

Geothermische elektriciteitscentrale
op Texel
haalbaarheidsstudie

Geothermische elektriciteitscentrale op Texel

haalbaarheidsstudie

-Vertrouwelijk-

Saskia Hagedoorn, projectleider (Ecofys)
Guus Willemsen (IF WEP)
Lucas van den Boogaard (Ecofys)
Noortje Heijnen (IF WEP)
Marjorie Thilliez (Ecofys)
Koen Kooper (IF WEP)
Lucia Kleinegris (Ecofys)

PSEINL083350 / © Ecofys 2009



In opdracht van de Stuurgroep Texel bestaande uit de provincie Noord-Holland, gemeente Texel, Texel Energie en de SDC (Sustainable Development Company Holland North B.V., een Joint Venture van Ontwikkelingsbedrijf Noord-Holland Noord N.V. en Econcern N.V.)

Voorwoord

Utrecht, 10 oktober 2009

Het voorliggend rapport is een gezamenlijke inspanning van Ecofys Netherlands BV en IF Well Engineering and Partners. Ecofys en IF hebben in opdracht van de Stuurgroep Texel, bestaande uit de provincie Noord-Holland, de gemeente Texel, Texel Energie en de SDC¹ de haalbaarheid bepaald van een geothermische elektriciteitscentrale op Texel.

Ecofys en IF zijn zeer enthousiast over de ambitie van Texel om in 2020 volledig zelfvoorzienend te zijn voor wat betreft het energie- en watergebruik en zien geothermie, net als de Stuurgroep, als een veelbelovende optie.

Geothermie staat in Nederland nog in de kinderschoenen. Duidelijk is wel dat de interesse in geothermie in Nederland enorm is toegenomen de afgelopen jaren, getuige de vele haalbaarheidsonderzoeken die afgelopen jaren zijn uitgevoerd en de opsporingvergunningen die zijn aangevraagd. De toepassing van elektriciteitsproductie door middel van geothermie op Texel zou voor Nederland een primeur kunnen zijn.

Met dit project steekt de Stuurgroep Texel haar nek uit om als één van de eerste spelers in Nederland een geothermische elektriciteitscentrale te realiseren en daarmee een groot deel van de energiebehoefte op Texel (elektriciteit en warmte) duurzaam in te vullen. Uit voorliggend rapport blijkt dat het een zeer innovatief project is met goede kansen om de energievoorziening op Texel duurzaam in te vullen op economisch haalbare wijze, maar dat het traject tot aan realisatie meerdere jaren voor onderzoek en ontwikkeling in beslag zal nemen.

Ecofys en IF hebben met veel enthousiasme de haalbaarheidsstudie uitgevoerd en hopen met het onderhavige rapport een belangrijke bijdrage te leveren om het vervolgonderzoek en de realisatie en exploitatie van een geothermische elektriciteitscentrale met elkaar succesvol te kunnen doorlopen.

Veel leesplezier gewenst!

Saskia Hagedoorn & Guus Willemsen

¹ (Sustainable Development Company Holland North B.V., een Joint Venture van Ontwikkelingsbedrijf Noord-Holland Noord N.V. en Econcern N.V. met als doel het stimuleren van de ontwikkeling van duurzame energie in Noord Holland-Noord)

Management samenvatting

Inleiding

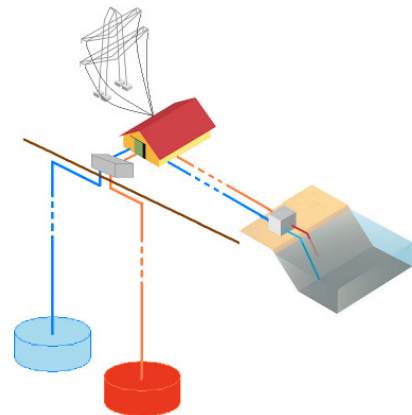
Texel heeft, samen met de andere Wadden-eilanden, de ambitie om in 2020 zelfvoorzienend te zijn voor wat betreft het energie- en watergebruik. Er wonen ongeveer 13.400 mensen op Texel, verspreid over zeven dorpen in ongeveer 6000 woningen. Daarnaast zijn er nog enkele duizenden vakantiewoningen. Het totale energiegebruik op Texel is 1.5PJ/jaar, waarvan ongeveer 0.24PJ/jaar voor elektriciteit. Op dit moment wordt maar 2% van de elektriciteitsvraag en minder dan 1% van de warmtevraag duurzaam opgewekt. Geothermie is een lokale energiebron met een groot potentieel om broeikasgasemissies te reduceren. Texel ziet de benutting van geothermische energie als één van de pijlers om het energiegebruik op het eiland duurzaam in te vullen. Het project heeft een zeer innovatief karakter met (inter)nationale waarde.



