

Možnosti proizvodnje elektrike iz geotermalne energije v Sloveniji v naslednjem desetletju

Possibilities for electricity production from geothermal energy in Slovenia in the next decade

Dušan RAJVER, Andrej LAPANJE & Nina RMAN

Geološki zavod Slovenije, Dimičeva ulica 14, SI-1000 Ljubljana, Slovenija;
e-mail: dusan.rajver@geo-zs.si; andrej.lapanje@geo-zs.si; nina.rman@geo-zs.si

Prejeto / Received 20. 4. 2012; Sprejeto / Accepted 4. 6. 2012

Ključne besede: geotermalni visokotemperaturni vir, geotermalna elektrarna, hidrotermalni vir, HDR, EGS, termična učinkovitost, naftna in plinska industrija, severovzhodna Slovenija, Panonski bazen.

Key words: high temperature resources, geothermal power plant, hydrothermal resources, HDR, EGS, thermal efficiency, oil and gas industry, Northeastern Slovenia, Pannonian basin

Izvleček

Članek je namenjen ozaveščanju zainteresirane javnosti s ciljem, da lahko vsak presodi resničnost in pravilnost zapisov, ki se o možnostih izrabe geotermalne energije pojavljajo v medijih. Obravnava namreč celovit pregled geotermalnih sistemov, potencial hidrotermalnih in izboljšanih geotermalnih sistemov, nadalje mehanizme in značilnosti srednje- do visokotemperaturnih geotermalnih virov ter način njihove pretvorbe v elektriko. Predstavljeni so glavni elementi, ki vplivajo na uspešnost pretvorbe geotermalne v električno energijo. Podana sta pregled potrebnih raziskav za ugotovitev geotermičnega potenciala in ocena tehnoloških ter ekonomskih možnosti postavitve geotermalnih elektrarn v Sloveniji. Pri tem je opisano stanje poznavanja srednje- in visokotemperaturnih geotermalnih virov v Sloveniji z začetnimi pogoji za postavitev geotermalne elektrarne. Poleg tega podajamo teoretične izračune izkoristka pretvorbe geotermalne energije v električno s klasičnimi turbinami in navajamo pogoste težave pri izkoriščanju geotermalne energije, ki so povezane z dodatnimi stroški in znižujejo učinkovitost investicije. Opisane so lastnosti ter učinkovitost binarnih geotermalnih elektrarn in tuje izkušnje pri pridobivanju elektrike iz EGS (izboljšani geotermalni sistem, angl. Enhanced Geothermal System). Obravnavamo tudi prekrivanje delovanja naftne in plinske industrije z delovanjem EGS ter uporabnost naftnih in plinskih vrtin za proizvodnjo geotermalne elektrike.

Abstract

This article is intended to raise awareness of the public, with the aim that anyone can judge reality and accuracy of records that appear in the media on the exploitation of geothermal energy. It provides a comprehensive overview of geothermal systems, potential of hydrothermal and enhanced geothermal systems, of mechanisms and characteristics of middle and high enthalpy geothermal resources. It also deals with a mode of their conversion into electricity. Featured are the main factors affecting the decision on effectiveness of conversion of geothermal energy into electricity. Given are the review of the research necessary to establish the geothermal potential and assessment of technological and economic possibilities of installing geothermal power plants in Slovenia. The paper also describes the state of knowledge of middle- and high temperature geothermal resources in Slovenia with initial conditions for constructing geothermal power plants. In addition, we present theoretical calculations of the conversion efficiency of geothermal energy into electricity with conventional turbines and present some problems for the exploitation of geothermal energy, which are associated with additional costs and further reduce the efficiency of investment. Described are the characteristics and performance of binary geothermal power plants and foreign experience in obtaining electricity from the EGS (Enhanced Geothermal System). We also address the overlapping of the oil and gas industry with the operation of the EGS and the possibility of exploiting oil and gas wells for producing the geothermal electricity.

Uvod

Pri zasledovanju energetskega cilja o uporabi 25 % obnovljivih virov do leta 2020 je spodbujanje izrabe geotermalne energije v Sloveniji nekoliko zapostavljeno. V Akcijskem načrtu za obnovljive

ve vire energije (AN OVE) za obdobje 2010–2020 (internet 1) je ocenjeno, da bo prispevek geotermalne energije k proizvodnji elektrike v letu 2020 enak nameščenim zmogljivosti 0 MW in letni proizvodnji 0 GWh. Stroški naložb in podpor v to tehnologijo so ocenjeni na 0 EUR. Kljub temu je

v dokumentu AN OVE razdelan postopek priprave dokumentacije za izvedbo geotermalne elektrarne in določena cena zagotovljenega odkupa električne energije in višina obratovalne podpore za električno energijo iz proizvodnih naprav OVE – geotermalna energija. Osnutek predloga Nacionalnega energetskega programa Republike Slovenije pa za obdobje do leta 2030 predvideva postavitev geotermalnih elektrarn moči 25 MW (internet 2). Tako ideje o prvi slovenski geotermalni elektrarni, razvoju številnih sistemov daljinskega ogrevanja ter novih termalnih kopališč (p) ostajajo vse glasnejše (RMAN et al., 2009).

Ideja o pretvorbi geotermalne energije v električno je pri nas vzniknila na osnovi rezultatov raziskav nahajališč nafte in plina v severovzhodni Sloveniji (RAVNIK, 1989). Tu so v več vrtinah izmerili povišano temperaturo, tudi nad 100 °C.

Smiselnost postavitve geotermalne elektrarne je pogojena s številnimi omejitvami. Osnovna je dovolj velik geotermični gradient, ki zagotavlja visoko temperaturo geotermalnega sistema, zelo pomembni pa so tudi hidrogeološki parametri, npr. poroznost in prepustnost rezervoarja, njegova globina in obseg ter entalpija in kemična sestava fluida. Šele na podlagi poznavanja teh parametrov lahko načrtujemo tip, velikost in ekonomičnost nove geotermalne elektrarne.

V članku predstavljamo bistvene značilnosti srednje- in visokotemperaturnih geotermalnih virov, ki se v svetu uporabljajo za oskrbo z električno energijo. V njem razlikujemo med dvema pojmom:

- a) geotermalni: opisuje pojme, ki so povezani s termalno vodo oz. geotermalnimi fluidi (vir, izvir, vrtina, rezervoar, vodonosnik, cirkulacija, sistem)
- b) geotermični: opisuje pojme, ki se nanašajo na tehnične parametre in meritve (gradient, meritve, raziskave, procesi, karte, razmere)

Na podlagi najnovejših spoznanj o geotermalnih sistemih in njihovi izrabi po svetu ter geotermičnih in hidrogeoloških razmerah v Sloveniji navajamo razloge za in proti realizaciji geotermalne elektrarne v bližnji prihodnosti.

Geotermalni sistemi in njihov potencial

Zemljina (geotermalna) toplota je tako kot Sončeva univerzalna: nahaja se povsod na Zemlji. Njena pretvorba v elektriko je zaradi nižjih temperatur glede na druge energijske vire tehnološko težavna, a možna. Za izrabo so primerne kamnine do globine 10 km pod površino (RAVNIK, 1989), ki sprejemajo toploto iz dveh virov. Prvi je toplota, ki se dviga iz spodnjega dela skorje in vrhnjega dela astenosfere ter je večinoma prvotna toplota planeta; drugi vir pa je toplota, ki se sprošča pri razpadu radioaktivnih elementov v skorji. Oba vira toplote sta geološko gledano počasna procesa, zato je akumulirana toplota v Zemljini skorji s stališča dolžine človekovega življenja neobnovljiva (RAVNIK, 1989). Prenos toplote proti površini je

pretežno konduktiven in je zaradi slabe toplotne prevodnosti kamnin počasen. Pri kondukciji se toplota prevaja skozi trdne snovi ali mirujoče fluide, zato je izkoriščanje takšne toplote možno le kot njeno rudarjenje. Lokalno se toplota prenaša tudi s konvekcijo, kjer se od izvora do ponora prenaša s tokom fluida. V tem primeru je kamnina razpokana in prelomljena, prenašalci toplote pa so lahko magma, voda in/ali plini. Če med njimi prevladuje voda, procese imenujemo hidrotermalne. V kondukcijskih sistemih temperatura narašča z globino do rezervoarja, v konvekcijskih pa temperatura z globino bistveno ne narašča, v posameznih globinskih odsekih pa celo pada. V splošnem se pogostnost vročih kamnin povečuje z globino. Bližje površini jih najdemo na območjih recentnega vulkanizma, povečanih koncentracij radioaktivnih elementov ali na območjih z visoko gostoto Zemljinega toplotnega toka.

Geotermalni sistem (AXELSSON & GUNNLAUGSSON, 2000; DICKSON & FANELLI, 2004; HOCHSTEIN, 1990) sestavljajo vir toplote, geotermalni rezervoar in geotermalni fluid. Sistem obsega celotno hidrogeološko povezano območje z napajanjem, rezervoarji in cono iztoka. Stalni vir toplote omogoča povišan geotermični gradient in temperaturo podzemne vode. **Geotermalni rezervoar (vodonosnik)** je volumen ogretyh in dobro prepustnih kamnin, ki jih lahko izkoriščamo z odvzemom toplote ali fluida. **Geotermalni fluid** je običajno voda v tekoči ali parni fazi, ki vsebuje pline in raztopljene snovi, odvisno od njene temperature in tlaka, in je nosilec prenosa toplote v Zemljini skorji. Termično izolacijske zaporne plasti v krovni rezervoarja onemogočajo dotok hladne meteorne vode vanj in s tem hlajenje, odvzeta termalna voda pa se mora nadomeščati z napajanjem (naravno ali z vračanjem oz. reinjekcijo). Pri izrabi pogosto govorimo o **geotermalnem viru**, ki označuje lokacijo z geotermalnimi objekti, s katerimi se izkorišča geotermalni fluid.

Sisteme razvrščamo glede na vir toplote, temperaturo rezervoarja, agregatno stanje fluida in način izrabe. Razvrščanje glede na **vir toplote in geološko zgradbo** določa naslednje:

- *Vulkanski sistemi*: izvor toplote je magma oz. magmatska intruzija. Pogosti so na stiku tektonskih plošč. Tok fluida omogočajo prepustne razpoke in prelomne cone.
- *Konvekcijski sistemi*: so pogosti na območju tektonsko aktivnih območij s povečano gostoto toplotnega toka. Voda kroži po globokih prelomnih conah.
- *Sedimentacijski sistemi*: v regionalnih sedimentnih bazenih z dobro prepustnimi plastmi pod 1 km globine se fluidi ogrevajo pretežno s kondukcijo.
- *Geotlačni sistemi*: tlak fluida je nad hidrostatskim in se približuje litostatskemu. Običajno so zelo globoki in izolirani.
- *EGS* (angl. Enhanced Geothermal System) – izboljšani (spodbujeni) geotermalni sistem: ogrete kamnine imajo primerno temperaturo, a so zelo slabo prepustne. Rezervoar ustvarimo umetno s povečanjem prepustnosti kamnin.

Tabela 1. Razvrstitev geotermalnih virov po temperaturi fluida oz. entalpiji (DICKSON & FANELLI, 1990, 2004)

Table 1. Classification of geothermal resources based on fluid temperature or enthalpy (DICKSON & FANELLI, 1990, 2004)

Geotermalni vir / Geothermal resource	MUFFLER & CATALDI (1978)	HOCHSTEIN (1990)	BENDERITTER & CORMY (1990)	HAENEL et al. (1988)	AXELSSON & GUNNLAUGSSON (2000)
Nizkoentalpijski / Low enthalpy	< 90 °C	< 125 °C	< 100 °C	≤ 150 °C	< cca. 190 °C
Srednjeentalpijski / Intermediate enthalpy	90–150 °C	125–225 °C	100–200 °C		
Visokoentalpijski / High enthalpy	> 150 °C	> 225 °C	> 200 °C	> 150 °C	> cca. 190 °C

Temperatura fluida v rezervoarju določa način izrabe geotermalne energije. Najpogostejši kriterij za razvrščanje geotermalnih virov temelji na entalpiji fluidov (tabela 1). Entalpija (v Joulih) je termodinamska spremenljivka, ki je vsota notranje energije in opravljenega dela (ki je zmnožek tlaka in prostornine sistema). Njena sprememba pri stalnem tlaku je enaka dovedeni toploti. S **specifično entalpijo** ocenjujemo stopnjo koncentracije energije neke snovi in je podana na enoto mase. Visokoentalpijske vire uporabljamo za proizvodnjo električne energije, medtem ko pri ostalih prevladujeta neposredna in kombinirana raba toplote.

Glede na **fazno stanje pornega fluida** v rezervoarju razlikujemo med naslednjimi sistemi:

- *Tekočinski* (angl. liquid dominated): pore so zapolnjene s tekočo vodo. Temperatura je pod ali na točki vrelišča (angl. boiling point per depth) pri danem tlaku.
- *Dvofazni* (angl. two-phase): prevladuje zmes vode in vodne pare (t.i. mokra para) pri čemer temperatura in tlak sledita krivulji vrelišča.
- *Parni* (angl. vapour dominated): prevladuje pregreta (t.i. suha) para. Temperatura je na ali nad točko vrelišča pri danem tlaku.

Za proizvodnjo električne energije so najbolj obetavni visokotemperaturni geotermalni sistemi, ki so lahko (delno po CLAUSERJU, 2006):

- *Hidrotermalni*: vroča voda ali para v zmer- nih globinah (1 do 4 km) s temperaturami do 350 °C v prepustnih kamninah z aktivnimi prostimi ali vsiljenimi konvekcijskimi sistemi.
- *Izboljšani geotermalni sistem (EGS)*
- *Magma*: izkoriščanje toplote magme (staljenih kamnin pri temperaturah 700 do 1200 °C v dosegljivih globinah) je na začetni stopnji, saj se na Islandiji izvajajo prvi eksperimentalni poizkusi.
- *Geotlačni* (angl. geopressured): vroče visokotlačne rezervoarske slanice, ki vsebujejo raztopljen naravni plin (metan). Njihova energijska vsebnost je v najboljšem primeru 58 % toplotna, 32 % kemijska energija ogljikovodikov in 10 % hidravlična.

Naš članek se v večji meri posveča obravnavi EGS kot pa obravnavi hidrotermalnih sistemov, ker je razvoj EGS danes v močnem razmahu s ciljem potrjevanja potencialnosti in ker do ustreznih

globin za doseganje potrebnih temperatur v Sloveniji ni pričakovati prav izdatnih hidrotermalnih rezervoarjev (v smislu proizvodnje elektrike).

Geotermične lastnosti vrhnjega dela Zemljine skorje

Skupna toplotna energija v Zemlji, preračunana nad privzeto povprečno temperaturo površja 15 °C, je reda velikosti $12,6 \cdot 10^{12}$ EJ (1 EJ = 10^{18} J), samo tista v Zemljini skorji do globin 50 km pa znaša $5,4 \cdot 10^9$ EJ (DICKSON & FANELLI, 2004). Electric Power Research Institute (EPRI, ZDA) je leta 1978 ocenil, da je v kamninah na celinah do globine 3 km shranjeno $42,67 \cdot 10^6$ EJ toplote (STEFANSSON, 2005), od tega $34,14 \cdot 10^6$ EJ (80 %) iz vročih suhih kamnin (ali EGS virov) in $8,53 \cdot 10^6$ EJ (20 %) iz hidrotermalnih virov (GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011). Glede na globalno izgubo Zemljine toplote s kondukcijo (angl. global rate of heat loss), ki znaša 44,2 TW (POLLACK et al., 1993; GOSNOLD, 2008), je energijski tok skozi celine ocenjen na 10 TW, ostalo pa skozi oceane, vendar brez 3 TW izgubljene toplote skozi vulkanske izbruhe po celotni površini planeta (STEFANSSON, 2005). Iz tega lahko izračunamo, da je potrebno 136.300 let, da kamnine na celinah do omenjene globine prejmejo ocenjeno količino toplote (STEFANSSON, 2005). Radiogena proizvodnja toplote prispeva okrog 62% (ali 27,5 TW) h globalni izgubi toplote Zemlje skozi kondukcijo. Ostalo večinoma prispeva: prvotna toplota takoj po nastanku planeta, sproščena potencialna energija med ustvarjanjem nove skorje ali pa obogatitev težkih kovin v plašču Zemlje, ločevanje jedra od plašča, toplota trenja od tektonskih dogodkov oz. potresov in drugi procesi (CLAUSER, 2006).

Za primerjavo povejmo, da je bila celotna svetovna poraba primarne energije v letu 2001 ocenjena na 420 EJ. Za 21. stoletje pa se vrednosti po različnih scenarijih gibljejo med 600 in 1800 EJ/leto (CLAUSER, 2006) in če za sedanjo porabo vzamemo blizu 500 EJ/leto, lahko ves teoretični potencial na celinah do 3 km globine zadosti potrebam sveta za okrog 100.000 let. Kot primerjavo navedimo, da vpadna energija sončnega obsevanja, ki je največji zunanji vir energije, samo v enem dnevu prispeva $1,5 \cdot 10^{22}$ J ($\approx 1,75 \cdot 10^{17}$ W moči obsevanja). To približno ustreza 35-kratni svetovni proizvodnji primarne energije v letu 2001, oziroma približno 16-kratni, če upoštevamo, da le 45 % vpadnega sončnega obsevanja (ali $7,87 \cdot 10^{16}$ W) doseže površino Zemlje (CLAUSER, 2006).

Hidrotermalni sistemi

Hidrotermalni sistemi v geotermalnih rezervoarjih vsebujejo geotermalni fluid (običajno meteorno vodo), ki zaradi konvekcije kroži po prepustnih conah. Vezani so na stike med globalnimi litosferskimi ploščami, ki stimulirajo intenzivni konvekcijski prenos toplote iz globokih delov skorje in vrhnjega dela Zemljinega plašča proti površini, ali na velike sedimentacijske bazene. Za hidrotermalne sisteme je značilna visoka naravna prepustnost, zato jih lahko razvijemo v proizvodno fazo brez stimulacije. Globine izkoriščanih hidrotermalnih rezervoarjev v svetu večinoma ne presegajo 3 km (PETTY & LIVESAY, 2008).

Hidrotermalni viri na svetu so relativno majhni. ROWLEY (1982, v: GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011) je ocenil shranjeno toploto na celinah za 10 km debelo skorjo in nad 20 °C na $403 \cdot 10^6$ EJ brez razlikovanja med vročimi suhimi kamninami in hidrotermalnimi viri, medtem ko so TESTER et al. (2005, v: GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011) ocenili energijo iz vročih suhih kamnin na $110,4 \cdot 10^6$ EJ in le $0,14 \cdot 10^6$ EJ iz hidrotermalnih virov. Geotermalne elektrarne lahko zaradi omejitev v tehnologiji vrtnanja in majhne prepustnosti kamnin izrabljajo le delček shranjene toplotne energije. Komercialna uporaba geotermalne energije se je osredotočila na območja konvekcijskih hidrotermalnih rezervoarjev v globinah do 4 km, kjer temperatura fluidov doseže od 180 do več kot 350 °C (GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011). Zaradi različnih izračunov več avtorjev prikazujemo tabelo 2.

