

Kan geotermisk elproduktion i Sverige vara lönsam?

Is geothermal electricity generation in
Sweden economically feasible?

Johan Lundin

Referat

Kan geotermisk elproduktion i Sverige vara lönsam?

Johan Lundin

Människans elproduktion orsakar flera av de allvarliga miljöproblem som mänskligheten står inför. Ett sätt att minska eller helt eliminera de energirelaterade miljöproblemen är att producera förnyelsebar el. Geotermisk energi har i över hundra år använts för att generera förnyelsebar el och bara vatten och biomassa är idag en större energikälla för förnybar elproduktion. Den geotermiska el som hittills producerats har dock utgått från källor med varmt vatten som i princip bara varit att ta upp och köra igenom en turbin för att generera el. Den befintliga elproduktionen från geotermisk energi är därför väldigt billig men också koncentrerad till ett litet antal områden i världen där vulkanisk aktivitet gör att dessa hetvattenkällor finns nära jordytan.

I min rapport gör jag dels en undersökning av situationen för geotermisk elproduktion i EU idag och dess potential för framtiden, dels en modell för och en fallstudie av de tekniska och ekonomiska möjligheterna att utvinna geotermisk energi för elproduktion även ur torr berggrund. Det senare kallas HDR-teknik (hot dry rock) och sker genom att pumpa ner vatten som tar upp en del av värmeenergin i berggrunden, tas upp och genom en s.k. binärcykel alstrar el. Binärcykeln fungerar som en vanlig ångcykel som används i kol- och kärnkraftverk världen över, med den viktiga skillnaden att det medium – arbetsvätskan – som fås att koka inte är vatten utan ett ämne med betydligt lägre kokpunkt. Därmed kan man utnyttja betydligt lägre temperaturer än vad vatten kräver för att koka arbetsvätskan och expandera den genom en turbin för att generera el. Berggrunden över hela jorden blir varmare ju närmare jordens centrum man kommer. Temperaturgradienten varierar stort, från endast några få upp till hundratals grader per km djup.

Den modell jag konstruerat består av arton parametrar som alla åsatts ett normalvärde. För att avgöra vilka parametrar som påverkar modellen mest gör jag ett test där jag låter elva av parametrarna variera mellan ett min- och ett maxvärde. För att se om en geotermisk elproduktionsanläggning skulle vara möjlig i Sverige gör jag hundra Monte Carlo-simuleringar av modellen. Resultatet visar att det, även vid de relativt små temperaturgradienter som Sverige uppvisar, finns förutsättningar för en ekonomiskt lönsam och tekniskt möjlig elproduktion från geotermisk energi. Sannolikheten att en anläggning är lönsam är 90%. De faktorer som är viktigast för en lönsam elproduktion är temperaturgradienten, den ekonomiska kalkylräntan, elpriset samt flödet av primärvätska.

Nyckelord: Geotermi, geotermisk elproduktion, geotermisk energi, förnyelsebar elproduktion, lönsam elproduktion, HDR

Institutionen för teknikvetenskaper, Avd. för elektricitetslära, Ångströmlaboratoriet, Box 534, 751 21 Uppsala

ISSN 1401-5765

Abstract

Is geothermal electricity generation in Sweden economically feasible?

Johan Lundin

Power production is responsible for several severe environmental problems that are encountered by mankind. One way of reducing or even eliminating the environmental problems related to power production is the use of renewable energy. Geothermal energy has been used for production of renewable electricity for over hundred years. It is the third largest renewable power source, after biomass and hydro power. The geothermal power produced until now is based upon natural hydrothermal systems such as hot springs, where hot water has been taken up from the earth and directly driven a turbine. The existing geothermal power production is therefore very inexpensive, but also concentrated to few volcanic active spots in the world.

In my thesis, I examine the situation for geothermal power generation in EU. I also construct a model for and do a case study of the technical and economical possibilities to extract geothermal energy for power production even from hot dry rock (called HDR). This is made by pumping water deep down in the ground where it is heated by the rock. The water is taken back up to the ground where it goes through a binary cycle to generate electricity. The binary cycle is similar to a conventional steam cycle which is used in nuclear and coal power plants worldwide. The important difference is that the boiling medium is not water but a substance with a substantially lower boiling point. Thereby lower temperatures can be used to generate electricity. The deeper one dig in the earth's crust, the higher is the temperature. The temperature gradient varies a lot, between just a few up to several hundreds of degrees Celsius per kilometer of depth.

The constructed model consists of eighteen parameters which are assigned to a default value. To determine which parameters that have the greatest influence on the result of the model I make a test on the case study where I vary eleven of the parameters between a min- and a max value. To see if geothermal power production could be economically interesting in Sweden, hundred Monte Carlo simulations are made. The result shows that it is feasible, both technically and economically, to extract geothermal energy to produce electricity, even in places with relatively low temperature gradients, like in Sweden. According to the model, the likelihood that a geothermal power production plant is economically feasible is 90%. The most important factors for obtaining an economically feasible power production are the temperature gradient, the cost of capital, the prize of electricity and the primary fluid flow.

Keywords: Geothermal power production, geothermal energy, renewable energy, HDR

Department of Engineering Sciences, Division of Electricity, the Ångström Laboratory,
Box 534, 751 21 Uppsala, Sweden

ISSN 1401-5765

FÖRORD

Detta examensarbete på 20 poäng (motsvarande 30 högskolepoäng från 2007-07-01) slutför mina studier till civilingenjör på miljö- och vattenteknikprogrammet vid Uppsala universitet. Jag påbörjade civilingenjörsstudierna redan hösten 1998, men sedan har saker kommit emellan, som att läsa till civilekonom, jobba på Naturvårdsverket och få barn. Nu är jag i alla fall äntligen där, och det ska bli skönt att slippa säga "nästan civilingenjör" när folk frågar vad jag är...

Examensarbetet har utförts i samarbete med Naturvårdsverket på avdelningen för elektricitetslära på Ångströmlaboratoriet där det pågår mycket forskning om hur man utnyttjar ett flertal förnyelsebara energikällor. Geotermisk energi är dock en lite udda fågel i sammanhanget eftersom ingen forskning bedrivs på det området. Jag hoppas att detta examensarbete – och kanske framför allt resultatet av det – bidrar till få upp ögonen för den geotermiska energins potential, även i ett land som Sverige, utan geotermisk tradition.

Grunden till examensarbetet är de rapport till EU jag skrivit om förutsättningarna och potentialen för geotermisk elproduktion i Europa. För att konkretisera ämnet har jag sedan utarbetat en modell för hur man, utifrån ett antal parametrar, kan bedöma huruvida geotermisk elproduktion är lönsam. Denna modell har jag slutligen testat i en fallstudie i Östersund.

Det är förstås många som förtjänar ett tack för sitt bidrag till mitt arbete. Först vill jag rikta ett tack till min enhetschef Kjell Andersson på Naturvårdsverket, min handledare Urban Lundin och till min ämnesgranskare Mats Leijon. Stort tack också till alla andra på avdelningen för elektricitetslära vid Uppsala universitet som har bidragit med både kunskap och trivsel i det dagliga arbetet med rapporten.

Mikael Erlström på SGU i Lund, Hans Nilsson på Sala-Heby Energi, Peter Svedlindh och Olof Beckman på avdelningen för fasta tillståndets fysik vid Uppsala universitet, Olof Dahlén och Kalle Selander på Jämkraft, Karl-Mikael Wahlgren på SGU i Uppsala, Marnell Dickson på det italienska institutet för geovetenskap och georesurser samt Bertani Ruggero på italienska EnEl Green Power har alla hjälpt till på olika sätt. Tack också till Geothermal National Renewable Energy Laboratory i USA, International Energy Agency i Frankrike och Geothermal Education Office i USA för att de har låtit mig publicera bilder.

Slutligen vill jag tacka mina nära och kära som hållit ut och väntat och stöttat mig. Framför allt tack till min fru Anna som fått pröva sitt tålamod mest av alla och till mina barn Maja och Albin för att de inte bryr sig det minsta om geotermisk elproduktion!

Johan Lundin
Uppsala, oktober 2007

Copyright © Johan Lundin och Institutionen för teknikvetenskaper, Avdelningen för elektricitetslära, Uppsala universitet.

UPTEC W07020, ISSN 1401-5765

Tryckt på Geotryckeriet, Uppsala universitet, Uppsala, 2007.

POPULÄRVETENSKAPLIG SAMMANFATTNING

Världens efterfrågan på energi, framför allt i form av el och fordonsbränsle, ökar ständigt. Att tillgodose denna efterfrågan på energi är förenat med stora miljöproblem, varav den globala uppvärmningen i dagsläget anses vara det allra största. Ett sätt att lösa många av de energirelaterade miljöproblemen är att producera och använda förnybar el. Geotermisk energi är en förnybar energikälla som, i större eller mindre utsträckning, finns tillgänglig överallt i världen. Geotermisk energi är den tredje största källan till förnyelsebar el efter vattenkraft och biomassa och har använts för att generera el i över hundra år.

Det stora problemet med geotermisk energi är att den på de flesta håll finns väldigt utspridd, den har hög entropi och låg exergi, och att det därför är förenat med såväl tekniska som ekonomiska svårigheter att använda den. För att elgenerering från geotermisk energi ska vara lönsam i Sverige krävs en djupare förståelse av situationen i de delar av världen som använder geotermisk energi för att generera el. Vi måste också förstå vilka parametrar, såväl tekniska som ekonomiska, som är viktiga för att avgöra om geotermisk elproduktion är intressant att bedriva i Sverige. Syftet med denna uppsats är att visa på geotermiskens möjligheter i Europa och att grovt undersöka vilka ekonomiska och tekniska förutsättningar som måste uppfyllas för att geotermisk elproduktion ska vara lönsam i Sverige. Detta görs genom en litteraturstudie av geotermiskens nutid och framtid i EU, framtagandet av en Excel-modell för en grov lönsamhetskalkyl av en tänkt geotermisk elproduktionsanläggning, samt en fallstudie baserad på modellen.

Traditionellt produceras geotermisk el där det finns heta källor nära marknivå, där man kan ta upp överhettad ånga som kan köras direkt i en turbin i en konventionell ångcykel, precis som man kokar vatten i ett kärnkraft-, kolkraft eller kraftvärmeverk. De bästa naturliga förekomsterna av hett vatten på jorden är dock begränsade och till ganska stor del redan utnyttjade. För att geotermi ska kunna bidra till en ansenlig del av världens elproduktion måste även andra tekniker användas. En sådan är HDR-tekniken (hot dry rock). Berggrunden överallt på jorden blir varmare och varmare ju djupare ner man går. HDR-tekniken går ut på att man pumpar ner vatten i torr (ej naturligt vattenförande) berggrund tillräckligt långt för att vattnet ska bli varmt. Man kan utvinna el ur vatten med temperaturer en bra bit under 100°C. Ju varmare vatten, desto mer el kan man generera. Värmen i vattnet, den så kallade primärvätskan, växlas sedan i en värmeväxlare till en annan vätska, arbetsvätskan, som har en mycket lägre kokpunkt än vatten. Därmed kokar arbetsvätskan och ångan kan köras i en turbin för att generera el. Arbetsvätskan kondenseras sedan varvid den kan fås att koka på nytt. Den går alltså runt i ett slutet system. Denna teknik med två olika vätskor med olika egenskaper kallas binärcykeltekniken. Spillvärme från både arbets- och primärvätska kan tas tillvara för att till exempel värma växthus eller skicka ut på fjärrvärmenätet.

Meningen med modellen som jag tagit fram är att så bra som möjligt förutsäga om geotermisk elproduktion på en viss projekterad anläggning är ekonomiskt lönsam, utifrån en mängd tekniska och ekonomiska parametrar, totalt arton stycken. Exempel på tekniska parametrar är borrhöjden, flödet av primärvätska och berggrundens temperaturgradient. Exempel på ekonomiska parametrar är elpriset, kostnaden för anläggningen och kalkylräntan som används vid diskontering. Utfallet av modellen har jag mätt dels som ekonomiskt resultat, dels som vinstmarginal över hela anläggningens ekonomiska livslängd.

För att testa modellen har jag gjort en fallstudie på en tänkt anläggning i Östersund. Anledningen till att just Östersund valts är att berggrunden där har en högre temperaturgradient än på många andra håll i Sverige, att det i staden finns ett väl utbyggt fjärrvärmenät med stor avsättning för värme, samt att såväl produktions- som distributionsnätet för både el och fjärrvärme ägs av ett och samma företag, vilket underlättar tillvaratagandet av synergieffekter mellan el- och fjärrvärmeproduktion. Jag har gett var och en av de arton parametrarna ett realistiskt värde, ett normalvärde, samt bestämt ett min- och ett maxvärde för de elva parametrar som jag bedömt kommer att kunna variera mycket. Sedan har jag kört modellen med normalvärden på alla parametrar. Detta utgör normalfallet för fallstudien. Detta normalfall har jag sedan modifierat genom att ändra en parameter i taget till såväl min- som maxvärde, vilket har gett en indikation av vilka parametrar som påverkar modellen mest. Sedan har jag gjort hundra Monte Carlo-simuleringar för att se om geotermisk elproduktion kan vara lönsam i Sverige.

Resultatet från Monte Carlo-simuleringen visar att geotermisk elproduktion mycket väl kan ha en framtid i såväl Sverige som andra länder med samma, relativt dåliga, geologiska förutsättningar. Medelvärdet och variansen på såväl det ekonomiska resultatet som vinstmarginalen ger en sannolikhet på ca 90% att en anläggning ska vara lönsam. Resultatet från min- och maxvärdestestet visar också att de parametrar som betyder mest för lönsamheten är temperaturgradienten, kalkylräntan, elpriset och flödet av primärvätska. Betydelsen av elcertifikatpriset, fjärrvärmepriset och den ekonomiska livslängden är försumbar.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	<u>INLEDNING</u>	1
1.1	PROBLEMBESKRIVNING	1
1.2	SYFTE	1
1.3	AVGRÄNSNINGAR	2
1.3.1	TEKNISK AVGRÄNSNING	2
1.3.2	AVGRÄNSNING AV UTNYTTJADE NYTTIGHETER	2
1.3.3	GEOGRAFISK AVGRÄNSNING	2
1.3.4	AVGRÄNSNING AV MODELLPARAMETRAR	3
2	<u>BAKGRUND OCH TEORI</u>	5
2.1	FÖREKOMSTER AV GEOTERMISK ENERGI	6
2.2	TEKNIKER FÖR ATT TA TILLVARA GEOTERMISK ENERGI	6
2.2.1	VÄRMEMASKINENS FUNKTIONSSÄTT	6
2.2.2	VÄTSKA-GAS-CYKLER	7
2.2.3	BINÄRCYKELTEKNIKEN	8
2.2.4	RANKINE-CYKELN	9
2.2.5	KALINA-CYKELN	9
2.3	TILLSTÅNDSKRAV	9
3	<u>MATERIAL OCH METODER</u>	11
3.1	LITTERATURSTUDIE	11
3.2	FRAMTAGANDE AV MODELL	11
3.3	FALLSTUDIE AV MODELL	11
4	<u>FRAMTAGANDE AV MODELL</u>	13
4.1	KRITERIER FÖR MODELL	13
4.2	PARAMETRAR	14
4.2.1	KOSTNADSPARAMETRAR	14
4.2.2	INTÄKTSPARAMETRAR	15
4.2.3	ANLÄGGNINGSPARAMETRAR	15
4.2.4	FINANSIELLA PARAMETRAR	16
4.3	MODELLKONSTRUKTION	16
5	<u>FALLSTUDIE AV MODELLEN</u>	17
5.1	VARIABLA PARAMETRAR	17
5.1.1	ANTAGANDEN	17
5.2	KONSTANTA PARAMETRAR	18
5.3	STYRNINGS- OCH OSÄKERHETSANALYS AV PARAMETRAR	19
6	<u>RESULTAT OCH ANALYS</u>	21
6.1	LITTERATURSTUDIEN	21
6.2	FALLSTUDIEN AV MODELLEN	21

6.2.1	MIN- OCH MAXVÄRDESTEST	21
6.2.2	MONTE CARLO-SIMULERING	24
7	<u>DISKUSSION OCH SLUTSATSER</u>	27
7.1	FELKÄLLOR	28
8	<u>VIDARE STUDIER</u>	29
8.1	TEKNISKA STUDIER FÖR FRAMTIDEN	29
8.2	EKONOMISKA/SAMHÄLLSVETENSKAPLIGA FRÅGOR	29
	<u>REFERENSER</u>	30
	<u>BILAGA A – BEGREPP OCH FÖRKLARINGAR</u>	33
	<u>BILAGA B – SCHEMA ÖVER MODELLKONSTRUKTION</u>	35
	<u>BILAGA C – FÖRKLARING OCH UTRÄKNING AV MODELLPARAMETRAR</u>	37
	<u>BILAGA D – MODELL I EXCEL</u>	39
	<u>BILAGA E – FALLSTUDIE, MIN- OCH MAXVÄRDEN</u>	41
	<u>BILAGA F – FALLSTUDIE, MONTE CARLO-SIMULERINGEN</u>	43
	<u>BILAGA G – MATLAB-KOD FÖR SLUMPTALSGENERERING</u>	47
	<u>BILAGA H – EUSUSTEL WP3 REPORT – GEOTHERMAL POWER PRODUCTION</u>	49

1 INLEDNING

Världens efterfrågan på energi, framför allt i form av el och fordonsbränsle, ökar ständigt. Anledningen är en växande befolkning, en ökad tillväxt och ett allt högre – och därmed allt mer energikrävande – materiellt välstånd. Att tillgodose denna efterfrågan på energi är förenat med stora miljöproblem, varav den globala uppvärmningen i dagsläget anses vara det allra största.

Ett sätt att lösa många av de energirelaterade miljöproblemen är att producera och använda förnybar el. Geotermisk energi är en förnybar energikälla som, i större eller mindre utsträckning, finns tillgänglig överallt i världen. Geotermisk energi är den tredje största källan till förnyelsebar el efter vattenkraft och biomassa [2]. Det stora problemet med geotermisk energi är att den på de flesta håll finns väldigt utspridd, d.v.s. den har hög entropi och låg exergi¹, och att det därför är förenat med såväl tekniska som ekonomiska svårigheter att använda den.

Geotermisk energi är en av de energiformer som människan nyttjat längst, i många tusen år. Ursprungligen användes värmen direkt för till exempel bad och uppvärmning av hus, men i början av nittonhundratalet skedde den första omvandlingen av geotermisk energi till el. År 1913 började den första kommersiella produktionen av geotermisk el i Italien [2]. År 2005 var den globala produktionen av el från geotermisk energi 57 TWh, fördelat på 24 länder, medan det inom EU-25² producerades 5,5 TWh, varav den absoluta merparten i Italien [5].

1.1 PROBLEMBESKRIVNING

Det huvudsakliga problemet med geotermisk energi är att det är förenat med såväl svårigheter som stora investeringar att utvinna den för att producera el. För att elgenerering från geotermisk energi ska vara lönsam i Sverige krävs en djupare förståelse av situationen i de delar av världen som använder geotermisk energi för att generera el. Vi måste också förstå vilka parametrar, såväl tekniska som ekonomiska, som är viktiga för att avgöra om geotermisk elproduktion är intressant att bedriva i Sverige.

1.2 SYFTE

Syftet med denna uppsats är att visa på geotermins möjligheter i Europa och att grovt undersöka vilka ekonomiska och tekniska förutsättningar som måste uppfyllas för att geotermisk elproduktion ska vara lönsam i Sverige. Detta görs på följande sätt:

- en litteraturstudie och sammanställning som belyser geotermisk elproduktion utifrån de olika förekomster av geotermisk energi och de olika genereringsteknologier som finns, deras särdrag och miljömässiga påverkan samt deras potential att bidra till Europas (EU-25)³ energiförsörjning. Denna rapport ingick som en del i ett stort EU-projekt för att utvärdera potentialen för geotermisk elgenerering inom EU.⁴
- framtagandet av en modell i Microsoft Excel för att beräkna lönsamheten för en geotermisk elproduktionsanläggning.

¹ För en förklaring av begreppen *entropi* och *exergi*, se bilaga A – Begrepp och förklaringar.

² EU-25 inbegriper de 25 länder som i skrivande stund, oktober 2007, är medlemmar i EU.

³ EU-rapporten skrevs i huvudsak hösten 2005 då medlemsantalet i EU var 25 länder. Sedan dess har ytterligare två länder blivit medlemmar.

⁴ För mer information, se <http://www.eusustel.be/wp.php> (Work package 3).

- en första utvärdering/fallstudie av en tänkt anläggning i Östersund där modellen körs med olika värden på parametrarna.

1.3 AVGRÄNSNINGAR

För att göra arbetet hanterligt har jag valt att göra ett antal avgränsningar. De begränsar vilka elgenereringstekniker som studeras, vilka nyttigheter som avses tas tillvara, den geografiska avgränsningen, samt – inte minst – vilka parametrar som bygger upp modellen.

1.3.1 Teknisk avgränsning

Det finns en mängd olika tekniker för att ta tillvara geotermisk energi. Eftersom syftet är att undersöka möjligheterna till geotermisk elgenerering i Sverige så har jag valt att begränsa mig till den teknik som är storskaligt möjlig i Sverige, nämligen HDR-tekniken (hot dry rock) med binär-cykel-kraftstationer (binary plants). De geotermiska förekomsterna på rimligt djup i Sverige har nämligen så pass låg temperatur att det är oekonomiskt eller till och med omöjligt att producera el med en konventionell ångturbin (så kallad flash-steam plant). Brytpunkten för när binär-cykel-anläggningar är mer ekonomiskt lönsamma än konventionella anläggningar ligger vid temperaturer kring 150°C [4].

1.3.2 Avgränsning av utnyttjade nyttigheter

Elgenerering är det primära målet med studien. Men eftersom en stor mängd värme uppkommer som spillprodukt vid elgenerering och det, stora delar av året, kan tänkas finnas avsättning för den i Sverige, så finns det också med som en viktig biprodukt. Tekniken för att ta om hand och distribuera värmen för fastigheter och lokaler är så etablerad att det inte finns anledning att gå djupare in på den här. Jag förutsätter att värmen kan tas om hand i det befintliga fjärrvärmenätet. Dock är tillvaratagandet av fjärrvärmen viktigt för projektets ekonomi då värme som annars skulle gå till spillo har en hög vinstmarginal som kan användas för att täcka kostnader. Användningen av andra nyttigheter som värme för andra användningsområden (t.ex. för uppvärmning av växthus), ånga m.m. ligger inte inom ramen för denna uppsats.

1.3.3 Geografisk avgränsning

Rapporten är uppdelad i tre delar. Dessa sammanfaller också med geografiska avgränsningsområden.

Litteraturstudien behandlar potentialen för geotermisk elgenerering inom EU. EU utgör inte bara en naturlig politisk avgränsning utan även fysiskt och juridiskt. Elmarknaden i EU är mer eller mindre sammanlänkad och det finns några lagar tillämpliga på energiområdet som är gemensamma för EU.

Modellen utgår från förhållandena i Sverige, men går med smärre justeringar att tillämpa var som helst i världen.