Diepe geothermie

Wat is diepe geothermie

Diepe geothermie (of ook wel aardwarmte) is de warmte die in de aarde zit opgeslagen op een diepte van enkele kilometers en gewonnen kan worden voor verwarmingsdoeleinden, of voor de productie van elektriciteit. De toepassing van diepe geothermie is niet nieuw. Het wordt op vele plekken in de wereld toegepast voor verwarming (en koeling) van woningen, kantoren, kassen, zwembaden, kuuroorden en industriële processen, en voor de productie van elektriciteit.



Winning van diepe geothermie

Overall op de aarde neemt de temperatuur toe met de diepte, in Nederland met gemiddeld 31°C/km. Het aanwezige warme water in een geologische laag wordt met behulp van één of meer productieputten naar de oppervlakte gepompt. De warmte wordt vervolgens afgestaan via een warmtewisselaar aan een secundair circuit en het afgekoelde water wordt via een injectieput weer in de formatie geretourneerd. Een productieput en injectieput samen heet een puttendoublet.

Voordelen van diepe geothermie

Een voordeel van diepe geothermie is dat het continue beschikbaar is. Daarnaast is het gebruik van geothermische warmte niet afhankelijk van externe omstandigheden, zoals het weer, waardoor de betrouwbaarheid hoog is. In tegenstelling tot andere duurzame energieopties is het daardoor mogelijk om een geothermische elektriciteitscentrale meer dan 90% van de tijd te laten draaien. Emissies van broeikasgassen ontbreken en het ruimtebeslag is zeer gering nadat putten geboord zijn. Geothermie is een lokale energiebron die tegelijkertijd voor elektriciteitsproductie en warmtelevering ingezet kan worden. De onderhoudskosten zijn laag en stabiel, waardoor de kosten per vermeden ton CO₂ uiteindelijk lager zijn dan bij veel andere duurzame opties.

Geschiktheid geothermisch reservoir

Niet alle geologische lagen zijn geschikt voor de toepassing van geothermie. Allereerst moet voldoende water in het gesteente aanwezig zijn. Daarnaast moet de temperatuur van het water hoog genoeg zijn. Tevens moet de doorlatendheid groot genoeg zijn om het water aan het gesteente te onttrekken. Wanneer de doorlatendheid van nature niet groot genoeg is, zijn er methodes om het te verhogen.

Project

Projectorganisatie

Het project wordt uitgevoerd door Ecofys in samenwerking met IF WEP, in opdracht van de Stuurgroep Texel, bestaande uit de provincie Noord-Holland, de gemeente Texel, Texel Energie en de Sustainable Development Company Holland North B.V. IF WEP is verantwoordelijk voor de geologische inventarisatie waarin wordt aangegeven welke lagen onder Texel de meeste potentie bieden voor elektriciteitsproductie. Ecofys is verantwoordelijk voor het project management, het vaststellen van de technisch-energetisch realiseerbare concepten en het bepalen van de economische haalbaarheid van de verschillende concepten.

Aanpak

Het project bestaat uit drie fasen om de haalbaarheid van een geothermische elektriciteitscentrale te bepalen:

- 1** Geologische Quick Scan + bepalen realiseerbare energieconcepten.
- 2** Economische haalbaarheidsanalyse.
- 3** Organisatorische haalbaarheid en bepalen vervolgtraject.