STEFANSSON (2005) je izračunal svetovni geotermalni tehnični potencial za identificirane hidrotermalne vire, ustrezne za proizvodnjo elektrike, na 209 GW_e, kar je enakovredno 5,9 EJ/leto z razpoložljivostjo energije (angl. capacity factor, CF) 90 %, s spodnjo vrednostjo 50 GW_e (1,4 EJ/leto). Predpostavil je, da so skriti neidentificirani viri 5- do 10-krat večji od identificiranih in tako ocenil zgornjo mejo za skupni svetovni geotermalni tehnični potencial na 1 do 2 TW_e (28,4 do 56,8 EJ/leto pri 90 % CF). GOLDSTEIN et al. (2009) ocenjujejo z verjetnostjo 70 %, da imajo EGS sistemi potencial 1 TW_e. Vire za direktno rabo je STEFANSSON (2005) ocenil na 4,4 TW_t, s spodnjo vrednostjo 1 TW_t in zgornjo vrednostjo od 22 do 44 TW_t.

Čeprav o EGS govorimo v naslednjem poglavju, naj omenimo, da ni bil objavljen še noben podoben izračun svetovnega tehničnega potenciala za tovrstne konduktivne geotermalne vire. Njihova ocena je zapletena zaradi pomanjkanja praktičnih izkušenj pri izrabi konduktivnih sistemov. Svetovni tehnični potencial geotermalnih virov za proizvodnjo elektrike je ovrednoten kot vsota iz ocen po STEFANSSONU (2005) za identificirane in skrite hidrotermalne vire ter iz tehničnih EGS potencialov iz tabele 2 (četrti stolpec) na skupno 117,5 EJ/leto (do 3 km globine) kot spodnja vrednost in na 1108,6 EJ/leto (do 10 km globine) kot najvišja vrednost (glej še tabelo 4.3 v GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011). Tehnični potencial do globine 3 km, izkoristljiv v enem letu, znaša pičle 0,0003 % od ocenjene shranjene toplote $42,67 \cdot 10^6$ EJ do te globine (EPRI, 1978). Lahko dodamo, da 10^6 EJ shranjene toplote ustreza približno 2,61 EJ/leto tehničnega potenciala za proizvodnjo elektrike pri 90 % CF za dobo 30 let (GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011). Izločena (oz. pridobljena) toplota za doseganje teh potencialov se lahko popolnoma ali delno napolni na dolgi rok s celinskim zemeljskim toplotnim tokom 10 TW (=315 EJ/leto, STEFANSSON, 2005) pri poprečni gostoti toplotnega toka 65 mW/m². Količina toplote, ki je potrebna za doseg tehničnega (električnega) potenciala (okrog 1200 GW_e) z upoštevanjem učinkovitosti pretvorbe za vsak razpon temperature in temperaturno porazdelitev geotermalnega vira, znaša 657 EJ/leto. BERTANI (2012) navaja približen učinkovit izkoristek (termično učinkovitost) v pretvorbi toplote v elektriko za različne temperaturne razpone: 10 % za 120-180 °C, 20 % za 180-300 °C in 5 % za EGS. Pri tem je vzeto tehtano poprečje izkoristka pretvorbe okrog 17 J toplote za 1 J elektrike.

Za leto 2050 se napoveduje povečanje ekonomskega hidrotermalnega potenciala, ki je izračunan iz identificiranih in skritih geotermalnih virov do globin 3-4 km, na okrog 70 GW_e. GOLDSTEIN et al. (2009) pa predvidevajo v letu 2050 s 85 % verjetnostjo ekonomski potencial EGS vsaj 70 GW_e. Skupaj je torej ocenjen ekonomski potencial v letu 2050 na 140 GW_e, kar ustreza 66 EJ/leto s tehtanim poprečjem izkoristka pretvorbe, tj. okrog 17 J toplote za 1 J elektrike (BERTANI, 2012).

Tabela 2. Svetovna shranjena (uskладиščena) toplota na celinah in tehnični potenciali iz EGS za proizvodnjo elektrike (GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011)

Table 2. Global continental stored heat and EGS technical potentials for electricity (GUTIÉRREZ-NEGRÍN, 2011)

Globinski razpon / Depth range (km)	Tehnično dosegljiva shranjena toplota iz EGS / Technically accessible stored heat from EGS (10 ⁶ EJ)		Ocenjeni tehnični (električni) potencial za EGS (EJ/leto) / Estimated technical potential (electric) for EGS (EJ/yr)
0 - 10	403	ROWLEY, 1982	1051,8
0 - 10	110,4	TESTER et al., 2005	288,1
0 - 5	139,5	interpolacija med vrednostmi po ROWLEYU (1982) in EPRI (1978) / Interpolation between values from ROWLEY (1982) and EPRI (1978)	364,1
0 - 5	55,9	interpolacija med vrednostmi po TESTERJU et al. (2005) in EPRI (1978) / Interpolation between values from TESTER et al. (2005) and EPRI (1978)	145,9
0 - 3	34,1	EPRI, 1978	89,1

Trenutno razvite geotermalne elektrarne, z izjemo tiste v **Soultz-sous-Forêts**-ju, izkoriščajo hidrotermalne sisteme (BERTANI, 2010). Geotermalni sistem v Renskem tektonskem jarku z elektrarno **Landau** v Nemčiji (3 MW_e moči) nekateri uvrščajo med EGS, čeprav leži na območju vodonosnikov z vročo vodo v omenjenem tektonskem jarku (SCHELLENSCHMIDT et al., 2010).

EGS – izboljšani geotermalni sistemi

Geotermalne visokotemperaturne sisteme z rezervoarjem z umetno ustvarjeno prepustnostjo označujemo s kratico **EGS** (GÉRARD et al., 2006; GENTER et al., 2008; GOSAR & RAVNIK, 2007). Oznaka združuje različne sisteme: vroče suhe kamnine (HDR, angl. Hot Dry Rock), vroče vlažne kamnine (HWR, angl. Hot Wet Rock) in vroče razpokane kamnine (HFR, angl. Hot Fractured Rock), ki lahko vsebujejo nekaj primarnega fluida.

Medtem ko danes izkoriščani hidrotermalni sistemi večinoma ne segajo globlje od 3 km, se konduktivna toplotna energija nahaja tudi globlje. Za njeno izkoriščanje je potrebno povečanje prepustnosti, ki se izvede s t.i. **stimulacijo rezervoarja**, tehničnim (inženirskim) postopkom povečanja prepustnosti okoli vrtine. Ta omogoča izboljšanje hidravlične povezave med vrtino in mrežo razpok rezervoarja ter tako tudi izdatnosti rezervoarja in s tem večjo količino delovnega fluida v njem. Za stimulacijo rezervoarja se pogosto uporablja **vtiskanje kisline** v kamninsko osnovo, s katero kisline reagirajo in tako odstranijo mineralne faze, ki ovirajo tok fluida (PORTIER et al., 2009). Kadar to ne zadošča, predvsem za razvoj EGS, je najpomembnejša metoda stimulacije **hidrofrakturiranje** (angl. fracking). Pri tem postopku se v potencialni rezervoar pod velikim pritiskom vtiska vodo, ki drobi kamnino in odpira razpoke. Širjenje razpok v višino in dolžino se nadzoruje s pretokom fluida, trajanjem postopka in uporabo fluidov z različno viskoznostjo. Usmeritev vrtine se približno vodoravnimi odseki v rezervoarju in posebno orientacijo glede na napetostno polje odpira možnost večkratne obdelave nastalih razpok. Velikost ustvarjenega rezervoarja se meri z **mikroseizmičnimi** metodami. Največja težava hidrofrakturiranja je ohranitev odprtih razpok. Raztezne razpoke z manjšim strižnim premikom ohranijo odprte tako, da jih zapolnijo s propani (ZIMMERMANN et al., 2011). Propani so sortirana zrna z značilno sferičnostjo, ki so med hidrofrakturacijo rezervoarja pomešana z injiciranim fluidom. Po končani stimulaciji zapolnijo nastale razpoke, jih ohranijo odprte in s tem zagotovijo ustrezno prepustnost rezervoarja. Zrna so lahko iz kremenčevega peska, peskov premazanih s smolo ali keramičnih materialov (internet 3).

Uspeh razvoja EGS je v veliki meri pogojen z velikostjo ustvarjenega rezervoarja, natančneje površin razpokanih kamnin, ki jih dosežejo krožeči fluidi. Večstopenjska hidrofrakturacija in usmerjeno vrtanje omogočata načrtovano širjenje rezervoarja, ki mora v času izkoriščanja obdržati produktivnost. To lahko spodleti, če se znižata ali poroznost (zaradi obarjanja mineralov v po-

rah ali s fizikalnim propadom pornega prostora/stiskanjem por) ali prepustnost (ko fizikalni in/ali kemični učinki znižajo medsebojno povezanost por in zmanjšajo razpoke).

Izkoriščanje EGS je relativno nova metoda izrabe geotermalne energije. "**EGS enota**" obsega injicirne in proizvodne vrtine, ki dovajajo fluid iz rezervoarja s pomočjo vrtin, razporejenih v obliki dveh (dublet), treh (triplet), ali petih (5-točkovna enota) vrtin, itd. (SANYAL, 2009). Skozi prve vtiskamo delovni fluid, običajno vodo. Fluid se med tokom skozi rezervoar proti proizvodnim vrtinam ogreje in skozi slednje izčrpa na površje. Za obstoječe EGS so značilne nižje temperature in/ali pretok geotermalnega fluida, zato se geotermalna energija pogosto izrablja preko toplotnih izmenjevalcev in sistemov turbinskih generatorjev, kot jih omogočata binarni tehnologiji ORC in Kalina.

Kljub maloštevilnim praktičnim izkušnjam so EGS edina oblika geotermalnih akumulacij do globine 10 km, ki lahko pomembno prispevajo h globalni energetski bilanci. Na splošno mora EGS zadostiti določenim parametrom, da je tehnično izvedljiv in ekonomsko upravičen. Ključne lastnosti so povzete v tabeli 3:

Tabela 3. Zahtevane lastnosti za EGS rezervoar (po GARNISHU, 2002, v: RYBACH, 2010; UNGEMACH & ANTICS, 2010)

Table 3. Required properties for an EGS reservoir (after GARNISH, 2002, in: RYBACH, 2010; UNGEMACH & ANTICS, 2010)

Življenjska doba sistema / Life of the system	~ 20 let / years
Proizvodni pretok fluida / Fluid production rate	50 - 100 kg/s
Temperatura fluida na ustju vrtine / Fluid temperature at wellhead	150 - 200 °C
Razmik med vrtinami / Separation between wells	~ 600 m
Skupna efektivna površina izmenjave toplote / Total effective heat exchange surface	> 2·10 ⁶ m ²
Prostornina kamnin / Rock volume	> 2·10 ⁸ m ³
Tokovni upor / Flow impedance	< 0,1 MPa/ (kg/s)
Izguba vode / Water loss	< 10%

V HDR projektih, ki so se eksperimentalno pričeli v kraju **Fenton Hill** v pogorju Jemez zahodno od **Los Alamosa** (Nova Mehika, ZDA), sta umetna tako fluid kot sam rezervoar. Njihova tehnična zmožnost je bila dokazana s terenskimi poskusi, ki jih je vodil Los Alamos Scientific Laboratory (LASL) od leta 1970 dalje (TESTER et al., 1979). Ta projekt je bil predhodnik projektov, kjer se EGS intenzivno preučujejo: v Avstraliji (**Cooper basin** in **Hunter Valley**), Franciji (**Soultz-sous-Forêts**), Nemčiji (**Bad Urach**), na Japonskem (**Hijiori**, **Ogachi**, **Yunomori**), na Švedskem (**Fjælbacka**), v Veliki Britaniji (**Rosemanowes Quarry** v Cornwallu) in v Švici (**Basel**). Nekateri izmed njih so razviti na naftnih poljih (npr. **Soultz-sous-Forêts** in **Cooper basin**). Po obdobju relativnega zapostavljanja so ti projekti pridobili nov zagon, predvsem po ugotovitvah, da so kamnine tudi v večji globini do določene mere naravno razpo-

kane, in da bodo privzete metodologije in tehnologije odvisne od lokalnih geoloških pogojev (DICKSON & FANELLI, 2004). Najnaprednejše raziskave so se odvijale na Japonskem in v Franciji. EGS so se začeli šele nedavno uporabljati prav v **Soultz-sous-Forêts**-ju v Franciji. Tamkajšnji EGS je uspešen, ker je razvit v tektonskem jarku z bolj razpokanimi granitnimi kamninami, kar je pripomoglo, da so s hidrofrakturiranjem ustvarili skupno 3 km³ razpokanih kamnin v plitvejšem delu in 2,5 km³ v globljem delu (TESTER et al., 2006). Na lokaciji **Fenton Hill** v ZDA je stimuliran volumen rezervoarja precej manjši, okrog 1 km³.

Evropski HDR projekt **Soultz-sous-Forêts** je bil leta 2001 preimenovan v EGS projekt, saj so ugotovili, da razpokane granitne kamnine v podlagi sedimentov Zgornjereškega jarka vsebujejo veliko vročega slanega fluida (GÉRARD et al., 2006). Projekt se je odvijal večfazno, vključno z vrtnanjem štirih globokih vrtin. Najgloblja vrtina GPK2 sega do 5010 m navpične globine in dolžine 5100 m. Še leta 2004 so predvidevali, da je možno z vzpostavitvijo cirkulacije med vrtinami do skupno 100 l/s postaviti pilotno elektrarno z do 6 MW_e moči. Delujoča pilotna elektrarna naj bi povečala zaupanje v ekonomsko upravičenost EGS projektov in s tem pripravila pogoje za izvedbo nadaljnjih vrtin in postavitev industrijske elektrarne s potencialno kapaciteto od 20 do 25 MW_e (GÉRARD & BAUMGÄRTNER, 2004). Leta 2005 so izvedli 5-mesečni hidravlični test (GÉRARD et al., 2006), na podlagi katerega so v začetku leta 2008 postavili pilotno ORC binarno elektrarno moči 1,5 MW_e (BERTANI, 2008). Decembra 2008 je znašala termična proizvodnja 12 MW_t iz pretoka okrog 28 l/s, sedaj pa znaša instalirana moč elektrarne 2,2 MW_e (BOISSIER et al., 2010; BERTANI et al., 2011). Ker pričakujejo stabiliziranje proizvodnje v bližnji prihodnosti, bo zgrajena še ena dodatna ORC enota moči 1,5 MW_e (GENTER et al., 2008).

Na vplivnem območju hidrofrakturiranja se lahko sprožijo (mikro)seizmični pojavi, opazni kot potresni sunki (MAJER et al., 2007), ki lahko povzročajo nezaupanje v javnosti. Zaradi pojava mikrozeizmičnosti se je projekt v **Soultz-sous-Forêts**-ju zavlekel, saj so z injiciranjem fluida sprožili več kot 400 seizmičnih dogodkov. Najmočnejši je nastal dva dni po zaprtju injicirne vrtine in je dosegel lokalno magnitudo $M_L = 2,9$, a ni povzročil škode.

Podoben EGS projekt v švicarskem **Baslu** je bil decembra 2006 po sproženih seizmičnih dogodkih z magnitudo $M_L \leq 3,4$ zaustavljen. Seizmični dogodki so nastali 2. dec. 2006 zaradi hidrofrakturiranja v 5 km globoki vrtini Basel-1 (MAJER et al., 2007; HÄRING et al., 2008). V naslednjih 56 dneh so zabeležili še tri dogodke z $M_L > 3$. Zaradi nastale škode je bila plačana kompenzacija v višini 9 milijonov USD, čeprav večina zahtevkov ni bila niti preiskana niti dokazana. Projektni vodja M. Häring je bil celo tožen s strani mestnih oblasti in decembra 2009 oproščen vseh obtožb (HOPKIRK, 2009). Projekt ni opuščen, saj poteka neodvisna analiza tveganja in ugotavljanja sprejemljivih poti za izboljšanje rezervoarja.

Potencialne lokacije za razvoj EGS je potrebno podrobno oceniti z različnih geoznanstvenih vidikov, še posebno glede mikrozeizmičnega tveganja, izredno pomemben pa je tudi odkrit in pravočasen stik z lokalnim prebivalstvom. Ta projekt je sprožil dilemo, ali je smiselno gosto mrežo hidravlično povezanih razpok ustvariti le z enim intenzivnim hidrofrakturiranjem (HÄRING et al., 2008). Da bi ublažili seizmično tveganje, je nastal alternativni koncept stimulacije po principu »dregnuti in pustiti, da poraste«. Znatno porast prostornine rezervoarja po hidrofrakturiranju je dal idejo, da bi z večkrat ponovljenim kratkotrajnim (in manj intenzivnim) injiciranjem fluida v kamnino sprožili strižne procese in pustili, da se rezervoar »odduši« (prične prazniti s črpanjem ali z arteškim izlivanjem). Strategija je časovno potratna, a lahko bi močno znižala sprožene seizmične dogodke v nastajajočih EGS.

Podatki iz 41 evropskih primerov kažejo, da je injiciranje fluida v sedimentne kamnine manj seizmogeno kot v kristalinskih kamninah (EVANS et al., 2012). Pri obeh se od prisotnih prelomov, ki omogočajo prodiranje fluida pod tlakom v znatnih razdaljah ter so v bližini vrtin, pričakuje povišano tveganje ustvarjanja zaznavnih dogodkov. Študija nakazuje, da bi nizka naravna seizmičnost lahko bila uporaben kazalec nizke nagnjenosti k seizmičnosti pri injiciranju fluida.

Dubletni sistem pri **Gross Schönebecku** v Nemčiji je pripravljen za delovanje in postavitev binarne geotermalne elektrarne. Z izbiro ustreznega postopka stimulacije in modela usmeritve vrtine so razvili geotermalni rezervoar v spodnjepermskih klastičnih in vulkanskih kamninah (ZIMMERMANN et al., 2011). Metode stimulacije so prilagodili lokalnim kamninam, stratigrafski sekvenci in geološki strukturi.

Nekateri projekti so še v testni fazi (**Fenton Hill** v ZDA), novejši pa so razviti skoraj do proizvodne faze (**Coso** in **Desert Peak** v ZDA, **Cooper basin** v Avstraliji). Spet druge so začasno zaustavili, npr. **Rosemanowes** (Velika Britanija), kjer so ugotovili prenizke temperature in premajhno prostornino razpokanih kamnin (TESTER et al., 2006). Tam so s 3-letnim hidravličnim testom (avg. 1985 – dec. 1988) in naknadnim termo-hidro-mehanskim modeliranjem potrdili fenomen »kratkega stika« (KAYAD MOUSSA, 2011), katerega glavna posledica je, da se hidravlično aktivni del rezervoarja zmanjša. Pri študiju šestih glavnih proizvodnih prelomov so ugotovili prednostne tokovne poti, v katerih kroži več kot polovica injiciranega fluida, kar je lahko vzrok za hitro ohlajanje proizvodne vrtine RH15. Obstoje prednostnih tokovnih poti lahko zmanjša dejanski obseg rezervoarja in ekonomičnost projekta.

Karakterizacija toka fluida v geotermalnem rezervoarju

Karakterizacija toka fluida po razpokah je zelo zahtevna, saj je dostop do rezervoarja omejen na vrtine, ločljivost geofizikalnih metod pa pada z globino. Pomembna je zaradi prepoznavanja

nja prednostnih poti injiciranega fluida in ocene izgub ter ustreznega načrtovanja razvoja geotermalnega sistema (postavitve vrtin, količina odvzema fluida, itd.). Geometrijo kroženja fluida po razpokanem granitu v **Soultz-sous-Forêts**-ju so raziskovali PLACE et al. (2011). Seizmični podatki iz vrtin s tehniko VSP (angl. vertical seismic profiling) so omogočili 3D kartiranje prepustnih struktur v 100-metrskem merilu in pojasnili glavne hidravlične povezave med vrtinami. Model struktur je identificiral sledi varistične (zg. devonij – sp. trias) tektogeneze in njeno reaktivacijo zaradi alpskega potiska. Študija nazorno kaže pomen pravilne geološke interpretacije v kombinaciji z geofizikalnimi rezultati.