Den fallstudie, där den framtagna modellen tillämpades, har gjorts i Östersund. Anledningarna till att just Östersund valdes är följande:

- Bergrunden i Östersundstrakten är lämplig för geotermisk energi eftersom de sedimentära bergarterna gör att temperaturgradienten är högre än i det urberg som utgör bergrunden i en stor del av Sverige.

- Klimatet i Östersund är förhållandevis kallt vilket gör att det en stor del av året finns förutsättningar för att använda spillvärmens för uppvärmning av bostäder och lokaler via det befintliga fjärrvärmenätet.
- Jämkraft äger både el- och fjärrvärmenät vilket underlättar synergieffekterna mellan el- och fjärrvärmeproduktion.

1.3.4 Avgränsning av modellparametrar

Av praktiska skäl har jag valt att bygga modellen utifrån arton olika parametrar. I fallstudien har jag varierat elva av parametrarna medan de resterande sju hållits konstanta. Urvalsgrunderna för såväl vilka parametrar som ska vara med som vilka som ska gå att variera kan förstås diskuteras. Jag har strävat efter att göra en optimal avvägning mellan modellens komplexitet och användbarhet.

2 BAKGRUND OCH TEORI

För att råda bot på problemen som orsakas av elproduktion bör energin vara av förnyelsebart ursprung. I grunden finns endast två förnyelsebara energikällor för oss som bor på jordens yta. Det är dels solenergi, dels geotermisk energi. Begreppet förnyelsebar (eller förnybar) är egentligen missvisande eftersom det inte handlar om energi som hela tiden återskapas eller förnyas. Både solen och jordens inre innehåller en begränsad mängd energi, låt vara att den är enorm. Snarare indikerar termen förnyelsebar att energikällan inte frigör fossilt kol som varit utanför kolets kretslopp under miljontals år och därmed vid förbränning ökar koldioxidhalten i atmosfären. Förnyelsebar kan också ses som att energin hela tiden flödar mot oss i en ständigt förnyad ström. Vi kan ta tillvara den, men den försvinner obönhörligen ut i rymden om vi inte gör det.

En del av den solenergi som når jorden omvandlas här till andra energiformer med högre energidensitet. Vattenkraft, vindkraft, vågkraft och bioenergi är exempel på sådana energiformer som ursprungligen härstammar från solen.

Geotermisk energi är ett samlingsbegrepp för energi som finns i jordens inre. Den härstammar dels från jordens smälta inre, dels från sönderfallet av radioaktiva material. De geotermiska energiresurserna är ofantliga. Varje år leds mer än 100 000 TWh värmeenergi från jordens inre till dess yta [1], vilket är dubbelt så mycket energi som världen använder under ett år [20]. Men den riktigt stora energipotentialen finns i den energi som ligger lagrad i jorden. Ca 5 miljarder TWh uppskattas finnas lagrad inuti jorden i form av värmeenergi. [1]

I den litteraturstudie som finns bilagd (Bilaga H – “EUSUSTEL WP3 Report – Geothermal power production”) finns en utförligare beskrivning av geotermisk elproduktion inom följande områden:

- Beskrivning av olika förekomster (s 52-53)
- För- och nackdelar med geotermisk energi (s 53-55)
- Miljöaspekter (s 55-57)
- Ekonomiska aspekter (s 57-58)
- Beskrivning av olika teknologier (s 58-62)
- Den nuvarande situationen för geotermisk energi (s 62-63)
- Framtida utveckling (s 63-64)
- Installerad effekt och energi land för land i EU-25 samt kandidatländer (s 65)
- Slutsatser (s 66)

Problemet med geotermisk energi är hur man, på ett miljövänligt, ekonomiskt försvarbart och tekniskt möjligt sätt, kan ta till vara på energin och använda den till något nyttigt. Det finns flera orsaker till att det är svårt. Dels är tillgängligheten till den geotermiska energin väldigt ojämnt spridd över jorden. På vissa platser, t.ex. Island, Kalifornien och Filippinerna, är tillgängligheten god medan den på andra platser, t.ex. Sverige, är betydligt sämre. Dessutom är det förenat med betydande investeringar och en stor ekonomisk risk att utvinna den geotermiska energin. Trots kostsamma undersökningar är det svårt att ta reda på hur mycket el en projekterad anläggning kan producera. Därför krävs det mycket stora investeringar, framför allt i form av borrhål, innan man kan göra några säkrare ekonomiska prognoser. De mest lättillgängliga platserna för elproduktion är också redan exploaterade (förvisso i likhet

med all annan elproduktion där de bästa vattendragen, vindkraftslägena, kolfälten etc. exploaterats först).

Energiinnehållet i de geotermiska reserverna är som sagt enormt. Däremot är exergiinnehållet lågt. Därför är det inte självklart att det går att utvinna ens en bråkdel av energiresurserna till elproduktion. Dock är det möjligt att utvinna tillräckligt mycket för att geotermisk energi ska vara intressant som elproduktionskälla med potential att ge ett betydande tillskott till världens elproduktion.

2.1 FÖREKOMSTER AV GEOTERMISK ENERGI

Det finns flera olika typer av geotermiska energikällor. De varierar på en mängd olika sätt, t.ex. vad gäller bergets temperatur och permeabilitet, förekomst av vatten och, i det fall vatten finns naturligt tillgängligt, temperatur och salthalt på vattnet. Dessa olika egenskaper gör att det finns flera olika tekniker att utvinna värmeenergin och framställa el. Förekomsterna beskrivs mer detaljerat i kapitel 1.3 *Description of geothermal technologies* i bilaga H.

Den förekomst som modellen bygger på kallas HDR (hot dry rock). Det innebär att man inte förlitar sig på naturligt förekommande vatten utan utnyttjar värmen i en ”torr” (som har inget eller väldigt litet eget vattenflöde) berggrund genom att tillföra vatten. Det utgör den ojämförligt största förekomsten av geotermisk energi, räknat på energiinnehåll. Dock finns det idag inte några kommersiella anläggningar som utnyttjar HDR-förekomster, men flera är under uppbyggnad⁵.

2.2 TEKNIKER FÖR ATT TA TILLVARA GEOTERMISK ENERGI

Den teknik som avser att användas för att omvandla värmen till el, den så kallade binärcykeltekniken, är däremot väl beprövad. Men innan jag går in på binärcykeln går jag igenom hur (den ideala) värmemaskinen fungerar.

2.2.1 Värmemaskinens funktionssätt

En värmemaskin omvandlar värmeenergi till mekaniskt arbete. En ideal cykel i en värmemaskin (kallad Carnot-cykel efter den franske fysikern Sadi Carnot som var pionjär på området värmemaskiner) består av fyra faser. Carnot-faktorn η_{cc} bestämmer den högsta teoretiskt möjliga verkningsgraden för processen och ges av ekvation 1.[4]

$$\text{Verkningsgrad för Carnot-cykeln } \eta_{cc} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (1)$$

De fyra faserna i Carnot-cykeln för en ideal gas är följande:

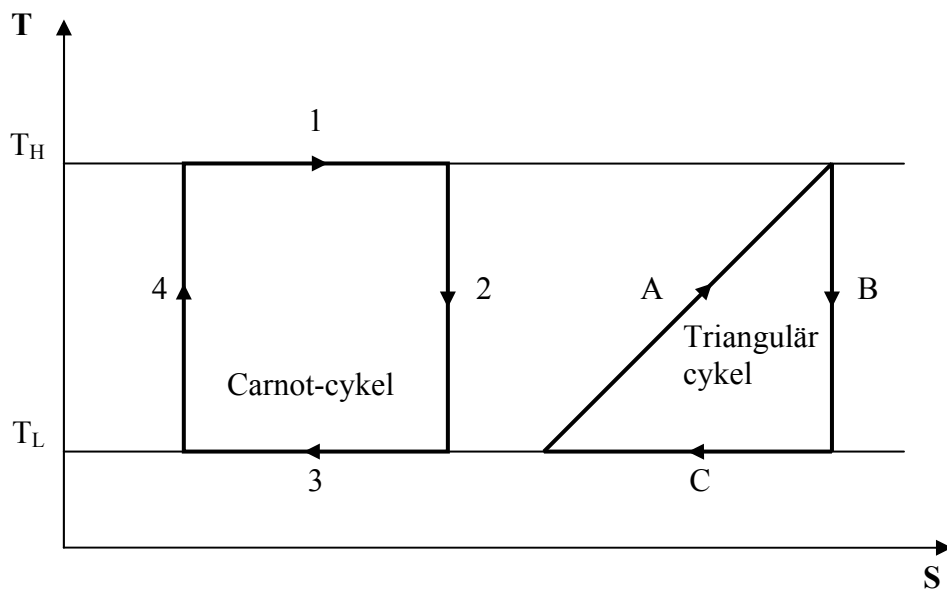
- 1) Värme tillförs och gasen utvidgas under konstant temperatur T_H .
- 2) Gasen isoleras från värmekällan och utvidgas isentropiskt, utan värmeutbyte med omgivningen⁶, under det att dess temperatur sjunker till T_L .
- 3) Gasen komprimeras under konstant temperatur i kontakt med en värmesänka varvid arbete utträttas och el kan produceras.
- 4) Gasen isoleras på nytt och komprimeras isentropiskt till sin ursprungliga volym, varvid gasens temperatur stiger till T_H .

⁵ Se till exempel http://www.eere.energy.gov/news/news_detail.cfm/news_id=10114

⁶ För en förklaring av begreppet *isentrop process*, se bilaga A – Begrepp och förklaringar

I figur 2.1 syns två ideala fall. Carnot-cykeln förutsätter att värmekällan levererar värme vid samma temperatur T_H under hela överföringen av värme till gasen (se fas 1). Den triangulära cykeln antar att värmekällans temperatur minskar under det att energiöverföringen till arbetsvätskan sker. Detta syns i figuren som fas A som fortgår under konstant tryck upp till det värmekällans ingångstemperatur T_H . Därför är verkningsgraden för den triangulära cykeln lägre än för Carnot-cykeln. Se ekvation 2.

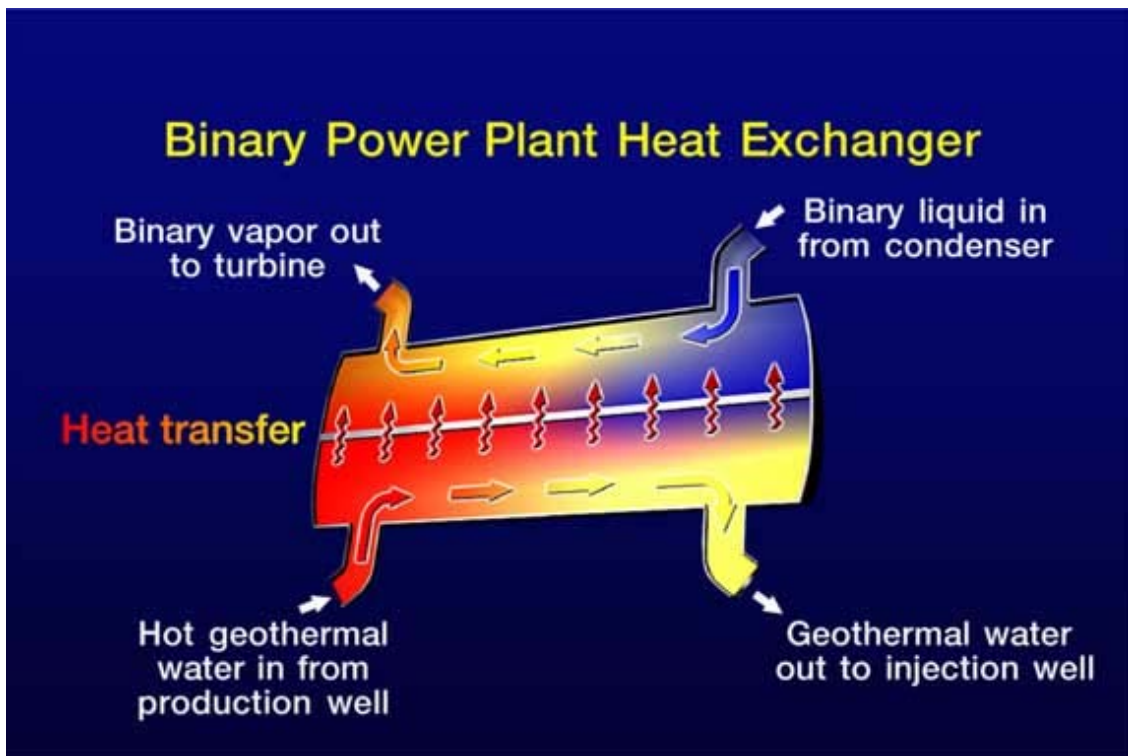
$$\text{Verkningsgrad för den triangulära cykeln } \eta_{\text{tri}} = \frac{T_H - T_L}{T_H + T_L} \quad (2)$$



Figur 2.1. Skillnaden mellan en ideal Carnot-cykel och en ideal triangulär cykel i ett temperatur-entropi-diagram för arbetsvätskan. [4]

2.2.2 Vätska-gas-cykler

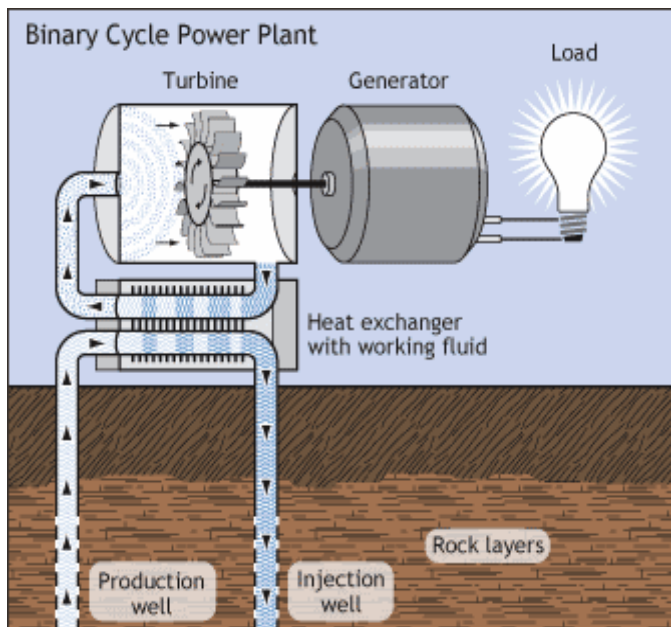
Vätska-gas-cykeln skiljer sig från gas-cykeln såtillvida att vätskan är inkompressibel. Annars är principen densamma. Arbetsvätskan upphettas i en värmväxlare av primärvätskan (det geotermiska vattnet) varvid den förgasas. Figur 2.2 visar hur värmväxlaren fungerar. Gasen går genom en turbin som då alstrar el. Sedan kyls gasen så att den kondenserar tillbaka till vätskeform. Den konventionella ångcykeln, som används i traditionella kärnkraft-, kol- och kraftvärmeverk, är en typisk vätska-gas-cykel, med vatten som medium.



Figur 2.2. En principskiss av hur värmeväxlaren i en binärcykelstation fungerar. [10]

2.2.3 Binärcykeltekniken

Binärcykeltekniken har fått sitt namn eftersom den som värmebärare använder två olika vätskor med olika kokpunkter. Se figur 2.3. Vatten – primärvätskan – används för att föra upp värmeenergin från berggrunden till ytan. Detta vatten finns på alla befintliga anläggningar av denna typ naturligt i berggrunden men det finns inget som motsäger att man lika gärna kan pumpa ner vatten i ”torra” berg (HDR). I båda fallen pumpas vattnet tillbaka för att ingå i en sluten cykel. Detta gör att binärcykeltekniken är den geotermiska elproduktionsteknik som termodynamiskt mest liknar ett konventionellt kol- eller kärnkraftverk. Skillnaden är att vattnet inte används direkt i turbinen utan att dess värme växlas till en arbetsvätska som alstrar el i en ångcykel likt den i ett konventionellt kol- eller kärnkraftverk.



Figur 2.3. En principskiss av en binärcykelkraftstation. [11]

Den mängd elektricitet som kan produceras från en värmekälla genom en binärcykel bestäms av de termodynamiska förutsättningarna, framför allt av temperaturen på primärvätskan. Jag går här igenom grundprinciperna för binärcykeln, för att sedan

beskriva de specifika gas-vätska-binärcykler som är aktuella för elgenerering från geotermisk energi, nämligen Rankine-cykeln och Kalina-cykeln.

Uppre vid ytan i binärcykelstationen används vattnet för att koka en andra vätska, en arbetsvätska eller sekundärvätska, som i sin tur driver en turbin som via en generator alstrar el. Även arbetsvätskan går runt i en slutet system. För en geotermisk binärcykelstation är det viktigt att välja en arbetsvätska som har rätt termodynamiska egenskaper, framför allt vad gäller temperatur och tryck i den kritiska punkten, d.v.s. i övergången mellan vätska och gas. Jämfört med det vatten som används i konventionella ångturbiner så ska arbetsvätskan ha en lägre kokpunkt och högt ångtryck vid låga temperaturer [3].

2.2.4 Rankine-cykeln

En binärcykel med en organisk arbetsvätska kallas ORC (organic Rankine cycle) efter den skotske ingenjören William J.M. Rankine (1820-1872) som uppfann den i mitten av 1800-talet. Anledningen till att Rankine-cykeln är ett lämpligt val av energiomvandlingsprocess är att temperaturen är så pass låg – den kan vara en bra bit under 100°C – att ett vanligt ångkraftverk skulle ha en väldigt dålig verkningsgrad eller helt enkelt inte fungera. Ett ångkraftverk bygger på att ångan har så högt tryck att den direkt kan driva en turbin.

2.2.5 Kalina-cykeln

En specialvariant av Rankine-cykeln är Kalina-cykeln (efter den ryske ingenjören Alexander Kalina) som beräknas öka verkningsgraden jämfört med Rankine-cykeln med 20-40% [21]. Det som skiljer Kalina-cykeln (eller mer korrekt cyklerna – det finns flera varianter) från andra binärcykler är följande [4]:

- Arbetsvätskan är en blandning av vatten (H₂O) och ammoniak (NH₃)
- Avdunstning och kondensation sker vid variabel temperatur
- Cykeln inkluderar värmeåtervinning från turbinutsläppet
- Syre-ammoniak-blandningen kan varieras under pågående cykel

2.3 TILLSTÅNSKRAV

För en elproduktionsanläggning av denna typ är många samhällsinstanser berörda på olika sätt, genom tillstånd, rådgivning etc. Jag går kort igenom de mest relevanta. Miljöbalken, som trädde i kraft den 1 januari 1999, utgör huvudlagstiftningen för området. Det övergripande syftet med miljöbalken är att främja en hållbar utveckling som innebär att nuvarande och kommande generationer tillförsäkras en hälsosam och god miljö. [12]

Miljökonsekvensbeskrivning

En viktig del i miljöbalken är kravet på miljökonsekvensbeskrivning (MKB) som ska ingå i ansökan för att bedriva miljöfarlig verksamhet. En MKB ska identifiera och beskriva effekter som en planerad verksamhet eller åtgärd kan medföra på bl. a. människor, miljö, hushållning med mark, vatten, råvaror och energi. Vidare ska en MKB möjliggöra en samlad bedömning av dessa effekter på människors hälsa och miljön. Konsekvenserna jämförs med ett så kallat nollalternativ, som redovisar vad som händer om inte projektet genomförs. MKB:n upprättas i samråd med länsstyrelsen, andra myndigheter och enskilda intressenter. [13] och [14]

Miljödomstolarna, miljööverdomstolen och högsta domstolen

Miljödomstolarna är särskilda domstolar för de miljö- och vattenfrågor som regleras i Miljöbalken. Regionala miljödomstolar finns i Umeå, Östersund, Nacka, Vänersborg och Växjö. Dessa är en del av tingsrätten. Miljödomstolarnas avgöranden kan överklagas till Miljööverdomstolen, som finns i Svea hovrätt. Miljööverdomstolen är i vissa fall slutinstans. Högsta domstolen är slutinstans för mål som i första instans prövats i regional miljödomstol. [15]

Miljöprövningsdelegationen

Inom länsstyrelsen finns en miljöprövningsdelegation (MPD) som prövar tillståndsärenden m.m. om miljöfarlig verksamhet. Den är en självständig del av länsstyrelsen och består av en jurist som ordförande och en miljöakkunnig. Delegationens ärenden bereds av tjänstemän vid länsstyrelsens miljöskyddsfunktion. [16]

Kommunen

Kommunen handlägger byggnationer enligt plan- och bygglagen (PBL). Geotermisk borrhning ska tillståndsprövas eller anmälas enligt 9 kap. 6 § miljöbalken. Djupborrhning av annat än råolja och naturgas har prövningsnivå C vilket innebär att anmälan skall göras till den kommunala nämnden. [9]

Räddningsverket

Räddningsverket hanterar bl.a. miljö- och säkerhetsrisker i ett samhällsperspektiv. Riskerna vid geotermisk elproduktion med binärcykelteknik består framför allt av risken för läckage av arbetsvätska. De flesta intressanta alternativ är giftiga för såväl människan som den övriga miljön.

Bergsstaten

Bergsstaten är den myndighet som beslutar om tillstånd för prospektering (undersökningstillstånd) och gruvor (bearbetningskoncessioner) [17]. Borrhning för geotermisk energi kräver dock inget sådant tillstånd [24].

3 MATERIAL OCH METODER

Examensarbetet består av tre delar. Först och främst har en **litteraturstudie** gjorts. Sedan har en **modell** tagits fram för att slutligen testats i en **fallstudie**. Såväl modellen som fallstudien har gjorts utan några närmare geologiska undersökningar. De är istället baserade på rimliga antaganden om förekomsten av och tillgängligheten till den geotermiska energin.

3.1 LITTERATURSTUDIE

Den första delen av examensarbetet utgörs av en litteraturstudie och en sammanställning av förutsättningarna för elproduktion från geotermisk energi inom EU-25. Detta har mynnat ut i en rapport till EU-kommissionen⁷, bilagd som bilaga H. Rapporten behandlar geotermisk elproduktion ur olika aspekter. Dels på vilka olika sätt geotermisk energi finns i naturen och hur det inverkar på såväl miljömässiga som ekonomiska aspekter av en utvinning av energin, dels vilka tekniker som finns för att omvandla den geotermiska energin till elenergi. Dagens geotermiska marknad presenteras också kort liksom hur man kan tänkas utnyttja geotermisk energi i framtiden. Som nämnts tidigare är den så kallade HDR-tekniken (hot dry rock) ett framtida teknikområde som lovar mycket. Det är denna teknik som modellen och fallstudien baseras på.

3.2 FRAMTAGANDE AV MODELL

Den andra delen av arbetet utgör den modell i Microsoft Excel som jag konstruerat för att grovt avgöra huruvida en geotermisk elproduktionsanläggning är lönsam eller inte. Modellparametrarna är av såväl teknisk som ekonomisk natur.