Haalbaarheidsanalyse

Doel en focus haalbaarheidsstudie

Het doel van de haalbaarheidsstudie is om te bepalen of de realisatie van een geothermische elektriciteitscentrale op Texel haalbaar is, vanuit technisch-energetisch, geologisch, economisch en organisatorisch perspectief. De focus is daarbij op elektriciteitsproductie. Ook warmtebenutting van de restwarmte die vrijkomt bij elektriciteitsproductie is meegenomen in de energieconcepten en haalbaarheidsberekeningen.

Uitgangspunten

De haalbaarheid van een geothermische elektriciteitscentrale is bepaald voor verschillende geologische lagen, temperaturen, technieken en locaties. Er is gekeken naar de haalbaarheid van elektriciteitsproductie uit geothermie zonder en met warmtelevering. Voor warmtelevering zijn drie verschillende scenario's beschouwd.

Om de onzekerheid van de parameters en het effect ervan op de economische haalbaarheid te tonen is gevarieerd met enkele parameters. Naast de basissituatie zijn de resultaten getoond voor een optimistische situatie (kosten vallen mee, het debiet uit het puttendoublet is hoog, de inzet van de centrale gedurende het jaar is hoog, tarieven zijn hoog, et cetera) en een pessimistische situatie. Ook is gekeken naar het effect op de haalbaarheid als er gerekend wordt met verschillende disconteringsvoeten.

Technieken voor elektriciteitsproductie

Er bestaan verschillende technieken om elektriciteit op te wekken met geothermische warmte. De keuze voor een bepaalde techniek hangt onder andere af van de beschikbare temperatuur uit de ondergrond, de kosten per geleverde hoeveelheid elektriciteit en de grootte en zichtbaarheid van de installatie. In deze studie zijn verschillende bewezen en minder bewezen technieken beschouwd om de haalbaarheid te bepalen van een geothermische elektriciteitscentrale op Texel (zie onderstaande figuur en hoofdstuk 4 voor een uitgebreide uitleg van de technieken). Bij alle technieken is restwarmte beschikbaar voor warmtelevering.

Scenario's voor warmtelevering

Voor warmtelevering zijn in totaal drie scenario's beschouwd. Voor warmtelevering aan bestaande woningen is uitgegaan van voorziening van de basiswarmtevrage (30% van totaal gevraagd vermogen) van woningen in Den Burg (2600 woningen) en De Koog (400 woningen) bij een temperatuur van minimaal 70°C. Daarnaast is gekeken naar warmtelevering aan een nabij de geothermische centrale gelegen, nieuw te bouwen, sauna/ zwembadcomplex of agrarische toepassing. Deze afnemer gebruikt dan de resterende warmte van 50°C in de retourstroom na warmtelevering aan de bestaande woningen. Dit heet een cascade systeem.

Voor alle technieken bij de twee gehanteerde temperatuurniveaus, producten en scenario's, is de haalbaarheid bepaald voor de *worst* (pessimistische situatie), *base* (meest waarschijnlijk situatie) en *best case* (optimistische situatie). Alle gehanteerde aannames staan in tabellen in appendix C weergegeven.

Structuur haalbaarheidsanalyse				
Temperatuur en techniek	Product	Verkoopscenario's	Uitkomsten haalbaarheid	
200°C	Flash steam	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case
	ORC	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case
	Kalina	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case
	Flash steam + ORC	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case
	Dubbele ORC	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case
150°C	ORC	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case
	Kalina	Elektriciteit Restwarmte	Geen warmtelevering Warmtelevering (3 scenario's)	Best case Base case Worst case