V dosedanjih poskusih razvoja EGS v ZDA, na Japonskem, v Evropi in Avstraliji so kot geotermalni fluid za prenos toplote uporabili vodo, ki ima mnogo ugodnih lastnosti, a so tekom razvoja ugotovili tudi lastnosti, ki neugodno vplivajo na prepustnostne lastnosti rezervoarja in jih je potrebno pri načrtovanju upoštevati. Ena izmed negativnih lastnosti vode je predvsem, da je močno topilo za minerale kamnin, pri čemer se njihova topnost običajno viša s povišano temperaturo (PRUESS, 2006). Injiciranje vode v razpoke v vroči kamnini povzroča najprej intenzivno raztapljanje, pri spremembi PT pogojev pa odlaganje mineralov, kar spreminja prepustnost razpok in oteži delovanje EGS. V poskusu odgovoriti na potrebe znižanja atmosferskih emisij CO₂ je BROWN (2000) predlagal, da bi kot fluid za prenos toplote uporabljali CO₂ in s tem kot postransko korist izvajali geološko shranjevanje CO₂. Opazil je, da ima CO₂ nekatere ugodne fizikalne in kemijske lastnosti za delovanje EGS, kot so visoka ekspanzivnost, nižja viskoznost, manjša agresivnost čistega CO₂ za topljenje mineralov, poleg tega pa zavira obarjanje kalcita. Negativna lastnost mešanice vode in raztopljenega CO₂ je močna korozivnost, ki znižuje trajnost jekla v vrtinah, ceveh in turbinah ter povzroča številne tehnološke težave (RENPU, 2011).

Analiza stroškov geotermalne električne energije

Podrobnejšo analizo **stroškov** geotermalne električne energije je izvedel SANYAL (2005). Preučil je geotermalne elektrarne, delujoče na **hidrotermalnih sistemih**, z električno kapaciteto v razponu od 5 do 150 MW_e moči s 50 MW_e kot »osnovnim primerom«. Strošek elektrike sestavljajo tri komponente: investicijski strošek (vključno s stroškom denarja), strošek delovanja in vzdrževanja (angl. operation & maintenance, O&M) brez upoštevanja kreditov ter strošek vrtanja dodatnih vrtin za vzdrževanje enake zmožljivosti (angl. make-up wells).

Vrednosti ekonomskih parametrov sicer odražajo stanje v ZDA, vendar so kakovostno uporabni:

- Strošek elektrike je znatno znižan z vzdrževanjem polne kapacitete proizvodnje, tudi če je potrebno vrtanje dodatnih vrtin v prvih 10-ih letih po začetku obratovanja. Vrtanje dodatnih

vrtin po 20-letnem obdobju od pričetka obratovanja ne zniža več stroška elektrike.

- Minimalno dosegljiv strošek elektrike je neobčutljiv na kapaciteto elektrarne in je reda velikosti 3,4 US¢/kWh (US¢ = dolarski cent). Strošek elektrike se lahko zniža z ustreznim upravljanjem vira in delovanjem elektrarne.
- Izravnani (niveliran) strošek elektrike iz 50 MW_e elektrarne je v razponu 3,6 do 4,1 US¢/kWh. Izravnani strošek je neto strošek postavitve sistema obnovljive energije, deljen s pričakovano proizvedeno elektriko v celotni življenjski dobi sistema. Uporaben je za primerjavo tehnologij z različnimi značilnostmi delovanja.
- Strošek elektrike je najbolj občutljiv na enoto O&M stroška, sledi enotni strošek investicije, obrestna mera in stopnja inflacije v padajočem zaporedju. Strošek je relativno neobčutljiv na proizvodnost vrtine in stopnjo padanja proizvodnosti, na strošek vrtanja na vrtino in na makroekonomsko klimo.
- Majhne delujoče elektrarne lahko po amortizacijskem obdobju 30 let znatno znižajo strošek elektrike, tudi do 20 % za elektrarne moči do 10 MW_e, kar ni značilno za elektrarne s 50 MW_e ali večje moči. Pri slednjih je sedaj prisotno dodatno tveganje zaradi starosti sistemov, saj se sedaj gradijo predvsem manjše elektrarne.
- Minimalno dosegljiv strošek elektrike se običajno znatno ne znižuje s povečanjem kapacitete elektrarne.

Medtem ko zaloga energije na enoto površine raste z globino, pri neto MW_e proizvodni kapaciteti na vrtino ni nujno tako (SANYAL, 2010). Težava izhaja iz dejstva, da bi do globine s temperaturo 190 °C kapaciteta črpalne vrtine naraščala z globino, saj je 190 °C v splošnem temperaturna meja za danes dostopne črpalke. Pod to globino bi moral fluid prelivati iz vrtine in njena dejanska kapaciteta bi bila nižja. To velja do globine s temperaturo 220 °C, nad katero ni več možno posploševanje o kapaciteti.

Če se navežemo na **EGS**, pa je SANYAL (2009, 2010) s pregledom do sedaj razvitih tovrstnih sistemov, numerične simulacije idealiziranih EGS rezervoarjev, analize ekonomske občutljivosti in praktičnih premislekov glede lokalnih značilnosti pokazal, da se izravnani strošek električne energije iz EGS lahko zniža z naslednjimi koraki:

- Znižanjem stroškov obratovanja in vzdrževanja ter stroškov elektrarne.
- Povišanjem proizvodnosti na vrtino z njenim stimuliranjem in/ali povišanjem črpanja s koriščenjem razvoja tehnologije črpalke.
- Izborom lokacije z najvišjim navpičnim temperaturnim gradientom in/ali najdebelejšim možnim sedimentnim pokrovom nad podlago z rezervoarjem.
- Izborom globine vrtanja, ki do skrajnosti poveča kapaciteto vrtine na enoto stroška vrtanja, namesto prizadevanja za doseg najboljši vročega vira.

- Izdelavo največjega možnega stimuliranega rezervoarja na vrtino.
- Izboljšanjem učinkovitosti stimulacije rezervoarja, predvsem z zmanjšanjem razmika med razpokami ter poenotenjem njegovih hidravličnih značilnostih.
- Razvojem mnogokratne stične EGS enote.
- Z modeliranjem rezervoarja optimizirati razmik med vrtinami in hitrost injiciranja, ki zniža stopnjo padanja neto proizvodnje s časom.

Za EGS projekt s 7 MW_e neto moči so SANYAL et al. (2007) ocenili najnižji izravnani strošek na 5,43 US\$/kWh. Ekonomičnost bi bila dosežena pri ceni pod 5 US\$/kWh.

Sinergije naftne in geotermalne industrije

Geotermalna industrija ima skupne značilnosti s številnimi tehnično sorodnimi panogami (CAVNESS, 2011): naftno in plinsko industrijo (usmerjeno in globoko vrtanje, stimulacija in inženiring rezervoarjev), pridobivanjem odpadne toplote (termodinamika toplotnih izmenjevalcev), kemično industrijo (preprečevanje korozije in odlaganja mineralov v cevovodih in opremi), pridobivanjem energije iz vetra in sonca (financiranje in povezovanje v omrežje), okoljevarstvom (omejevanjem izpustov plinov in visoko mineralizirane vode v okolje) in tehnologijo elektrarn na fosilna goriva (inženiring turbinskih generatorjev, kontrolni sistemi, delovanje). Sodelovanje med panogami omogoča povečanje učinkovitosti in zmogljivosti geotermalnih virov, zniža tveganje in poviša donosnost projekta.

Naftna in plinska polja predstavljajo perspektiven trg za geotermalno elektriko, ker so pogosto odročna in daleč od daljnovodov in porabijo veliko elektrike. Elektriko ustvarjajo s kupljenim dizelskim gorivom ali svojim naravnim plinom. V **Ratonskem sedimentnem bazenu** (južni Kolorado, ZDA) naftno-plinska družba Pioneer Natural Resources Inc. razvija polje za pridobivanje metana iz premoga (angl. Coal Bed Methane field, CBM). V bazenu je poleg znatnih CBM virov tudi povišan geotermični gradient, ki je sprožil študijo potenciala za razvoj EGS pod njim (CAVNESS, 2011). Če bo razvoj tega EGS uspešen, bi lahko elektriko iz naravnega plina nadomestili z geotermalno. Sinergija med geotermalno in naftno industrijo je torej v tem, da obstoječe plinske (naftne) vrtnice prikrbijo raziskovalne podatke za oris geotermične anomalije in s tem omogočajo ogromen prihranek zavoljo začetnega visokega tveganja razvoja geotermalnih projektov. Nadaljnje sinergije so še tehnično znanje in infrastruktura plinskega polja. Družba ima tako zemljišče in rudarske podzemne pravice, vrtalno opremo in ekipe, opremo za hidrofrakturiranje in dokončanje vrtin, obstoječe geofizikalne podatke in analize, kakor tudi strokovnjake za lokalno geologijo.

Več naftnih družb je v zadnjih 40 letih pokazalo zanimanje za geotermijo, vključno za EGS. Razvoj EGS je dvosmeren proces, kot ponazarja GARNISH (2011) o napredovanju **Los Alamos** projekta v letu 1993, kjer je bila industrija neposred-

no vpletena v HDR program od vsega začetka. Vse vrtanje in dovršitve v **Fenton Hillu** med 1970 in 1980-timi leti so opravile privatne družbe po pogodbi. Neobičajno vrtanje in jedrniki, motorji v vrtini, pakirji v odprti vrtini in ostala oprema, ki so bili razviti za HDR programe, so sedaj našli uporabo vseh v vrtalni industriji. Karotažne instrumente, prvotno namenjene za uporabo v **Fenton Hillu**, so na široko priredile običajna geotermalna, naftna in plinska industrija. Več elementov visokotemperaturne karotažne opreme, sedaj v široki uporabi, izvira iz projektov **Los Alamos** in **Rosemanowes**. Izboljšane seizmične tehnike so pripeljale do visoke rafiniranosti v poskusu razumevanja HDR rezervoarja v **Fenton Hillu**, in so sedaj po svetu uporabljane za ovrednotenje naftnih in plinskih rezervoarjev in za učinkovitejšo pridobivanje fosilnih virov.

Izvajale so se tudi raziskave za so-proizvodnjo vode iz naftnih polj. V Južni Avstraliji (**Moomba**) je družba Santos pred več kot 20 leti raziskovala možnost uporabe elektrike, pridobljene iz EGS, da bi se izognila rabi plina za pogon glavnih kompresorjev. MIT poročilo (TESTER et al., 2006) posveča celo poglavje potencialu za so-proizvodnjo vode iz naftnih polj v ZDA ob **Mehiškem zalivu**. Teoretično modeliranje kaže, da so stimulacije v sedimentnih naftnih nahajališčih z razvito poroznostjo in prepustnostjo ugodnejše kot v razpokanih kamninah podlage (McKENNA et al., 2005). Nekaj študij v Veliki Britaniji je bilo posvečenih obetom za postavitve geotermalne elektrarne na naftnih platformah **Severnega morja**. Družba Suncor je raziskovala EGS kot vir toplote za proizvodnjo katrana iz peskov v **Alberti** (Kanada) in za ublažitev okoljskih vprašanj povezanih s katranovimi peski.

Obstajajo **tri vrste naftnih vrtin**, ki so zmožne preskrbeti geotermalno energijo za proizvodnjo elektrike (SANYAL & BUTLER, 2010):

- (a) proizvodna naftna ali plinska vrtina z deležem vode
- (b) naftna ali plinska vrtina, opuščena zaradi visokega deleža vode
- (c) vrtina v geotlačnih (angl. geopressured) sedimentnih rezervoarjih z nadtlakom s slanico in raztopljenim plinom.

Razpoložljiva kapaciteta je bila ocenjena na podlagi dostopnih primerov za tipično vrtino (ali skupino vrtin) v vsaki od teh kategorij. Kapaciteta proizvodnih naftnih ali plinskih vrtin z deležem vode (a) za proizvodnjo elektrike je določena s pretokom in temperaturo proizvedenega fluida, temperaturo okolja in učinkovitostjo pretvorbe v geotermalni elektrarni. Faktorji, ki vplivajo na temperaturo fluida na ustju vrtine so: temperatura formacije, globina zajema, premer vrtine in pretok fluida. V naftnih vrtinah na nekaterih preplavljenih naftnih poljih v ZDA ob Mehškem zalivu dosega delež vode 95 % (McKENNA et al., 2005).

Kapaciteta opuščene plinske vrtine (b) je odvisna od enakih faktorjev kot v prvem (a) primeru ter slanosti vode in vsebnosti plinov fluida, grelne vrednosti plina in značilnosti opreme za proizvodnjo elektrike iz plina. Pretoka vode in plina sta

odvisna od hidravličnih lastnosti formacije, vsebnosti plina (raztopljenega in prostega) v fluidu, temperature in tlaka v formaciji in izvedbe vrtnine. Ameriški strokovnjaki so predlagali hibridni sistem za proizvodnjo elektrike iz proizvedenega plina in vode. Ocena takšne plinske vrtnine na obali Mehškega zaliva v ZDA je pokazala, da je proizvodnja elektrike tehnično možna in komercialno sprejemljiva (SANYAL & BUTLER, 2010).

Kapaciteta geotlačne vrtnine v rezervoarju z nadpritiskom (c) je določena z vsemi omenjenimi faktorji za opuščeno vrtnino (b) in s količino nadtlaka v formaciji. Taka proizvodna vrtnina v kraju **Pleasant Bay** (Teksas, ZDA) je sposobna proizvajati 3,9 MW_e od tega 1,5 MW_e iz geotermalnega fluida, 1,9 MW_e iz proizvedenega metana in 0,5 MW_e iz kinetične energije proizvedenega fluida. Neto razpoložljiva moč sistema je 3,1 MW_e, če odštejemo parazitsko moč za injiciranje. Slednje je zelo pomembno za razvoj opisanega projekta. Gospodarnost takega projekta je odvisna od tržne cene naravnega plina; če je ta dovolj visoka, je bolj donosno prodajati plin kot iz njega proizvajati elektriko.

Geotermalni viri (PETTY & LIVESAY, 2008) na območju naftno-plinskih polj so možni kot plitvi konvekcijski sistemi do globine 3 km ali konduktivni sistemi v globinah nad 3 km. V prvih pričakujemo visokotemperaturne fluide, ki se gibljejo po prelomih in razpokah v dobro prepustnem rezervoarju, v katerem prevladuje hidrostatski tlak. V globokih konduktivnih sistemih se naravna prepustnost običajno znižuje z globino, zato jo je potrebno izboljšati s postopki stimulacije rezervoarja, drugače pa se sistemi obnašajo podobno kot geotlačni rezervoarji.

Razvoj vira se lahko odvija po dveh scenarijih (PETTY & LIVESAY, 2008):

1. uporabijo se obstoječe vrtnine
 - a) prednosti (koristi) so naslednje:
 - varčevanje pri stroških vrtanja
 - dostopni so obstoječi podatki o hidravličnem in geotermičnem stanju
 - dostopni so obstoječi hidrogeološki podatki o rezervoarju
 - fluid (običajno voda) je že prisoten v rezervoarju
 - b) pomanjkljivosti so:
 - vrtnina se mora preurediti za proizvodnjo termalne vode
 - za ekonomsko proizvodnjo so potrebni visoki pretoki, ki jih vrtnine zaradi majhnega premera in omejene cone dotoka pogosto ne dosegajo
 - manjši premer vrtnine povzroči večji padec tlaka in temperature
 - visok tlak rezervoarja lahko povzroči težje (in dražje) injiciranje vanj
2. izvrtajo se nove vrtnine
 - a) koristi so naslednje:
 - vrtnina ima ustrezno širok premer, da se poveča pretok fluida
 - vrtnina se lahko zaključí v (več) conah z vročim fluidom

- filtri se izvedejo v globini, ki zagotavlja potrebno temperaturo fluida
- fluid je ali že prisoten v rezervoarju ali pa ga injiciramo kot v EGS
- vrtanje lahko poteka do globin z višjo temperaturo v kristalinski podlagi
- b) pomanjkljivosti so:
 - visoka cena vrtanja in izdelave globoke vrtnine
 - visoko tveganje za uspešnost vrtanja in pridobivanje novih podatkov v globokih vrtninah.

Pretvorba geotermalne energije v elektriko

Za razumevanje pretvorbe toplote geotermalnega fluida v delo (in s tem električno energijo) je potrebno razumevanje nekaterih termodinamskih pojmov. Velja, da večji kot je potencial geotermalnega medija glede na okolico, večja je njegova sposobnost, da opravi delo. Ta potencial se imenuje dostopno delo ali eksergija. **Eksergija** neke snovi je teoretična količina mehanskega dela, ki se lahko pridobi iz njene toplotne vsebnosti pri danih začetnih in končnih pogojih (BODVARSSON & EGGERS, 1972). Sledi, da čim višja je temperatura fluida, tem višja je njegova eksergija. Visokotemperaturni geotermalni fluidi so pri različnem tlaku v različnih fazah: kot nasičena tekočina, zmes tekočine in pare ali para, in imajo kot taki različno eksergijo. Kot primer naj navedemo, da ima visokotemperaturni geotermalni fluid z 200 °C kot suha nasičena para 3-krat večjo specifično entalpijo in 5-krat višjo eksergijo kot nasičena tekoča voda. Ali drugače, para lahko opravi 5-krat več termodinamskega dela kot voda na enoto mase. Pri 100 °C je razlika celo 10-kratna (LEE, 2001). Posledično moramo za čim boljši ekonomski učinek uporabiti geotermalne sisteme čim višjih entalpij in temperatur. Razmerje med specifičnimi entalpijami kamnin do globine 10 km, visokoentalpijskih virov nasičene vodne pare in konvencionalnih fosilnih goriv je 1 : 25 : 300. Za obratovanje geotermalne elektrarne torej potrebujemo veliko geotermalnega fluida (RAVNIK, 1989).

Pretvorba geotermalne energije v električno je tehnološko možna pri relativno nizki temperaturi fluida, a na ekonomsko upravičenost projekta vplivajo številni faktorji tveganja (DELLOITE, 2008), med katerimi so najpomembnejši obseg in vrsta geoznanstvenih raziskav, dostopnost vira, hidrogeološki parametri rezervoarja, tehnični parametri, ki vplivajo na način izrabe in porabo parazitske elektrike, obnovljivost in trajnost vira, lokalni faktorji in zakonodaja ter parametri same elektrarne. Med lokalne faktorje upoštevamo, da je na nekem odročnem kraju geotermalni vir edini dostopen in bi bilo izkoriščanje nekega drugega vira negospodarno.