3.3 FALLSTUDIE AV MODELL

Till sist har en fallstudie gjorts där jag studerat hur man konkret skulle kunna generera el med hjälp av geotermisk energi i Sverige. Den plats som valts för fallstudien är Östersund, av anledningar som nämnts tidigare. Östersund har potentiellt relativt goda geologiska förutsättningar för geotermisk energi, i och med att bergrunden består av sedimentära bergarter som kan ha en temperaturgradient på 2,5 till 4,0°C per 100 m djup [25]. Temperaturgradienten för svenskt urberg är annars ca 0,7 till 2,2°C per 100 m [13]. Östersunds kalla klimat gör också att det finns avsättning för spillvärmens under en stor del av året. Slutligen gör det faktum att såväl el- som fjärrvärmesystem ägs av det energibolaget Jämtkraft, som i sin tur ägs av kommunerna Östersund, Åre och Krokom, att förutsättningarna för en samordning mellan el- och fjärrvärmeproduktion är bra. Data om de specifika infrastrukturella förutsättningarna i Östersund (elnät, avsättning för spillvärmens, kostnader och så vidare) har hämtats från Jämtkraft.

Resultatet har mätts dels som absolut resultat i kr, dels som avkastning på investerat kapital utöver kalkylräntan (även kallat vinstmarginal), såväl totalt som årligen över anläggningens hela ekonomiska livslängd. Alla ekonomiska värden är omräknade till nuvärde⁸ för att vara lätt jämförbara.

⁷ Studien är en del av projektet EUSUSTEL (European sustainable electricity). Ett stort antal universitet runt om i Europa har varit involverade i arbetet med att gå igenom alla energislag som kan ha bäring på elproduktion i Europa för att sedan rapportera till EU-kommissionen. Den överlämnades till EU-kommissionen i början av år 2006. På <http://www.eusustel.be/wp.php> (Work package 3) finns alla delar av rapporteringen. Dessutom finns andra rapporter om förnybar elproduktion i Europa.

⁸ För en förklaring av begreppet *nuvärde*, se bilaga A – Begrepp och förklaringar

I fallstudien har jag gjort två olika tester för att se vilket resultat modellen ger i det specifika fallet Östersund. Det första testet utgår från ett fall med normalvärden på alla parametrar ("normalfallet"). Sedan har de elva variabla parametrarna, en efter en, fått anta ett min- respektive ett maxvärde vilket har gett 23 olika fall (normalfallet samt två min- och maxfall per variabel parameter). Detta test har som främsta syfte att peka på vilka parametrar som påverkar modellen mest.

Det andra testet utgörs av 100 st Monte Carlo-simuleringar där varje variabel parameter har slumpats fram utifrån en normalfördelad sannolikhetsfunktion (se bilaga F för parametervärdena i varje enskild simulering). Koden för att generera normalfördelade slumpantal för varje variabel parameter har gjorts i Matlab och ses i bilaga G. Syftet med Monte Carlo-simuleringen är att ge en bild av lönsamheten för en tänkt anläggning i Östersund.

Monte Carlo-simulering bygger på att man med hjälp av slumpen tar fram parametervärden, sätter in dem i sin modell och på så sätt gör simuleringar av modellen. Idén är att man efter tillräckligt många simuleringar – det räcker ofta med så få som ett femtiotal – kan säga vilka resultat modellen med stor sannolikhet ger. Normalfördelningens täthetsfunktion ges av ekvation 3 där μ betecknar väntevärdet och σ standardavvikelsen för fördelningen.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3)$$

Jag har antagit samma normalvärden på parametrarna som det första testet och låtit dem utgöra väntevärdet μ . Standardavvikelsen σ har jag satt till en tredjedel av differensen mellan normalvärdet och min- respektive maxvärdet. Minvärdet motsvarar alltså -3σ och maxvärdet 3σ . Då ligger 99,74% av de normalfördelade värdena mellan min- och maxvärdet. Sannolikheten för att en parameter ska få ett slumpmässigt värde som ligger mellan -2σ och 2σ är 86,64%. För ett värde mellan $-\sigma$ och σ är sannolikheten 68,26%.

4 FRAMTAGANDE AV MODELL

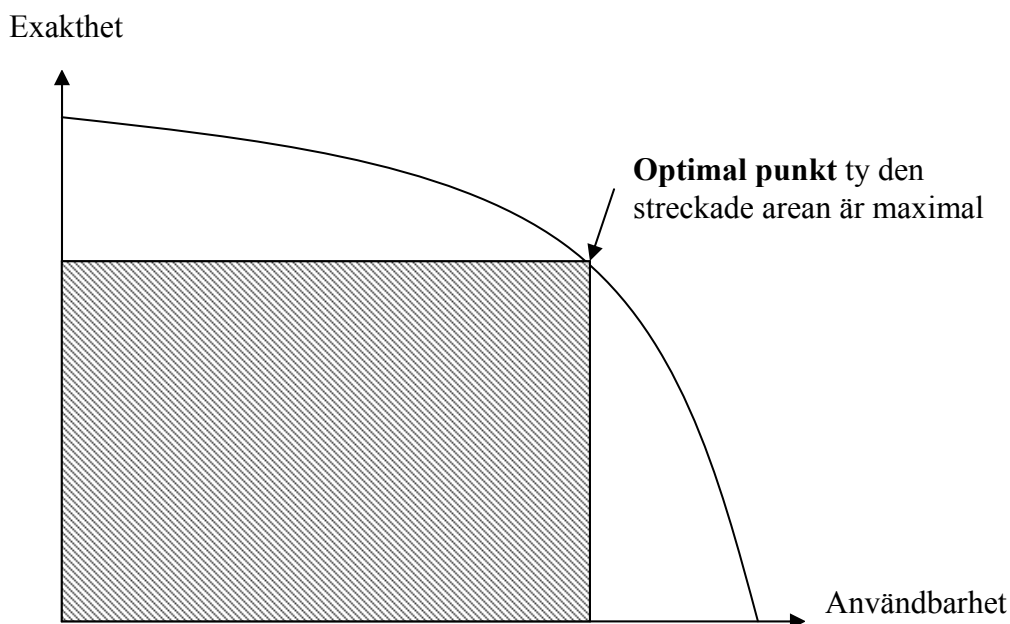
Jag har utarbetat en modell i programmet Microsoft Excel med vars hjälp man, utifrån ett antal parametrar, kan avgöra det ekonomiska utfallet av byggandet av en geotermisk anläggning för produktion av el, inklusive drift. Syftet med modellen är att få en grov uppskattning av vilka förutsättningar som krävs för att geotermisk elproduktion ska vara lönsam. Modellen vänder sig till personer i energibranschen, men de behöver inte nödvändigtvis ha specialkunskaper inom området geotermisk energi. Nedan beskrivs hur jag gått tillväga i framtagandet av modellen. Modellen förklaras i bilagorna B och C. Den finns också utskriven som bilaga D samt som datafil hos författaren och på avdelningen för elektricitetslära vid institutionen för teknikvetenskaper på Uppsala universitet.

4.1 KRITERIER FÖR MODELL

Vilka krav kan man ställa på en modell som ska vara tillämplig för att grovt uppskatta vad som krävs för att utvinning av geotermisk energi ska ge en bra investering i förhållande till risknivån på investeringen?

För det första måste modellen vara användarvänlig. Ett visst mått av baskunskap inom energiområdet kan dock rimligen krävas. För det andra måste parametrarna vara adekvata men inte för svåra att ta fram, vilket gör att man får gå en balansgång. Å ena sidan måste parametrarna vara så pass många och detaljerade att modellen kan ge ett resultat nära verkligheten (givet att värdena på parametrarna är korrekta). Å andra sidan får parametrarna inte vara fler och mer detaljerade än att det är praktiskt möjligt att ta fram rimliga värden på dem. Det blir alltså en avvägning mellan användbarhet (hur lätt – och därmed billig – modellen är att använda) och exakthet (hur bra resultat modellen ger). Se figur 4.1.

Exempel: Parametern "temperaturgradient" anger hur temperaturen ökar med djupet. I verkligheten är temperaturökningen inte linjär utan varierar beroende på framför allt bergarten. Men för att veta den exakta temperaturgradienten skulle man behöva mäta temperaturen kontinuerligt efter hela borrhålets djup, vilket naturligtvis är ogörligt. Därför antar man att temperaturgradienten är konstant vilket minskar exaktheten i modellens prediktionsförmåga, men samtidigt rejält ökar dess användbarhet.



Figur 4.1. Illustration av avvägningen mellan användbarhet och exakthet.

4.2 PARAMETRAR

De parametrar jag valt att inkludera i modellen förklaras nedan och indelas i fyra typer. Kostnadsparametrar är rent ekonomiska och de påverkar endast kostnaden för anläggningen. Intäktsparametrar är också de enbart ekonomiska, men de påverkar endast intäkterna av anläggningen. Anläggningsparametrar är tekniska till sin natur och kan också påverka såväl intäkts- som kostnadssidan. Finansiella parametrar slutligen är också rent ekonomiska men påverkar även de såväl intäkts- som kostnadssidan för anläggningen.

4.2.1 Kostnadsparametrar

Kostnad för att koppla in sig på elnätet – Denna kostnad består av en fast och rörlig del som beräknas utifrån den inkopplade enhetens effekt. För alla utom de allra minsta elproduktionsanläggningarna är den fasta delen mycket mindre än den rörliga. Denna kostnad betalas bara vid anslutningen och är därför en engångs investeringskostnad.

Kostnad för elöverföring – Till nätägaren betalar man en avgift per överförd mängd el. Denna kostnad är helt rörlig.

Kostnad för undersökningar – Innan något investeringsbeslut tas måste naturligtvis den tilltänkta lokalen undersökas noggrant så att man får underlag för att bedöma om den är lämplig för geotermisk elproduktion.

Kostnad för borrning – Borrningen är en stor kostnadspost. Innan den är genomförd vet man inte om anläggningen har möjlighet att leverera den beräknade mängden el. Kostnaden ökar exponentiellt med djupet.

Anläggningskostnad – Här ingår kostnaden för generator, ångturbin, kondensator, pumpar och annan utrustning som krävs för att utvinna el ur det varma vattnet och skicka ut det på elnätet.

Drifts- och underhållskostnad – Detta är den stora rörliga kostnaden när anläggningen väl är byggd.

4.2.2 Intäktsparametrar

Intäkt för försäljning av el – Elförsäljning utgör den huvudsakliga intäktskällan. Elpriset bestäms av handeln på elbörsen Nordpool⁹ och har de senaste åren varierat kraftigt. Därför är det viktigt att modellera för fortsatt kraftiga fluktuationer i priset.

Intäkt för elcertifikat – Geotermisk elgenerering berättigar till elcertifikat. Elcertifikat-systemet infördes år 2003 och syftar till att öka produktionen av förnybar el med 17 TWh år 2016 jämfört med år 2002. Det görs genom att elproducenter får ett elcertifikat för varje MWh förnybar el som produceras. Elleverantörer har sedan en så kallad kvotplikt, en skyldighet att införskaffa en viss mängd elcertifikat i förhållande till sin elleverans. Dessa elcertifikat handlas på en marknad¹⁰ och leder till att producenter av förnybar el får en extra intäkt utöver intäkten för försäljningen av el. Den extra kostnad som elleverantörerna får belastar det elpris som elanvändarna betalar. [18] och [19]

Intäkt för försäljning av spillvärme som fjärrvärme – En del av spillvärmerna kan köras ut på fjärrvärmenätet och säljas. Fjärrvärmepriset bestäms ofta av det långsiktiga priset för alternativa uppvärmningsformer och varierar därmed inte lika kraftigt med tiden som elpriset. Däremot skiljer sig fjärrvärmepriset kraftigt – med en faktor 2 – över landet.

4.2.3 Anläggningsparametrar

Ekonomisk livslängd – Den ekonomiska livslängden är av stor betydelse för anläggningens ekonomiska utfall. Med rätt drift och kontinuerligt underhåll kan anläggningen teoretiskt fungera i all evighet – jämför med de äldsta vattenkraftverken som producerat el i närmare ett sekel, är avskrivna sedan länge och därmed rena sedelpressarna för ägarna. Men för att man ska kunna räkna på den stora investering som en geotermisk elproduktionsanläggning utgör krävs att anläggningen skrivs av någon gång, d.v.s. den ekonomiska livslängden måste antas. För enkelhetens skull antar jag att den tekniska livslängden är den samma som den ekonomiska livslängden.

Djup på borrhål – Boringen är en stor enskild kostnadspost. Indirekt är den också avgörande för hur mycket el man kan producera. Borrhålets djup är alltså avgörande för såväl intäkts- som kostnadssidan av kalkylen.

Flöde av primärvätska – Den möjliga elproduktionen är direkt proportionell mot flödet av vatten som kan tas upp ur borrhålet. Flödet är därför helt avgörande för intäktssidan. Kostnadsmässigt är det dock av väldigt liten betydelse.

Utnyttjandegrad – Detta anger hur stor del av årets timmar som anläggningen är i full drift. För att bestämma värdet på denna parameter kan man använda sig av ett stort antal empiriska data från geotermiska anläggningar runt omkring i världen. Värdet brukar ligga på ca 90%.

Temperaturgradient – Detta anger hur snabbt temperaturen i berggrunden ökar med tilltagande djup. Ju större temperaturgradient, desto mindre behöver man borra för att nå en given temperatur. Därför är en hög temperaturgradient av största vikt för att hålla nere investeringskostnaderna.

Marktemperatur vid markytan – Markens årsmedeltemperatur vid markytan varierar i Sverige mellan 4 och 10°C [25].

⁹ <http://www.nordpool.com>

¹⁰ <http://www.nordpool.com>

4.2.4 Finansiella parametrar

Kalkylränta – Traditionellt anses framtida intäkter vara mindre värda än de vi får idag. Att ta hänsyn till detta kallas att diskontera och innebär att framtida intäkter skrivs ner med en procentsats varje år. Företagsekonomiskt använder man sig av en internränta som indikerar ett internt avkastningsmål eller den alternativa intäkten man skulle ha haft om pengarna investerades i något annat. Här krävs också ett hänsynstagande till den risk som de olika investeringarna innebär. Var pengarna slutligen investeras avgörs av en avvägning mellan risk och avkastning. Kalkylräntan används i modellen för att beräkna nuvärdet av framtida intäkter och kostnader.

Exempel: Om man står inför att investera i ett riskfyllt projekt som väntas gå precis plus minus noll eller sätta in pengarna på banken till två procents årlig ränta är naturligtvis det andra alternativet att föredra (ur ett rent ekonomiskt perspektiv – men man kan ju ha andra bevekelsegrunder är rent ekonomiska för sitt beslut). Även om det riskfyllda projektet förväntas ge samma avkastning som bankräntan är slutsatsen den samma. Vid samma förväntade avkastning är alltid en lägre risk att föredra. Om dock den förväntade avkastningen av det riskfyllda projektet är tio procent per år måste en avvägning mellan risk och avkastning göras innan man kan avgöra vad som är mest ekonomiskt fördelaktigt.

4.3 MODELLKONSTRUKTION

De flesta parametrar påverkar intäkter och kostnader linjärt, men det finns undantag, exempelvis parametern *Borrkostnad* som påverkar kostnaden exponentiellt. Eftersom de resultat som modellen ger – ekonomiskt resultat och avkastning på investerat kapital – är en sammanvägning av nuvärdet av alla intäkter och kostnader går det inte att se något linjärt samband mellan någon parameter och resultatet. Hur modellen är konstruerad utifrån de ovan beskrivna parametrarna ses i schemat i bilaga B samt i variabelförklaringen i bilaga C. Där förklaras också hur parametrarna räknas ut. Parametrarna har samma namn som de celler i Excel (se bilaga D) i vilka respektive parametervärde står.

5 FALLSTUDIE AV MODELLEN

Jag har gjort en fallstudie av modellen för att få en uppfattning om möjligheterna att på ett lönsamt sätt producera el i Östersund. Några av parametrarna är konstanta medan övriga får variera runt ett normalvärde. Jag har gjort två tester. Min- och maxvärdestestet ses i bilaga E medan Monte Carlo-simuleringen ses i bilaga F.

5.1 VARIABLA PARAMETRAR

Jag har låtit de parametrar variera som sannolikt kommer att variera. Denna variation kan bero på marknaden (t.ex. elpris), på osäker kunskap (t.ex. bergets temperaturgradient) eller på egna beslut (t.ex. borrhjup). De kan variera mellan olika lokaler inom Sverige eller över tiden. De antaganden jag gjort ses i tabell 5.1. De går igenom och motiveras nedan.

5.1.1 Antaganden

Anläggningskostnad – Denna parameter inbegriper kostnaderna för alla installationer ovan jord, t.ex. generator, turbin, värmeväxlare m.m. Normalkostnaden har jag satt till 20 miljoner kr per installerad MW. Detta ligger i den övre delen av kostnadsspannet som World Energy Assessment (WEA) uppskattade år 2004 [6]. Dickson och Fanelli argumenterar för en kostnad av US\$2500/kW i 1998 års priser [3 och 27], d.v.s. ungefär lika mycket som WEA.

Drift- och underhållskostnad – Denna kostnad innefattar den löpande driften och underhållet av anläggningen. Erfarenheten från ett stort antal elproduktionsanläggningar pekar mot en kostnad av 100-300 kr per producerad MWh. Normalkostnaden sätts därför till 200 kr/MWh.

Elpris – Elpriset varierar som bekant kraftigt. I skrivande stund är det förhållandevis högt (385 kr/MWh 2007-10-21) men det finns goda skäl att anta att det på sikt kommer att stiga ytterligare. Jag har därför räknat med ett pris på 400 kr/MWh \pm 200 kr/MWh. Detta är ett medelpris i 2007 års fasta priser¹¹ under anläggningens hela ekonomiska livslängd.

Elcertifikatpris – Priset på elcertifikat har de senaste åren varierat mellan 150 och 250 kr/MWh och ligger nu (2007-10-21) på 218 kr/MWh. Med tanke på den accelererande omställningen av energisystemet till förmån för förnybara energikällor räknar jag med att även elcertifikatpriset kommer att stiga. Jag räknar därför med 250 kr/MWh som ett normalpris och varierar med 50 kr/MWh upp och ned.

Fjärrvärmepris – Utvecklingen för denna intäkt är svårare att bedöma, eftersom den sätts på varje lokal marknad utifrån bl.a. konkurrenssituationen på just denna marknad. Jämtkraft räknar med intäkter på 150 kr/MWh under hälften av årets månader och 0 kr/MWh under andra halvan av året, och detta har jag satt som ett normalvärde.

Ekonomisk livslängd – Den ekonomiska livslängden har jag bedömt vara 50 år eftersom erfarenheter från andra anläggningar pekar på att det är ett i högsta grad rimligt antagande om anläggningen sköts på rätt sätt.

Borrhjup – För att temperaturen ska vara intressant för elproduktion måste man, i Sverige, borra relativt djupt ner i berget. 4 km borrhjup har jag satt som normalvärde, \pm 1 km.

¹¹ För en förklaring av begreppet *fasta priser*, se bilaga A – Begrepp och förklaringar

Flöde av primärvätska – Hur mycket vatten som man får upp ur berget är svårt att förutsäga. Jag antar att man kan få ett normalflöde av 100 l/s. Min- och maxvärdet är normalvärdet ± 50 l/s.

Bergets temperaturgradient – En berggrund bestående av sedimentära bergarter kan ha en temperaturgradient på 2,5 till 4°C per 100 m djup [25]. Temperaturgradienten för svenskt urberg är annars ca 0,7 till 2,2°C per 100m [13]. Eftersom berggrunden under Östersund är sedimentär antar jag en temperaturgradient av 3°C per 100 m. Som övre gräns väljer jag 4°C per 100 m och som undre 2°C per 100 m.

Fjärrvärmeproduktion som andel av elproduktion – Intäkten för försäljning av spillvärme som fjärrvärme är i Östersund enligt Jämtkraft 150 kr/MWh under december-februari samt juni-augusti. Under resten av året är intäkten 0 kr/MWh. Då kan det nämligen vara negativt att trycka in mer värme på nätet eftersom då kraftvärmeverket får dra ner och producera mindre el. Hur mycket av spillvärmen som kan tas tillvara och säljas som fjärrvärme är osäker. Jag har därför låtit den variera mellan 0 (ingen spillvärme över huvud taget blir fjärrvärme) och 2 (fjärrvärmeproduktionen från spillvärme är dubbelt så stor som elproduktionen) med ett normalvärde på 1, d.v.s. att man får ut lika mycket försäljningsbar energi som fjärrvärme som el. Jämtkrafts försäljning av fjärrvärme uppgår till ca 500 GWh per år [26], och elproduktionen vid den projekterade geotermiska anläggningen är i storleksordningen några tiotal GWh per år, så jag antar att det finns avsättning för all fjärrvärme som kan tas tillvara av spillvärmen.

Kalkylränta – En kalkylränta/internränta på 4 % antas i normalfallet. Som min-värde antar jag ingen ränta, medan jag som max-värde låter räntan fördubblas till 8 %.

Tabell 5.1. Variabla parametrar i modellen.

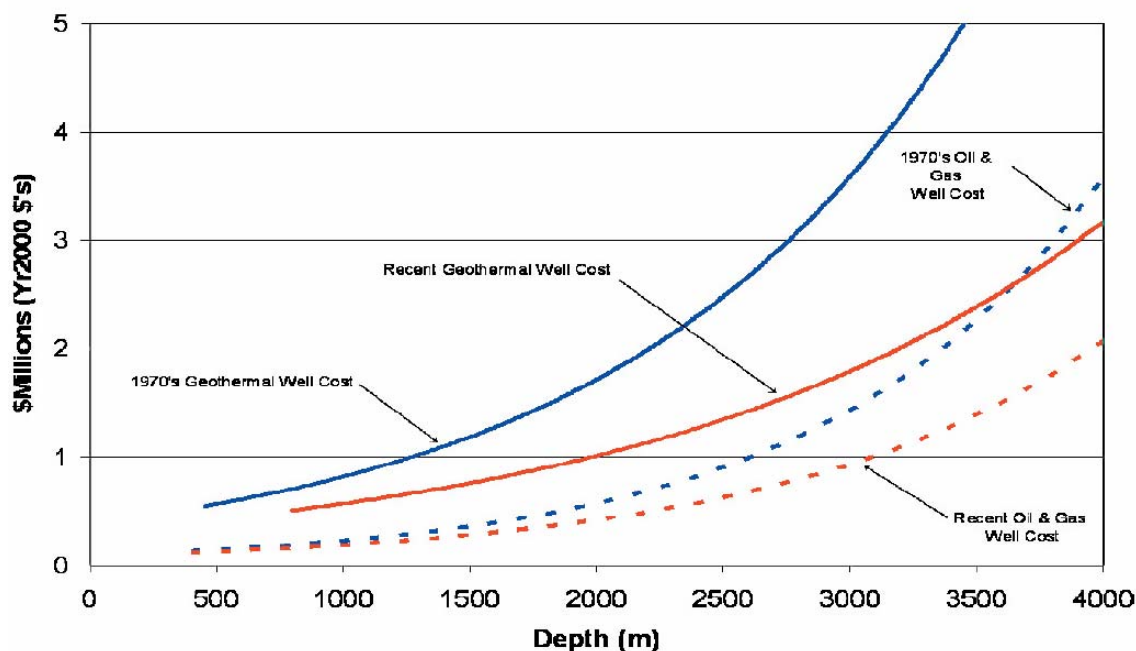
Parameter	Parametervärde			Std- avv. σ	Enhet
	Nor- mal	Min	Max		
Kostnad för anläggning	20	10	30	3,33	Mkr/MW
Drift- och underhållskostnad	200	100	300	33,33	kr/MWh
Elpris	400	200	600	66,67	kr/MWh
Elcertifikatpris	250	200	300	16,67	kr/MWh
Fjärrvärmepris	150	100	200	16,67	kr/MWh
Ekonomisk livslängd	50	30	70	6,67	år
Borrdjup	4	3	5	0,33	km
Flöde av primärvätska	100	50	150	16,67	l/s
Bergets temperaturgradient	3	2	4	0,33	°C/100 m
Fjärrvärmeprod. som andel av elprod.	1	0	2	0,33	---
Kalkylränta	4	0	8	1,33	%

5.2 KONSTANTA PARAMETRAR

De parametrar som finns i tabell 5.2 har jag bedömt vara rimligt att betrakta som konstanter i fallstudien av modellen. Parametern *Borrkostnad* är en sammanvägning av kostnaden för många befintliga borrhål, uppräknad med 16% från 2000 års kostnader. Se figur 5.3. Vad gäller denna parameter finns en stor potential att komma ner i kostnad, dels om geotermiska installationer blir vanligare, dels eftersom olje- och gasindustrin har stor erfarenhet av djupa och komplicerade borrhåll.