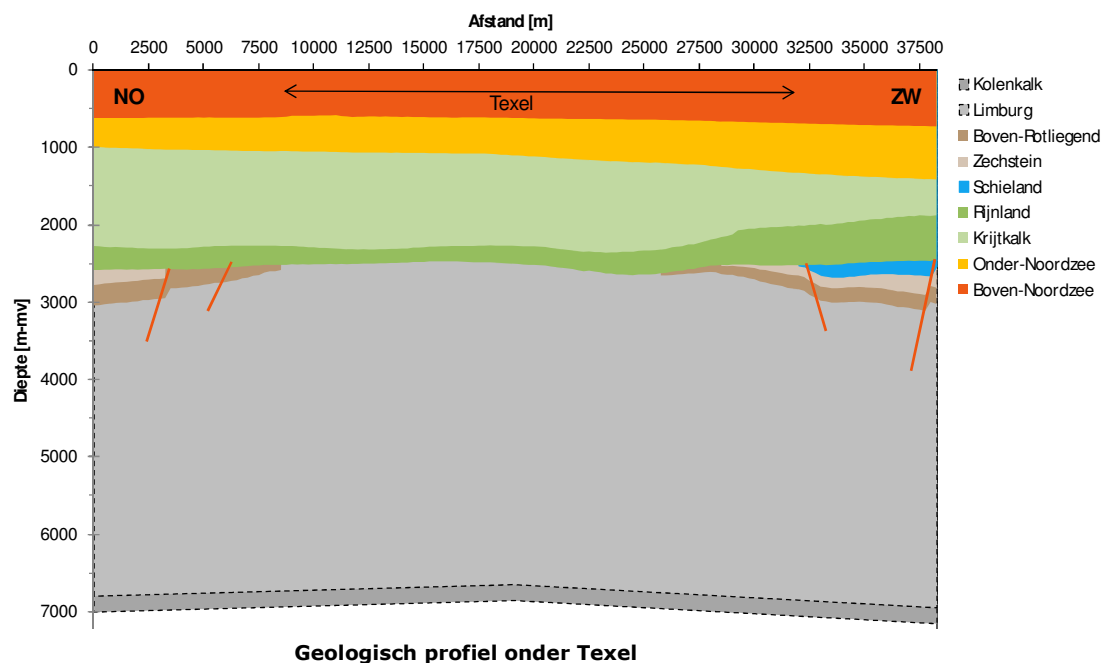
Resultaten haalbaarheidsanalyse

Resultaten geologische inventarisatie

Onder Texel zijn drie geologische formaties/groepen geanalyseerd op geschiktheid voor elektriciteitsproductie met geothermie, namelijk de Slochteren Formatie, delen van de Limburg Groep en de Kolenkalk Groep (zie het geologisch profiel in onderstaande figuur op pagina vi). Voor zowel de Limburg Groep en de Kolenkalk Groep is de temperatuur toereikend voor elektriciteitsopwekking. Voor de Slochteren formatie is de temperatuur te laag voor elektriciteitsopwekking.

De bovenkant van de Limburg Groep ligt op een diepte van ongeveer 2650m-mv (meters beneden maaiveld) en heeft een dikte die varieert van 3000-4500m. De temperatuur varieert van 90-190°C. De diepte van de bovenkant van de Kolenkalk Groep varieert van 5500-7000m-mv en heeft een geschatte dikte van ongeveer 200m. De temperatuur in de Kolenkalk Groep is meer dan 190°C. Om genoeg water te kunnen onttrekken voor de productie van elektriciteit, is het voor zowel de Limburg als de Kolenkalk Groep nodig om de gaten en spleten in het gesteente op diepte te

vergroten. De techniek die hiervoor wordt gebruikt heet fraccen. Na fraccen kan mogelijk een debiet van 100-150m³/uur worden bereikt in de Limburg Groep en 100-200m³/uur in de Kolenkalk Groep. Het debiet dat mogelijk kan worden bereikt nadat fraccen succesvol is toegepast, is in de Kolenkalk Groep wat hoger doordat de rigide eigenschappen van de kalksteen waarschijnlijk geschikter zijn voor fraccen dan de zand- en kleigesteenten van de Limburg Groep. Daarnaast kan de doorlatendheid van de Kolenkalk Groep naar verwachting worden vergroot, door met een zure vloeistof de aanwezige kalkverbindingen in de Kolenkalk Groep op te lossen. Voor een uitgebreide geologische inventarisatie, zie hoofdstuk 5 en appendix B.



Conclusie geologische inventarisatie

Uit de geologische inventarisatie wordt geconcludeerd dat van de beschouwde geologische lagen de kans op een succesvol geothermisch project in de Kolenkalk Groep het grootst is, doordat:

- 1 De Kolenkalk Groep de meeste elektriciteit oplevert door de hoge temperatuur.
- 2 De Kolenkalk Groep door de rigide eigenschappen van het gesteente naar verwachting geschikt is voor fraccen en daardoor een hoog debiet kan geven.
- 3 Er waarschijnlijk geen gas aanwezig is in de lagen boven de Kolenkalk Groep.
- 4 De geologie boven het Carboon grotendeels bekend is.
- 5 De Kolenkalk Groep onder het Texel-IJsselmeer hoogst waarschijnlijk in dikkere pakketten afgezet is, vergeleken met omliggende gebieden.