Za izgradnjo geotermalnih energetskega objekta so potrebne ustrezne predhodne raziskave, potrjene s pilotnimi objekti minimalnih dimenzij. Šele njihovi ugodni rezultati opravičijo nadaljevanje del. Zato se vlaga veliko truda v raziskave

znižanja negotovosti vrtanja, v kombinaciji z magnetoteluriko, poleg reinterpretacije obstoječih podatkov (z novimi metodami in računalniškimi programi) iz prejšnjih naftnih raziskav (BERTANI et al., 2011). V Nemčiji obstaja težnja k uporabi 3D seizmike, celo za projekte z nizkim megavatnim potencialom. Predhodne geoznanstvene raziskave morajo obsegati (LAWLESS, 2007):

- Prostorsko opredelitev geotermalnega vira, tudi s površinskimi geofizikalnimi raziskavami.
- Pilotne raziskave z vrtinami.
- Opis prepustnosti (dobra / potrebno jo je izboljšati s stimulacijo) in poroznosti.
- Hitrost konvekcije z oceno prenosa toplote in velikost geotermičnega gradienta.
- Hidrogeološki konceptualni model z območjem napajanja in iztoka iz sistema.
- Možnost konflikta interesa med uporabniki geotermalnega fluida, nafte in plina,...
- Karakterizacijo fluida: kemijska sestava, prisotnost plinov, fazno stanje.
- Način odvzema fluida: črpanje ali prelivanje.
- Ocena virov v predvidenem časovnem obdobju izrabe (25 / 30 / 50 let).
- Določitev tipa turbine, generatorskega sistema in kapacitete energetskega objekta.
- Tehnične, okoljevarstvene in ekonomske študije.

Oceno geotermalnega vira še pred pilotnim vrtanjem se lahko izdelata na podlagi gostote površinskega toplotnega toka, analogije s podobnimi območji, volumetrične ocene uskladiščene toplote (angl. heat in place) ali matematičnega modela toka fluida in toplote. Če se geotermalni vir že izrablja, se lahko njegovo stanje oceni tudi z analizo krivulj upada izdatnosti s časom.

Za proizvodnjo geotermalne elektrike potrebujemo vsaj eno proizvodno in eno reinjicirno vrtino. Ker je potreben relativno velik pretok geotermalnega fluida, tlak in s tem njegovo količino v rezervoarju vzdržujemo z vračanjem toplotno izrabljenega fluida vanj. Zaradi hidrogeoloških značilnosti rezervoarja je pogosto potrebno izdelati več reinjicirnih vrtin kot je proizvodnih. Zato je razumljivo, da večji del stroškov razvoja geotermalnega sistema obsega vrtanje novih vrtin. Cene vrtanja so zelo različne, ker so odvisne od lokacije, lokalnih geoloških pogojev, tehnologije vrtanja ter tržnih zakonitosti (gibanja cen surovin). Za orientacijo lahko omenimo, da 3 km globoka zaključena vrtina (s cevovodjo in filtri) stane vsaj 3 milijone USD (TESTER et al., 2006; CHANDRA-SEKHARAM & BUNDSCHUH, 2008), medtem ko se cena 4 km globoke vrtine giblje med 5 in 12 milijoni USD. V **Soultz-sous-Forêts**-ju so dosegli ceno vrtanja 5 milijonov € za 5 km globoko vrtino GPK-3 glede na ekonomski cilj 10 milijonov € za 6 km globoko vrtino (UNGEMACH & ANTICS, 2010).

Poleg stroškov vrtanja je ekonomičnost pretvorbe geotermalne v električno energijo pogojena predvsem s temperaturo delovnega fluida. Mejna vrednost standardnih pretvorbenih sistemov je zaradi turbin postavljena na okoli 600 °C, čeprav ne-

kateri energijski viri dosežejo veliko višje temperature (jedrska in fosilna goriva, sončna energija). Nasprotno hidrotermalni viri le redko presežejo temperaturo 350 °C. Drugi zakon termodinamike postavlja nepremostljivo oviro za gospodarnost pretvorbe toplote v elektriko pri nižjih temperaturah, zato je termična učinkovitost pretvorbe geotermalnih virov nizka: pri vhodni temperaturi 100 °C v turbino znaša le 8 %, pri 200 °C pa okrog 18 %.

Pri večini geotermalnih virov se temperatura fluida od 150 do 180 °C smatra kot spodnja meja za ekonomsko sprejemljivo proizvodnjo elektrike s klasičnimi parnimi turbinami v konvencionalnih geotermalnih elektrarnah (DIPPO, 1987). Pretvorba toplote v elektriko se vrši po treh različnih principih oziroma procesih (internet 4, internet 5; DIPPO, 1999, 2009; MEDVED & NOVAK, 2000; DVORŠAK, 2009):

- *odprti parni proces* (angl. dry steam) v klasični parni turbini: vroča suha para običajno s temperaturo vsaj 230 °C se uvaja direktno v turbino, kjer ekspandira do tlaka okolice in prosto izstopa iz turbine v ozračje. Turbina poganja rotor, generator pa mehansko delo pretvori v električno energijo (geotermalna polja s suho paro so redka),
- *zaprti uparjalni proces* (angl. flash steam): ko v dvofaznem geotermalnem viru prevladuje para, se uporablja enostopenjski proces, pri katerem vohijo paro v enostopenjsko turbino, kjer ekspandira. Če pa prevladuje voda, pa se pogosto uporablja dvostopenjski parni proces; najprej se izkoristi energija pare iz nasičenega fluida s temperaturo običajno vsaj 180 °C, ki jo iz separatorja vohijo v visokotlačni del turbine. Voda pod visokim tlakom iz separatorja se pri nižjem tlaku v dodatnem uparjalniku (angl. flash tank) upari. Para se uvaja v nizkotlačni del turbine, ostanek vode pa se vrača v vodonosnik (najbolj razširjen tip),
- *binarni termodinamični proces* (angl. binary cycle): geotermalna voda s temperaturo med 80 in 150 °C upari delovni fluid - tekočino z nižjim vreliščem od temperature vrelišča vode. Njegova para ekspandira v turbini in poganja turbino generatorja.

V svetu so pogoste geotermalne elektrarne, kjer za povišanje izkoristka pretvorbe energije združujejo postopek pridobivanja električne energije s klasično parno turbino in binarni princip – geotermalne elektrarne s kombiniranim ciklom.

Binarne geotermalne elektrarne

V primeru nižje temperature geotermalnega fluida (med 80 in 150 °C) ali njegove visoke mineralizacije se za pretvorbo energije uporabi binarni proces. V toplotnem izmenjevalcu binarne geotermalne elektrarne sta aktivna dva zaprta krogotoka: en z geotermalnim fluidom in drugi z delovnim fluidom (slika 1). Geotermalni fluid upari delovni fluid in se potem vrača nazaj v geotermalni rezervoar, medtem ko uparjen delovni fluid opravi delo,

ki se pretvori v električno energijo, kondenzira in vrne v toplotni izmenjevalec. V geotermalnih binarnih elektrarnah se uporabljata dva tipa ciklov delovnega fluida: ORC in Kalina cikel. Pri **Kalina ciklu** termodinamični proces pretvorbe termalne energije v delo opravi zmes amonijaka in vode, medtem ko pri **ORC** (angl. Organic Rankine Cycle) sodelujejo organske spojine z visoko molekulsko maso (hladilne tekočine: freoni, izobutan, izopentan, R-115, R-717, R-22, itd.)

Prednosti binarnega sistema so: večji izkoristek pretvorbe energije z uporabo kombiniranega cikla, večja dostopnost geotermalnih rezervoarjev zaradi izrabe virov z nižjo temperaturo, zaprt krogotok geotermalnega fluida omogoča izrabo visoko mineraliziranih fluidov, zaradi skoraj nespremenjene kemične sestave fluida je manj težav z obarjanjem mineralov pri reinjiciranju ter skorajda ni izgub fluida v sistemu zaprtega krogotoka. Opis tehničnih prednosti z vrsto delujočih binarnih elektrarn je objavilo že podjetje ORMAT (1989). V naši literaturi sta jih opisala KRALJ (1999) in GROBOVŠEK (2005). Slabosti tega sistema so: veliki in dragi toplotni izmenjevalci, nizki izkoristki pri visoki temperaturi okolja (zraka), potrebujemo veliko geotermalnega in delovnega fluida, potrebna je reinjekcija in s tem reinjekcijske vrtine. Temeljiteje sta vplive geotermalnih elektrarn na okolje obdelala CLAUSER (2006) in DiPIPO (2009), slednji tudi tehnologije njihove ukinitve ali razgradnje.

Od vseh delujočih geotermalnih elektrarn v letu 2010 z 10898 MW_e instalirane kapacitete je bilo približno 11 % moči (1178 MW_e) instalirane v elektrarnah z binarnimi in kombiniranimi cikli ter hibridnimi sistemi pretvorbe (BERTANI, 2010, 2012). V Evropi binarni sistemi delujejo v Avstriji (**Altheim, Bad Blumau, Simbach/Braunau**), Nemčiji (**Neustadt-Glewe, Landau, Unterhaching, Bruchsal**), Franciji (**Soultz-sous-Forêts**) in na francoskem otoku Guadeloupe (**Bouillante**), v Turčiji v Mali Aziji (**Kizildere in Dora**) in **Pico Vermelho** na Azorskem otoku Sao Miguel (Portugalska).

Nam najbližja binarna ORC elektrarna obratuje v kraju **Bad Blumau** (Avstrija) z močjo 0,25 MW_e bruto ter 0,18 MW_e neto in proizvaja 1,2 GWh/leto (GOLDBRUNNER, 2010). Iz dolomitnega vodonosnika pridobivajo poprečno 30 l/s termalne vode s 110 °C, ki jo po izrabi toplote v elektrarni in za daljinsko ogrevanje vračajo v vodonosnik s temperaturo od 45 do 90 °C. V **Altheimu** v Avstriji od leta 2000 deluje binarna ORC elektrarna s kapaciteto 1 MW_e. S poševno vrtino zajeta termalna voda v dolomitu in dolomitnem apnencu se izrablja tudi za daljinsko ogrevanje. Vodonosne kamnine so zadostne debeline in blizu prelomne cone, zato znaša pretok 18 l/s, njena temperatura na ustju vrtine pa 105 °C (GOLDBRUNNER, 2005). S 5-stopenjsko potopno črpalko so pretok povečali do največ 100 l/s, s tem da toplotno izrabljeno vodo vračajo v vodonosnik. Neto učinek ORC instalacije je okrog 500 kW pri pretoku 82 l/s, če odštejemo parazitsko obremenitev 350 kW za potopno črpalko (BERTANI, 2012). Uspešne so bile tudi raziskave v Nemčiji,

na primer v kraju **Neustadt-Glewe**. Elektrarna z ORC ciklom in 230 kW_e instalirane moči omogoča tudi daljinsko ogrevanje in ogrevanje prostorov s 17 MW_t moči (SCHELLSCHMIDT et al., 2010). Na Madžarskem strokovnjaki sicer omenjajo možnost pretvorbe geotermalne energije v električno (KUBUS, 2005), vendar poskusi niso uspešni. Testiranje dveh vrtin Ortaháza-3 in Ortaháza-5 v kraju **Iklódbördöce** (zahodna Madžarska, pokrajina Zala) v letu 2007 je sicer dalo zadovoljive rezultate glede temperature (146 °C) in kemijske sestave fluida, vendar je bil pretok premajhen (do 14 l/s) (GREENROCK ENERGY, 2007).

Učinkovitost pretvorbe geotermalne energije

Učinkovitost pretvorbe geotermalne energije pogojujejo številni omejitveni dejavniki, ki se izrazijo šele ob delovanju elektrarne, za njeno okvirno oceno pa prikazujemo nekaj preprostih izračunov. Za učinkovitost pretvorbe toplote v električno energijo je zelo pomembna najnižja temperatura okolice na katero lahko ohladimo delovno tekočino, t.i. absolutna temperatura »mrtvega stanja« (angl. dead-state temperature). To je najnižja temperatura za zavrženje toplote (angl. heat rejection process) in najnižja temperatura »ponora« (angl. lowest sink temperature) (DiPIPO, 2007). Zaradi sezonskega nihanja temperature je npr. poleti, ko je temperatura zraka visoka, učinkovitost pretvorbe bistveno nižja kot pozimi. To je jasno iz naslednje enačbe (1), kjer je v števcu manjša razlika in posledično nižja učinkovitost, ko je temperatura okolice poleti višja.

Najvišjo termično učinkovitost ($\eta_{th,max}^{TRI}$) v trikotnem ciklu delovanja izračunamo po enačbi (DiPIPO, 2007):

$$\eta_{th,max}^{TRI} = \frac{T_H - T_0}{T_H + T_0} \quad (1)$$

kjer sta:

T_H : absolutna temperatura (K) geotermalnega fluida na vstopu v elektrarno

T_0 : absolutna temperatura (K) »mrtvega stanja« (najnižja razpoložljiva temperatura okolice)

Primer 1: Pri temperaturi okolja $T_0 = 20$ °C in temperaturi fluida $T_H = 150$ °C je najvišja termična učinkovitost 18,2 %, pri $T_H = 120$ °C pa 14,6 %. Pri temperaturi okolja $T_0 = 30$ °C pa dobimo 16,5 % za temperaturo fluida $T_H = 150$ °C in 12,9 % za $T_H = 120$ °C.

Za temperaturni razpon geotermalnih virov med 100 in 140 °C je DiPIPO (2007) glede na izbrane primere binarnih elektrarn po svetu v grobem določil **relativno učinkovitost** na 58 ± 4 %. **Dejansko termično učinkovitost** (η_{th}) binarne geotermalne elektrarne s tem temperaturnim razponom fluida ocenimo z enačbo:

$$\eta_{th} \approx 0,58 \cdot \frac{T_H - T_0}{T_H + T_0} \quad (2)$$

Primer 2: Pri temperaturi fluida $T_H = 120$ °C in okolja $T_0 = 20$ °C je termična učinkovitost 8,5 %.

Relativna učinkovitost je razmerje med dejansko termično učinkovitostjo ($\eta_{th,act}$) in najvišjo termično učinkovitostjo ($\eta_{th,max}^{TRI}$) v trikotnem ciklu delovanja.

$$\eta_{rel} = \frac{\eta_{th,act}}{\eta_{th,max}^{TRI}} \quad (3)$$

Dejanska termična učinkovitost se računa po pogojih prvega zakona termodinamike in je razmerje med nominalno (neto) proizvodno močjo elektrarne in vloženo termično močjo (DiPIPO, 2004):

$$\eta'_0 = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{m}_{geo}(h_{in} - h_{out})} \quad (4)$$

kjer so:

$\dot{W}_{net}$: nominalna (neto) proizvodna moč elektrarne (kW)

$\dot{Q}_{in}$: stopnja prenosa toplote med sistemom in okolico (= vložena termična moč v kW)

$\dot{m}_{geo}$: masni pretok geotermalnega fluida (kg/s)

h_{in} : specifična entalpija fluida na vходу (kJ/kg)

h_{out} : specifična entalpija fluida na izhodu (kJ/kg)

Primer 3: binarna elektrarna Nigorikawa na Japonskem (DiPIPO, 2004):

$$\begin{array}{ll} \dot{W}_{net} = 1000 \text{ kW} & \dot{m}_{geo} = 50 \text{ kg/s} \\ T_0 = 13 \text{ °C} & T_H = 140 \text{ °C} \end{array}$$

Za dejansko termično učinkovitost dobimo 9,81 % po enačbi (4), po manj natančni enačbi (2) pa 10,5%. Za grobo oceno je razlika zanemarljiva. Eksergijska učinkovitost po drugem zakonu termodinamike je za ta primer 21,6 % in se običajno suče med 20 in 46 % za geotermalne fluide s temperaturami med 110 in 160 °C (DiPIPO, 2004; FRANCO & VILLANI, 2009).

Primer 4: Pri temperaturi fluida $T_H = 150 \text{ °C}$ in okolja $T_0 = 20 \text{ °C}$ znaša najvišja termična učinkovitost 18,2 % in dejanska termična učinkovitost 13,5 %, zato binarna elektrarna deluje z relativno učinkovitostjo 75 %.

Ne glede na idealni cikel (Carnot, maksimalni trikotni), ki je uporabljen za ugotavljanje idealne učinkovitosti, je za pretvorbo iz najvišje ($\eta_{th,max}^{TRI}$) v dejansko (η_{th}) učinkovitost vedno potrebno uporabiti relativno (η_{rel}) učinkovitost. Šest delujočih binarnih elektrarn v letu 2006 je izkazovalo relativno učinkovitost (na osnovi maksimalnega trikotnega cikla) $55 \pm 10 \%$ preko širokega temperaturnega razpona fluidov. Variacija je posledica razlik v parazitski moči. Kljub omenjenemu relativna učinkovitost lahko dosega tudi do 85 % (DiPIPO, 2007).

Turbine v binarnem ORC ciklu in v geotermalnih elektrarnah z zaprtim uparjalnim procesom (angl. flash-steam) imajo tipično **izentropno učinkovitost** v razponu 77 do 82 %, medtem ko so parne turbine v sodobnih elektrarnah na ogljikovodike sposobne doseči izentropno učinkovitost do 90 %.

Čista (neto) proizvodna moč binarne elektrarne ($\dot{W}_{net}$) se oceni iz enačbe (DiPIPO, 2007):

$$\dot{W}_{net} [kW] \cong 2,47 \cdot m \left(\frac{T_H - T_0}{T_H + T_0} \right) (T_H - T_C) \quad (5)$$

kjer so:

T_H in T_0 kot v prejšnjih enačbah

m : masni pretok fluida (kg/s)

T_C : temperatura fluida, ki zapuša hladno stran toplotnega izmenjevalca (K)

Privzeta je povprečna specifična toplota fluida 4,25 kJ/kg·K. V tej enačbi številka 2,47 predstavlja zmnožek specifične toplote fluida 4,25 kJ/kg·K in relativne učinkovitosti 0,58 iz enačbe (2).

Primer 5: Pri $T_H = 120 \text{ °C}$, $T_0 = 20 \text{ °C}$, $m = 25 \text{ kg/s}$ in $T_C = 30 \text{ °C}$ dobimo čisto proizvodno moč 0,81 MW_e, za $T_C = 50 \text{ °C}$ pa le 0,63 MW_e.

Enačbe so namenjene hitri oceni učinkovitosti in proizvodne moči binarnih elektrarn in ne morejo nadomestiti podrobnih analiz toplotnega ravnotežja, potrebnih za konstrukcijo elektrarne!

Termična učinkovitost (angl. efficiency) **pretvorbe toplote v elektriko** s klasično parno turbino je le 10–12 % (RENN & FILIPOVIĆ, 2005; KALINA, 2005), redkeje do 15 %. Geotermalne elektrarne, ki izkoriščajo visokoentalpijske geotermalne sisteme in imajo enostopenjske in dvostopenjske turbine (angl. single in double flash) ali suho paro, delujejo pri višji **razpoložljivosti energije**, tipično 75–90 %, kar je višje kot druge elektrarne na obnovljive vire energije (WEA, 2004). Slovenske izraze za naslednje definicije smo povzeli po knjigi TUME & SEKAČNIKA (2004). **Razpoložljivost energije** (angl. capacity factor) je razmerje med proizvedeno elektriko (MWh) v nekem času (npr. v enem letu) in njeno potencialno možno proizvedeno elektriko (MWh), če bi delovala pri polni nominalni kapaciteti vse leto. Geotermalne elektrarne so zaradi stalnega delovanja zelo primerne za pokritje osnovnih obremenitev sistema, ker je njihova **časovna razpoložljivost** 92–99 %, z **obratovalnim faktorjem** 84–96 %. V pojasnilo: Časovna razpoložljivost (angl. availability factor) je razmerje med celotnim časom delovanja elektrarne v nekem obdobju (enem letu) in celotnim časom tega obdobja. Obratovalni faktor (tudi faktor obremenitve, angl. load factor) je razmerje med proizvedeno elektriko (MWh) v nekem času in najvišjo obremenitvijo (MW_e) preko istega časa (v urah) (internet 7). Najvišjo obremenitev imenujemo tudi »delujoča kapaciteta« in je nekoliko nižja od instalirane kapacitete.