Tabell 5.2. Konstanta parametrar i modellen.

Parameter	Värde	Kommentar
Kostnad för att koppla in sig på elnätet	Fast 4 200 kr Rörlig 42 000 kr/MW	Enligt Jämtkraft Enligt Jämtkraft
Kostnad för prospektering	2 000 000 kr	
Borrkostnad	$3e^{0,6x}$ Mkr ¹² [7]	x = borrhjupet i km
Kostnad för effektöverföring	55 kr/MWh	50-60 kr/MWh enligt Jämtkraft
Utnyttjandegrad	90%	
Temperatur vid markytan	6°C	Varierar mellan 4 och 10°C i Sverige
Bottencykeltemperatur	40°C [3]	



Figur 5.3. Borrkostnader för geotermiska källor jämfört med olje- och gaskällor år 1970 respektive år 2000. [7]

5.3 STYRNINGS- OCH OSÄKERHETSANALYS AV PARAMETRAR

Vissa av parametrarna jag valt att låta ingå i modellen styr intäkterna, andra kostnaderna, medan några styr både och. Hur osäkra parametrarna är skiljer sig också kraftigt. Jag har valt att klassificera osäkerhetsfaktorer på en tregradig skala. Resultatet ses i tabell 5.4.

¹² Kostnaden är omräknad till SEK år 2000, växelkurs SEK/USD=8.82 2000-06-30 (www.plusgirot.se).

Tabell 5.4. Hur parametrarna styr modellen och hur osäkra de är.

Parameter	Varierar i fallstudien	Styr modellen		Osäkerhet		
		Intäkt	Kostnad	Stor	Medel	Liten
Anläggningskostnad	Ja		X		X	
Drift- och underhållskostnad	Ja		X		X	
Elpris	Ja	X		X		
Elcertifikatpris	Ja	X			X	
Fjärrvärmepris	Ja	X			X	
Ekonomisk livslängd	Ja	X	X			X
Borrdjup	Ja	X	X		X	
Flöde av primärvätska	Ja	X		X		
Bergets temperaturgradient	Ja	X			X	
Fjärrvärmeproduktion	Ja	X			X	
Kalkylränta	Ja		X		X	
Elnätsinkopplingskostnad	Nej		X			X
Kostnad för prospektering	Nej		X			X
Kostnad för effektöverföring	Nej		X			X
Utnyttjandegrad	Nej	X				X
Temperatur vid markytan	Nej	X				X
Bottencykeltemperatur	Nej		X			X

6 RESULTAT OCH ANALYS

6.1 LITTERATURSTUDIEN

Geotermisk energi är en mycket miljövänlig energikälla. Den är dessutom mycket bra för stabiliteten i elnätet eftersom den, liksom kärnkraft, kontinuerligt producerar el med konstant effekt. Den befintliga produktionen görs dessutom mycket billigt. För att andelen geotermisk el i Europa ska öka måste dock nya sätt att ta tillvara värmen i jordskorpan få ett genombrott. Tre sätt att göra det är HDR (hot dry rock), magma och geotrycksystem (geopressed systems). Om dessa förekommer av energi kan exploateras så är potentialen enorm. Den totala naturliga potentialen är hundratusentals TWh/år. Den tekniska potentialen är mycket mindre, men ändå hundratals TWh/år. Den kommersiella produktionen år 2030 beräknas vara några tiotal TWh. År 2005 var elproduktionen från geotermisk energi i EU-25 5,5 TWh varav den absoluta merparten i Italien.

För att ta tillvara den stora potentialen måste följande incitament till:

- En korrekt internalisering av externa kostnader så att geotermisk elproduktion, liksom andra förnyelsebara energikällor, kan konkurrera på lika villkor som konventionella fossilbränslebaserade energikällor och kärnkraft.
- Finansiellt stöd för geotermisk exploatering som är högriskprojekt utan några garantier för att lyckas.
- Fonder för vidare forskning på och utveckling av framtida teknologier som exempelvis HDR.

Den viktigaste faktorn för den geotermiska energins konkurrenskraft är priset på konkurrerande bränslen, framför allt olja och gas. Om priset på olja och gas fortsätter att stiga som det gjort de senaste åren så kan geotermisk elproduktion vara lönsam i en mycket högre utsträckning än annars och kan växa utan speciella incitament och stöd.

6.2 FALLSTUDIEN AV MODELLEN

I fallstudien har jag utfört två olika tester. Min- och maxvärdestestet visar hur stor inverkan varje parameter har på modellresultatet. Monte Carlo-simuleringen visar vilket resultat man kan förvänta sig av en projekterad elproduktionsanläggning.

6.2.1 Min- och maxvärdestest

För min- och maxvärdestestet av modellen i en fallstudie har jag utgått från ett normalfall med bestämda värden. Sedan har jag gett parametrarna ett min- respektive maxvärde separat ett efter ett för att se hur det påverkar resultatet av modellen. Eftersom det alltid är en parameter som tilldelas ett extremvärde får man som väntat väldigt olika resultat. De olika parametrarna ger dock olika stor påverkan på resultatets variation. Resultatet ses i tabell 6.1 samt figurerna 6.2 och 6.3. Noteras kan också att resultatet, oavsett om man väljer att studera det ekonomiska resultatet eller den årliga vinstmarginalen, är positivt i alla fall utom ett, nämligen då temperaturgradienten antar sitt min-värde, 2°C. För testresultat, se bilaga E.

Jag har bedömt parametrarna efter hur stor inverkan de har på modellresultatet. Resultatet visar att det framför allt är temperaturgradienten och kalkylräntan som avgör hur ekonomiskt framgångsrik den geotermiska anläggningen blir. Även flödet av primärvätska och elpriset har en stor betydelse.

För de flesta parametrar ger det ekonomiska resultatet och vinstmarginalen samma modellresultat. För två parametrar är dock så icke fallet. *Borrdjupet* har stor påverkan på resultatet, men påverkan på vinstmarginalen är liten. Detta förklaras av att ett ökat borrdjup ökar kostnaderna i samma (exponentiella) grad som intäkterna ökar på grund av den ökade temperaturen på primärvattnet. Alltså stiger även det absoluta ekonomiska resultatet kraftigt med borrdjupet. Det relativa resultatet – vinstmarginalen – påverkas dock inte lika mycket eftersom både intäkter och kostnader stiger kraftigt.

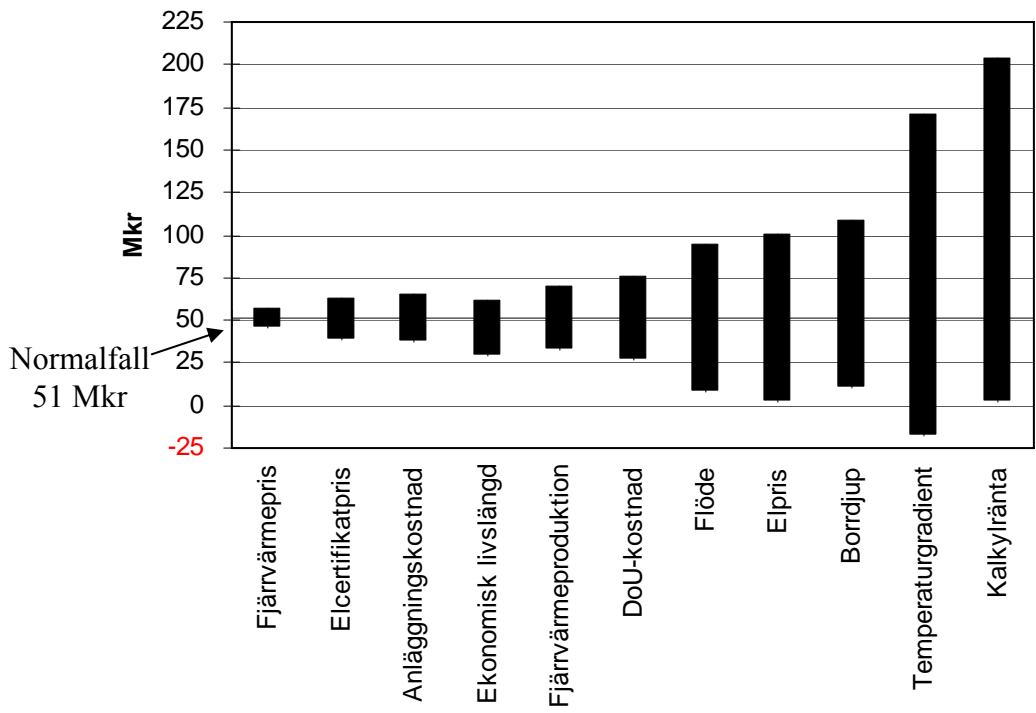
För parametern *Anläggningskostnad* är förhållandet det motsatta. En förändring här har en relativt stor inverkan på vinstmarginalen i förhållande till inverkan på resultatet, jämfört med de andra parametrarna. Detta beror på att denna parameter är en kostnad som har en ganska stor relativ inverkan på resultatet. Om kostnaderna förändras relativt lite så förändras ju också resultatet relativt lite i absoluta termer. Dock blir effekten på vinstmarginalen stor eftersom både intäkterna och utgifterna är på en ganska låg nivå. En liten absolut förändring ger stora relativa effekter.

Tabell 6.1. Resultatet av min- och maxvärdestest av modellen genom en fallstudie samt de variabla parametrarnas påverkan på resultatet. Observera att det ekonomiska resultatet är nuvärdet för det ackumulerade resultatet utöver kalkylräntan för anläggningens hela livslängd.

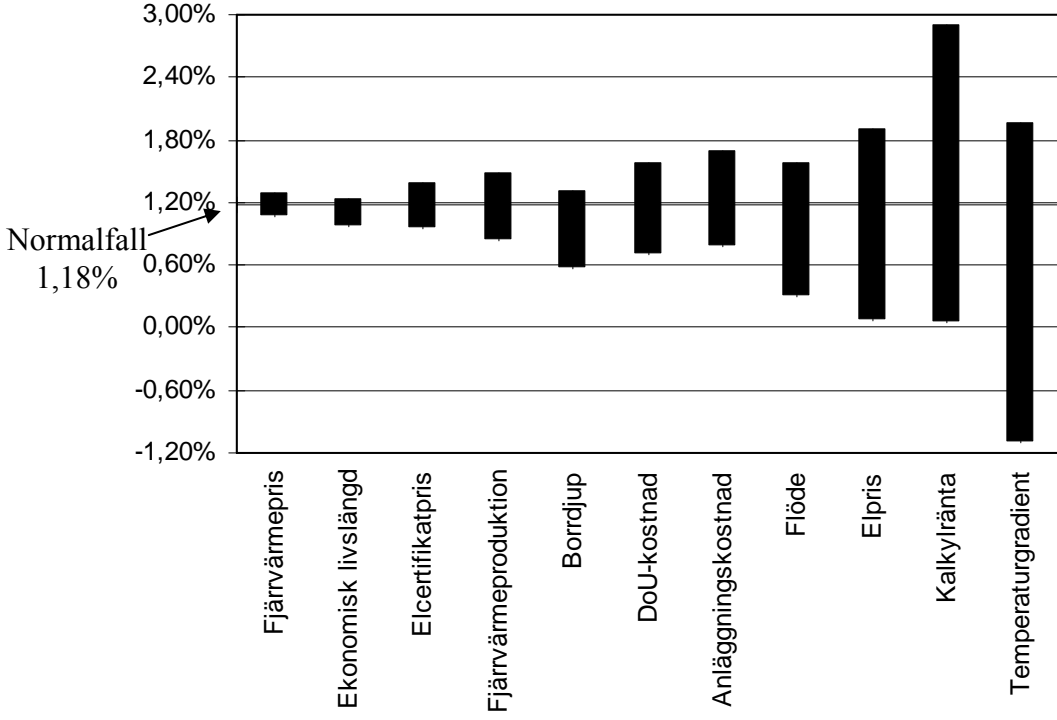
Parameter	Ek. resultat [Mkr]		Årlig vinst- marginal ¹³ [%]		Påverkan på modellresultat ¹⁴
	Min	Max	Min	Max	
Normalfall	51		1,2%		
Anläggningskostnad	37	66	0,77	1,70	Ganska stor
Drift- och underhållskostnad	27	76	0,70	1,57	Ganska stor
Elpris	2	100	0,07	1,90	Mycket stor
Elcertifikatpris	39	63	0,95	1,39	Liten
Fjärrvärmepris	45	57	1,07	1,29	Liten
Ekonomisk livslängd	29	61	0,97	1,24	Liten
Borrdjup	10	109	0,56	1,30	Ganska stor
Flöde av primärvätska	8	94	0,30	1,59	Mycket stor
Bergets temperaturgradient	-17	171	-1,10	1,96	Mycket stor
Fjärrvärmeproduktion	33	70	0,83	1,48	Ganska stor
Kalkylränta	2	204	0,05	2,91	Mycket stor

¹³ Det samma som årlig avkastning på investerat kapital utöver kalkylräntan

¹⁴ Jämfört med normalfallet



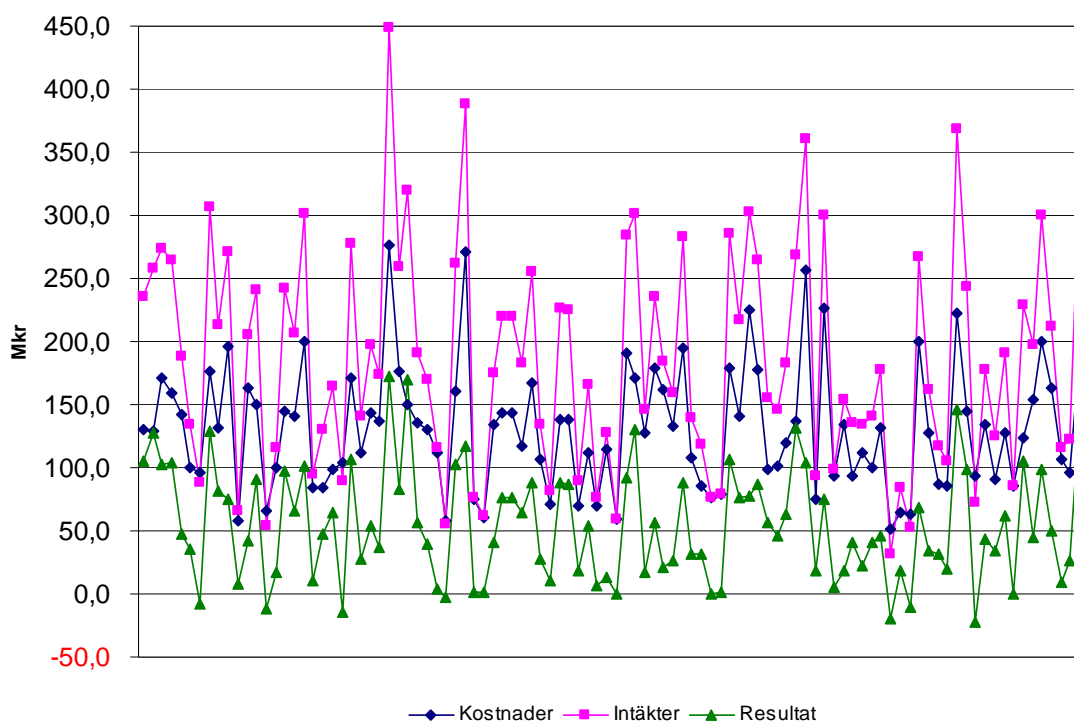
Figur 6.2. Spridningen av det *totala ackumulerade ekonomiska resultatet utöver kalkylräntan* under anläggningens hela livslängd med min- och maxvärden på respektive parameter. Parametrarna är sorterade efter storleken på spannet mellan min- och maxvärdesresultaten.



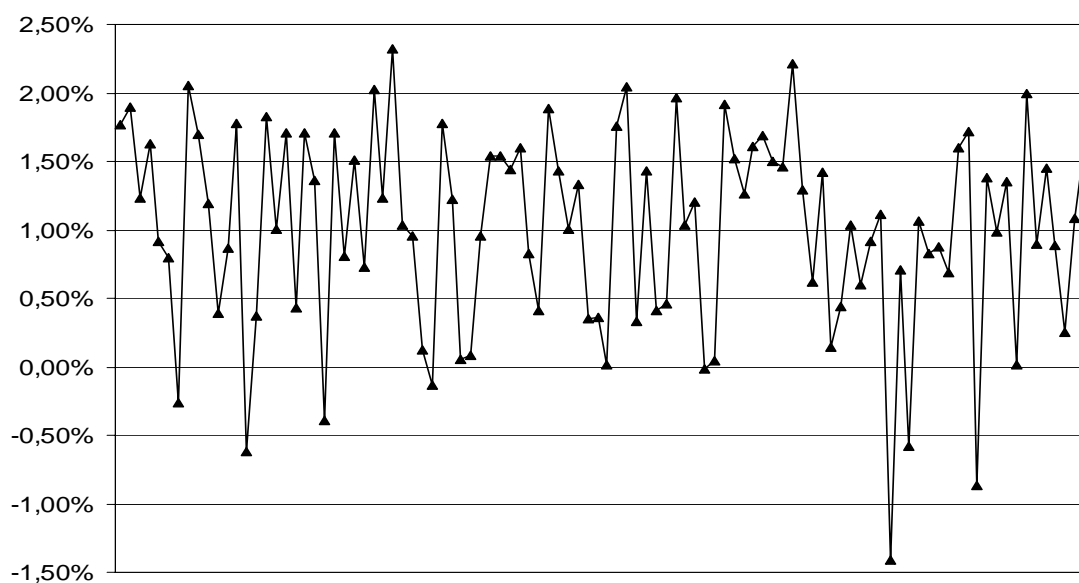
Figur 6.3. Spridningen av *den årliga avkastningen utöver kalkylräntan* under anläggningens hela livslängd med min- och maxvärden på respektive parameter. Parametrarna är sorterade efter storleken på spannet mellan min- och maxvärdesresultaten.

6.2.2 Monte Carlo-simulering

Det andra testet av modellen gjordes med hjälp av 100 st Monte Carlo-simuleringar. Medelvärdet för det ekonomiska resultatet blev 54 Mkr med standardavvikelsen σ 45 Mkr (se figur 6.4) och medelvärdet för vinstmarginalen 1,01% med standardavvikelsen 0,74 procentenheter (se figur 6.5). För det ekonomiska resultatet motsvarar marginalen ner till nollresultat $1,22\sigma$. För vinstmarginalen är marginalen till nollresultat $1,38\sigma$.

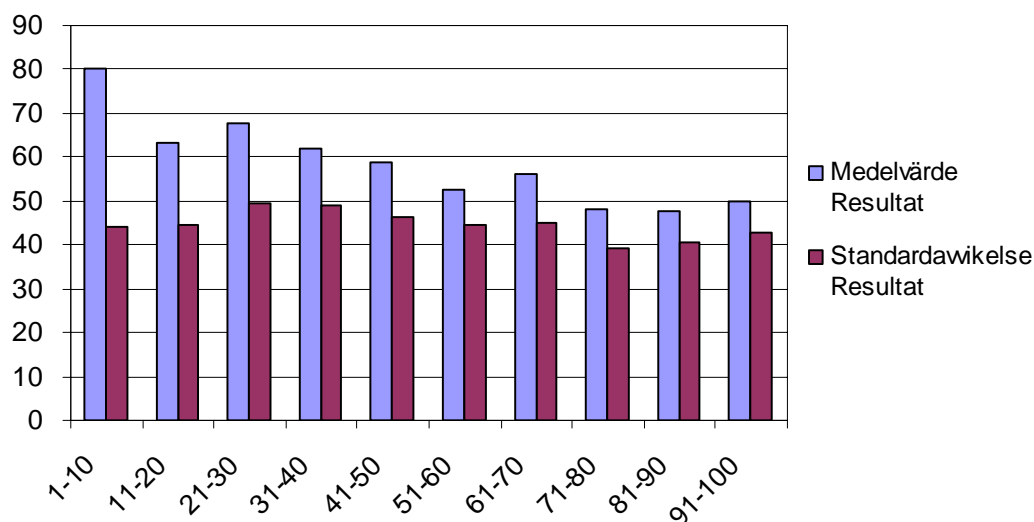


Figur 6.4. Nuvärdeskorrigerade kostnader, intäkter och ekonomiskt resultat för var och en av de hundra simuleringarna enligt Monte Carlo-metoden.

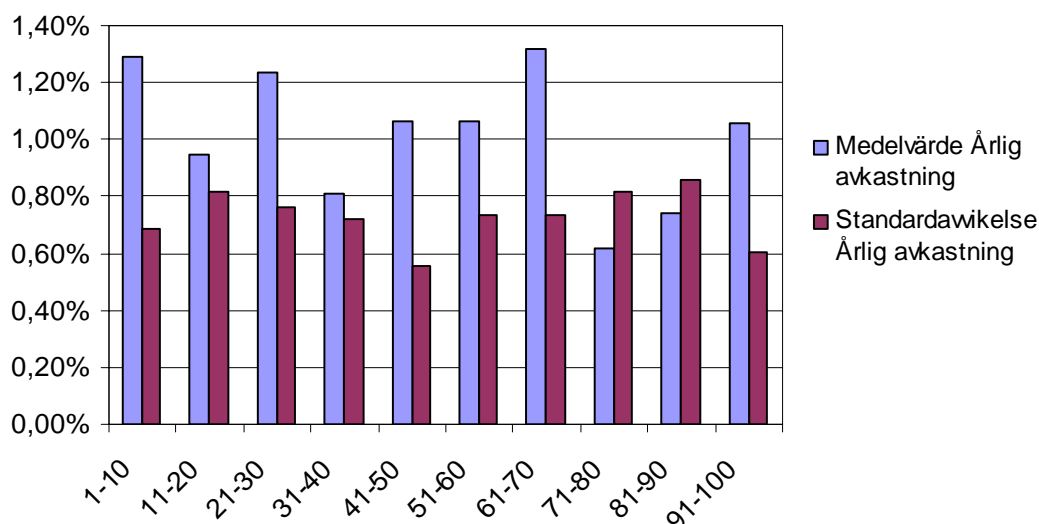


Figur 6.5. Den årliga avkastningen på investerat kapital för var och en av de hundra simuleringarna enligt Monte Carlo-metoden.