Op dit moment zijn de beschikbare gegevens en kennisniveau echter niet toereikend om met een kans van 90% te bepalen wat het uiteindelijk werkelijk vermogen is. Het is daarom nodig om de Kolenkalk Groep in een vervolgtraject nader te onderzoeken.

Resultaten elektriciteitsproductie concepten

Uit de haalbaarheidsanalyse blijkt dat het mogelijk is, om in de helft van de elektriciteitsbehoefte op Texel te voorzien met geothermische elektriciteit². Door het vermeerderen van de putten is het zelfs mogelijk om in de volledige elektriciteitsbehoefte van Texel te voorzien. Daarnaast is het mogelijk om enkele duizenden woningen te voorzien van duurzame geothermische (rest)warmte uit de centrale. Daarmee kan een geothermische elektriciteitscentrale de ambitie van Texel om in 2020 energieneutraal te zijn waarmaken. Het is mogelijk om met een geothermische elektriciteitscentrale, gecombineerd met warmtelevering, 20-27ktonCO₂/jaar te vermijden.

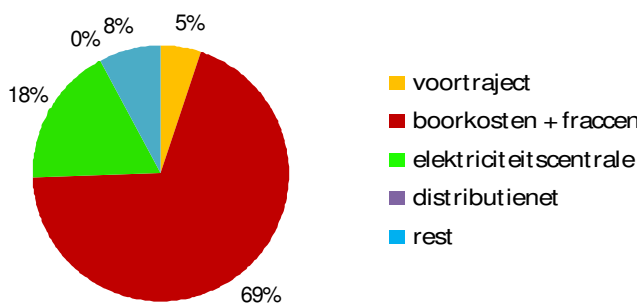
Uit de berekeningen blijkt dat de meeste elektriciteit kan worden geproduceerd bij een temperatuur van 200°C (Kolenkalk Groep). Van de beschouwde technieken leveren de dubbele ORC en de flash steam gecombineerd met een ORC op 200°C de meeste elektriciteit. Daarnaast blijkt dat de beste energetische prestaties worden geleverd bij watergekoelde installaties.

De temperatuur van de restwarmte is niet bij alle technieken voldoende hoog (70°C) om er bestaande woningen mee te verwarmen. In die gevallen is de temperatuur naar boven bijgesteld, waardoor er iets minder elektriciteit wordt opgewekt. Dit geldt voor de dubbele ORC en de flash steam gecombineerd met een ORC op 200°C en de ORC en Kalina op 150°C. Er kan, na deze bijstelling, bij deze varianten aan de woningen in Den Burg warmte worden geleverd. In de andere cases is genoeg restwarmte aanwezig om tot ver boven de 4000 bestaande woningen te voorzien.

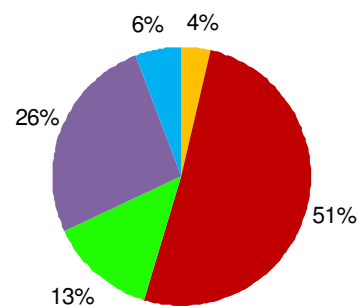
Investing en jaarlijkse kosten

De totale initiële investeringskosten voor een elektriciteitscentrale op Texel inclusief warmtelevering aan den Burg zijn 68-72M€ voor de basissituatie bij 200°C (Kolenkalk Groep). Exclusief warmtedistributie komt de totaalinvestering op 49-52M€. Voor de Limburg Groep op 150°C komen de investeringskosten lager uit, namelijk 51-53M€ inclusief warmtedistributie aan Den Burg en exclusief warmtedistributie 35-37M€.

