetskeg sustava uz analizu utjecaja pojačane penetracije obnovljivih izvora energije u energetske sustav Republike Hrvatske. Scenariji podrazumijevaju integraciju geotermalnih elektrana u EnergyPLAN programu, koje Republika Hrvatske trenutno ne posjeduje.

Analizom rezultata tih scenarija, te njihovom usporedbom s "baznim scenarijem" utvrdilo se kako integracija geotermalnih elektrana utječe na strukturu potrošnje primarne energije, udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije, te na emisije CO<sub>2</sub>. "Bazni scenarij" predstavlja vjerodostojni model odabrane bazne godine, u ovom slučaju 2016. godine, u EnergyPLAN programu. Dobiveni rezultati promatrani su kroz aspekte zadovoljavanja smanjenja potrošnje (fosilnih) goriva, povećanja udjela obnovljivih izvora u potrošnji električne energije te smanjenja emisija CO<sub>2</sub>.

Analiza i usporedba rezultata scenarija pokazala je da povećanje kapaciteta geotermalnih elektrana ne utječe značajno na ukupnu potrošnju goriva. Najznačajnije je smanjenje potrošnje ugljena, a zatim nešto manje smanjenje potrošnje prirodnog plina. EnergyPLAN daje prednost obnovljivim izvorima energije, te ako postoje kapaciteti za to, nastoji zamijeniti fosilna goriva obnovljivim izvorima energije. Ugljen kao najveći zagađivač se koristi za proizvodnju električne energije u TE Plomin, stoga je njegova potrošnja najpodložnija smanjenju dok prirodni plin, iako najmanji zagađivač među fosilnim gorivima, se koristi kao gorivo u velikim CHP postrojenjima pa se time i njegova potrošnja smanjuje.

Povećanjem udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije, značajno se smanjuju emisije CO<sub>2</sub>. Praćenje scenarija povećanja kapaciteta geotermalnih elektrana također ukazuje na značajno povećanje udjela proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. Integracija obnovljivih izvora energije, kao što su geotermalne elektrana doprinose ostvarivanju ciljeve koje zahtjeva Europska unija, a odnose se na smanjenje emisija stakleničkih plinova, smanjenje potrošnje fosilnih goriva, poticanje obnovljivih izvora energije te njihovo iskorištavanje u proizvodnji električne energije. Također kao domaći izvor energije doprinose smanjenju ovisnosti o uvozu energije.

Rezultati proračuna LCOE-a pokazali su kako je trošak proizvodnje električne energije iz geotermalnih elektrana, uz sadašnje investicijske troškove, relativno visok. Rezultati

dobiveni proračunom IRR-a pokazali su da uz trenutne cijene na tržištu električne energije, geotermalne elektrane ne mogu biti isplative. Korištenjem formule za proračun IRR dobivena referentna cijena električne energije, potrebna da bi se investiranje u geotermalne elektrane isplatilo, nadmašuje prosječnu cijenu električne energije. Dakle, integracija obnovljivih izvora energije podrazumijeva velike investicijske troškove te se trenutno ne mogu integrirati na ekonomski isplativ način. Napretkom tehnologije i smanjenja troškova bušenja smanjili bi se znatno troškovi iskorištavanja geotermalne energije, te bi već dio geotermalnih resursa postao ekonomski dostupan. Rast cijena emisija CO<sub>2</sub> je još jedan faktor koji bi doprinio konkurentnosti geotermalnih elektrana u proizvodnji električne energije u odnosu na konvencionalne elektrane.

## 6. LITERATURA

1. BEEREPOOT, M., FRANKL, P., 2011. Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power, Paris: International Energy Agency.
2. 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., 1998. GEOEN Program korištenja geotermalne energije. Zagreb: Energetski institut Hrvoje Požar.
3. DIPIPO, R., 1999. Small geothermal power plants: design, performance and economics. North Dartmouth: GHC Bulletin.
4. DIPIPO, R., 2012. Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. 3. izd. Oxford: Elsevier.
5. GOLUB, M., KUREVIJA, T., 2007. Strategija razvitka geotermalne energije u Republici Hrvatskoj sukladno poticajnim mjerama Europske Unije za korištenje obnovljivih izvora energije. Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 19, str. 67-77.
6. IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
7. KOLBAH, S., ŽIVKOVIĆ, S., GOLUB, M., ŠKRLEC, M., 2015. Croatia Country Update 2015 and On. U: Proceedings World Geothermal Congress, Melbourne, 19-25.4.2015.
8. KUREVIJA, T., GREGURIĆ, T., 2008. Eksergetska snaga binarnog Rankine ciklusa na geotermalnom ležištu Kutnjak-Lunjkovec. Goriva i maziva, 47(1), str. 6-19.
9. PRAVICA, Z., KULENOVIĆ, I., GOLUB, M., 2006. Ekološki aspekti iskorištavanja geotermalne energije. U: Opatija, 25-27.10.2006. Rijeka: Hrvatski savez za sunčanu energiju, 2006. str. 207-214.
10. PUŠKA, A., 2011.. Analiza osjetljivosti u funkciji investicijskog odlučivanja. Praktični menadžment, 2(3), str. 80-86.
11. RYBACH, L., VON DÜRING, B., VON DÜRING, C., 2015. CLEAG Geothermal Pilot Plant in Croatia. U: Power Plays: Geothermal Energy in Oil and Gas Fields, Dallas, 20.5.2015. Dallas: SMU Campus