För att kontrollera hur variationen i simuleringarna utvecklades grupperade jag också alla simuleringar i grupper om tio. Därefter gjorde jag precis samma procedur som för alla hundra simuleringarna, d.v.s. medelvärdesbildade och beräknade standardavvikelsen för det ekonomiska resultatet och den årliga avkastningen utöver kalkylräntan. Det ekonomiska resultatet bland dessa medelvärden av tio-grupperingar varierade mellan 80 och 48 Mkr och standardavvikelsen varierade mellan 39 och 49 Mkr. Se figur 6.6. För den årliga avkastningen på investerat kapital varierade medelvärdet mellan 0,62% och 1,32% medan standardavvikelsen varierade mellan 0,60 procentenheter och 0,85 procentenheter vilket ses i figur 6.7. För testresultat, se bilaga F.



Figur 6.6. Det ekonomiska resultatet samt dess standardavvikelse för var och en av tio-grupperingarna av de hundra simuleringarna enligt Monte Carlo-metoden.



Figur 6.7. Årlig avkastning på investerat kapital samt dess standardavvikelse för var och en av tio-grupperingarna av de hundra simuleringarna enligt Monte Carlo-metoden.

7 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Den slutsats man kan dra av fallstudien och litteraturstudien är att elproduktion från geotermisk energi har en framtid, såväl i Sverige som i övriga Europa och världen i övrigt. Framtiden gäller i allra högsta grad även HDR-tekniken. Fallstudien med min- och maxvärdestest ger vid handen att det är viktigt att leta efter platser där temperaturgradienten är hög och det finns förutsättningar för ett stort flöde av primärvätska, t.ex. där bergrunden redan är sprucken, för att uppnå en bra lönsamhet.

Fallstudien med Monte Carlo-simuleringar visar en stor variation i resultatet, beroende på vilka värden som ansätts på parametrarna. Dock är de flesta resultat positiva vilket leder till slutsatsen att geotermisk elproduktion har möjligheter att vara lönsam, även i Sverige. Variansen (uttryckt som standardavvikelse) kan tyckas vara stor men med fler simuleringar skulle den med största sannolikhet sjunka. En mycket intressant siffra är förstås sannolikheten för att en tänkt elproduktionsanläggning ska vara lönsam. För det ekonomiska resultatet ligger brytpunkten på $\mu - 1,22\sigma$. Det motsvarar en sannolikhet på 88,9%. För vinstmarginalen är brytpunkten $\mu - 1,38\sigma$ vilket innebär en sannolikhet på 91,6%. De båda resultatvariablerna ihopslagna ger alltså en sannolikhet på ca 90% att anläggningen är lönsam. Märk väl att detta är utöver kalkylräntan. Om man antar att elpriset kommer att stiga över de 60 öre/kWh som jag satt som maxvärde – och det är inte alls orimligt, dels på lång sikt, dels i och med att den svenska elmarknaden knyts allt hårdare till den europeiska – ser kalkylen riktigt bra ut i och med att elpriset är en väldigt viktig faktor för anläggningens lönsamhet.

Möjligheten till avsättning av en del av spillvärmerna är en komparativ fördel som Sverige har jämfört med de flesta andra länder. Geotermisk elproduktion är dock, i likhet med de flesta andra förnyelsebara energikällor, väldigt kapitalintensiv i investeringskedet men billig i drift. Därför gynnas den av att samhället ser elproduktion i ett längre tidsperspektiv än vad som ryms inom de gängse företagsekonomiska ramarna av idag. Därför kan samhället, förutom det självklara att förbränning av fossila bränslen ska belastas med sina fulla miljömässiga kostnader, behöva stötta finansieringen av geotermiska elproduktionsanläggningar.

Det som kännetecknar geotermisk energi i jämförelse med andra förnybara energikällor är de stora investeringar som måste till och den risk som kommer sig av den stora osäkerheten om flera viktiga parametrar, t.ex. vilket flöde man kan räkna med i borrhålet. Resultatet visar att av de fyra viktigaste parametrarna (som jag bedömt har ”mycket stor påverkan på modellresultatet”) är det bara en, kalkylräntan, som man som projektör i någon utsträckning kan påverka själv. Elpriset sätts på en konkurrensutsatt och stor marknad vilket i praktiken omöjliggör påverkan även från en stor aktör. Temperaturgradienten har den fördelen att man kan förutsäga den med ganska stor säkerhet. Den osäkraste parametern är flödet av primärvätska. Denna parameter är svår att bedöma med någon större säkerhet innan man har facit. Dock kan man förstås förlägga anläggningen till en plats där de naturliga förutsättningarna är goda för en hög temperaturgradient och ett stort flöde. Erfarenheter från flera påbörjade anläggningar visar också att borrhöjningen är en parameter som visserligen inte är den viktigaste för ekonomin i projektet, men som kan orsaka problem och sinka projektet i flera år, vilket är fallet t.ex. för ett australiensiskt HDR-projekt [22 och 23].

7.1 FELKÄLLOR

Felkällorna i en studie av denna typ är naturligtvis många. Valet av modellparametrar utgör en första felkälla. Sedan kan parametrarna länkas samman till en modell på ett sätt som inte riktigt stämmer överens med verkligheten. Att validera modellen är ganska svårt – för att inte säga omöjligt – i dagsläget eftersom det inte finns någon kommersiell HDR-anläggning i världen. Dock skulle man kunna testa stora delar av modellen på en befintlig HDR-anläggning som använder sig av en naturlig varmvattenförekomst. Men även om modellen är helt korrekt så gör de många antagandena modellen osäker. Slutligen spelar valen av normalvärden samt min- och maxgränser för fallstudien stor roll för hur resultatet blir.

8 VIDARE STUDIER

8.1 TEKNISKA STUDIER FÖR FRAMTIDEN

- Utveckling av billigare och mer tidseffektiva sätt att finna en lämplig bergrund
- Utveckling av mer miljövänlig värmebärare (arbetsvätska)
- Utveckling av ny och billigare och bättre borrhälssteknik
- Hur kan man bättre förutsäga bergets förmåga att transportera värme (värmekonduktivitet) och behålla värme (specifik värmekapacitet)¹⁵
- Hur ska man på bästa sätt kombinera elproduktionen med fjärrvärmeproduktion? Här finns gott om erfarenhet från befintliga kraftvärmeverk som fungerar på principiellt samma sätt.
- Kan man utnyttja den tidvis mycket låga utomhustemperaturen i Östersund (och på andra ställen i norr) till att öka elutbytet? För att maximera elutbytet vill man ju ha så stor temperaturskillnad som möjligt mellan det geotermiska vattnet och arbetsmediets kondensationspunkt. Att välja rätt arbetsmedium är givetvis viktigt, men att kunna kyla det effektivt är också viktigt.

8.2 EKONOMISKA/SAMHÄLLSVETENSKAPLIGA FRÅGOR

- Hur kommer relationen mellan el- och fjärrvärmepris att utvecklas? Den relativa prisskillnaden mellan el och värme borde rimligen bli större än idag.
- Hur kommer efterfrågan på el respektive värme att utvecklas? (En ökad växthuseffekt kan t.ex. leda till mindre behov av värme varför spillvärmens från geotermisk elproduktion inte får samma ekonomiska värde som tidigare)
- Hur utvecklas alternativen för el- och värmeproduktion?

¹⁵ För en förklaring av begreppen *wärmekonduktivitet* och *specifik värmekapacitet*, se bilaga A – Begrepp och förklaringar

REFERENSER

Litteraturreferenser

- 1 World Energy Council (WEC), 1994, *New renewable energy sources: a guide to the future*, Kogan Page, London, ISBN: 0-7494-1263-1, 233-268.
- 2 Barbier, E., 2002, *Geothermal energy technology and current status: an overview*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, issue 6/2002, 3-65.
- 3 Dickson, M. H., Fanelli, M., 2003, *Geothermal energy: utilization and technology*, UNESCO, ISBN: 1-84407-184-7.
- 4 DiPippo, R., 2005, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies*, Elsevier, Oxford, ISBN: 1-85617-474-3.
- 5 Bertani, R., 2005, *World geothermal power generation in the period 2001-2005*, Geothermics, issue 34/2005, 651-690, Elsevier, Amsterdam.
- 6 World Energy Assessment (WEA), 2004, *Energy and the Challenge of Sustainability*, 2004 update.
- 7 Mansure, A. J., Bauer, S. J., Livesay B. J., *Geothermal Well Cost Analysis 2005*, Geothermal Resources Council Transactions Volume 29, Annual Meeting September 25-28, 2005. CD.
- 8 Beckman, O., Kjällerström, B., Sundström, T., 1991, *Energilära*, Liber AB, Stockholm, ISBN: 91-47-00149-6.
- 9 Förordning (1998:899) om miljöfarlig verksamhet och hälsoskydd, bilaga 1, avdelning 2, rubriken *utvinningsindustri*.

Internetreferenser

- 10 Geothermal Education Office,
<http://geothermal.marin.org/geopresentation/sld060.htm>
- 11 U.S. Department of Energy,
<http://www.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html>
- 12 Svea hovrätt, <http://www.svea.se>
- 13 Nationalencyklopedin, <http://www.ne.se>
- 14 Vägverket, <http://www.vv.se>
- 15 Sveriges domstolar, http://www.dom.se/templates/DV_InfoPage_907.aspx
- 16 Länsstyrelsen i Jämtlands län, miljöprövningsdelegationen,
http://www.z.lst.se/z/om_Lansstyrelsen/Miljoprovningsdelegationen/
- 17 Bergsstaten, <http://www.bergsstaten.se>
- 18 Svensk energi, <http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Elpriser-Skatter/Elcertifikat/>
- 19 Energimyndigheten, <http://www.energimyndigheten.se>
- 20 EIA Energy Outlook 2005, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/highlights.html>
- 21 Renz M., *Geothermal power plant with Kalina cycle*,
http://www.geothermie.de/gte/gte46/geothermal_power_plant.htm
- 22 Australian Government,

<http://www.ga.gov.au/minerals/research/national/geothermal/index.jsp>

- 23 U.S. Department of Energy,
http://www.eere.energy.gov/news/news_detail.cfm/news_id=10114

Personliga referenser

- 24 Telefonsamtal 2005-11-21 med bergmästare Jan-Olof Hedström på Bergsstaten i Luleå
- 25 Telefonsamtal 2006-10-19 med Mikael Erlström på SGU i Lund
- 26 Mejl 2006-02-06 från Olof Dahlén på Jämtkraft
- 27 Mejl 2006-11-30 från Marnell Dickson på L'Istituto di Geoscienze e Georisorse

BILAGA A – BEGREPP OCH FÖRKLARINGAR

Entropi: Entropi är en storhet som behövs för att göra en matematisk formulering av termodynamikens andra huvudsats. Den kan uttryckas som att det krävs en temperatur-differens för att värme ska kunna omvandlas till arbete. Entropi är en tillståndsfunktion, betecknad S , som beror på tryck och temperatur hos systemet. Entropi ger ett mått på oordningen i ett system varför ett perfekt ordnat system har entropin 0. Entropin ökar dock hela tiden. Den största verkningsgraden för en värmemaskin som arbetar mellan två givna temperaturer uppnås då man har den minsta totala entropiökningen. [13] och [8, s 180]

Exergi: Exergi är ett mått på energiinnehållet viktat efter kvalitet eller entropi. Ju högre entropi, desto lägre kvalitet. $E=U \cdot q$ där E =exergi, U =energi och q =energins kvalitet. Mekaniskt arbete och elenergi har maximal kvalitet ($q=1$) medan högtemperaturvärme har $q=0,5$ och omgivningens värme $q=0$. Energi kan inte förintas (termodynamikens tredje lag) men dess exergi och därmed kvalitet minskar allt eftersom energin används och entropin ökar. Exempelvis innehåller ett vedträ ungefär 1 kWh (kemisk) energi. Om man eldar upp vedträet så får man ut 1 kWh i värme. Om man istället vill ha ut energi med högre kvalitet, t.ex. mekaniskt arbete i en ångmaskin så kan man aldrig få ut 1 kWh mekaniskt arbete. En stor del kommer oundvikligen att bli spillvärme. [13]

Isentrop process: En fysikalisk process som genomgås av en gas eller vätska utan att dess entropi förändras. [13]

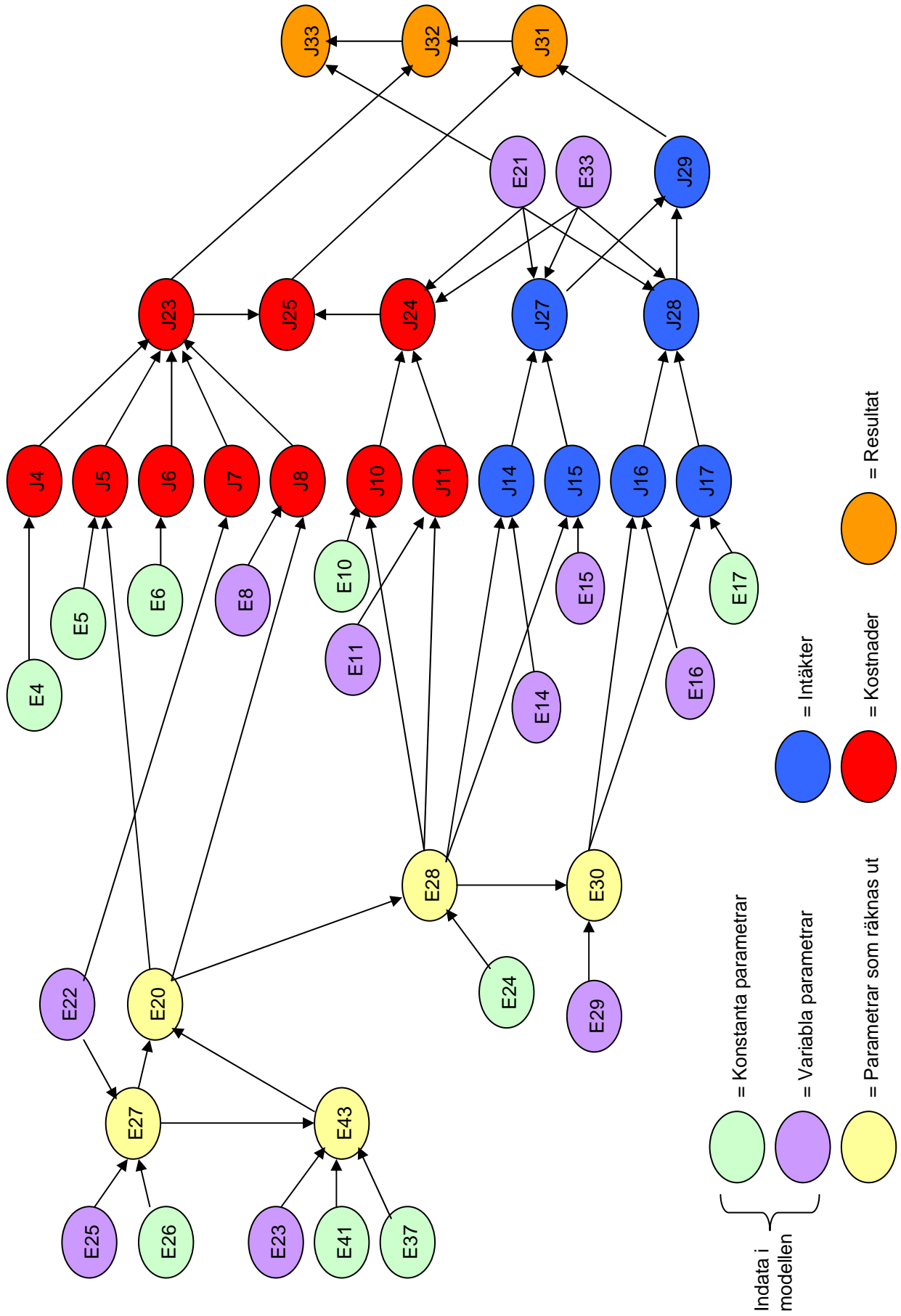
Specifik värmekapacitet c (el. värmekapacitivitet): Den värmemängd som krävs för att höja temperaturen med en grad hos ett kg av ett ämne, SI-enhet $J/(kg \cdot K)$. [13]

Värmekonduktivitet k (el. värmeledningsförmåga): Ett materials förmåga att leda värme, SI-enhet $W/(m \cdot K)$. Värmeflödet U genom en platta med tvärsnittsarean A och tjockleken d är enligt Fouriers lag $U=k \cdot A \cdot dT/d$, där dT är temperaturskillnaden mellan plattans bägge ytor. [13]

Fasta priser: En viss basperiods eller basidpunkts priser, använda som om de gällde även andra perioder eller tidpunkter. Detta innebär att man kan få en uppfattning om hur volymen utvecklats över tiden. I praktiken går omräkning till fasta priser till på det viset att värdena i löpande priser deflateras till fasta med hjälp av ett eller flera prisindex. [13]

Nuvärde: För att kunna jämföra kostnader och intäkter som kommer vid olika tidpunkter kan man räkna om dem till ett nuvärde. Detta görs genom att, utifrån en bestämd räntesats, diskontera de framtida intäkterna och utgifterna. För varje år som intäkten/utgiften ligger i framtiden dividerar man med räntesatsen plus 1. Exempel: En intäkt på 1000 kr om fem år har, med en ränta på 4%, ett nuvärde på $\frac{1000}{1,04^5} = 822$ kr.

BILAGA B – SCHEMA ÖVER MODELLKONSTRUKTION



BILAGA C – FÖRKLARING OCH UTRÄKNING AV MODELLPARAMETRAR

E4 = $J4$ = Fast kostnad för att koppla in sig på elnätet [kr]

E5 = Rörlig kostnad för att koppla in sig på elnätet [kr/MW]

E6 = $J6$ = Kostnad för undersökningar [kr]

E7 = $J7 = 3 \cdot 10^6 \cdot e^{0,6 \cdot E22}$ = Kostnad för borrhning [Mkr]

E8 = Kostnad för anläggning [kr/MW]

E10 = Kostnad för elöverföring [kr/MWh]

E11 = Drift- och underhållskostnad (DoU-kostnad) [kr/MWh]

E14 = Elpris [kr/MWh]

E15 = Elcertifikatpris [kr/MWh]

E16 = Fjärrvärmepris under dec-feb samt jun-aug [kr/MWh]

E17 = Fjärrvärmepris under mar-maj samt sep-nov [kr/MWh]

E20 = $\frac{[(0,18 \cdot E27) - 10] \cdot E43}{2,78 \cdot 10^5}$ = Installerad effekt (NEP) [MW]

E21 = Ekonomisk livslängd [år]

E22 = Djup på borrhål [km]

E23 = Flöde av primärvätska [l/s]

E24 = Utnyttjandegrad [---]

E25 = Temperaturgradient [°C/100 m]

E26 = Markens yttemperatur [°C]

E27 = $(E25 \cdot 10 \cdot E22) + E26$ = Temperatur på inkommande vatten [°C]

E28 = $E20 \cdot E24 \cdot 365 \cdot 24$ = Elproduktion [MWh/år]

E29 = Fjärrvärmeproduktion som andel av elproduktion [---]

E30 = $E28 \cdot E29$ = Fjärrvärmeproduktion [MWh/år]

E33 = Kalkylränta [---]

E37 = Bottencykeltemperatur [°C]

E41 = Specifik värmekapacitet [kJ/kg/K]

E43 = $[E27 - (E37 + 10)] \cdot E41 \cdot E23 \cdot 0,997$ = Tillgänglig termisk energi (ATP) [kW]

$$\begin{aligned}
\mathbf{J4} &= E4 = \text{Fast kostnad för att koppla in sig på elnätet [kr]} \\
\mathbf{J5} &= E5 \cdot E20 = \text{Rörlig kostnad för att koppla in sig på elnätet [kr]} \\
\mathbf{J6} &= E6 = \text{Kostnad för undersökningar [kr]} \\
\mathbf{J7} &= E7 = 3 \cdot 10^6 \cdot e^{0,6 \cdot E22} = \text{Kostnad för borrhning [kr]} \\
\mathbf{J8} &= E8 \cdot E20 = \text{Kostnad för anläggning [kr]} \\
\mathbf{J10} &= E10 \cdot E28 = \text{Kostnad för elöverföring [kr/år]} \\
\mathbf{J11} &= E11 \cdot E28 = \text{Drift- och underhållskostnad (DoU-kostnad) [kr/år]} \\
\mathbf{J14} &= E14 \cdot E28 = \text{Intäkter från försäljning av el [kr/år]} \\
\mathbf{J15} &= E15 \cdot E28 = \text{Intäkter från försäljning av elcertifikat [kr/år]} \\
\mathbf{J16} &= E16 \cdot E30 \cdot \frac{6}{12} = \text{Intäkter för försäljning av fjärrvärme, dec-feb samt jun-aug [kr/år]} \\
\mathbf{J17} &= E17 \cdot E30 \cdot \frac{6}{12} = \text{Intäkter för försäljning av fjärrvärme, mar-maj samt sep-nov [kr/år]} \\
\mathbf{J23} &= J4 + J5 + J6 + J7 + J8 = \text{Investeringskostnader [kr]} \\
\mathbf{J24} &= \text{Nuvärdesberäkning av de rörliga kostnaderna för elöverföring J10 och drift- och underhållskostnad J11, med kalkylräntan E33 och den ekonomiska livslängden E21 [kr]} \\
\mathbf{J25} &= J23 + J24 = \text{Totala kostnader i nuvärde [kr]} \\
\mathbf{J27} &= \text{Nuvärdesberäkning av de rörliga intäkterna för försäljning av el J14 och elcertifikat J15, med kalkylräntan E33 och den ekonomiska livslängden E21 [kr]} \\
\mathbf{J28} &= \text{Nuvärdesberäkning av de rörliga intäkterna för försäljning av fjärrvärme J16 och J17, med kalkylräntan E33 och den ekonomiska livslängden E21 [kr]} \\
\mathbf{J29} &= J27 + J28 = \text{Totala intäkter i nuvärde [kr]} \\
\mathbf{J31} &= J29 - J25 = \text{Det totala ekonomiska resultatet i nuvärde under anläggningens hela ekonomiska livslängd [kr]} \\
\mathbf{J32} &= \frac{J31}{J23} = \text{Den totala avkastningen på investerat kapital utöver kalkylräntan under anläggningens hela ekonomiska livslängd [---]} \\
\mathbf{J33} &= \left[(J32 + 1)^{\frac{1}{E21}} \right] - 1 = \text{Den årliga avkastningen på investerat kapital utöver kalkylräntan under anläggningens hela ekonomiska livslängd [---]}
\end{aligned}$$