Zonder warmtedistributie



Warmtedistributie aan Den Burg

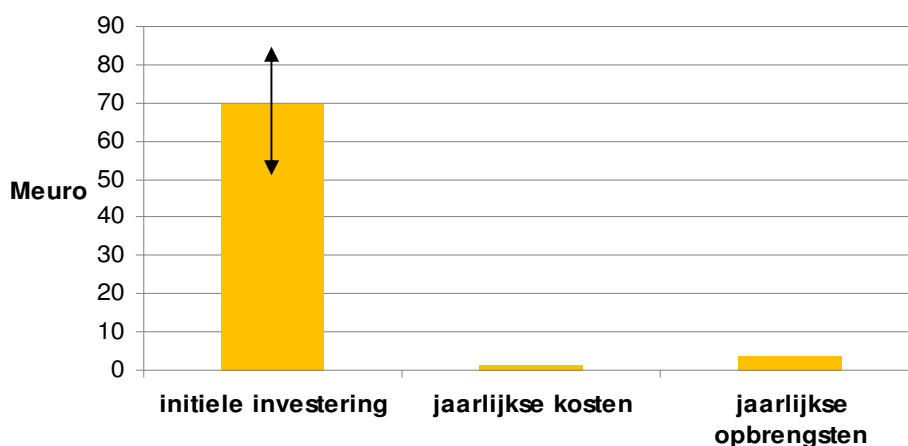


² 52% als een debiet van 200m³/uur wordt gehaald, o.b.v. 1 doublet in de diepe Kolenkalk Groep op 200°C

De hoogste kosten zijn gemoeid met het boren van de putten en het fraccen van het gesteente. Het warmtedistributienet vormt daarna de grootste investering, gevolgd door de elektriciteitscentrale (inclusief koelingsysteem). De kosten voor het warmtedistributienet zijn groter als ook warmte geleverd wordt aan De Koog.

Duidelijk is dat de initiële investering van een geothermische centrale vele malen groter is dan de jaarlijkse kosten en opbrengsten. Dit komt overeen met andere geothermie projecten elders in de wereld. Het aandeel in opbrengsten door elektriciteit en warmte verschilt sterk per techniek en scenario. Koeling met zeewater is de meest economische keuze, ook bij een afstand van meerdere kilometers van de kustlijn, ondanks de hogere investeringskosten.

Investeringskosten en jaarlijkse cash flow, voor de 200 °C varianten



Aangenomen is, dat een periode van ongeveer vijf jaar nodig is voordat elektriciteit (en warmte) geleverd kan worden. Deze periode betreft twee jaar onderzoek en drie jaar voor het boren, fraccen en testen van de putten, het bouwen van de centrale en het aanleggen en aansluiten van het warmtenet. Daarnaast is gerekend met een levensduur van minimaal 30 jaar voor het puttendoublet. Sommige onderdelen van het bovengrondse systeem zullen eerder moeten worden vervangen.

Resultaten haalbaarheidsanalyse

Uit de haalbaarheidsanalyse blijkt dat voor de meest gunstige technieken (flash steam op 200 °C en dubbele ORC op 200 °C), over een periode van 30 jaar, de kosten per geleverde hoeveelheid energie³ en de meerkosten per vermeden hoeveelheid CO₂ uitstoot⁴, vergeleken met andere duurzame energieopties, laag zijn. Wel is voor alle varianten en scenario's in de basissituatie financiële steun nodig om het project op rendabele wijze te exploiteren. Alleen in de meest optimistische situatie zijn enkele technieken bij een disconteringsvoet van 6% rendabel zonder financiële steun.