Proizvodnja elektrike iz geotermalnih virov je močno povezana z **razpoložljivostjo energije** elektrarne. Ta se je od leta 1995 naprej večala od povprečne začetne vrednosti 64 % do vrednosti 73 % v letu 2008. Poprečno razpoložljivost energije 90 % in več že dosegajo nekatera delujoča geotermalna polja, recimo The Geysers v ZDA (BERTANI, 2008, internet 8), ki uporabljajo učinkovite tehnične rešitve (kemične zaviralce obarjanja mineralov in preprečevalce korozije) in napredni pristop razvoja geotermalnega vira (upravljanje vira z matematičnimi modeli, reinjiciranje, boljše po-

znavanje parametrov geotermalnega polja z uporabo izboljšanih geofizikalnih meritev).

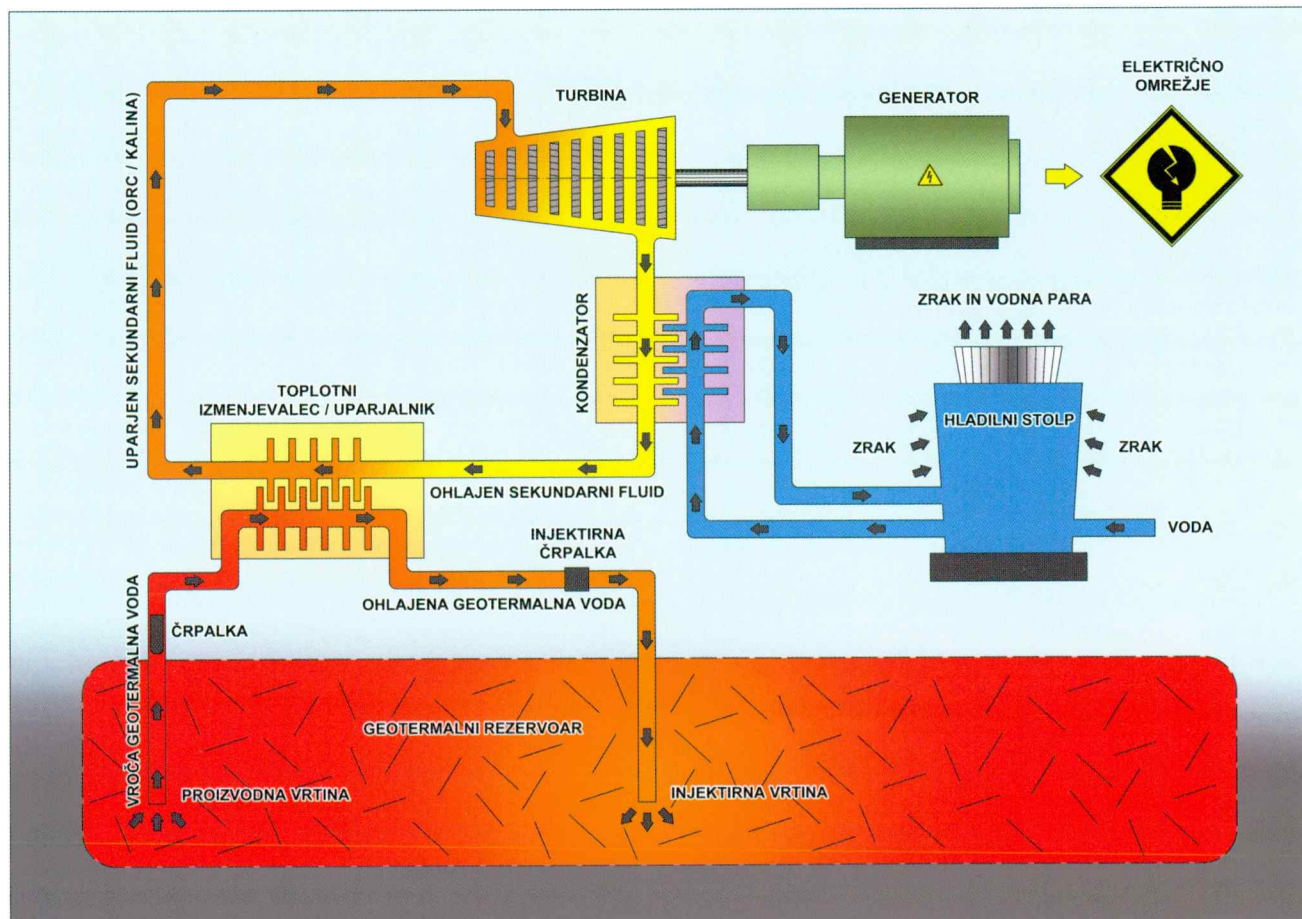
V temperaturnem razponu med 100 in 150 °C je najvišja termična učinkovitost (izkoristek) *klasičnih parnih turbin* le malenkost višja kot pri *binarnih sistemih*. Najvišja termična učinkovitost binarnih elektrarn **Miravalles** v Kostariki ter **Heber** in **Ormesa** v Kaliforniji, ZDA, sega do 16 % (TESTER et al., 2006; DiPIPO, 2007), pogosteje pa je v razponu 8 do 12 %. Pri fluidih s temperaturo pod 120 °C je izkoristek še nižji, le 6 do 11 % (RENZ & FILIPOVIĆ, 2005). Izkoristki se bodo v prihodnosti z napredkom verjetno izboljšali, še vedno pa bodo relativno nizki. Dejanska termična učinkovitost binarnih elektrarn se glede na vhodno temperaturo fluida po sliki iz članka CLAUSER-ja (2006) giblje do 7 % pri temperaturah do 110 °C (**Mulka** in **Birdsville** v Avstraliji, **Wendel** v ZDA, **Neustadt-Glewe** v Nemčiji, **Bad Blumau** v Avstriji) in do 13 % pri 170 °C (**Heber** v ZDA).

Tehnologija Kalina cikla naj bi bila boljša kot ORC. Učinkovitost prve je 7 do 17 % (pri temperaturi fluida 100 oz. 190 °C), medtem ko znaša učinkovitost ORC od 6 do 13 % (RENZ & FILIPOVIĆ, 2005). Nasprotno DiPIPOVA (2004) analiza kaže, da so trditve o 15-50 % ali več proizvodne moči za isti toplotni vložek v Kalina ciklu glede na ORC neutemeljene. Izračunana razlika je 3 % v prid Kalina ciklu, pri čemer je avtor upošteval le eno binarno elektrarno s Kalina ciklom (2 MW_e, **Húsavík**

na Islandiji), sedaj pa delujeta še dve novi, in sicer v **Unterhachingu** (južno od Münchna) in **Bruchsalu** v Nemčiji (SCHELLSCHMIDT et al., 2010; BERTANI, 2012).

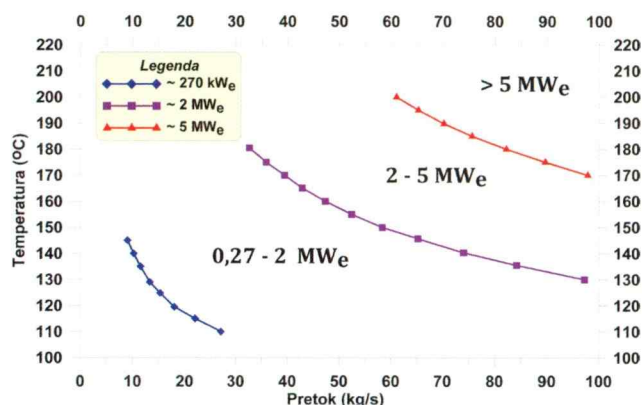
DiPIPO (2004) je pokazal, da lahko binarne elektrarne delujejo z zelo visoko eksergijsko učinkovitostjo (učinkovitost po drugem zakonu termodinamike), tudi ko so gonilni fluidi nizko temperaturni in z nizko specifično eksergijo. V nekaterih elektrarnah so dosežene 40 % ali višje eksergijske učinkovitosti z geotermalnimi fluidi s specifično eksergijo samo 200 kJ/kg ali celo nižjo (npr. **Heber** in **Beowawe** v ZDA).

Odnos med izdatnostjo in temperaturo fluida za doseganje zelene moči binarne geotermalne elektrarne na Rankinov cikel ponazarja slika 2 (KUJBUS, 2010). Manj natančen graf s prikazom neto proizvodne moči iz nizkoentalpijskih geotermalnih fluidov za pretoke do 25 l/s sta podala CHANDRASEKHARAM & BUNDSCHUH (2008). Tabela 4 kaže zahtevane pretoke fluida kot funkcijo njegove temperature za binarno elektrarno moči 1 MW_e (TESTER, 1982). Upoštevani so »optimalni termodinamični pogoji« različnih delovnih fluidov v binarnem Rankinovem ciklu: $T_0 = 27$ °C, $\eta_{\text{TURBINE}} = 85$ % (suho), $\eta_{\text{ČRPALKE}} = 80$ %. Za severovzhodno Slovenijo sta najverjetnejša scenarija s temperaturo do 150 °C. Ker je potrebno dosti fluida, bo morda potrebno izdelati več proizvodnih vrtin, da bi dobili potrebno količino za obratovanje takšne binarne elektrarne.



Slika 1. Shema binarne geotermalne elektrarne (internet 6)

Figure 1. Diagram of binary geothermal power plant (internet 6)



Slika 2. Odvisnost instalirane moči geotermalne elektrarne od temperature in pretoka fluida (KUJBUS, 2010)

Figure 2. Dependence of installed capacity of geothermal power plant from temperature and fluid flow rate (KUJBUS, 2010)

Tabela 4. Potrebni pretoki geotermalnega fluida kot funkcija njegove temperature za binarno elektrarno moči 1 MW_e (TESTER, 1982)

Table 4. Geothermal fluid flow rate requirements as a function of fluid temperature for the binary power plant of 1 MW_e (TESTER, 1982)

Temperatura fluida / Fluid temperature (°C)	Potreben pretok fluida / Required fluid flow rate (kg/s)
125	33-50
150	20-28
180	11-16
200	9-12

Proizvodnja geotermalne elektrike v evropskih državah

Po podatkih s svetovnega geotermalnega kongresa 2010 (BERTANI, 2010, 2012) je celotna moč geotermalnih elektrarn v svetu ob koncu leta 2010 znašala skoraj 11 GW_e. V 5-letnem obdobju 2005-2010 je bil dosežen porast za okrog 2 GW_e instalirane moči, kar ob grobem linearnem trendu pomeni okrog 400 MW_e letno. Instalirana moč geotermalnih elektrarn v evropskih državah znaša skupno 1645,7 MW_e, po državah pa je naslednja (BERTANI, 2012): Italija 843, Islandija 575, Turčija 91 (v Mali Aziji), Rusija 82 (na Kamčatki in Kurilih), Portugalska 29 (na otoku Sao Miguel), Francija 17,2 (na otoku Guadeloupe in že omenjeni Soultz v Alzaciji), Nemčija 7,1 in Avstrija 1,4 MW_e.

Dejanska delujoča kapaciteta znese nekoliko manj od instalirane moči, za vse naštete države 1.592 MW_e namesto 1.645,7 MW_e. Celotna proizvedena geotermalna električna energija v evropskih državah je bila leta 2010 okrog 11.384 GWh (BERTANI, 2012), z Italijo na prvem mestu s 5520 GWh in Islandijo s 4597 GWh takoj za njo. V ostalih evropskih državah pa je bila proizvodnja elektrike iz geotermalne energije naslednja: Turčija 490, Rusija 441, Portugalska 175, Francija 107, Nemčija 50 in Avstrija 3,8 GWh.

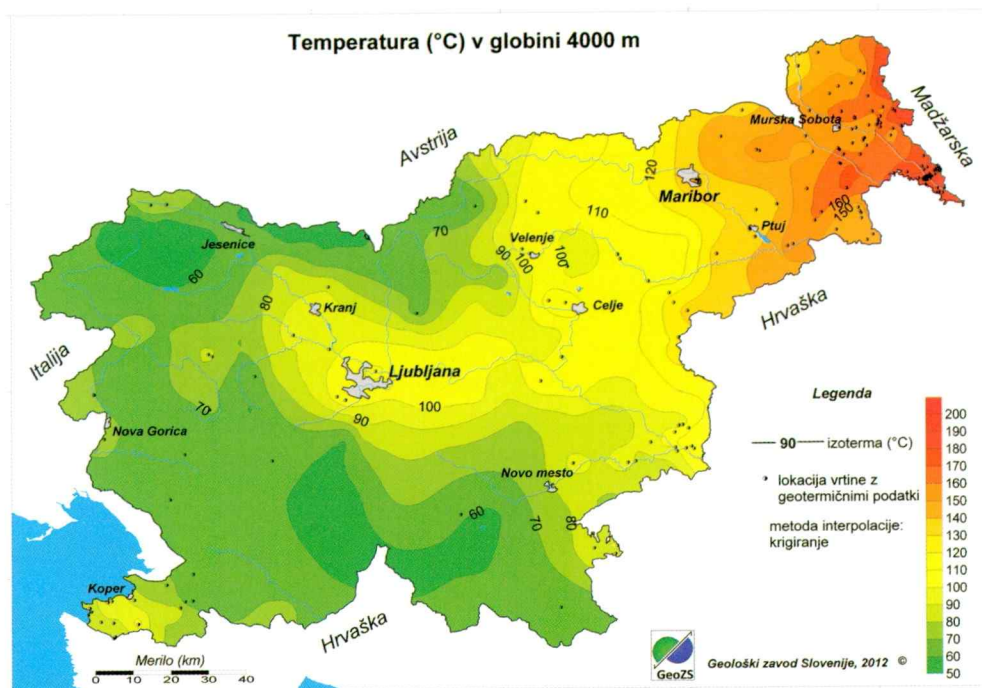
Možnost izrabe geotermalne energije za proizvodnjo elektrike v Sloveniji

V Sloveniji je identificiranih 51 mest s pojavom termalne vode (LAPANJE & RMAN, 2009) in s tremi tipi nizkotemperaturnih geotermalnih sistemov. Najvišje temperature vode so izmerjene na območju severovzhodne Slovenije, kjer so zaradi raziskav nahajališč nafte in plina neogenski sedimenti in sedimentne kamnine do globine 3 km dobro raziskani, tako geofizikalno kot z vrtnami. Visokotemperaturni geotermalni viri so še nedokazani, a pričakovani v predneogenski podlagi skrajnega jugovzhodnega dela Pomurja in lokalno na območju globljih prelomnih con. Druga perspektivna območja po Sloveniji (Ljubljanska kotlina, Posavske gube, Haloze, Primorska, itd..) še niso ustrezno strukturno-hidrogeološko-geotermično raziskana z globokimi (do 5 km) raziskovalnimi vrtnami, zato njihovega potenciala ne moremo interpretirati. Možnosti identifikacije in razvoja visokotemperaturnih virov v Sloveniji so opisane z geotermičnim in hidrogeološkim potencialom v sledečem besedilu.

Geotermični potencial Slovenije

Temperatura rezervoarja je prvi parameter identifikacije potencialnega geotermalnega vira. Globinske temperature karte so izdelane za celotno Slovenijo (metodo sta opisala RAJVER & RAVNIK, 2002) in se izboljšujejo z rezultati novih meritev. V globini 4 km je temperatura nad 100 °C pričakovana na območju vzhodne Slovenije, nad 150 °C pa vzhodno od Ptuja (slika 3). Za oceno visokotemperaturnih virov so izvajalci karotažnih in drugih meritev pridobili pomembne točkovne podatke predvsem iz globokih vrtin, kjer so bili ugotovljeni fluidi z zelo visoko temperaturo. Ena takih je 4048 m globoka vrtina **Ljut-1/88** pri Ljutomeru, kjer so kmalu po vrtanju maja 1988 med t.i. DST (angl. drill stem test) testiranjem odseka 4009-4018 m v globini 4015 m naleteli na »pregreto slojno vodo« s temperaturo 173 °C (HUNDRIČ, 1988; DJURASEK & GALOVIĆ, 1988). Zaradi toplotnih izgub v vrtini je bila temperatura na ustju le še ca 148 °C (RMAN et al., 2009), izdatnost pa so ocenili na 27 l/s. Kratkotrajni hidravlični test je pokazal, da bi bilo možno izkoriščati paro z zmogljivostjo 40 kg/s (BOŠNJAK, 1992), vendar so v kasnejšem testiranju potencialnega vodonosnika v odseku med globinami 4010 do 4033 m ugotovili zelo omejen dolomitni rezervoar. Načrti za izkoriščanje geotermalnega sistema pri Ljutomeru za proizvodnjo elektrike in druge kaskadne rabe z vrtino Ljut-1/88 kot reinjicirno so sprva temeljili na pričakovanjih o višjem pretoku fluida (vsaj 35 kg/s) oz. naravnim iztokom 230 m³/h s temperaturo na ustju nove vrtine vsaj 158 °C in s temperaturo v rezervoarju okrog 175 °C (KRALJ et al., 1994; VORŠIČ et al., 1995; GROBOVŠEK, 2005).

V vrtini **Mg-6/85** na območju Murskega gozda pri Lendavi, ki je globoka 3858 m, so v globini 3739 m februarja 1985 v sklopu DST meritev izmerili temperaturo 202 °C (RUNJIĆ, 1985; MARINKO,



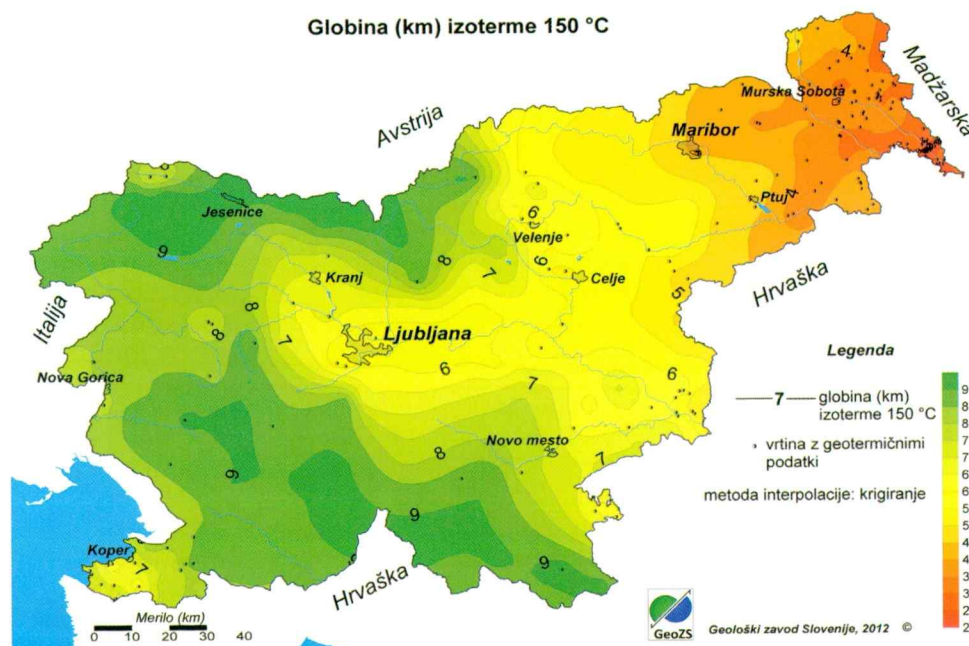
Slika 3.
Pričakovane temperature
v globini 4000 m v Sloveniji.
Figure 3.
Expected temperatures
at 4000 m depth in Slovenia.