Bilaga E - Fallstudie, min- och maxvärden

Festställda siffror ändrade jämfört med normalfallet		Normalfall	Bordljup	Bordljup	Temperaturgradient	Temperaturgradient	Fjärrvärmeproduktion	Fjärrvärmeproduktion	Fiböde	Fiböde	Anläggningskostnad	Anläggningskostnad	DoU-kostnad	DoU-kostnad
Investeringkostnader (fasta priser)	Enhet	1	2	3	4	5	6	7	10	11	20	21	22	23
Kostnad för att koppla in sig på nätet	kr (fast)	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200
Kostnad för undersökningar	kr/MWh (roflig)	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000	42 000
Kostnad för borrhjup	kr	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Kostnad för anläggning	Mkr (där x är borrhjup i km)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)	3exp(0.6x)
Rörliga kostnader (fasta priser)	kr/MWh	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000	10 000 000	30 000 000	20 000 000	20 000 000
Kostnad för elöverföring	kr/MWh	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Drifts- och underhållskostnad	kr/MWh	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	100	300
Intäkter (fasta priser)	kr/MWh	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Intäkt för försäljning av el	kr/MWh	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Intäkt för elcertifikat	kr/MWh (dec-feb och jun-aug)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Intäkt för försäljning av fjärrvärme	kr/MWh (resten av året)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anläggningsdata														
Anläggningens installerade effekt (NEP)	MW	1.4	2.9	0.5	3.5	0.3	1.4	1.4	2.2	0.7	1.4	1.4	1.4	1.4
Ekonomisk livslängd	år	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Djup på borrhål	km	4.0	5.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Fiböde	l/s	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	150.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Utnyttjandegrad (capacity factor)	---	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Temperaturgradient	°C/100 m	3.0	3.0	3.0	4.0	2.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Markens ytemperatur	°C	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Temperatur på inkommande vatten (Th)	°C	126	156	96	166	86	126	126	126	126	126	126	126	126
Produktion av el	MWh/år	11 417	22 705	3 967	27 320	2 337	11 417	11 417	17 125	5 708	11 417	11 417	11 417	11 417
Fjärrvärmepröd, som andel av elpröd.	---	1	1	1	1	1	2	0	1	1	1	1	1	1
Produktion av fjärrvärme	MWh/år	11 417	22 705	3 967	27 320	2 337	22 834	0	17 125	5 708	11 417	11 417	11 417	11 417
Finansiella data														
Kalkylränta (realränta)	---	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Net generated electric power (NEP) for binary plants according to Dickson, Farnelli														
Temperature 10 °C higher than the bottom-°C	°C	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Theoretically highest possible efficiency - C Ideal Carnot-cykel	%	19.04%	24.70%	12.46%	26.41%	10.02%	19.04%	19.04%	19.04%	19.04%	19.04%	19.04%	19.04%	19.04%
Triangular cycle (Th-Tl)/(Th-Tl)	%	10.52%	14.09%	6.64%	15.22%	5.28%	10.52%	10.52%	10.52%	10.52%	10.52%	10.52%	10.52%	10.52%
Ideal triangularcykel	%	4.56%	6.50%	2.62%	7.15%	1.97%	4.56%	4.56%	4.56%	4.56%	4.56%	4.56%	4.56%	4.56%
Net conversion efficiency	%	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19	4.19
Specific heat capacity	kJ/kgK (kW/kgK)	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257
Heat of vaporization	kJ/kg (kW/kg)	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257	2 257
Total energy content = Available thermal p.kW	---	31 748	44 281	19 216	48 458	15 039	31 748	31 748	47 623	15 874	31 748	31 748	31 748	31 748
Kostnader	kr	126 637 123	244 353 842	51 971 536	254 184 337	53 818 153	126 637 123	126 637 123	218 200 516	80 855 426	112 156 167	141 118 079	102 111 373	151 162 872
Varav investeringskostnader	kr	64 096 461	119 978 606	30 238 578	104 524 938	41 015 725	64 096 461	64 096 461	78 607 827	49 585 095	49 615 505	78 577 417	64 096 461	64 096 461
Intäkter	kr	177 811 685	353 615 867	64 261 373	442 522 300	37 856 796	204 054 237	165 794 068	369 848 305	92 482 076	184 924 153	184 924 153	184 924 153	184 924 153
Resultat	kr	51 174 563	109 262 025	9 818 246	171 317 874	-17 417 388	69 568 875	32 780 250	94 298 708	8 050 417	65 655 518	36 693 607	75 700 312	26 648 813
Ranking resultat	%	12	3	19	2	-23	7	-16	5	20	8	15	6	18
Vinstmarginal (resultat/inv.kostn)	%	79.84%	91.07%	32.47%	163.90%	-42.47%	108.54%	51.14%	119.96%	16.24%	132.33%	46.70%	118.10%	41.56%
Ranking vinstmarginal	%	72	10	19	2	-23	7	-16	5	20	4	16	6	18
Årlig vinstmarginal utöver kalkylräntan	%	1.18%	1.36%	0.56%	1.96%	-1.10%	1.48%	0.83%	1.59%	0.30%	1.70%	0.77%	1.57%	0.70%
Ranking	%	10	9	19	2	-23	7	-16	5	20	4	17	6	18

Festställda siffror ändrade jämfört med normalfallet		Normalfall	Kalkylrianta	8	Kalkylrianta	9	Ekonomisk livslängd	12	Ekonomisk livslängd	13	Elpris	14	Elpris	15	Elcoertpris	16	Elcoertpris	17	Fjärrvärmepris	18	Fjärrvärmepris	19
Investeringskostnader (fasta priser)	Enhet																					
Kostnad för att koppla in sig på nätet	kr (fast)	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Kostnad för undersökningar	kr/MW (roflig)	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000	42.000
Kostnad för borrhål	kr	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000	2.000.000
Kostnad för anläggning	Mkr (där x är borrhålup i km)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)	3exp(0,6x)
Rörliga kostnader (fasta priser)																						
Kostnad för elöverföring	kr/MWh	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Drifts- och underhållskostnad	kr/MWh	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Intäkter (fasta priser)																						
Intäkt för försäljning av el	kr/MWh	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Intäkt för elcertifikat	kr/MWh	250	250	250	250	250	250	250	250	250	300	300	300	300	200	200	200	200	250	250	250	250
Intäkt för försäljning av fjärrvärme	kr/MWh (dec-feb och jun-aug)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200	100
	kr/MWh (resten av året)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Anläggningsdata																						
Anläggningens installerade effekt (NEP)	MW	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Ekonomisk livslängd	år	50	50	50	70	30	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Diup på borrhål	km	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Flöde	l/s	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utnyttjandegrad (capacity factor)	---	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Temperaturgradient	°C/100 m	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Markens ytemperatur	°C	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Temperatur på inkommande vatten (Th)	°C	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Produktion av el	MWh/år	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417
Fjärrvärmepris, som andel av elprod.	---	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Produktion av fjärrvärme	MWh/år	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417	11.417
Finansiella data																						
Kalkylrianta (realrianta)	---	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Net generated electric power (NEP) for binary plants according to Dickson, Farnelli																						
Temperature 10 °C higher than the bottom-°C	°C	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Theoretically highest possible efficiency - C Ideal Carnot-cykel	%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%	19,04%
Triangular cycle (Th-Tl)/(Th-Tl)	%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%	10,52%
Ideal triangularcykel	%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%	4,56%
Net conversion efficiency	%	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19
Specific heat capacity	kJ/kg(K)	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19
Heat of vaporization	kJ/kg (kWh/kg)	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257	2.257
Total energy content = Available thermal p.kW	kJ/kg (kWh/kg)	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748	31.748
Kostnader	kr	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123	126.637.123
Varav investeringskostnader	kr	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461	64.096.461
Intäkter	kr	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685	177.811.685
Resultat	kr	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563	51.174.563
Ranking resultat	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Vinstmarginal (resultat/inv.kostn)	%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%	79,84%
Ranking vinstmarginal	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Årlig vinstmarginal utöver kalkylrianta	%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%	1,18%
Ranking	%	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

BILAGA F – FALLSTUDIE, MONTE CARLO-SIMULERINGEN

Här syns de genererade parametervärdena för var och en av de hundra Monte Carlo-simuleringarna.

Simulering nr	Anläggningskostnad [Mkr]	DoU-kostnad [kr/MWh]	Elpris [kr/MWh]	Elcertifikatpris [kr/MWh]	Fjärrvärmepris [kr/MWh]	Ekonomisk livslängd [år]	Djup på borrhål [km]	Flöde av primärvätska [l/s]	Temperaturgradient [°C/100 m]	Fjärrvärmeprod. andel av elprod.	Kalkylränta [%]	Resultat [Mkr]	Årlig avkastning [%]
1	23,90	160,70	362,14	269,62	153,76	55,05	3,72	130,99	2,99	1,86	3,08	105,0	1,76
2	14,74	179,66	425,11	271,21	140,14	65,00	3,99	112,26	2,79	1,48	2,45	128,2	1,90
3	22,29	224,35	434,30	278,26	138,73	72,75	3,87	120,10	3,10	0,84	3,56	103,1	1,24
4	22,59	188,91	539,76	256,48	139,12	49,62	4,14	98,75	3,26	0,95	4,85	104,3	1,63
5	25,26	198,97	421,09	283,08	139,25	52,09	4,53	83,78	2,62	0,51	2,71	46,8	0,92
6	19,87	129,27	277,57	224,30	146,08	58,00	3,99	90,98	2,98	1,75	4,28	35,1	0,79
7	20,63	209,49	298,03	210,50	116,13	58,13	3,88	89,45	2,93	1,06	5,20	-7,8	-0,26
8	15,90	204,18	453,83	232,24	116,51	51,62	4,05	143,46	2,98	1,00	3,31	129,5	2,05
9	24,02	203,69	512,90	257,62	167,79	49,15	4,06	92,45	2,79	0,36	2,10	81,5	1,70
10	20,89	187,91	334,39	272,75	164,45	47,14	4,32	80,94	3,68	1,00	5,00	75,3	1,20
11	21,80	176,94	472,27	260,49	137,40	51,59	3,60	94,86	2,49	0,79	3,71	8,4	0,39
12	23,61	194,30	345,98	249,90	130,62	45,69	4,52	102,17	2,73	0,97	3,11	41,6	0,87
13	17,65	192,66	369,96	252,35	176,36	48,02	3,88	114,54	3,27	1,20	4,05	90,8	1,78
14	16,25	222,75	381,87	252,73	142,11	53,01	3,91	90,48	2,53	0,65	6,36	-12,3	-0,62
15	27,03	165,92	392,53	251,05	142,68	62,23	4,19	89,67	2,58	1,03	4,09	16,5	0,37
16	15,43	222,50	403,78	272,05	146,13	53,43	3,78	100,23	3,40	1,47	4,12	96,8	1,83
17	28,48	197,14	485,79	254,13	144,47	62,29	4,10	95,51	2,94	1,11	3,99	66,2	1,00
18	20,21	194,39	335,89	249,53	124,30	48,94	4,03	105,61	3,31	0,61	2,38	101,7	1,71
19	26,72	290,14	461,03	240,53	159,83	51,29	3,31	101,15	2,96	1,15	4,12	10,6	0,43
20	8,32	162,28	302,15	236,79	119,05	48,23	3,69	109,80	2,77	1,20	2,15	46,9	1,71
21	13,63	166,86	440,80	269,15	139,80	60,39	3,96	102,04	2,90	0,81	4,35	65,1	1,36
22	21,91	193,09	220,62	285,93	134,04	62,82	4,34	55,40	3,00	1,08	5,06	-14,1	-0,39
23	21,97	219,25	419,38	256,82	177,92	53,43	3,94	100,16	3,21	0,99	2,94	106,1	1,71
24	16,53	209,95	465,16	271,77	165,02	45,12	4,27	83,27	2,96	0,55	5,77	28,2	0,81
25	21,50	230,92	391,54	255,06	132,02	41,30	3,66	130,06	3,12	0,89	3,33	54,2	1,51
26	16,47	243,36	465,34	257,54	157,43	58,64	4,38	124,36	2,67	0,79	5,61	37,3	0,73
27	23,64	236,45	409,03	254,26	144,55	49,75	4,46	105,13	3,08	1,14	1,78	172,8	2,03
28	26,81	182,16	542,30	249,57	160,67	46,74	4,54	101,87	3,01	1,19	5,48	82,7	1,23
29	16,57	154,94	447,81	254,89	120,88	56,39	3,80	108,10	3,39	1,31	3,12	169,8	2,32
30	19,88	230,81	482,34	259,87	175,62	56,22	4,18	88,05	3,10	1,25	5,41	56,0	1,04
31	19,97	196,66	474,60	271,76	150,96	45,38	4,01	103,46	3,21	-0,10	5,98	39,1	0,95
32	14,10	170,89	295,03	236,75	127,83	52,68	4,48	85,14	2,77	0,59	4,93	4,3	0,12
33	16,02	196,76	341,92	243,54	155,14	54,54	3,55	81,91	2,74	0,75	4,75	-2,6	-0,13
34	17,99	170,91	240,38	243,48	157,33	55,90	4,24	89,09	2,73	1,44	0,50	102,3	1,78
35	24,01	204,45	334,96	258,88	136,52	57,87	4,59	128,28	2,95	0,71	2,85	116,6	1,22
36	16,49	178,46	252,72	256,82	159,97	48,64	3,72	100,36	2,80	0,89	4,77	1,1	0,05

Simulering nr	Anläggningskostnad [Mkr]	DoU-kostnad [kr/MWh]	Elpris [kr/MWh]	Elcertifikatpris [kr/MWh]	Fjärrvärmepreis [kr/MWh]	Ekonomisk livslängd [år]	Djup på borrhål [km]	Flöde av primärvätska [l/s]	Temperaturgradient [°C/100 m]	Fjärrvärmeprod. andel av elprod.	Kalkylränta [%]	Resultat [Mkr]	Årlig avkastning [%]
37	22,05	156,83	463,48	239,69	129,82	32,49	3,54	100,43	2,76	0,39	5,35	1,2	0,08
38	25,43	194,63	424,53	272,62	141,59	45,31	4,21	98,33	2,87	0,87	4,17	41,0	0,95
39	23,64	215,72	484,42	269,61	153,56	46,89	3,77	107,70	3,31	1,14	4,75	76,1	1,54
40	17,45	171,36	248,76	277,60	133,43	52,29	4,41	101,16	2,48	0,40	5,71	76,1	1,54
41	16,86	209,73	462,25	271,94	155,54	53,41	4,02	102,81	2,85	0,82	3,79	65,1	1,44
42	18,56	203,21	437,26	250,34	164,79	48,31	4,42	82,87	3,04	0,55	2,93	88,6	1,60
43	16,78	215,51	378,31	236,93	151,56	49,68	3,87	79,70	3,23	1,05	4,85	27,5	0,82
44	24,45	158,65	417,82	229,64	145,21	50,70	3,53	78,16	3,08	1,03	5,21	10,8	0,41
45	13,79	218,77	431,98	274,23	149,33	51,19	4,00	84,46	3,15	0,51	2,85	88,3	1,89
46	20,24	221,01	447,34	253,55	182,18	59,81	3,74	122,32	3,18	1,64	4,82	86,9	1,43
47	20,16	214,61	539,66	250,59	111,33	37,80	3,67	77,24	2,75	0,87	3,07	19,0	1,01
48	14,50	187,88	456,37	244,49	131,51	50,91	3,90	102,77	3,12	0,24	4,87	53,5	1,33
49	21,07	180,68	440,32	256,27	159,64	40,75	3,79	89,35	2,68	0,96	4,89	7,1	0,35
50	23,87	229,11	405,20	230,97	146,59	52,64	4,01	101,55	2,72	0,43	3,75	12,6	0,36
51	22,48	200,40	433,69	249,02	159,99	58,53	3,62	80,00	2,63	1,35	5,02	0,4	0,02
52	17,50	211,95	313,49	247,36	185,52	48,69	4,22	106,09	2,92	0,64	1,46	92,5	1,76
53	18,74	173,43	320,68	261,48	137,09	51,43	4,14	95,02	3,13	1,55	2,05	130,1	2,05
54	17,95	181,97	300,26	249,57	163,13	64,68	4,46	119,00	2,64	1,26	5,59	17,7	0,33
55	19,44	223,52	297,82	264,55	120,02	39,45	3,79	98,32	3,70	1,28	3,80	57,0	1,43
56	23,07	203,71	358,64	243,60	147,24	53,74	4,10	108,47	3,22	0,29	5,34	21,3	0,41
57	19,73	212,36	477,50	258,58	149,37	62,69	4,29	92,42	3,16	0,95	7,75	26,6	0,46
58	17,40	255,45	355,76	238,56	141,43	43,32	4,12	92,79	3,11	1,27	1,50	88,0	1,97
59	14,54	243,15	364,03	234,23	143,44	51,13	3,60	100,95	3,15	0,99	3,93	31,5	1,04
60	15,15	176,30	323,29	251,77	144,49	46,81	3,79	94,88	2,69	0,88	2,05	32,2	1,20
61	20,61	167,68	312,31	265,29	133,55	52,97	3,99	135,56	2,32	1,18	4,79	-0,4	-0,02
62	22,46	201,43	393,54	268,86	133,63	45,08	4,01	106,20	2,38	1,06	4,18	1,0	0,04
63	19,79	194,14	366,10	276,44	177,66	44,34	4,13	103,34	3,28	0,97	3,39	107,1	1,92
64	20,16	154,56	385,80	219,65	174,46	46,91	4,24	132,63	2,71	0,89	3,22	76,2	1,52
65	18,96	232,21	273,13	268,47	161,93	51,24	4,21	94,09	3,45	1,04	3,22	77,5	1,26
66	18,77	247,93	404,49	246,20	158,11	49,43	4,12	97,44	3,17	1,45	3,45	87,2	1,61
67	22,21	186,16	376,92	248,98	145,49	46,11	3,53	82,23	3,19	1,49	2,35	55,9	1,68
68	18,39	226,18	393,67	269,93	137,43	47,27	3,41	83,21	3,40	1,10	3,37	45,9	1,50
69	21,02	179,01	435,59	219,83	168,27	50,91	4,19	89,14	2,58	0,57	1,42	63,7	1,46
70	20,45	149,89	478,91	240,34	170,96	49,64	3,66	101,81	3,53	0,87	3,58	131,9	2,21
71	21,32	216,44	371,30	260,06	138,07	49,01	4,38	115,68	3,50	1,21	5,04	104,1	1,29
72	17,80	213,92	438,80	247,39	176,00	59,35	3,88	81,26	2,48	1,05	2,84	18,7	0,62
73	17,82	239,82	340,25	255,43	139,70	41,78	4,38	114,46	3,24	1,06	3,92	74,7	1,42
74	20,04	226,34	399,87	237,52	136,69	59,77	4,04	72,94	2,83	0,88	4,71	4,7	0,14
75	24,99	245,29	395,74	245,88	158,09	54,57	4,14	101,05	2,76	0,74	3,92	18,6	0,44
76	17,72	163,06	413,03	223,31	150,81	56,26	3,99	87,39	2,80	0,99	3,57	41,0	1,03
77	16,63	227,10	466,34	246,65	162,80	48,63	4,50	82,69	2,63	1,30	5,02	22,3	0,60
78	20,26	227,86	515,29	241,03	135,80	65,44	3,83	60,80	3,16	0,64	3,63	41,1	0,92

Simulering nr	Anläggningskostnad [Mkr]	DoU-kostnad [kr/MWh]	Elpris [kr/MWh]	Elcertifikatpris [kr/MWh]	Fjärrvärmepreis [kr/MWh]	Ekonomisk livslängd [år]	Djup på borrhål [km]	Flöde av primärvätska [l/s]	Temperaturgradient [°C/100 m]	Fjärrvärmeprod. andel av elprod.	Kalkylränta [%]	Resultat [Mkr]	Årlig avkastning [%]
79	17,52	190,44	454,62	260,33	140,54	42,03	4,70	105,05	2,50	1,19	4,12	45,7	1,11
80	19,17	218,41	360,66	246,94	123,10	50,91	3,95	56,33	2,15	1,24	2,97	-19,7	-1,41
81	19,44	161,31	392,03	233,32	174,65	54,87	3,28	124,31	2,95	1,10	5,35	18,8	0,71
82	21,36	238,10	343,10	231,12	155,69	50,33	3,68	98,88	2,44	1,23	4,34	-10,2	-0,58
83	22,21	239,16	355,89	242,47	148,37	54,58	4,35	106,53	2,98	1,38	3,46	68,1	1,06
84	24,76	160,60	384,31	243,31	111,51	44,97	3,95	92,29	3,26	0,82	4,85	34,1	0,83
85	18,61	163,35	474,80	256,60	133,10	51,72	3,99	93,35	2,80	1,17	5,37	31,1	0,88
86	18,83	247,13	421,43	267,01	141,21	53,63	3,40	136,59	2,93	1,24	5,67	19,7	0,69
87	22,58	162,69	381,88	245,19	156,41	51,03	4,03	132,62	3,65	1,75	5,52	146,1	1,60
88	17,04	141,69	349,29	261,79	148,92	49,47	3,95	121,20	3,34	0,96	4,70	98,9	1,72
89	25,18	192,66	209,07	267,77	99,23	51,24	3,97	94,80	2,78	1,20	5,70	-21,8	-0,87
90	21,86	214,48	390,05	266,53	159,62	35,73	4,12	108,10	2,84	0,98	3,11	43,5	1,38
91	19,53	194,96	421,25	231,35	158,06	53,39	3,72	100,60	2,88	1,28	4,18	34,0	0,99
92	22,53	150,72	414,66	229,91	153,47	45,47	4,21	86,53	3,03	1,05	3,69	62,4	1,36
93	25,60	241,27	355,82	216,78	112,69	44,26	3,29	95,91	3,22	1,49	4,76	0,3	0,01
94	17,76	154,11	481,37	247,14	196,84	49,57	3,81	91,04	3,48	0,77	4,42	105,8	1,99
95	27,79	219,97	416,10	269,97	165,18	48,91	4,15	96,24	2,97	0,73	3,81	44,2	0,90
96	19,30	226,96	387,39	249,23	173,04	56,47	3,65	140,03	3,55	0,65	4,26	99,1	1,45
97	21,49	202,92	426,58	238,74	158,21	49,74	4,24	115,82	3,13	1,06	6,06	49,4	0,89
98	21,00	205,03	394,37	274,85	141,34	52,10	4,43	75,40	2,67	1,17	4,85	9,4	0,25
99	20,34	218,40	297,18	242,93	133,40	45,25	3,44	104,37	2,90	1,21	1,70	26,4	1,09
100	17,02	226,74	429,22	229,15	162,51	67,50	4,28	114,28	2,91	1,66	2,94	146,4	1,65

BILAGA G – MATLAB-KOD FÖR SLUMPTALSGENERERING

```
% Sätter värde på de variabla parametrarna. Den första kolumnen
% är väntevärdet, den andra standardavvikelsen
>> Var=
[20, 3.3333
200, 33.3333
400, 66.6666
250, 16.6666
150, 16.6666
50, 6.6666
4, 0.3333
100, 16.6666
3, 0.3333
1, 0.3333
4, 1.3333];

% Här genereras en matris med 100 normalfördelade slumpstal med
% väntevärde mu=0 och standardavvikelse sigma=1 för var och en
% av de 11 parametrarna
>> Slump=randn(11,100);

% En iterationsloop för att ge var och en av de 11 parametrarna
% icke normaliserade standardvärden
>> for i=1:100;
for j=1:11;
VarSigma(j,i)=Slump(j,i).*Var(j,2);
end
end

% En iterationsloop för att läsa in det genererade slumpvärdet
% utifrån väntevärdet och standardavvikelsen
>> for i=1:100;
for j=1:11;
VarVarde(j,i)=VarSigma(j,i)+Var(j,1);
end
end

% Här tilldelas de 7 icke variabla parametrarna sina värden
>> Par=[4.2 42 2 55 0.9 6 40];
```