12. VUK, B., KARAN, M., FABEK, R., GOLJA, D., MARIČEVIĆ, M., BARIČEVIĆ, T., ANTEŠEVIĆ, S., MARAS, J., KARADŽA, N., BORKOVIĆ, T., KRSTULOVIĆ, V., ŽIDOV, B., JURIC, Ž., RAMLJAK, P., 2017. Energija u Hrvatskoj: Godišnji energetske pregled 2016. 25. izd. Zagreb: Ministarstvo zaštite okoliša i energetike Republike Hrvatske.
13. WILLIAMS, C. F., REED, M. J., ANDERSON, A. F., 2011. Updating the classification of geothermal resources. U: Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, 31.1.-2.2.2011. Stanford: Stanford University
14. ŽIVKOVIĆ, S., VAN HEMERT, R., TUMARA, D., STUPIN, K., RÚNAR MAGNÚSSON, J., HJARTARSON, H., ROBINSON HAIZLIP, J., STÖVER, M. M., 2017. Geothermal Energy Utilisation - Field and Study Visits' Report, Zagreb: Energy Institute Hrvoje Požar; Reykjavík: Orkustofnun.

Web izvori:

15. DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY POLICY AND PROGRAMS, 2015. Levelized Cost of Energy (LCOE) URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf> (27.8.2018).
16. ENERPEDIA, 2009. Energetska ekonomika. URL: [http://powerlab.fsb.hr/enerpedia/index.php?title=ENERGETSKA\\_EKONOMIKA](http://powerlab.fsb.hr/enerpedia/index.php?title=ENERGETSKA_EKONOMIKA) (27.8.2018.).
17. EUR-LEX, 2006. Green Paper: A European strategy for sustainable, competitive and secure energy. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3A127062> (29.8.2018.).
18. EUROPEAN UNION, 2018. Energy. URL: [https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_en](https://europa.eu/european-union/topics/energy_en) (29.8.2018.).
19. EUROSTAT, 2018a. Energy production and imports. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy\\_production\\_and\\_imports#Production\\_of\\_primary\\_energy\\_decreased\\_between\\_2006\\_and\\_2016](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#Production_of_primary_energy_decreased_between_2006_and_2016) (15.9.2018.).

20. EUROSTAT, 2018b. Shedding light on energy in the EU - A guided tour of energy statistics.  
URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/index.html>  
(19.7.2018.).
21. EUROSTAT, 2018c. Electricity generation statistics – first results.  
URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_generation\\_statistics\\_%E2%80%93\\_first\\_results#Production\\_of\\_electricity](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_generation_statistics_%E2%80%93_first_results#Production_of_electricity)  
(27.7.2018.).
22. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018. Geothermal energy.  
URL: <https://www.iea.org/topics/renewables/geothermal/> (29.8.2018.).
23. INVESTOPEDIA, 2018a. Net Present Value - NPV.  
URL: <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp> (27.8.2018.).
24. INVESTOPEDIA, 2018b. Internal Rate of Return - IRR.  
URL: <https://www.investopedia.com/terms/i/irr.asp> (27.8.2018.).
25. LAZARD, 2017. Lazard's levelized cost of energy analysis - version 11.0.  
URL: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf> (16.10.2018.)
26. LUND, H., 2015. EnergyPlan: Advanced Energy Systems Analysis Computer Model Documentation Version 12, Denmark: Aalborg University  
URL: <https://energyplan.eu/wp-content/uploads/2013/06/EnergyPLAN-Documentation-Version12.pdf> (24.10.2018)
27. MARKETS INSIDER, 2018. CO2 European Emission Allowances.  
URL: <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-emissionsrechte>  
(25.10.2018).
28. MINISTARSTVO GOSPODARSTVA, RADA I PODUZETNIŠTVA, 2010. Obnovljivi izvori energije.  
URL: <http://oie.mingorp.hr/default.aspx?id=52> (7.5.2018).

## IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad s naslovom „Integracija geotermalnih elektrana u energetske sustav Republike Hrvatske“ izradio samostalno uz pomoć i savjete mentora te na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

---

Stipe Surić