1988). To je doslej najvišja izmerjena temperatura v slovenski vrtini. Meritev še ni ponovljena, zato podatek ni preverjen. Regionalno sovпада z visoko temperaturo v vrtini **Mot-1/76** pri Motvarjevcih, prav tako blizu meje z Madžarsko. Tam so leta 1976 v globini 3760 m v statičnih pogojih izmerili 195,5 °C (INA Naftaplin, 1976).

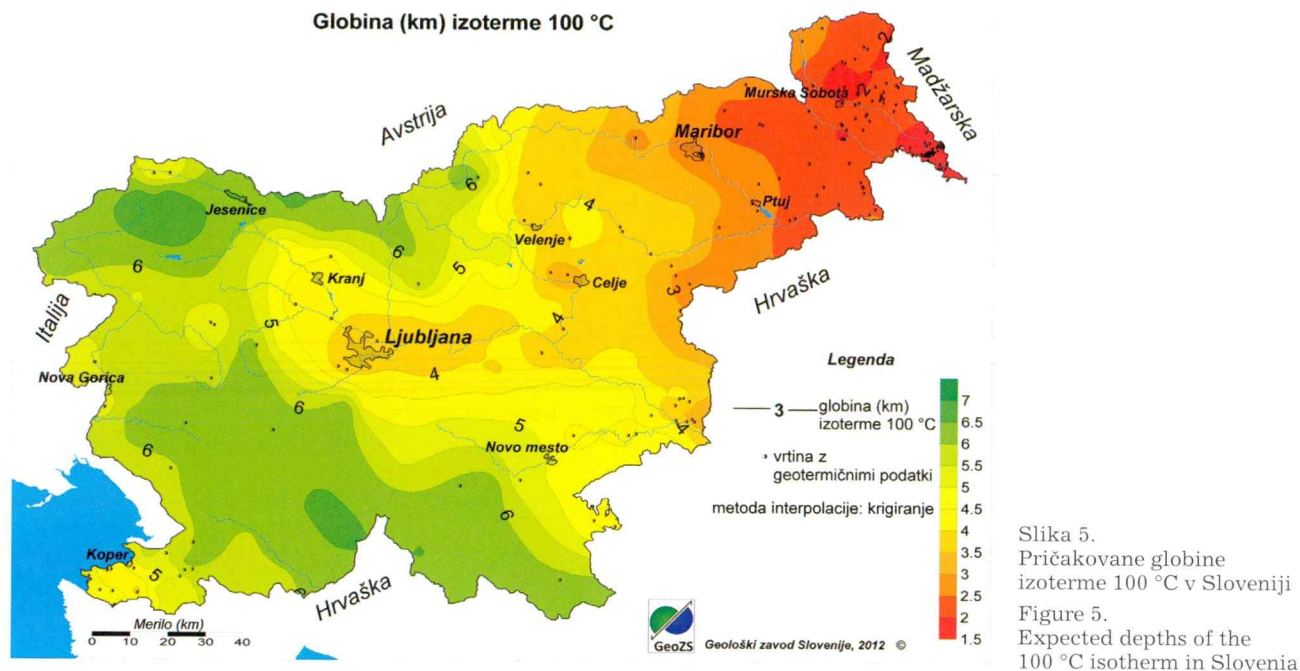
Globina izoterme 150 °C (slika 4) predstavlja po MUFFLER-ju & CATALDI-ju (1978) mejo za proizvodnjo elektrike s *klasičnimi parnimi turbinami*. Izoterme so najplitvejšje v severovzhodni Sloveniji, večinoma manj kot 5 km, na območju Lendave celo manj kot 3 km globoko. Zahodno od črte Dravograd-Zalec-Krško z izjemo dela osrednje Slovenije ležijo globlje od 6 km, pod visokimi gorami Alp in Karavank ter na Notranjskem pa ponekod globlje od 9 km. V obalnem pasu so izoterme 150 °C v globini približno 7 km.

Za oceno lokacij za postavitev *binarnih geotermalnih elektrarn* je potrebna karta porazdelitve globin izoterme 100 °C (slika 5) kot približna spodnja meja rentabilnosti teh elektrarn. Tudi te izoterme so najplitvejšje v severovzhodni Sloveniji, manj kot 3 km globoko, na širšem območju Moravskih Toplic in Lendave celo manj kot 2 km. V osrednjem delu Slovenije in širši okolici Ljubljane ležijo okrog 4 do 5 km globoko, v goratem delu severozahodne in južne ter jugozahodne Slovenije pa v globinah okrog 6 km. V obalnem delu so predvidoma plitveje od 5 km.

Pri dosedanjem poznavanju regionalnega temperaturnega polja v Sloveniji ter podatkih iz globokih naftnih vrtin lahko kot geotermično perspektivno opredelimo območje severovzhodne Slovenije, torej obrobje **Panonskega / Mursko-zalskega bazena**, ki se razprostira na površini okoli



Slika 4.
Pričakovane globine
izoterme 150 °C v Sloveniji
(posodobljeno po Rajver
et al., 2008)
Figure 4.
Expected depths of the
150 °C isotherm in Slovenia
(updated after Rajver et al.,
2008)



Slika 5.
Pričakovane globine izoterme 100 °C v Sloveniji
Figure 5.
Expected depths of the 100 °C isotherm in Slovenia

3.200 km². Zanj smo izračunali »dosegljivo bazo virov« toplotne energije celotnega paketa kamnin (angl. accessible resource base - ARB) do globine 3 km. Po RAVNIKU (1991) znaša teoretično dosegljiva količina toplotne energije (ARB) 850 EJ. Z izboljšanimi temperaturnimi kartami severovzhodne Slovenije ga sedaj ocenjujemo na 957 EJ. Potencialni (domnevni) globoki geotermalni sistemi v severovzhodni Sloveniji, to so mezozojski karbonatni vodonosniki pod neogenskimi plastmi (Termal II po KRALJU, 2008) s površino 1.877 km², imajo identificirane vire reda velikosti 6,3 EJ (zelo približna vrednost) (RAJVER et al., 2002). Identificirane vire smo računali po volumski metodi (HAENEL & STAROSTE, 1988) in predpostavili delovanje dubletnih sistemov. ARB za celo Slovenijo do globine 5 km je ocenjen na 12.900 EJ. Omenimo lahko, da je ROBERTS (1978, V: EDWARDS et al., 1982) za celotno Jugoslavijo v temperaturnem razredu do 100 °C navedel ARB v obsegu 71.000 EJ, pri čemer ocena predvsem v severnem in vzhodnem delu države ni zajela omenjenih globin. ARB za zahodno Evropo do globine 3 km in vključno z viri do 250 °C je pred dobrimi 20 leti znašal 1.670.000 EJ (HAENEL & STAROSTE, 1988).

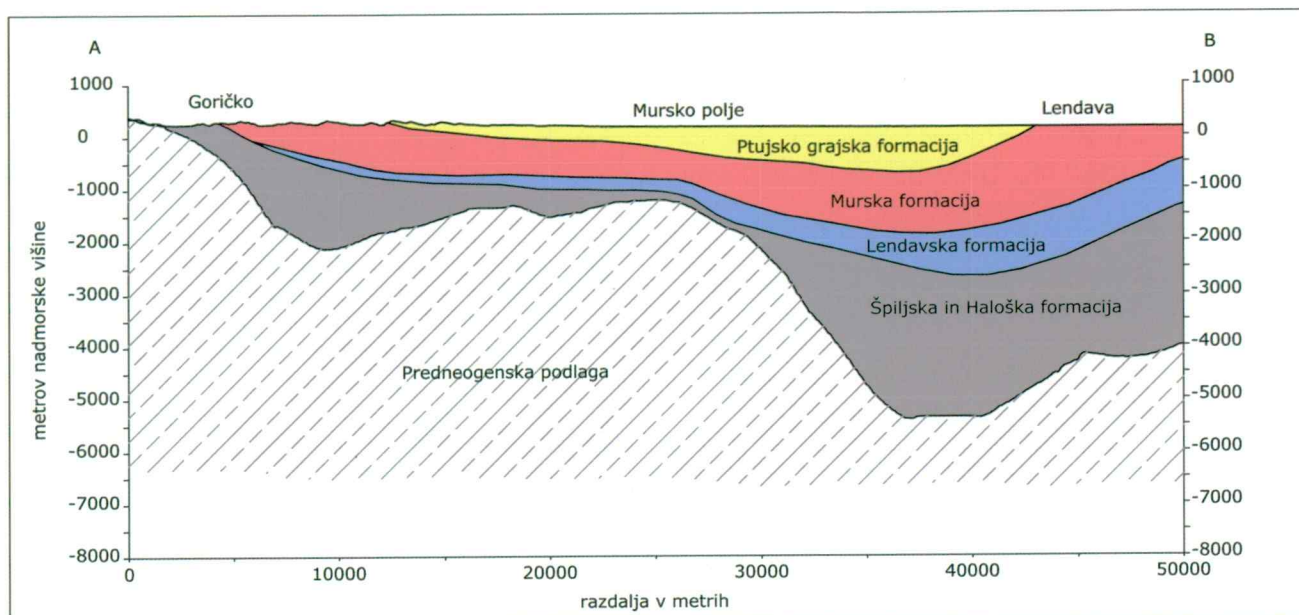
Hidrogeološki potencial SV Slovenije

Mursko-zalski bazen v severovzhodni Sloveniji zapolnjujejo neogeni in kvartarni sedimenti in kamnine (slika 6), katerih prepustnost, poroznost in izdatnost se z globino znižujejo (RMAN et al., 2011b). Izdatni **neogeni nizkotemperaturni geotermalni vodonosniki** medzrnske poroznosti z aktivnim regionalnim tokom podzemne vode v Ptujsko-Grajski in Murski formaciji ležijo na medzrnskih in razpoklinjskih vodonosnikih Lendavske, Špiljske in Haloške formacije (JELEN & RIFELJ, 2011), ki vsebujejo zelo staro meteorno vodo (več deset tisoč let) in slanice z zelo omejenim napajanjem. Zaradi intenzivnega odvzema termalne

vode brez reinjiciranja (občasno se reinjicira le v Mursko formacijo v vrtino Le-3g/08 v Lendavi), je opazno **rudarjenje** termalne vode, ki se kaže kot stalen upad nivojev podzemne vode in ponekod ciklično spreminjanje fizikalnih in kemičnih lastnosti vode (KRALJ et al., 2009b; RMAN, 2011; RMAN & SZŐCS, 2011; RMAN et al., 2011a). Najnovejše raziskave kažejo, da so geotermalni vodonosniki v Ptujsko-Grajski in Murski formaciji **prekomejni**, saj se razširjajo vsaj na Madžarsko in izkazujejo medsebojno hidravlično povezanost (RMAN & SZŐCS, 2011; RMAN et al., 2011b; TÓTH et al., 2011a).

Za proizvodnjo geotermalne elektrike so potencialno primerne le **globlje ležeče plasti Lendavske ter Špiljske in Haloške formacije** (*sensu* JELEN et al., 2006). Potencialni vodonosniki dosegajo debelino le nekaj 10 metrov in imajo manj ugodne hidrogeološke parametre (RMAN et al., 2011b). Celotna poroznost dosega 10–15 %, efektivna je še nižja. Horizontalna prepustnost sega do 10 mD in je bistveno višja kot vertikalna, trenutna izdatnost pa se giblje do 10 l/s. Neugodna je tudi kemijska sestava te vode Na-HCO₃ do Na-Cl tipa, saj je v raziskanih primerih mineralizacija vode od 3 do 16 g/l, pogosto so prisotni tudi tehnološko problematični plini, kot sta CO₂ in metan.

Neogenske kamnine so odložene na t.i. **pred-neogensko podlago** (slika 7), ki sestoji v pretežni meri iz slabo prepustnih **metamorfni kamnin**. V **Radgonsko-vaškem tektonskem poljarku** nastopajo nad metamorfn podlago do 100 m debele leče zakraselih **karbonatnih kamnin**. Tako karbonatne kot metamorfne kamnine so znotraj prelomne cone tektonsko porušene in dobro prepustne. V **Ptujsko-ljutomerski sinformi** (JELEN et al., 2006) (preoblikovanem zmičnem tektonskem poljarku), ki je globlja od Radgonsko-vaškega poljarka, je verjetnost nastopanja karbonatnih kamnin nad metamorfn podlago še manjša. Karbonatne in klastične kamnine mezozojske in paleozojske starosti podaljška Karavank

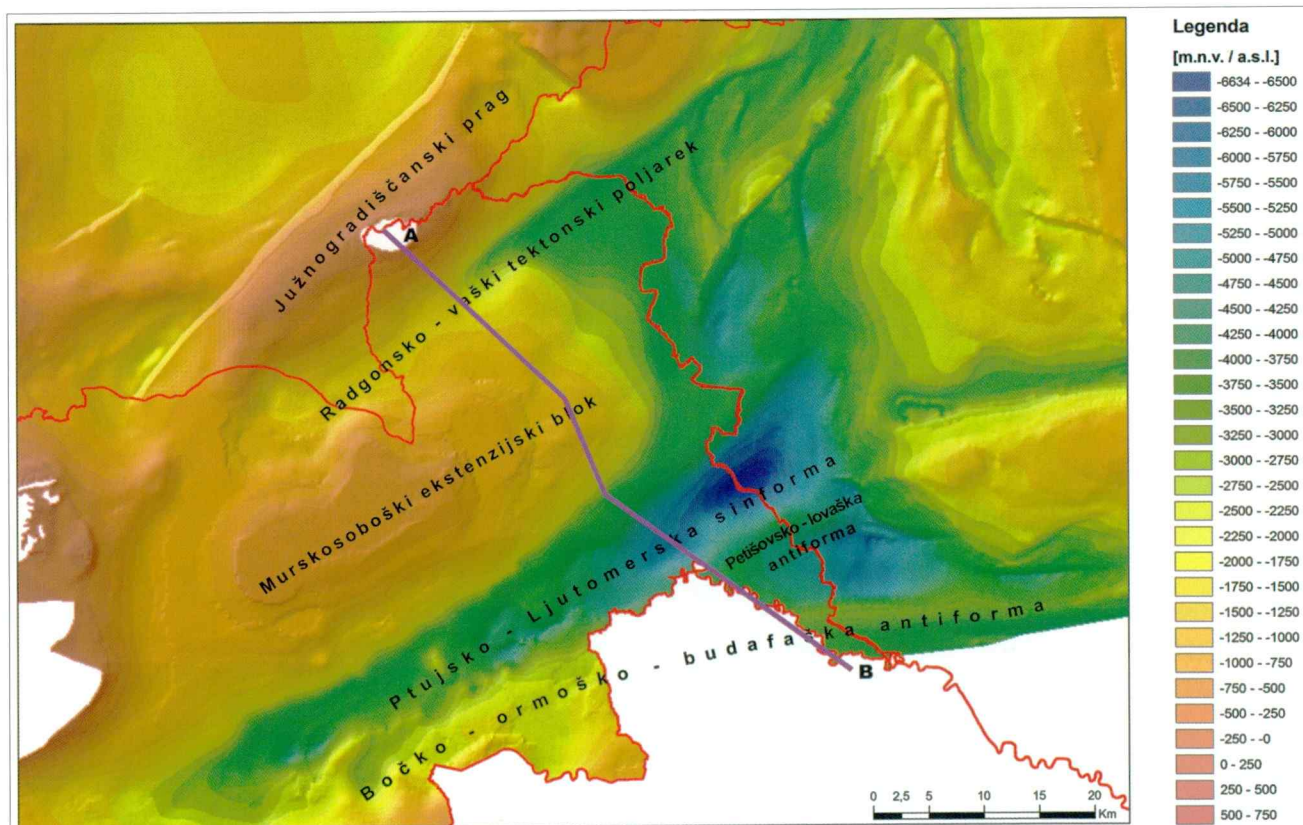


Slika 6. Geološki profil Mursko-Zalskega bazena v smeri SZ-JV (RMAN et al., 2011a; JELEN, 2009)

Figure 6. Geological cross-section of the Mura-Zala basin in NW-SE direction (RMAN et al., 2011a; JELEN, 2009)

so razvite v podlagi neogena v *Bočko-ormoško-budafaški antifirmi* (JELEN, 2009; FODOR et al., 2011) in *Petišovsko-lovaški antifirmi*. Globine do podlage so ocenjene na manj od 2 km v Haložah, na več od 3 km v Ormožu in Kogu, na več od 5 km v Lendavi in Petišovcih ter na območju Murskega gozda na manj od 4 km. Teoretično so za pridobivanje geotermalne elektrike v Sloveniji najbolj perspektivna območja Murskega gozda na

Bočko-ormoško-budafaški antifirmi in vzhodni del Goriškega v Radgonsko-vaškem poljarku, kjer je prepoznano najugodnejše razmerje med globino in temperaturo znotraj prepustnih prelomnih con. Kjer so na prepustno predneogensko podlago odložene prepustne bazalne plasti, kot so peščenjaki, breče in grebenski karbonati, jih je potrebno obravnavati kot povezano hidravlično enoto.



Slika 7. Relief predneogenske podlage severovzhodne Slovenije (MAROS et al., 2012) s potekom geološkega profila na sliki 6

Figure 7. Topography of the Pre-Neogene basement in Northeastern Slovenia (MAROS et al., 2012) with trace of geological cross-section in Figure 6

Karbonatne kamnine v Radgonsko-vaškem tektonskem poljarku tonejo v smeri od JZ proti SV od približno 1,5 do 4 km, v ozkem klinu ob Rabskem prelomu, od Radgone in Šalovcev proti Madžarski. Glede na poznavanje strukture kamnin domnevamo, da izkazujejo pomemben prekomejni značaj, kar aktivno raziskujemo. Dosežene so z vrtnami Rad-2 in Th3/3a (Radgona), Kor-1g/08 in Kor-1ga/08 (Korovci), St-1/82 (Strukovci), Peč-1/91 (Pečarovci), Dan-1/78 (Dankovci), Pan-1/76 (Panovci) in Šal-2/79 (Šalovci). Lateralna povezanost karbonatnih leč med posameznimi lokacijami še ni dokazana. Na jugovzhodnem krilu so se ob normalnih prelomih razvili izolirani karbonatni rezervoarji, primerni za skladiščenje zemeljskega plina (npr. Pečarovci) (SADNIKAR, 1993; GOSAR, 2005). Meritve celotne poroznosti na 14 vzorcih kažejo poroznost 5-10 %. Zaradi zakraselosti in razpokanosti apnenca in dolomita prevladuje kanalska in kanalsko-razpoklinska poroznost. Horizontalna prepustnost je izredno raznolika, saj sega od 0,5 do 400 mD (14 vzorcev), kar je predvsem posledica sekundarne poroznosti vzorcev. Pridobljena količina termalne vode med DST testiranjem je zanemarljiva. Najvišji trenutni pretoki so dosegli 8-11 l/s, pri čemer so bila znižanja nivojev zelo velika in tok fluida nestabilen zaradi razplinjevanja v vrtnah. Napajanje vodonosnika v Radgonsko-vaškem tektonskem poljarku je možno iz hribovja Bakony severno od Blatnega jezera na Madžarskem in z izcejanjem (angl. leakage) iz neogenskih sedimentnih kamnin. Kemične analize termomineralne vode iz predneogenske podlage (LAPANJE, 2006; RMAN & SZOCS, 2011) kažejo na Na-HCO₃ do Na-Cl tip vode s srednjo do visoko mineralizacijo, 6-27 g/l raztopljenih snovi ter visoko vsebnostjo raztopljenih plinov, predvsem CO₂, lokalno tudi CH₄ in H₂S. Raziskovalci pojav pripisujejo coni Rabskega preloma (ŽLEBNIK, 1979; KRALJ & KRALJ, 1998; LAPANJE, 2007). Visoka mineralizacija in vsebnost plinov znižujeta energetska vrednost fluida, saj je že KESTIN (1980, V: LEE, 2001) pokazal, da v območju 100 do 200 °C prisotnost NaCl zniža eksergijo fluida do 7 % glede na čisto vodo, CO₂ pa do 17 %. Dodatni tehnološki problem predstavlja izločanje CO₂, saj povzroča obarjanje mineralov po celotnem sistemu izrabe, ki ga sedaj preprečujejo z dodajanjem inhibitorja v vrtine (RMAN, 2011). Če bi termalno vodo izrabljali v zaprtem sistemu binarne geotermalne elektrarne s povišanim tlakom, bi morda obarjanje omejili, lahko pa bi se pojavilo celo v reinjicirni vrtini. Omenjeni plini ne kondenzirajo in so korozivni, zato jih je potrebno odstraniti pred vnosom vode v klasično parno turbino, vsekakor pa jih je potrebno odstraniti pred vtiskavanjem vode v reinjicirno vrtino. Na območju Ptujsko-ljutomerske sinforme so dolomiti ugotovljeni le v vrtini Ljut-1/88, kjer se je izkazalo, da je visokotemperaturni vodonosnik lateralno zelo omejen, kljub relativno dobri prepustnosti kamnine.