Bilaga H

Report for the European commission:

**EUSUSTEL WP3 Report – Geothermal power
production**

By

Johan Lundin
Department of Electricity and Lightning Research
Uppsala University
Uppsala, Sweden
Johan.Lundin@angstrom.uu.se



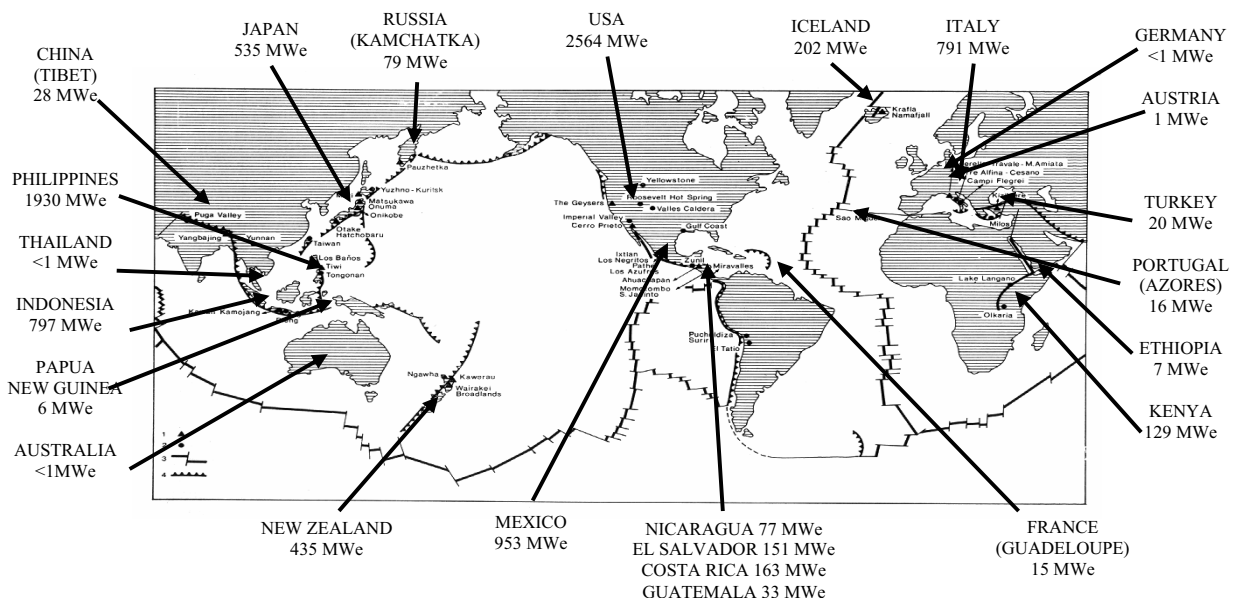
UPPSALA
UNIVERSITET

1	INTRODUCTION	3
2	GENERAL ISSUES ON GEOTHERMAL POWER TECHNOLOGIES	4
2.1	PECULIARITIES	5
2.2	ENVIRONMENTAL ASPECTS.....	7
2.3	ECONOMICAL ASPECTS	9
3	DESCRIPTION OF GEOTHERMAL POWER TECHNOLOGIES	10
3.1	CONVENTIONAL STEAM PLANTS	11
3.2	BINARY CYCLE PLANTS	12
3.3	FUTURE GEOTHERMAL POWER TECHNOLOGIES – TOTAL FLOW TURBINES	14
4	PRESENT GEOTHERMAL POWER MARKET	14
5	FUTURE DEVELOPMENT.....	15
6	CONCLUSION	18
	REFERENCES.....	19

1 Introduction

Mankind has used geothermal energy for several thousands of years, originally only in thermal applications such as therapeutic baths, space and water heating and agriculture. In the beginning of the twentieth century the first transformation of geothermal heat energy into electrical energy was made in Italy by prince Piero Ginori Conti. The first commercial geothermal power generation began in Larderello, Tuscany, Italy in 1913 [2]. Today geothermal energy is the third largest renewable power source in the world, after biomass and hydro [2]. The worldwide annual geothermal power production in the year 2005 was 57 TWh from 24 countries while the EU-25 production of geothermal power was 5.5 TWh [10]. The total geothermal power capacity installed in the world is shown in figure 1.1.

Figure 1.1: Worldwide geothermal power capacity installed in early 2005 [10].



Geothermal energy originates from the earth's molten interior and the decay of radioactive materials. Heat is brought near to the surface by deep circulation of groundwater and by intrusion into the earth's crust of magma. On average, the temperature of the earth increases by about 3 °C for every 100 meters of depth [1]. Each and every year, more than 100 000 TWh of heat energy is conducted from the earth's interior to its surface [1]. That is more than the total worldwide annual use of energy. 2004, the worldwide electricity consumption was 17 500 TWh¹ and the worldwide total energy use was 46 500 TWh² [2]. The total storage of geothermal energy is even greater, estimated at 5 billion TWh [1]. Of course not all heat energy can be transformed into

¹ BP Review 2005, <http://www.bp.com/downloads.do?categoryId=9003093&contentId=7005944> (2005-10-04)

² EIA Energy Outlook 2005, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/highlights.html> (2005-10-04)

electricity, mainly because it is mostly much dispersed, but enough to make geothermal energy an interesting and possibly significant contributor to the world's energy demand.

Geothermal energy is considered to be a renewable energy source, and so it is in this report too. But strictly speaking it is not. Locally, the extraction rate of heat often exceeds the reservoir replenishment rate. Though, with good reservoir management the geothermal energy source can be productive at least during the lifetime of the geothermal installations. [2] Axelsson et. al. [9] put it this way:

“Sustainable development involves meeting the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs. At the core of this issue is the utilization of the various natural resources, including the worlds’ energy resources. Geothermal resources have the potential of contributing significantly to sustainable energy use in many parts of the world. The terms renewable and sustainable are often mixed up. The former concerns the nature of a resource while the latter applies to how a resource is utilized. In many cases several decades of experience have shown that by maintaining production below a certain limit a geothermal system reaches a kind of balance that may be maintained for a long time. A definition is reviewed, which argues that sustainable geothermal utilization involves utilization at a rate, which may be maintained for a very long time (100-300 years).”

2 General issues on geothermal power technologies

There are several different types of geothermal energy wells. They differ in terms of, for example, permeability of the rock and occurrence, temperature and salinity of water. These features lead to different technologies to extract the energy and produce electricity. These are described in chapter 1.3. Of the different occurrences of geothermal energy mentioned below, only natural hydrothermal systems are part of the power generation system today. All the other occurrences are to be regarded as resources for the future.

Natural hydrothermal systems

Natural hydrothermal systems are, up to now, the only geothermal resources that have been exploited commercially for electric power generation, because they are the cheapest and simplest to exploit. They spontaneously produce hot water, typically appearing on the earth's surface such as geysers and hot springs. Five features are essential for making a hydrothermal geothermal resource operational for power production [6]:

- a large heat source
- a permeable reservoir
- a supply of water
- an overlying layer of impervious rock
- a reliable recharging mechanism

Natural hydrothermal systems occur preferably in or near the boundaries of crustal plates. The seismic activity adjacent to these boundaries creates not only a source of heat relati-

vely near the earth's surface, but also a rock, enough permeable allow an adequate supply of indigenous fluid. If the pressure on the fluid on the reservoir is too low to prevent boiling, a vapour phase is formed in the upper parts of the reservoir. Since most of the dissolved minerals are concentrated in the liquid phase, the vapour can be used directly in a turbine to produce electricity, with little risk of scaling³ or turbine blade damage. [5]

Hot dry rock (HDR)

Rocks with poor permeability and/or lack of water still can be prospective sources of geothermal energy exploitation. The rock can be fractured in an artificial way, by injecting highly pressurized water into a drilled well, a so-called injection well. The water opens existing fractures and creates new ones. When the fractured volume is suitably large and the permeability is sufficient, another hole, the production hole, is drilled. Ideally, a closed loop is created whereby cold water is pumped down the injection well, is heated by the hot, fractured rock and then returned to the surface through the production well. [2, 5]

Magma

Magma bodies contain a huge potential resource for electricity production. This is mainly due to the extreme temperatures of the magma, normally greater than 650°C. Magma bodies can be found at depths of around 7 kilometers. The problems associated with extraction of this vast energy resource are above all the requirements on the equipment used at this high temperature and pressure. Drilling to a depth of 7 km is feasible today, but the techniques and materials have still to be further developed to cope with the extreme conditions. [2, 5]

Geopressured systems

A geopressured system consists of geopressured deep reservoirs (4-6 km of depth) in large sedimentary basins containing hot pressurized water. It can therefore deliver energy in three forms; thermal energy (hot water at 150-180°C), hydraulic energy (pressurized water at 600 bar) and chemical energy (the geofluid is assumed to be saturated with methane gas, 0.69-0.89 m³ CH₄/kg water). [2, 5]

2.1 Peculiarities

There are some general advantages and disadvantages with geothermal energy, compared to other energy sources and they are listed below.

Advantages

- Geothermal energy conversion has small and manageable environmental effects compared to other energy conversion technologies. It is a reliable and predictable energy source suited to provide base load power, and it is also easy to regulate and can therefore act as peak power, see figure 2.1.

³ Scaling: Chalky deposit that can strongly disturb the flow of geothermal fluid and thereby increase the power conversion efficiency.

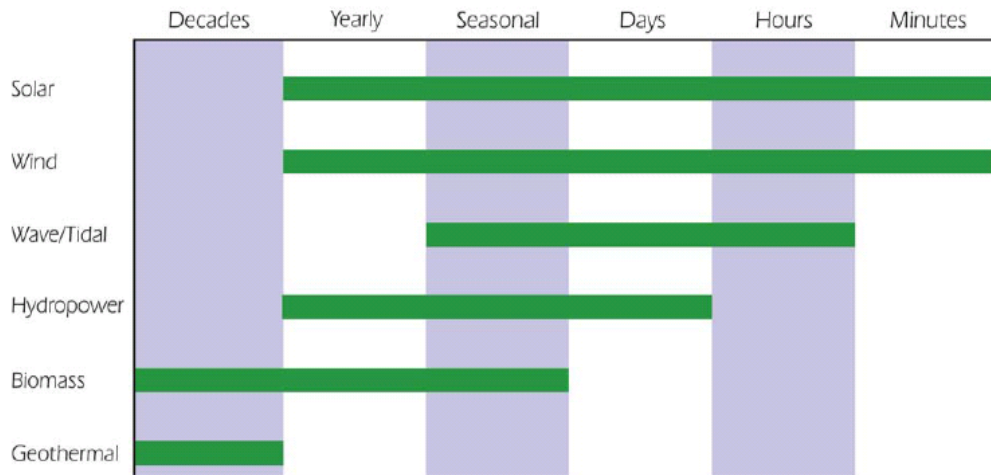


Figure 2.1. Timescales of natural cycles of renewable energies. [8]

- This is becoming more and more important as renewable intermittent energies, such as wind, solar, wave and tidal power, are taking place in the energy system.
- Geothermal heat can be used to supplement biomass or fossil fuel in electricity generation and thus act as a fuel saver.
- Geothermal activities use less land area than almost any other energy source, only 404 m² of land occupied per GWh/year over 30 years. That can be compared with coal plants that use nine times as much land area [1]. See table 2.1.

Table 2.1. Land occupation for different power production technologies. [1]

Technology	Land occupied (m ² per GWh/year over 30 years)
Coal (incl. coal mining)	3 642
Solar thermal	3 561
Photovoltaics	3 237
Wind (land with turbines and roads)	1 335
Geothermal	404

- A geothermal power station is built up by modules, making it easy to increase the capacity installed. It is economically competitive even in rather small station sizes.
- There is a potential of improving geothermal power plants since the technology in some ways still is immature. Hammons [3] argues for a cost reduction of geothermal electricity of up to 25% in comparison with today's costs. This would give geothermal energy conversion a better cost-competitiveness than today.
- Like other renewables, geothermal power production requires no utilization of fuel (oil, coal, natural gas) and is therefore insensitive for fluctuations in fuel price. Geothermal power is thus more attractive with increasing fuel prices; the higher the fuel price, the more competitive geothermal energy conversion is.
- There are possibilities to extract useful minerals from the geothermal water.

Disadvantages

- It is hard to predict the potential of a given site. This is due to expensive examination of the properties of the rock, such as permeability and hardness and properties of the water, for example corrosiveness. To predict the abundance of water is also hard, and the result is often quite unreliable. The great variation in prerequisites even over short distances in each of the three spatial dimensions and for all of the issues mentioned above makes it even more difficult to make a good estimate of the potential.
- Most interesting geothermal sites occur in geologically instable areas, with volcanoes and earthquakes, which induces a safety risk.
- The capital costs are high due to a large initial investment cost. This is a disadvantage that geothermal energy shares with other renewable energy sources.

2.2 Environmental aspects

Geothermal power production is environmental very benign. The energy from the earth is often considered as renewable (for a further discussion of the renewability see 1.1 Introduction). The operation of the plant can be almost free from emissions and waste. Nevertheless there are several environmental aspects that have to be considered.

- Steam from geothermal fields has a content of non-condensable gases that can cause **gaseous emissions**. In back pressure turbines, the simplest form of steam turbines, the steam is exhausted directly to the atmosphere from the steam turbine, without any condensation. In closed-loop systems the condensed steam is reinjected into the well without any contact with the atmosphere. These systems are therefore almost free from emissions and waste. Table 2.1 shows the range of gaseous emissions. In a particular geothermal field the content of gases tend to decrease with time as a result of production [2, 11].

Table 2.2. Gaseous emissions from geothermal power production. [2, 11]

Emissions	kg/MWh _e		Comment	Ref
	Min	Max		
CO ₂	4 (0)	740	122 kg/MWh _e in average ⁴ [11]. 0 for closed-loop systems [2].	[11]
H ₂ S	0.5	6.8	Half of emissions from coal-fired plants	[2]
NH ₃	5.7x10 ⁻²	1.94	Rapidly dispersed in the atmosphere	[2]
Hg	4.5x10 ⁻⁵	9.0x10 ⁻⁴	Comparable with emissions from coal combustion	[2]
NaCl		1.2x10 ⁵	This is with a 30% salt concentration by weight	[2]
NO _x	-	-		[2]
PM ₁₀	-	-		[2]
²²² Rn	3 700	78 000	The unit is becquerel/kWh	[2]

⁴ Based on a study of the MW weighted CO₂ emissions from 85% of the world wide running geothermal power plant capacity (August 2001)

As seen in table 2.2, the CO₂ emissions vary a lot, depending on the particular geological structures of the given geothermal reservoir. The CO₂ flux varies from almost nothing to values comparable with those from fossil fuel combustion. The CO₂ is produced at depth, mainly by thermo-metamorphism of marine carbonate rocks. It is important to keep in mind that the processes of CO₂ generation are independent of geothermal exploitation and that some of the CO₂ emissions would occur even naturally, without geothermal exploitation. [14]

- The discharge of wastewaters can potentially cause **liquid effluents**. Geothermal fluids can contain chemicals such as boron, fluoride and arsenic. To prevent these chemicals from getting out in the environment surrounding the geothermal power plant, the water can be treated, re-injected into the reservoir from which it was taken, or both. [2, 4, 5]
- When geothermal energy is used to generate electricity, there is always **waste heat** that has to be rejected, with possible detrimental environmental effects. A slight increase (2-3 °C) of temperature in a body of water can damage its whole ecosystem. There are many ways to avoid these problems. The wastewater can be cooled in special storage ponds or cooling towers, it can be reinjected into the geothermal well to maintain the pressure or it can be used directly for house or greenhouse heating. Furthermore the size of geothermal plants seldom exceeds 50-100 MW_e, resulting in waste heat rates that usually have small local consequences. [4, 5]
- Geothermal energy conversion involves a certain **use of land** even though it is less than almost any other energy source. Typical requirements include structures to house the power-generating and heat-exchange equipment, land space for wellheads, and a pipe distribution system.
- The **use of water** has to be controlled to avoid water leakage and thus allow the geothermal power plant to last longer. This is done by using total reinjection, non-evaporative cooling, and general pressure management in closed-loop recirculating cycles.
- The **noise level** is a potential environmental problem that is overcome today. With silencers the noise level decreases to 75-90 dB which is an acceptable noise level. At free discharge, noise levels amount to 90-122 dB. [2]
- Geothermal activities that involve fluid extraction can cause **subsidence of the land surface** and **induce seismicity**. Yet the most active geothermal regions have a high level of natural seismic activity. Current data suggest that seismic risks in geothermal developments are low. The risk of subsidence of land surface can be minimized reinjecting replacement fluids. [5]
- During the construction of a geothermal production field some **solid waste** (particularly rock from drilling) is produced that has to be disposed of in an

environmental friendly way. Because of the relatively small amounts of solid waste (some hundreds or thousands of cubic meters per bore hole – in comparison with for example a hydropower dam this is a small amount) this should not be a problem. The removed rock can even be used, for example for road construction. [4, 5]

Emissions to air and water differ greatly depending on which technique is used. Binary plants, in which the geothermal fluid is passed through a heat exchanger and reinjected without exposure to the atmosphere, will discharge neither gas nor fluid to the environment. The hot dry rock (HDR) technique does not involve the use of underground water. It is not clear whether an artificial addition of water into the rocks lead to similar effluents as when natural water is used.

2.3 Economical aspects

Geothermal power installations are – when the natural conditions are good – economically very competitive power plants, even compared to traditional energy sources such as coal, nuclear and hydro. The installation cost ranges from 640 000 to 2 400 000 Euro/MW and the resulting electricity cost from 16 to 80 Euro/MWh⁵ [16]. The World Energy Council [1] lists three factors affecting the growth of the geothermal industry. These are:

- 1) **The prizes of competing fuels, especially oil and natural gas.** Like other renewable energy resources the most important factor for the competitiveness of geothermal power is the oil prize. As the oil prize is very volatile and is very likely to continue to rise (during 2005 alone the oil prize has risen roughly 50%⁶) due the undisputable coming scarcity of oil⁷ one can assume that geothermal power, together with the other renewable energy resources, will be more competitive in time.
- 2) **Accounting for environmental costs.** Another factor that indicates that the competitiveness for geothermal energy will increase is the accounting for environmental costs (so called internalization of external costs) that increasingly affects fossil fuels, as a result of public pressure, domestic regulatory actions and international treaties. The areas where geothermal energy and other renewable energy technologies have significant advantages over fossil power generation technologies are many and widespread, for example CO₂ emissions, air pollution, hazardous waste generation, water use and pollution. These costs can be assumed to be counted for in a greater and greater extent, which increases the competitiveness of geothermal energy [1].
- 3) **The rate of future technological development.** Research and development will reduce the energy cost for all geothermal projects as well as the uncertainty,

⁵ USD/EUR=1.25, www.valuta.se. 2004-01-01.

⁶ http://www.worldoil.com/INFOCENTER/STATISTICS_DETAIL.asp?Statfile=_selectedworldoil

⁷ See for example www.peakoil.com

especially of natural hydrothermal systems and its reservoir performance. The oil and gas industry gives a helping hand in improving the technology.

Even though geothermal power production industry in some ways is a mature industry, and that it is helped by the progress in the oil and gas industry, more specific geothermal research is needed, especially as there are several upcoming and promising occurrences and technologies, mentioned in chapter 2 and 3.3.

The most negative economical aspect with geothermal power is the high cost and uncertainty associated with exploring new geothermal sites. In other words the risk is high compared to other energy sources. Roughly, 50% of the cost of a geothermal power plant is related to the identification and characterization of reservoirs, and to the drilling of production and reinjection wells. 40% goes to power plants and pipelines while 10% goes to other activities [2]. The finished wells costs are in the range of 1.5-3 million Euro, with a cost of 800-1 200 Euro per drilled meter⁸ [2].

3 Description of geothermal power technologies

Different power generating technologies are required for different occurrences of geothermal energy. In fact, no two geothermal sites are exactly alike. Therefore, energy conversion systems must be chosen and adapted to suit the particular site. Which technology that is required depends on the temperature and state of aggregation of the water that is used to extract the heat from the rock (if the water is steam, hot water, a mixture of these two or maybe non-existing naturally).

Roughly, the technologies can be divided into two types: the conventional steam turbine plant and the binary cycle plant. Table 3.1 shows a schematic comparison between the different types of power plants. The conventional steam turbine plants use steam or hot pressurized water to drive the turbine. The temperature of the steam/water has to be at least around 160°C. Binary cycle plants use a working fluid with lower boiling point than water to drive the turbine. Therefore water with a temperature of only 85°C can be used to generate electricity. Of course there is also a combination of these two concepts.

Table 3.1. Comparison between different technologies [2, 6]

Type of plant	Temperature needed [°C]	Unit size – Installed capacity [MW _e]	Average power rating of unit [MW _e]
Single-flash steam	200-260	3-90	28.1
Double-flash steam	240-320	5-110	30.1
Dry steam	180-300+	15-120	39.1
Binary cycle plants	85-200	1-10	1.8

⁸ Prizes of 1998 (800-1200\$/m), exchange rate USD/EUR=1.11 1998-01-01 (www.valuta.se) and inflation rate 1.5%/year.

3.1 Conventional steam plants

Conventional steam plants can be divided into sub-groups, depending on how they handle the steam. The first sub-group consists of dry steam power plants. The other sub-group consists of flash steam power plants.

Dry steam plants were the first type of geothermal power plant, both to be installed and to achieve commercial status. They are in general simpler and less expensive than the flash steam plant as they just have to handle steam and no geothermal brine⁹. Dry steam plants thus produce electricity from vapour-dominated reservoirs. Steam is extracted from the wells, cleaned to remove entrained solids and piped directly to a steam turbine where electricity is generated. See figure 3.1.

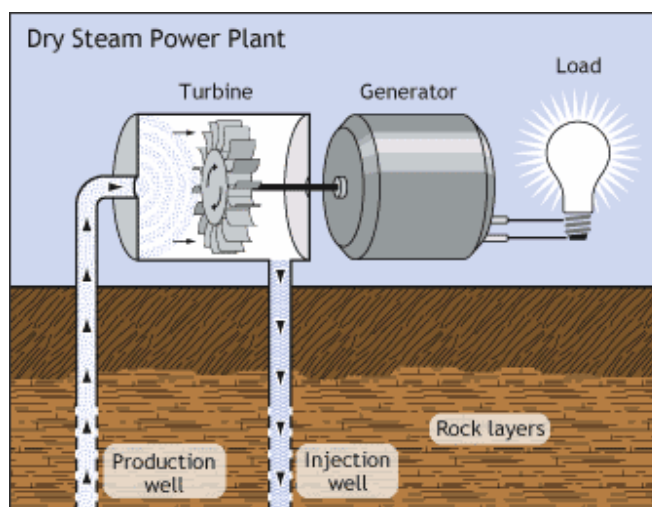


Figure 3.1. Basic principles of the dry steam power plant. From U.S. Department of Energy¹⁰

The most common steam plant today is the single-flash steam plant. It is the mainstay of the geothermal power industry and is often the first power plant installed at a newly-developed liquid-dominated geothermal field. The technique produces electricity from hot and high pressure liquid-dominated reservoirs by flashing the entering liquid into steam by reducing the pressure. The steam is then piped directly to a steam turbine. See figure 3.2.