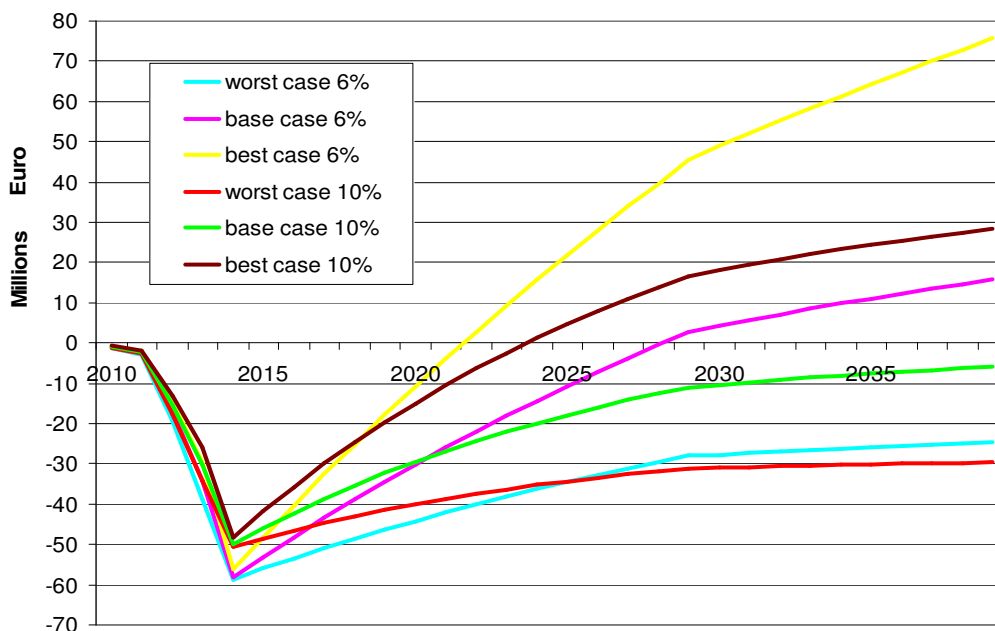
³ 24€ct/kWh in base case bij levering van elektriciteit en 17€ct/kWh bij levering van elektriciteit en warmte, bij een disconteringsvoet van 10%.

⁴ 80€/tonCO₂ in base case bij levering van elektriciteit en maximale warmte bij disconteringsvoet 10%

Voor de varianten waarvoor wel financiële steun nodig is, is gerekend a. met een bijdrage in de investeringskosten en b. met een bijdrage per geproduceerde kWh elektriciteit over een periode van 15 jaar, zoals in de SDE⁵ voor andere duurzame energiebronnen dan geothermie is gewaarborgd.

Er is voor de basissituatie bij 200°C een elektriciteitsstarief nodig van 11-21 €ct/kWh bij een disconteringsvoet van 6% en 18-33 €ct/kWh bij een disconteringsvoet van 10% om een netto contante waarde van '0' te bereiken over een periode van 30 jaar. Voor de 150°C varianten is, bij gelijke disconteringsvoet, voor de basissituatie een elektriciteitsstarief nodig van respectievelijk 18-32 € ct/kWh (6%) en 32-51 €ct/kWh (10%). De variatie wordt bepaald door de verschillende technieken en het gekozen warmteleveringscenario. Als uitgegaan wordt van het Duitse feed-in tarief van 20-27€ct/kWh (afhankelijk van bonussen), weliswaar voor een periode van 20 jaar, zijn meerdere van de 200°C varianten rendabel te exploiteren.

Netto contante waarde van dubbele ORC op 200°C bij max. warmtelevering als de eerste 15 jaar een subsidie van 15€ct/kWh wordt verleend bovenop het basis elektriciteitsstarief



De benodigde bijdrage per geproduceerde kWh elektriciteit is het laagst in geval van warmtelevering aan Den Burg en een extra warmteafnemer nabij de centrale. Geconcludeerd kan worden dat met het aantrekken van een extra warmteafnemer nabij de centrale de business case sterk verbeterd wordt. Met een minimale meerinvestering kan namelijk in dit scenario veel meer warmte worden afgezet. Dit pleit ervoor om meer aandacht te besteden aan het benutten van de warmte in andere toepassingen.

⁵ Stimulering Duurzame Energieproductie

Verder is het benodigde elektriciteitsstarief bij warmtelevering aan Den Burg en De Koog iets hoger dan bij warmtelevering aan alleen Den Burg. Hieruit blijkt dat de meeropbrengst door extra warmtelevering aan De Koog niet opweegt tegen de meerinvestering voor het grotere distributienet. Gezien het geringe aantal woningen in De Koog (400) en de grotere leidingafstand is dit niet verbazingwekkend.