Metamorfne kamnine v podlagi so večinoma, razen znotraj prelomnih con, zelo slabo prepustne. Termalna voda se pridobiva iz treh vrtn v Mariboru, ki imajo zaradi omejenega napajanja zelo nizko izdatnost in omogočajo skupno črpanje do 1,5 l/s

pri padcu nivoja za več 100 m. Nasprotno je prepustnost razpokanih leč dolomitnega marmorja v metamorfnih kamninah Pohorske formacije močno povečana v Benediktu (KRALJ et al., 2009a), kjer izdatnost presega 20 l/s, pri čemer se izloča veliko CO₂. Termalna voda v metamorfnih kamninah podlage ima od 1 do 7,5 g/l raztopljenih snovi ter je Na-HCO₃-(Cl) tipa. Prelomne cone v podlagi sedimentacijskega bazena same po sebi ne zagotavljajo dovolj velike izdatnosti geotermalnega vira. Ker v Benediktu ni opaznih bistvenih sprememb vira zaradi izrabe vodonosnika, sklepamo na njegovo ustrezno napajanje. To je edini geotermalni sistem v Sloveniji, ki je prepoznan kot **konvekcijska celica**. Iz temperaturnih kart za globine med 1 in 2 km (TÓTH et al., 2011b) lahko slutimo na takšne celice tudi na območju med Mursko Soboto in Moravskimi Toplicami, vendar bi jih dokazale le dodatne geofizikalne raziskave (seizmika, magnetotelurika) in vrtnine. Podobno, vendar globlje in bolj negotovo, velja za območje Murskega gozda in Lendave.

Geotermične in hidrogeološke značilnosti severovzhodne Slovenije kažejo, da so **geotermalni viri za pridobivanje elektrike**, ki jih je predlagal (RAVNIK, 1989), **izkoristljivi le z omejitvami**.

Navajamo in opisujemo jih pod alinejami a, b in c.

- a) Hidrotermalni rezervoarji v globini do 3 km in s temperaturo nad 80 °C
 - To so vodonosniki Lendavske, Špiljske in Haloške formacije severovzhodno od Murske Sobote in pri Lendavi, njihove omejitve pa so:
 - Imajo dokaj nizko izdatnost, zato bi bila potrebna *hidrofrakturacija*.
 - Visokomineralizirana voda z raztopljenimi plini obarja minerale in je primerna za izrabo preko zaprtega krogotoka geotermalnega fluida v *binarni elektrarni*.
 - Zaradi omejenega napajanja in dokazanega rudarjenja je obvezno *reinjiciranje* vse odvzete vode nazaj v rezervoar.
- b) Hidrotermalni rezervoarji v globini od 3 do 6 km in s temperaturo nad 150 °C
 - To so karbonatne kamnine predneogenske podlage v Radgonsko-vaškem tektonskem poljarku in Bočko-ormoško-budafaški anti-formi. Njihove omejitve so:
 - Zaradi omejenega rezervoarja imajo nizko izdatnost, zato bi bila potrebna *hidrofrakturacija*.
 - Obstoječe vrtnine so redke in imajo velike toplotne izgube.
 - Za razvoj sistema je potrebno vrtnanje *novih raziskovalnih, proizvodnih in reinjicirnih vrtnin*.
 - Visokomineralizirana voda z raztopljenimi plini obarja minerale in je primerna za izrabo preko zaprtega krogotoka geotermalnega fluida v *binarni elektrarni*.
- c) EGS (HDR sistemi), ki ležijo vsaj 4 km globoko v slabo prepustnih metamorfnih ali magmatskih kamninah

- To sta Pohorski granodioritni masiv in predneogenska podlaga Mursko-zalskega bazena.
- Zaradi slabe prepustnosti in nizke izdatnosti bi bila potrebna *hidrofrakturacija*.
- V novonastali rezervoar se bi *vtiskavala manj mineralizirana voda* s površja.
- Električna bi se proizvajala ali s *klasičnimi parnimi turbinami* ali z *binarnim sistemom*.
- Zaradi omejenega napajanja je obvezno *reinjiciranje*.

Sklep

V medijih je izpostavljenih kar nekaj pobud za postavitev geotermalne elektrarne (Petišovci, Črenšovci, Dobrovnik, Murska Sobota). Nobe na izmed njih ne upošteva dovolj geoloških, geotermičnih in hidrogeoloških dejstev. Do sedaj še ni bilo opravljenih dovolj poglobljenih znanstvenih raziskav, ki bi potrdile zahtevan potencial za uspešno postavitev geotermalne elektrarne. Ustrezen pristop in zaporedje raziskav sta namreč odločilno vplivala na uspešen razvoj delujočih geotermalnih elektrarn v svetu. Nesistematičen pristop, kot ga trenutno opazujemo v Sloveniji, ima lahko dolgoročen negativen vpliv na razvoj celotnega sektorja geotermalne energije.

Slovenija s svojim severovzhodnim delom tvori del velikega Panonskega geotermalnega sistema. Geotermalne elektrarne v Sloveniji so glede na vedenje o kamninski podlagi Mursko-zalskega bazena v danem trenutku težko uresničljive. V svetovni strokovni literaturi nismo zasledili nobenega primera delujoče geotermalne elektrarne, zgrajene pri naših geoloških in geotermičnih pogojih. Primerjava z bližnjimi binarnimi elektrarnami v Avstriji in Nemčiji ter hidrogeološkimi zahtevami v tabeli 4 in na sliki 2 kaže, da so identificirani srednje temperaturni viri v SV Sloveniji zaradi bistveno prenizke izdatnosti brez tehnoloških izboljšav neprimerni za ekonomično proizvodnjo geotermalne elektrike. Zaradi prostorsko omejenih in izoliranih rezervoarjev je (brez sistema proizvodno-reinjicirnih vrtin) dvomljiva celo možnost vzpostavitve demonstracijske geotermalne elektrarne. Zaradi skopih hidrogeoloških podatkov raziskanih globokih vodonosnikov v podlagi govorimo le o verjetnem (hipotetičnem) obstoju visokotemperaturnih rezervoarjev na območju SV Slovenije. Zaradi zahtev po relativno velikem pretoku termalne vode bi dodatni strošek in morda tudi tehnične težave predstavljala hidrofrakturiranje rezervoarja in vračanje toplotno izrabljene vode vanj. V njih so pričakovane tehnološko neugodne slanice z visoko vsebnostjo plinov, kar bi upravičevalo uporabo binarnih sistemov.

Pred razvojem večjega geotermalnega projekta je potrebno s pilotnimi raziskavami ugotoviti lastnosti ciljanih geotermalnih virov in premisliti, ali je koristnejša/ekonomsko učinkovitejša neposredna raba geotermalne energije ali njena pretvorba v elektriko. Za perspektivna območja Petišovcev in Murskega gozda pričakujemo, da bodo geoznan-

stvene raziskave za potrditev potenciala izvedene sočasno z raziskavami plinonosti predneogenske podlage ali dodatnih potencialov plinskih vrtin. Na ostalih perspektivnih območjih bodo raziskave usmerjene le na geotermični potencial ter zato bolj tvegane in dražje.

Nove geološke raziskave in geotermalne vrtine na območju SV Slovenije naj bodo usmerjene na iskanje geotermalnega sistema s temperaturo fluida na ustju vrtine nad 90 °C in izdatnostjo nad 25 kg/s, kar že omogoča uporabo v binarnem ciklu. V kolikor bo cilj postavitev klasične geotermalne elektrarne na parne turbine, sta potrebna temperatura in izdatnost bistveno višja. Ob prisotnosti visokomineraliziranega fluida z visoko vsebnostjo plinov, ki ne kondenzirajo, bo potrebno toploto odzemat v zaprtem krogu toplotnih izmenjevalcev binarnih sistemov. V primeru ugotovitve visokih temperatur in slabe prepustnosti kamnin bo potrebno razmisliti o razvoju izboljšanega geotermalnega sistema (EGS), a zaradi visokih investicijskih stroškov je možnost njegovega razvoja v Sloveniji še dvomljiva. V vseh primerih bo potrebno izrabljeni fluid vračati v rezervoar.

Šele po hidrogeološki opredelitvi identificiranega geotermalnega rezervoarja lahko sledijo razprave o smiselnosti postavitve geotermalne elektrarne in izračuni njene moči.

Na osnovi razpoložljivih podatkov je težko pričakovati proizvodnjo geotermalne električne energije do leta 2020, kar je že upoštevano v akcijskem načrtu OVE. Glede na poznavanje razmerij menimo, da je potrebno še naprej sistematično zbirati in interpretirati geotermične, hidrogeološke, geokemične, geofizikalne in geološke parametre iz globokih vrtin. Medtem, in v primeru manj uspešnih raziskav visokotemperaturnih virov, pa je smiselno pristopiti k oceni obstoječega nizko- in srednje-temperaturnega geotermalnega potenciala, perspektivnega za direktno izrabo in toplotne črpalke (LAPANJE et al., 2010).

Zahvala

Obema recenzentoma, prof. dr. Miranu Veseliču in dr. Milošu Markiču, se avtorji lepo zahvaljujemo za koristne pripombe in popravke, ki so pripomogli pri izboljšanju članka, prav tako pa tudi sodelavcu Simonu Mozetiču za pripravo nekaterih slik.

Akronimi, uporabljene enote in mnogokratniki

AN OVE	– akcijski načrt za obnovljive vire energije
ARB	– dosegljiva baza virov (angl. Accessible Resource Base)
CF	– razpoložljivost energije (angl. capacity factor)
EGS	– izboljšani (spodbujeni) geotermalni sistem (angl. Enhanced Geothermal System)
EPRI	– Electric Power Research Institute
HDR	– vroča suha kamnina (angl. Hot Dry Rock)

HFR	– vroča razpokana kamnina (angl. Hot Fractured Rock)
HWR	– vroča vlažna kamnina (angl. Hot Wet Rock)
LASL	– Los Alamos Scientific Laboratory
MIT	– Massachusetts Institute of Technology
O&M	– obratovanje in vzdrževanje (angl. Operation & Maintenance)
ORC	– Rankinov organski cikel (angl. Organic Rankine Cycle)
OVE	– obnovljivi viri energije
VSP	– navpično seizmično profiliranje (angl. Vertical Seismic Profiling)

M = mega = 10^6

G = giga = 10^9

T = tera = 10^{12}

E = ekса = 10^{18}

J = Joule = W·s

MW_e – megavat električni

GW_e – gigavat električni

TW_t – teravat termični

Literatura in viri

- AXELSSON, G. & GUNNLAUGSSON, E. 2000: Long-term monitoring of high- and low-enthalpy fields under exploitation. IGA, WGC2000 Short Courses, Japan: 226 p.
- BENDERITTER, Y. & CORMY, G. 1990: Possible approach to geothermal research and relative cost estimate. V: DICKSON M.H. & FANELLI M. (eds.): Small geothermal resources. A guide to development and utilization. UNITAR/UNDP Centre on small energy resources, Rome, 61-71.
- BERTANI, R. 2008: Geothermal power plants commissioned in the third millennium. IGA News, 72: 5-11.
- BERTANI, R. 2010: Geothermal power generation in the World 2005-2010 update report. V: HORNE R. (ed.): Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA: 41 p.
- BERTANI, R. 2012: Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report. Geothermics, 41: 1-29, doi:10.1016/j.geothermics.2011.10.001.
- BERTANI, R., DUMAS, P. & GIBAUD, J.P. 2011: Geothermal electricity. 2) Analysis of geothermal electricity market in Europe. EGECE Deep Geothermal Market Report, 1st edition, Dec. 2011, Brussels, 6-23.
- BODVARSSON, G. & EGGERS, D. E. 1972: The exergy of thermal water. Geothermics, 1/3: 93-95.
- BOISSIER, F., DESPLAN, A. & LAPLAIGE, P. 2010: France country update. V: HORNE R. (ed.), Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA: 9 p.
- BOŠNJAK, D. 1992: Kako globoko bi se splačalo vrtati do vrelih najdišč? Geotermalna energija (3). Delo, Znanost, 11. nov. 1992.
- BROWN, D. 2000: A Hot Dry Rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO₂ instead of water. V: Proc. 25th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, 233-238.
- CAVNESS, C. 2011: Petroleum industry overlaps with enhanced geothermal systems (EGS) in market opportunities and reservoir engineering methodologies. IGA News, 84: 3-4.
- CHANDRASEKHARAM, D. & BUNDSCHUH, J. 2008: Low-enthalpy geothermal resources for power generation. CRC Press, Taylor & Francis Group, 149 p.
- CLAUSER, C. 2006: Geothermal energy. V: HEINLOTH K. (ed.): Landolt-Börnstein, Group VIII: Advanced Materials and Technology, vol. 3: Energy Technologies, subvol. C Renewable Energies, Springer Verlag, Heidelberg-Berlin, 493-604.
- DELLOITE (Swiss assoc.) 2008: Geothermal Risk Mitigation Strategies Report. Department of Energy - Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Geothermal Program, 43 p. http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_risk_mitigation.pdf.
- DICKSON, M. H. & FANELLI, M. 1990: geothermal energy and its utilization. V: DICKSON M.H. & FANELLI M. (eds.): Small geothermal resources. A guide to development and utilization. UNITAR/UNDP Centre on small energy resources, Rome: 1-29.
- DICKSON, M. H. & FANELLI, M. 2004: What is geothermal energy? IGA, 47 p. <http://iga.igg.cnr.it/geo/geoenergy.php>.
- DiPIPO, R. 1987: Geothermal power generation from liquid-dominated resources. Geotherm. Sci. & Tech., 1: 63-124.
- DiPIPO, R. 1999: Small geothermal power plants: design, performance and economics. GHC Bulletin: 8 p.
- DiPIPO, R. 2004: Second Law assessment of binary plants generating power from low-temperature geothermal fluids. Geothermics, 33: 565-586, doi:10.1016/j.geothermics.2003.10.003.
- DiPIPO, R. 2007: Ideal thermal efficiency for geothermal binary plants. Geothermics, 36: 276-285, doi:10.1016/j.geothermics.2007.03.002.
- DiPIPO, R. 2009: Geothermal power plants: Principles, applications, case studies and environmental impact, 2nd Edition. Butterworth-Heinemann: Elsevier, Oxford, England, (Second printing): 517 p.
- DJURASEK, S. & GALOVIĆ, S. 1988: Značajnije pojave ugljikovodika i pregrijane slojne vode u istražnoj bušotini Ljut-1. INA Naftaplin, Zagreb. Interno obvestilo: 3 p.
- DVORŠAK, A. 2009: Analiza možnosti uporabe geotermalne energije za proizvodnjo električne energije. Diplomsko delo. Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Ljubljana: 34 p.
- EDWARDS, L. M., CHILINGAR, G. V., RIEKE III, H.H. & FERTL, W.H. (eds.) 1982: Handbook of geothermal energy. Gulf Publishing Company, Houston, itd., 613 p.
- EPRI, 1978: Geothermal energy prospects for the next 50 years. Special report ER-611-SR; February 1978.
- EVANS, K.F., ZAPPONE, A., KRAFT, T., DEICHMANN, N. & MOIA, F. 2012: A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geother-