A further development of this technique is the double-flash steam plant. As the name indicates, the difference in relation to the single-flash steam plant is that the remaining hot fluid from the first flashing stage is flashed again to make steam with a lower pressure than the primary steam. The steam is then fed into a second turbine or a dual-inlet turbine. The technique is similar to that of single-flash steam plants, but produces 15-25% more power for the same geothermal fluid conditions. The drawback is that the plant is more complex and hence more costly.

⁹ Water saturated with salt

¹⁰ <http://www.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html>

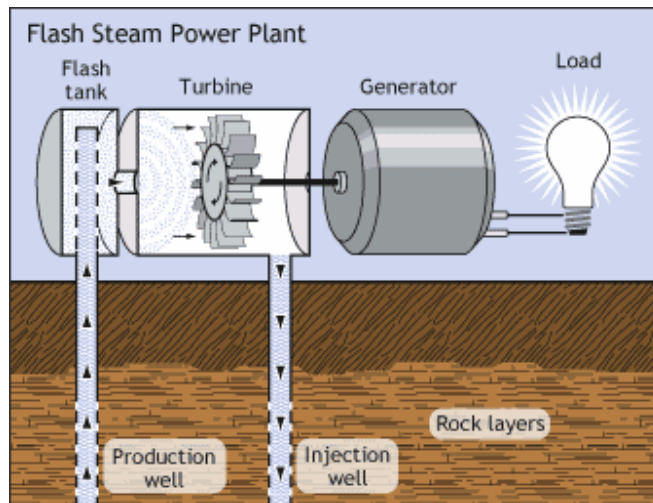


Figure 3.2. Basic principles of the flash steam power plant. From U.S. Department of Energy¹¹

Triple-flash steam plants also exist, with a three-stage flashing process. The triple-flash steam plant is not as common as the single- or double-flash steam plants. [1, 6]

3.2 Binary cycle plants

In the binary conversion process, the geothermal fluid is sent through a heat exchanger where it vapourizes a secondary working fluid with appropriate thermodynamic properties, typically a lower boiling-point than water. The working fluid is expanded in a turbine, condensed and reheated for another cycle, all in a closed loop. The spent geothermal fluids are usually disposed of by reinjection. See figure 3.3. This technique is the primary candidate for use with the hot dry rock (HDR) resource, due to the moderate temperature of the circulated fluids. Though binary cycle units are small in terms of rated power (in average 1.8 MW_e), a binary cycle power plant can consist of many units, making the power plant installed capacity between 30 and 200 MW_e. [1, 2, 6]

Binary cycle plants are useful:

- when the water in a liquid-dominated resource is not hot enough for efficient flash steam production
- for making use of the heat remaining in water separated from steam in flash steam plants
- for saline brine that cannot be flashed because of the resulting deposition of scale
- when the content of dissolved non-condensable gases in the geothermal fluid is high

¹¹ <http://www.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html>

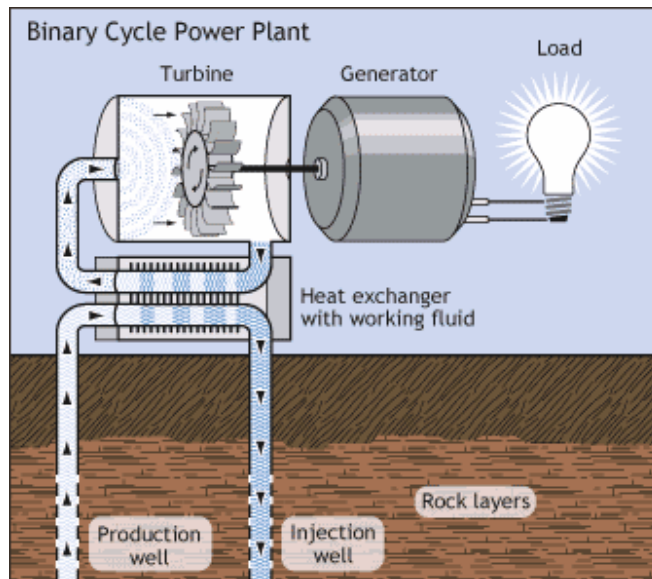


Figure 3.3. Basic principles of the binary cycle power plant.
From U.S. Department of Energy¹²

The advantages with binary cycle systems, compared to conventional steam plant systems, are that:

- they enable utilization of moderate-temperature resources which exist at accessible depth almost everywhere in the world
- problems with corrosion and scaling are almost avoided
- environmental problems are minimized when using a closed-cycle system with reinjection of the geothermal fluid
- the conversion efficiencies are often higher than for flash steam plants wherefore smaller amounts of geothermal fluids are required per unit of electricity generated – This is due to the fact that binary power plants use all the water that is brought up from the geothermal well, whereas a typical flash power plant uses only the steam and discards up to two thirds of the fluid from the reservoir.

The disadvantages with binary cycle systems, in comparison with conventional steam plant systems, are that:

- they have to rely on external cooling (water or air) because of the lack of steam condensate.
- the working fluid can be harmful to the environment in case of leakage. It is therefore important to consider the environmental properties, for example poisonousness and potential as greenhouse gas.

¹² <http://www.eere.energy.gov/geothermal/powerplants.html>

There is a formula to estimate the net generated electric power (NEP) from a binary plant heat exchanger [4]:

$$NEP = (0.18T - 10) \frac{ATP}{278} \quad (\text{Equation 1})$$

where NEP = net electric power (kW)
 T = inlet temperature of the primary fluid (°C)
 ATP = available thermal power (kW)

3.3 Future geothermal power technologies – Total flow turbines

This is an experimental process, based on using concurrently the steam, hot water, and pressure of geothermal resources (i.e. the total resource), thereby eliminating the energy losses associated with the conventional method of flashing and steam separation. No total flow device has yet achieved commercial status (6)

4 Present geothermal power market

As seen in figure 4.1, the amount of installed geothermal power capacity grows for every year, as well in EU-25 as worldwide. The distribution of various kinds of power plants is shown in table 4.1. Finally, table 4.2 concentrates on the geothermal power plants in EU-25 and its candidate countries.

Figure 4.1. Worldwide and EU-25 geothermal power installation 1980-2004. [6, 7]

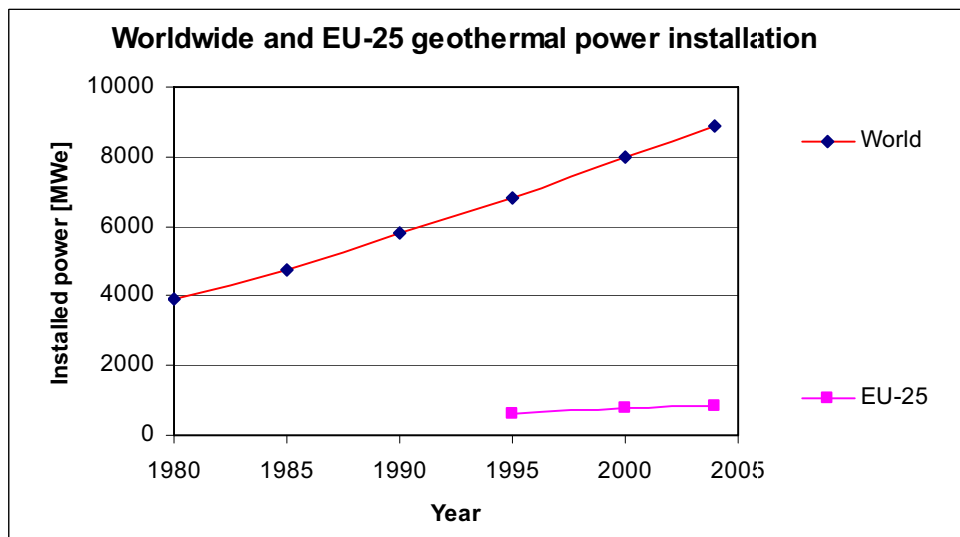


Table 4.1. Power plants distribution worldwide [6]

Category	Installed capacity [MW]	Share – Installed capacity [%]	Numbers of units	Share – Numbers of units [%]
Single-flash steam	3 541	39.9	135	28.9
Double-flash steam	2 197	24.8	70	15.0
Triple-flash steam	94	1.1	5	1.1
Dry steam	2460	27.7	63	13.5
Binary	274	3.1	155	33.2
Flash-Binary	301	3.4	38	8.1
Hybrid	6	0.1	1	0.2
Total	8 873	100%	467	100%

Table 4.2. Geothermal power plants in EU-25 and its candidate countries by number of units and installed MW for each type of plant. Note that the power plants in France and Portugal are situated in Guadeloupe and the Azores respectively. [6]

Type of plant	Italy		Austria		Germany		Turkey		(France)		(Portugal)	
	No	MW	No	MW	No	MW	No	MW	No	MW	No	MW
Single-flash	1	20					1	20.4			1	3
Double-flash									2	14.7		
Dry steam	31	770.5										
Binary cycle	1	0.7	2	1.25	1	0.2					4	13

5 Future development

A simple extrapolation of the plots shown in figure 4.1 can give an idea of the future development of geothermal energy conversion. This would give the results shown in table 5.1. According to the International Geothermal Association [14] the worldwide geothermal potential is 22 400 TWh/yr, of which 3 700 TWh/yr is in Europe. Half of this potential respectively is conventional technology and half is binary technology. The World Energy Assessment (WEA) estimates the potential future electricity cost to be 8 to 64 Euro/MWh¹³ [16].

Table 5.1. Installed power [MW_e] by extrapolation of data from 1980 to 2004 (world) or 1995-2004 (EU-25). Data from [6, 7]

Year	Linear approximation	
	World	EU-25
2010	10 057	971
2020	12 147	1 179
2030	14 237	1 387

In the World Geothermal Congress 2005 in Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, the members of the International Geothermal Association stated their plans for the year 2010. According to these statements, compiled in table 5.2, the growth rate of geothermal installations remains the same even the upcoming five years. On a longer view, for example to 2030, potential data is not very common. But as the last columns of table 5.2 indicate there is a huge potential, waiting to be taken into use.

¹³ USD/EUR=1.25, www.valuta.se. 2004-01-01.

For example, In France, the Soultz-sous-Forêts deep geothermal experimental program runs researches about heat and electrical power generation, within a European collaboration.

The project consists of four phases:

- Phase 1) Drilling of two wells to 3 600 m
- Phase 2) Drilling a well to 5 000 m
- Phase 3) Building of a pilot plant
- Phase 4) Building a geothermal production power plant

A 6 MW pilot installation dedicated to electricity production should be achieved by the year 2006. This experience will make it possible to improve techniques for exploiting the heat of deep rocks.

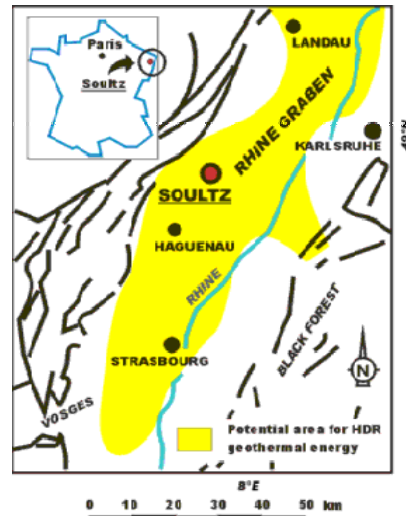


Figure 5.1. The Soultz-sous-Forêts program

Table 5.2. Current use of geothermal energy and potential for electricity generation in EU-25 and its candidate countries country by country. Figures in *italics* are calculated from the projected installed power by assuming a 7000 h operational time per year. [12, 15]

Country	Installed power and generated electricity by 2003 [12]		Total projected (planned) production by 2010 [15]		Potential [15]	
	MW _e	GWh _e	MW _e	GWh _e	GW _e	Commercial/Realistic
EU-25						
Austria	1.25	3	6	15	-	-
Belgium	0	0	0	0	-	-
Czech Republic	0	0	0	0	-	3.4
Cyprus	0	0	-	-	-	-
Denmark	0	0	0	0	-	-
Estonia	0	0	0	0	-	-
Finland	0	0	0	0	-	-
France (incl. Guadeloupe)	15	23	33	231	-	-
Germany	0.23	0.2	3	21	18-45 ¹⁴	-
Greece	0	0	20	140	-	-
Hungary	0	0	80	600	-	-
Ireland	0	0	0	0	-	-
Italy	790.5	5 036	882	6 000	-	-
Latvia	0	0	0 ¹⁵	0	-	-
Lithuania	0	0	0	0	-	-
Luxembourg	0	0	0 ¹⁶	0	-	-
Malta	0	0	-	-	-	-
Netherlands	0	0	0	0	-	-
Poland	0	0	0	0	-	-
Portugal (incl. the Azores)	16	90	35	275	-	-
Slovakia	0	0	6	40	-	-
Slovenia	0	0	0	0	-	-
Spain	0	0	0	0	-	-
Sweden	0	0	0	0	-	-
United Kingdom	0	0	0	0	-	-
TOTAL (rounded)	823	5 150	1 060	7 300		
Candidate countries						
Bulgaria	0	0	0	0	-	-
Croatia	0	0	4.4	34.3	-	0.38
Romania	0	0	0	0	-	-
Turkey	120 [7]	20.4 [6]	500	3 500	-	0.5 / 2 ¹⁷
TOTAL (rounded)	120	20	504	3 530		

¹⁴ The total technical potential 1155 EJ [15] to 300 000 TWh [13] (partly heat conduction from the earth's interior but mostly storage) divided in 1000 years of use.

¹⁵ http://www.geothermie.de/egec_geothernet/menu/frameset.htm

¹⁶ http://www.geothermie.de/egec_geothernet/menu/frameset.htm

¹⁷ Without/With subsidies

6 Conclusion

Geothermal power production is an environmentally benign way to produce electricity. As a typical base load provider, it is also very beneficial for the grid. Geothermal power production has got a history of almost exactly hundred years and today it is the third largest renewable power source in the world with a production of 57 TWh_e in the year 2005. In EU, almost all geothermal electricity is produced in Italy. This is due to the good natural conditions, with hot water situated near the surface of the earth. With these conditions, geothermal electricity is one of the cheapest ways to produce electricity. The investment cost is large (640 000 to 2 400 000 Euro/MW) but the running costs are low. The resulting electricity cost of geothermal power production today is approximately 16 to 80 Euro/MWh. The production in EU-25 in the year 2005 was 5.5 TWh and the total projected production by the year 2010 is 7.3 TWh.

To increase its share of the European electricity market and take a substantial part of the market, geothermal power industry has to adopt other means of transforming the heat energy into electricity. Three ways of doing this are hot dry rock (HDR), magma and geopressed systems. If these occurrences of energy can be fully exploited, the potential, in Europe as well as worldwide, is huge. It is hard to give just one figure of the potential of geothermal power production. The natural potential is several hundreds of thousands of TWh. The technical potential is much less, but still substantial, several hundreds of TWh. The commercial potential by the year 2030 is some tens of TWh.

To fulfill this potential, geothermal power production might need incentives, such as:

- a correct internalization of external costs so that geothermal power production, and other renewables, can compete under the same conditions with fossil fuels
- financial support for geothermal exploitation since it is a high risk business with no guarantee of success
- funds for research and development of future technologies such as HDR

But the most important factor for the competitiveness of geothermal power is the prizes of competing fuels, especially oil and gas. If the development of the last year continues and oil and gas prizes continue to rise, geothermal power is commercially viable to a much larger extent than otherwise and can grow substantially regardless of incentives and subsidies.

References

- 1 World Energy Council (WEC), 1994, *New renewable energy sources: a guide to the future*, Kogan Page, London, ISBN: 0-7494-1263-1, 233-268.
- 2 E. Barbier, 2002, *Geothermal energy technology and current status: an overview*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, issue 6/2002, 3-65.
- 3 T. J. Hammons, 2004, *Geothermal Power Generation Worldwide: Global Perspective, Technology, Field Experience, and Research and Development*, Electric Power Components and Systems, issue 32/2004, 529-553.
- 4 M. H. Dickson, M. Fanelli, 2003, *Geothermal energy: utilization and technology*, UNESCO, ISBN: 1-84407-184-7.
- 5 J. W. Tester, E. M. Drake, M. W. Golay, M. J. Driscoll, W. A. Peters, 2005, *Sustainable energy*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, ISBN: 0-262-20153-4, 453-517.
- 6 R. DiPippo, 2005, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies*, Elsevier, Oxford, ISBN: 1-85617-474-3.
- 7 G. W. Hutterer, 2001, *The status of world geothermal power generation 1995-2000*, Geothermics, issue 30/2001, 1-27.
- 8 International Energy Agency (IEA), *Variability of Wind Power and other Renewables: Management options and strategies*, IEA report 2005-07-14.
- 9 G. Axelsson, V. Stefánsson, G. Björnsson, J. Liu, 2005, *Sustainable Management of Geothermal Resources and Utilization for 100-300 Years*, Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, International Geothermal Association.
- 10 R. Bertani, 2005, *World geothermal power generation in the period 2001-2005*, Geothermics, issue 34/2005, 651-690, Elsevier, Amsterdam, Netherlands.
- 11 R. Bertani, I Thain, 2002, *Geothermal Power Generating Plant CO₂ Emission Survey*, IGA News no 49
- 12 EurObserv'ER, *Le baromètre de la géothermie*, Le baromètre européen 2004 des énergies renouvelables, 4^{ème} bilan, 2004.
- 13 H. Paschen, D. Oertel, R. Grünwald, 2003, *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland*, TAB Arbeitsbericht Nr. 84
- 14 International Geothermal Association, 2001, *Contribution of Geothermal Energy to Sustainable Development*, Report of the IGA to the UN Commission on Sustainable Development, Session 9 (CSD-9), 16-27, April 2001, New York, U.S.A.
- 15 Country updates, Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, International Geothermal Association. CD.
- 16 World Energy Assessment (WEA), 2004, *Energy and the Challenge of Sustainability*, 2004 update

EUSUSTEL WP3 Report – Geothermal power production - Appendix A

Table A1.

- Energy:

	Conventional steam plants	Binary cycle plants
1) Range of unit size [MW]	3-120	1-3
Range of project size [MW]	At least 1 000	30-200
2) Nominal efficiency		
i) For electricity generation only [%]		Irrelevant*
ii) For combined heat and power [%]		Irrelevant*
3) Efficiency at partial load		Irrelevant*
4) Flexibility towards fuel, fuel resource availability, plant siting and infrastructures (e.g. cooling water needs, high voltage, grid gas pipes, etc.)	-Free “fuel” -Plant has to be located near the source -Steam/water pipes needed	-Free “fuel” -Plant has to be located near the source -Steam/water pipes needed -Cooling water needed
5) Flexibility towards exploitation:		
i) Cold start [minutes from 0% to 90% of nominal power]		1 min
ii) Warm/lukewarm start [minutes from 0% to 90% of nominal power]		1 min
iii) Uncontrollable variation in load [% from nominal power]		<1%

- Ecology and resource use:

	Conventional steam plants	Binary cycle plants
1) Exhaust [average in lifetime, incl. construction & transport]:		
i) CO ₂ [kg/kWh _{electricity}]	0.004 – 0.74 [18]	0 (closed loop)
ii) SO ₂ [kg/MWh _{electricity}] – <i>note the unit, kg/MWh</i>	H ₂ S – 0.5-6.8 [2]	0 (closed loop)
iii) NO _x [kg/kWh _{electricity}]		0 [2]
iv) PM ₁₀ [kg/kWh _{electricity}]		0 [2]
v) NMVOC [kg/kWh _{electricity}]	No data	No data
vi) Methane [kg/kWh _{electricity}]	No data	No data
vii) N ₂ O [kg/kWh _{electricity}]		0 [2]

viii) C_{14} [kg/kWh _{electricity}]	No data
ix) Hg [mg/kWh _{electricity}]	0
2) Thermal exhaust [TJ/GWh _{electricity}]	0.045-0.9 [2]
i) Into air	No data
ii) Into water source	No data
3) Liquid waste	
i) Total liquid waste [kg/kWh _{electricity}]	6-70 [2]
ii) Total nitrogen into water source [kg/kWh _{electricity}]	No data
iii) Total phosphor into water source [kg/kWh _{electricity}]	No data
iv) Total chlorides into water source [kg/kWh _{electricity}]	No data
v) Total sulfates into water source [kg/kWh _{electricity}]	No data
vi) Others (KMnO ₄ , iron, organic materials, solid materials)	No data
4) Solid waste [tons/MWh _{electricity}]	
i) Flue dust	0
ii) Slurry	No data
iii) Hazardous waste	No data
iv) Radioactive waste – ²²² Rn	3700-78000 becquerel/kWh _e
v) Other solid waste	No data
5) Safety and health impacts	
i) Population affected by worst perceived accident during operation [nr of persons]	No data
ii) Number of deaths over the fuel cycle [persons/MWh _{electricity}]	No data
iii) Other effects	No data
6) Visual impact and noise	Some but manageable
7) Footprint and use of resources	
i) Primary material moved for construction [kg/kW _p of nominal power]	Rock
ii) Secondary material moved for construction [kg/kW _p of nominal power]	None
iii) Main materials uses for construction (five) [kg/kW _p of nominal power]	No data
iv) Primarily material moved for usage e.g. fuel [tons/MWh _{electricity}]	Water (can be reinjected)
	None

v) Secondary material moved for usage e.g. fuel [tons/ $MWh_{electricity}$]	None
vi) Critical materials in construction and usage (materials that may become a limiting factor for the technology) [kg/ kW_p of nominal power]	None
Total ecological score	

- Economy (without subsidies, price level for 2003):

	Conventional steam plants	Binary cycle plants
1) Investment cost [euro/MW]	640 000-2 400 000 Euro/MW or 16-80 euro/ MWh^1 [16]	800 000-2 000 000 Euro/ kW net without drilling (4) ²
2) Availability [hours per year]	3942-7884 ³ [2]	
3) Operational time [hours of nominal power/year]	3942-7884 ⁴ [2]	
4) Reliability [%]	Very high	
5) Technical life span [years]	>30	
6) Construction time [years]	1-2 [4]	
7) Fuel cost [euro/MJ]	0	
8) Operation and Maintenance (O&M) cost [euro/ $MWh_{electricity}$]	No data	
9) Waste handling and dismantling [euro/ $MWh_{electricity}$]	No data	
Total economic score		

* Efficiency is often discussed when talking about energy conversion. It appears to be a very important parameter to consider when comparing different energy sources, but we argue that it is irrelevant. Efficiency is only useful when comparing different techniques that utilize the same energy resource; for example two different turbine types for a hydro power station or two different generator types for a wind power station. The efficiency of generation of electricity from geothermal steam is between 10 and 17 % which is at least three times lower than for example the efficiency of nuclear or fossil-fuelled plants [X2, p. 41 and 45]. But as you cannot replace the geothermal power plant with a coal or nuclear power plant to use the hot geothermal steam or water, a comparison of efficiencies between them is completely useless. The only thing that matters is how much power a given energy resource can give to a commercially viable cost, within legal, environmental and other constraints.

¹ USD/EUR=1.25

² 1000-2500 US\$/kW, USD/EUR=1.25

³ Corresponds to a capacity factor of 45-90%

⁴ Corresponds to a capacity factor of 45-90%