- mal and CO₂ reservoirs in Europe. *Geothermics*, 41: 1-29, doi:10.1016/j.geothermics.2011.08.002.
- FODOR, L., UHRIN, A., PALOTÁS, K., SELMECZI, I., NÁDOR, A., TÓTH-MAKK, A., SCHAREK, P., RIŽNAR, I. & TRAJANOVA, M. 2011: Geološki konceptualni model v okviru projekta T-JAM. GeoZS-MAFI, Ljubljana - Budimpešta: 55 p. <http://www.t-jam.eu/rezultati-projekta/>
- FRANCO, A. & VILLANI, M. 2009: Optimal design of binary cycle power plants for water-dominated, medium-temperature geothermal fields. *Geothermics*, 38: 379-391, doi:10.1016/j.geothermics.2009.08.001.
- GARNISH, J., 2002: European activities in Hot Dry Rock research. V: *Open meeting on Enhanced Geothermal Systems*, U.S. Department of Energy, Reno/NV, 8-9.
- GARNISH, J. 2011: Editors' response to Petroleum industry overlaps with enhanced geothermal systems (EGS) in market opportunities and reservoir engineering methodologies. *IGA News*, 84: 4-5.
- GENTER, A., FRITSCH, D. & CUENOT, N. 2008: The Soultz EGS power plant: from the concept to power production. *IGA News*, 71: 4-7.
- GÉRARD, A. & BAUMGÄRTNER, J. 2004: Technology Focus – Geothermal, Hot Dry Rock. *Renewable Energy Newsletter*, 1, renews - 10.
- GÉRARD, A., GENTER, A., KOHL, T., LUTZ, P., ROSE, P. & RUMMEL, F. 2006: The deep EGS (Enhanced Geothermal System) project at Soultz-sous-Forêts (Alsace, France). *Geothermics*, 35: 473-483. doi:10.1016/j.geothermics.2006.12.001.
- GOLDBRUNNER, J. 2005: State, possible future developments in and barriers to the exploration and exploitation of geothermal energy in Austria – country update. V: HORNE R. & OKANDAN E. (eds.), *Proc. World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey: 11 p.
- GOLDBRUNNER, J. 2010: Austria – country update. V: HORNE R. (ed.): *Proc. World Geothermal Congress 2010*, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA: 14 p.
- GOLDSTEIN, B.A., HILL, A.J., LONG, A., BUDD, A.R., AYLING, B. & MALAVAZOS, M. 2009: Hot rocks down under – evolution of a new energy industry. *Geothermal Resources Council Transactions*, 33: 185-198.
- GOSAR, A. 2005: Geophysical and structural characteristics of the pre - Tertiary basement of the Mura Depression (SW Pannonian Basin, NE Slovenia). *Geologica Carpathica*, 56: 103-112.
- GOSAR, A. & RAVNIK, D. 2007: Uporabna geofizika. Univerza v Ljubljani, NTF, Oddelek za geotehnologijo in rudarstvo, Ljubljana: 218 p.
- GOSNOLD, W. D. 2008: Heat flow in young oceanic crust: Is Earth's heat flux 44 TW or 31 TW? – T-21A Thermotectonic models of the Oceanic lithosphere and the problem of hydrothermal circulation: A New Look. 2008 Joint Assembly, Ft. Lauderdale, Florida, PP pres.
- GREEN ROCK ENERGY, 2007: Annual report. www.greenrock.com.au. Podobno tudi: <http://www.ebrdrenewables.com/sites/renew/Lists/EBRD%20Master%20Spreadsheet/DispForm.aspx?ID=551>.
- GROBOVŠEK, B. 2005: Izkoriščanje geotermalne energije v Sloveniji za proizvodnjo električne energije. EGES 4/2005, Obnovljivi viri energije, Ljubljana, 88-92.
- GUTIÉRREZ-NEGRÍN, L.C.A. 2011: Global and regional geothermal potentials. *IGA News*, 85: 9-12.
- HAENEL, R. & STAROSTE, E. (eds.) 1988: *Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland*. Commission of the EC, Directorate-General for Science, Research and Development, Geothermal Energy Research, Publ.No. EUR 11026, Brussels-Luxembourg: 74 p.
- HAENEL, R., RYBACH, L. & STEGENA, L. 1988: Fundamentals of geothermics. In: HAENEL, R., et al. (eds.): *Handbook of terrestrial heat-flow density determination*. Kluwer Academic publ., Dordrecht, Netherlands, 9-57.
- HÄRING, M. O., SCHANZ, U., LADNER, F. & DYER, B. C. 2008: Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics*, 37: 469-495. doi:10.1016/j.geothermics.2008.06.002.
- HOCHSTEIN, M. P. 1990: Classification and assessment of geothermal resources, V: DICKSON M. H., FANELLI, M. (eds.): *Small geothermal resources*. UNITAR/UNDP Centre for small energy resources, Rome, Italy, 31-59.
- HOPKIRK, R. 2009: Basel EGS Project cleared of »deliberate damage«. *IGA News*, 78: 3.
- HUNDRIĆ, V. 1988: DST izvještaj. Ljutomer-1, DST-4. INA Naftaplin, Zagreb.
- INA NAFTAPLIN, 1976: EK meritve, Motvarjevci-1 (Mot-1). INA Naftaplin, Zagreb.
- JELEN, B. 2009: Structural map of the Tertiary basement and Provisional map of the Tertiary basement relief and interpreted faults for T-JAM Project. Geological Survey of Slovenia, Ljubljana.
- JELEN, B. & RIFELJ, H. 2011: Površinska litostratigrafska in tektonska strukturna karta območja T-JAM projekta, severovzhodna Slovenija, 1 : 100.000. Geološki zavod Slovenije, Ljubljana.
- JELEN, B., RIFELJ, H., BAVEC, M. & RAJVER, D. 2006: Opredelitev dosedanjega konceptualnega geološkega modela »Murske depresije«. Geološki zavod Slovenije, GeoZS arh. št. R-II-30d-1/115, poročilo, 28 str., 22 slik (kot priloge).
- KALINA, A. 2005: New thermodynamic cycles and power systems for geothermal applications. *Geothermische Energie*, Special edition, 46, 12, 2/4, World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, 10-13.
- KAYAD MOUSSA, A. 2011: THM Modelling of a 3 Year Long Hydraulic Test at the Rosemanowes EGS Site, UK. In: 1st Sustainable Earth Sciences Conference & Exhibition. Technologies for Sustainable Use of the Deep Sub-surface, EAGE, Valencia, Spain, SP16, 4 p.
- KESTIN, J. 1980: Available work in geothermal energy. In: KESTIN et al. (eds.), *Source book on the production of electricity from geothermal*

- energy. US Government Printing Office, Washington, DC, 227-275.
- KRALJ, P. 1999: Načini izrabe termalnih voda – proizvodnja električne energije. *EGES*, 4/99, 108-110.
- KRALJ, P. 2008: Geotermalna energija – eden velikih slovenskih energetske virov. *Delo FT*, 115 (1. september 2008), 11.
- KRALJ, P., KOZARSKI, A. & MLINARIČ, J. 1994: Geothermal pilot project Ljutomer. *Proc. 3rd Int. Expert Meeting Power Engineering. Thematic complex: Energy conservation, Fak. tehnoloških znanosti, Maribor*, 177-185.
- KRALJ, P. & KRALJ, P. 1998: Poročilo za leto 1998. Geotermalna energija. Možnosti zajema termalne vode v Benediktu. II faza. GZL, Ljubljana.
- KRALJ, P., EICHINGER, L. & KRALJ, P. 2009a: The Benedikt hydrothermal system (north-eastern Slovenia). *Environmental Geology*, 58/8: 1653-1661, doi:10.1007/s00254-008-1631-3.
- KRALJ, P., RYCHAGOV, S. & KRALJ, P. 2009b: Changes in geothermal reservoir induced by exploitation: case studies from North-East Slovenia and South Kamchatka. In: ŠAJN, R. et al. (eds.): *Proceedings of the Applied Environmental Geochemistry. Anthropogenic impact on the human environment in the SE Europe, Geological survey of Slovenia*, 71-76.
- KUJBUS, A. 2005: Complex approach of establishing a geothermal power plant in Hungary. In: HORNE R. & OKANDAN E. (eds.): *Proc. World Geothermal Congress 2005, Antalya, IGA*: 4 p.
- KUJBUS, A. 2010: Problems and solution in realizing geothermal projects in Hungary. – *GEO-FAR workshop*, 15 Dec. 2010, GeoEx, PP pres.
- LAPANJE, A. 2006: Izvor in kemijska sestava termalnih in termomineralnih vod v Sloveniji. *Geologija*, 49/2: 347-370, doi:10.5474/geologija.2006.025.
- LAPANJE, A. 2007: Nekaj pojasnil k pripombam dr. Polone Kralj na članek „Izvor in kemijska sestava termalnih in termomineralnih vod v Sloveniji“, (*Geologija* 49/2, 2006). *Geologija*, 50/1: 215-220.
- LAPANJE, A. & RMAN, N. 2009: Termalna in termomineralna voda. V: PLENIČAR, M. et al. (eds.): *Geologija Slovenije. Geološki zavod Slovenije, Ljubljana*, 553-560.
- LAPANJE, A., RAJVER, D., SZÉKELY, E., KUMELJ, Š., PRESTOR, J., MOZETIČ, S., JUHÁSZ, I., BÁNYAI, P., TÓTH, L. & HAMZA, I. 2010: Priročnik o uporabi geotermalnih toplotnih črpalk v okviru projekta T-JAM. *GeoZS - MAFI, Ljubljana - Budimpešta*, 45 str. <http://www.t-jam.eu/rezultati-projekta/>
- LAWLESS, J. 2007: Discussion paper on guidelines for geothermal reserves definition. *Australian geothermal energy group, SKM*: 112 p.
- LEE, K.C. 2001: Classification of geothermal resources by exergy. *Geothermics*, 30/ 431-442.
- MAJER, E. L., BARIA, R., STARK, M., OATES, S., BOMMER, J., SMITH, B. & ASANUMA, H. 2007: Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics*, 36/ 185-222, doi:10.1016/j.geothermics.2007.03.003.
- MARINKO, M. 1988: Predlog raziskav geotermalne energije v podlagi terciarja pri Lendavi. *Inter-no poročilo, GZL IGGG Ljubljana*: 4 p.
- MAROS, G., MAIGUT, V., BARCZIKAYNÉ SZEILER, R., FODOR, L., GYALOG, L., KERCSMÁR, Z., MAGYARI, Á., OROSZ, L., PALOTÁS, K., SELMECZI, I., UHRIN, A., VIKOR, Z., ATZENHOFER, B., BERKA, R., BOTTIG, M., BRÜSTLE A., HÖRFARTER, C., SCHUBERT, G., WEILBOLD, J., BARÁTH, I., FORDINÁL, K., KRONOME, B., MAGLAY, J., NAGY, A., JELEN, B., RIFELJ, H., RIŽNAR, I. & TRAJANOVA, M., 2012: Pre-Cenozoic model horizon grid for Supra-Regional Area, 1 : 500.000. *Project TRANSENERGY*.
- McKENNA, J., BLACKWELL, D., MOYES, C. & PATTERSON, P.D. 2005: Geothermal electric power supply possible from Gulf Coast, Midcontinent oil field waters. *Oil and Gas Journal*, 103/33: 34-40.
- MEDVED, S. & NOVAK, P. 2000: Varstvo okolja in obnovljivi viri energije. *Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, Ljubljana*: 231 p.
- MUFFLER, L. J. P. & CATALDI, R. 1978: Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics*, 7/ 53-89.
- ORMAT, 1989: Production of electrical energy from low enthalpy geothermal resources by binary power plants. *Series of technical guides on the use of geothermal energy. UNITAR/UNDP centre on small energy resources, Rome*: 104 p.
- PETTY, S. & LIVESAY, B. 2008: Engineering geothermal systems in oil and gas reservoirs. *Black Mountain Technology, PP pres.* http://smu.edu/geothermal/Oil&Gas/2007/Petty_Susan%20Engineering%20Geothermal%20Systems%20in%20Reservoirs.pdf
- PLACE, J., LE GARZIC, E., GÉRAUD, Y., DIRAISON, M. & SAUSSE, J. 2011: Spacial distribution of fluid flow paths in fractured granites - Application to EGS. V: *1st Sustainable Earth Sciences Conference & Exhibition - Technologies for Sustainable Use of the Deep Sub-surface, EAGE, Valencia, Spain, C18*, 6 p.
- POLLACK, H. N., HURTER, S. J. & JOHNSON, J. R. 1993: Heat flow from the Earth's interior: Analysis of the global data set. *Reviews of Geophysics*, 31: 267-280.
- PORTIER, S., VUATAZ, F.-D., NAMI, P., SANJUAN, B. & GÉRARD, A. 2009: Chemical stimulation techniques for geothermal wells: experiments on the three-well EGS system at Soultz-sous-Forêts, France. *Geothermics*, 38/4: 349-359, doi:10.1016/j.geothermics.2009.07.001.
- PRUESS, K. 2006: Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid – A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon. *Geothermics*, 35/4: 351-367, doi: 10.1016/j.geothermics.2006.08.002.
- RAJVER, D. & RAVNIK, D. 2002: Geotermalna slika Slovenije – razširjena baza podatkov in izboljšane geotermalne karte. *Geologija*, 45/2: 519-524, doi:10.5474/geologija.2002.058.
- RAJVER, D., RAVNIK, D., PREMUR, U., MIOČ, P. & KRALJ, P. 2002: Slovenia. V: HURTER S. & HÄNEL R. (eds.): *Atlas of Geothermal Resources in*

- Europe. European Commission, Research Directorate-General, Publ. No.17811, Luxembourg: 92 p., 89 plates.
- RAJVER, D., RMAN, N. & LAPANJE, A. 2008: Existing geothermal resources and possibilities for discovery of new geothermal resources in Slovenia. V: Petroleum engineering summer school, Interactive Seminar – Workshop 26: Geothermal fields Development, Dubrovnik.
- RAVNIK, D. 1989: Možnosti konverzije srednje in visokoentalpijske geotermalne energije v električno na območju Slovenije. Interno poročilo, GZL IGGG, 10 p.
- RAVNIK, D. 1991: Geotermične raziskave v Sloveniji. *Geologija*, 34: 265-303.
- RENPU, W. 2011: Chapter 11 – Oil and Gas Well Corrosion and Corrosion Prevention. V: Advanced Well Completion Engineering (Third Edition). Elsevier Inc, 617-700.
- RENTZ, M. & FILIPOVIĆ, A. 2005: Geothermal power plant with Kalina cycle. *Geothermische Energie*, Special edition, 46, 12, 2/4, World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, 21-23.
- RMAN, N., LAPANJE, A. & RAJVER, D. 2009: Geotermalna energija kot »obnovljiv« in »trajnosten« vir energije. V: VOLFAND J. (ed.): Obnovljivi viri energije (OVE) v Sloveniji. Fit media, Celje, 95-101.
- RMAN, N. 2011: Database of users and database of current and potential utilization parameters. Poročilo projekta TRANSENERGY, GeoZS – MAFI – GBA – ŠGUDŠ, 36 str. <http://transenergy-eu.geologie.ac.at/index-Dateien/Page1620.html>
- RMAN, N. & SZŐCS, T. 2011: Hidrogeokemični konceptualni model v okviru projekta T-JAM. GeoZS – MAFI, Ljubljana – Budimpešta: 37 p. <http://www.t-jam.eu/rezultati-projekta/>
- RMAN, N., LAPANJE, A. & PRESTOR, J. 2011a: Water Concession Principles for Geothermal Aquifers in the Mura-Zala Basin, NE Slovenia. *Water Resources Management*, 25/13: 3277-3299.
- RMAN, N., TÓTH, G., MURÁTI, J., LAPANJE, A. & FUKS, T. 2011b: Hidrogeološki konceptualni model v okviru projekta T-JAM. GeoZS – MAFI, Ljubljana – Budimpešta, 21 p. <http://www.t-jam.eu/rezultati-projekta/>
- ROBERTS, V. W. (ed.) 1978: Geothermal energy prospects for the next 50 years. Feb., EPRI-611-SR, 5-5.
- ROWLEY, J. C. 1982: Worldwide geothermal resources. V: EDWARDS L. M., CHILINGAR G.V., RIEKE III H.H., FERTL W.H. (eds.): Handbook of geothermal energy. Gulf Publishing, Houston, TX, USA, 44-176.
- RUNJIĆ, S. 1985: DST izveštaj, DST-1,-2,-3 & DST-4,-5. Murski gozd-6 (Mg-6), INA Naftaplín, Zagreb.
- RYBACH, L. 2010: »The future of geothermal energy« and its challenges. V: HORNE R. (ed.): Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA, 4 p.
- SADNIKAR, J. 1993: Raziskave za podzemno skladiščenje plina v Sloveniji. Rudarsko-metalurški zbornik, 40/1-2: 149-167.
- SANYAL, S. K. 2005: Cost of geothermal power and factors that affect it. V: HORNE R. & OKANDAN E. (eds.): Proc. World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 10 p.
- SANYAL, S. K. 2009: Cost of Electric Power from Enhanced Geothermal Systems – Its Sensitivity and Optimization. *GRC Transactions*, 33: 245-250.
- SANYAL, S. K. 2010: On minimizing the levelized cost of electric power from enhanced geothermal systems. V: HORNE R. (ed.): Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA, 4 p.
- SANYAL, S. K. & BUTLER, S. J. 2010: Geothermal power capacity from petroleum wells – some case histories of assessment. V: HORNE R. (ed.): Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA, 10 p.
- SANYAL, S.K., MORROW, J.W., BUTLER, S.J. & ROBERTSON-TAIT, A. 2007: Cost of electricity from enhanced geothermal systems. Proc. 32nd workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford Univ., California, 11 p.
- SCHILLSCHMIDT, R., SANNER, B., PESTER, S. & SCHULZ, R. 2010: Geothermal energy use in Germany. V: HORNE R. (ed.): Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, Indonesia. IGA, 19 p.
- STEFANSSON, V. 2005: World geothermal assessment. V: HORNE R. & OKANDAN E. (eds.): Proc. World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 6 p.
- TESTER, J. W. 1982: Energy conversion and economic issues for geothermal energy. V: EDWARDS L. M., CHILINGAR G. V., RIEKE III H. H., FERTL W. H. (eds.): Handbook of geothermal energy. Gulf Publishing Company, Houston, 471-586.
- TESTER, J. W., MORRIS, G. E., CUMMINGS, R. G. & BIVINS, R. L. 1979: Electricity from Hot Dry Rock geothermal energy: Technical and economic issues. LA-7603-MS Informal report, Los Alamos Scientific Laboratory, University of California: 24 p.
- TESTER, J. W., DRAKE, E. M., GOLAY, M. W., DRISCOLL, M. J. & PETERS, W. A. 2005: Sustainable energy – Choosing among options. MIT Press, Cambridge, Massachusetts, USA, 850 p.
- TESTER, J. W., ANDERSON, B. J., BATCHELOR, A. S., BLACKWELL, D. D., DIPPO, R., DRAKE, E. M., GARNISH, J., LIVESAY, B., MOORE, M. C., NICHOLS, K., PETTY, S., TOKSÓZ, M. N., VEATCH JR., R. W., BARIA, R., AUGUSTINE, C., MURPHY, E., NEGRARU, P. & RICHARDS, M. 2006: The future of geothermal energy: Impact of Enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA. <http://geothermal.inel.gov/>; http://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_technology.html.
- TÓTH, G., MURÁTI, J., RMAN, N., KRIVIC, J. & BIZJAK, M. 2011a: Matematični model toka podzemne vode v okviru projekta T-JAM. GeoZS- MAFI, Ljubljana – Budimpešta, 35 p. <http://www.t-jam.eu/rezultati-projekta/>
- TÓTH, G., MURÁTI, J., RAJVER, D., LAPANJE, A. & NÁDOR, A. 2011b: Geotermični konceptualni model

- v okviru projekta T-JAM. GeoZS - MAFI, Ljubljana - Budimpešta, 39 p., <http://www.t-jam.eu/rezultati-projekta/>
- TUMA, M. & SEKAVČNIK, M. 2004: Energetski sistemi, Preskrba z električno energijo in toploto, 3. izpopolnjena in predelana izdaja. Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, Ljubljana: 290 p.
- UNGEMACH, P. & ANTICS, M. 2010: The road ahead toward sustainable geothermal development in Europe. In: HORNE R. (ed.): Proc. World Geothermal Congress 2010, Nusa Dua, Bali, IGA: 17 p.
- VORŠIČ, J., KRANJC, V., JAKL, A., KROPE, J., KORITNIK, J., KRALJ, P. & DREV, J. 1995: New tracks for the power supply of residential areas. World Energy Council 16th Congress, Div. 2 Future sustainable energy supply, PS/SRD 2.4 Social aspects of energy supply, Tokyo, 29-48.
- WEA, 2004: World Energy Assessment: overview 2004 Update. UNDP, UN-DESA in Svetovni energetski koncil (WEC), New York: 85 p.
- ZIMMERMANN, G. H., BLÖCHER, M. G., MOECK, I., REGENSPURG, S., SAADAT, A. & HUENGES, E. 2011: Concepts for rock specific hydraulic fracturing and matrix acidizing for enhanced geothermal systems. In: 1st Sustainable Earth Sciences Conference & Exhibition. Technologies for Sustainable Use of the Deep Sub-surface, EAGE, Valencia, D23, 5 p.
- ŽLEBNIK, L. 1979: Letno poročilo; Karta termalnih in mineralnih vod Slovenije v merilu 1 : 200.000 (III. faza). GZL, Ljubljana.
- Internetni viri (dostopni 1. 6. 2012):
- Internet 1: http://www.mg.gov.si/fileadmin/mg.gov.si/pageuploads/Energetika/Porocila/AN_OVE_2010-2020_final.pdf
- Internet 2: http://www.mzip.gov.si/si/delovna_podrocja/energetika/zakonodaja/energetika_pomembni_dokumenti/nacionalni_energetski_program_za_obdobje_doleta_2030/
- Internet 3: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=proppant>
- Internet 4: <http://www.ove.si/index.php?P=12>
- Internet 5: <http://geothermal.marin.org/GEOpresentation/>
- Internet 6: <http://www.sensorsmag.com/specialty-markets/utilities/distributed-temperature-sensing-dts-geothermal-energy-applic-5866> (Geothermal Energy Association, The State of Geothermal Energy, Part II: Surface Technology)
- Internet 7: <http://www.geothermal-energy.org/files-12.html>
- Internet 8: <http://www.geysers.com/>