Anders bekeken, is in de meeste gevallen een subsidie van enkele tientallen miljoenen euro's nodig om het project rendabel te maken over een looptijd van 30 jaar, als uit wordt gegaan van het basis elektriciteitsstarief van 7-8€ct/kWh (afhankelijk van best, base of worst case). Dit komt neer op een subsidie van €77-100/tonCO₂ vermeden uitstoot voor de 200°C varianten, als zowel elektriciteit als maximale warmte wordt geleverd, bij 10% discontering. De nodige bijdrage in investering is uiteraard hoger bij een disconteringsvoet van 10% dan bij 6%. Voor de meest rendabele varianten is in de basissituatie bij een disconteringsvoet van 6% een subsidie van 29M€ nodig. In de meest optimistische situatie bij warmtelevering aan Den Burg, De Koog en een extra warmteafnemer nabij de centrale, is bij 6% discontering geen subsidie nodig.

Naast economische afwegingen speelt natuurlijk ook de ambitie van Texel om zelfvoorzienend te worden voor wat betreft het energieverbruik op het eiland. Vanuit dat perspectief is het wenselijk om te kiezen voor één van de 200°C varianten waarbij zoveel mogelijk elektriciteit en warmte wordt geleverd.

Keuze voor techniek en locatie

Bij de keuze voor een bepaalde techniek is het nodig om naast technische en economische afwegingen ook te kijken naar de grootte en zichtbaarheid van de installatie. Zeewaterkoeling is naast de meest economische keuze, ook de meest gunstige optie met het oog op de afmeting en zichtbaarheid: vergeleken met een koeltoren of droge koelers zijn de afmetingen van de installatie zeer gering. Het landschappelijke karakter wordt hiermee het meest gediend.

De locatiekeuze hangt voorts in het bijzonder af van het bestemmingsplan van Texel. Voor de rapportage zijn beschermde locaties uitgesloten. In dit stadium kan nog niet met zekerheid worden gezegd waar een centrale geplaatst mag worden en wat de eisen zijn voor de afmetingen van de centrale. Dit zal in overleg met de gemeente Texel nader moeten worden bepaald.

Risicoanalyse

Geologisch risico

Het grootste risico van het project is gerelateerd aan het realiseren van een productief puttendoublet. De kosten zijn namelijk hoog en de onzekerheden over het haalbare debiet en benodigde pompvermogen voor het omhooghalen van het geothermisch water uit de beoogde geologische laag zijn groot. Om dit risico te verminderen is het nodig het kennisniveau en beschikbare gegevens van de Kolenkalk Groep te vergroten

door de laag beter in kaart te brengen, experimenten uit te voeren naar fracten van het gesteente en verschillende putontwerpen te onderzoeken. Dit zal een traject zijn van meerdere jaren.

Er zijn al wel vergelijkbare geothermische projecten gerealiseerd, waaronder een door de EU gesponsord project in Soultz-sous-forets (zie figuur). In Soultz is fracten toegepast in granietgesteente op een diepte van 5km. Verder is het de verwachting dat door leereffecten de boorkosten aanzienlijk zullen verminderen in de komende jaren, waardoor de elektriciteitsproductiekosten van gefracte geothermische systemen (zonder warmtelevering) zullen zijn gehalveerd in 2020 (EGEC, 2009).



Warmteafzet

Een ander risico heeft te maken met de warmteafzet. De hoeveelheid warmteafzet hangt er namelijk onder andere vanaf, of bewoners aangesloten (willen) worden op de centrale warmtelevering met geothermie en of bewoners akkoord gaan met de overname van het beheer van de in de bestaande woningen aanwezige ketels. Het is nodig om de warmtevraag en distributiemogelijkheden en kosten op het eiland in een vervolgproject beter in kaart te brengen. Daarnaast is het nodig om samen met het bestuur van Texel en de toekomstige exploitant verschillende organisatievormen verder te verkennen om de business case in meer detail te kunnen uitwerken.

Techniekkeuze

In dit stadium is het onduidelijk wat de chemische samenstelling van het geothermische water is. Dit heeft invloed op de keuze voor een bepaalde techniek om elektriciteit op te wekken. De flash steam techniek is bijvoorbeeld kwetsbaar voor mineraalafzetting op de installatiecomponenten, doordat het geothermische water er direct doorheen wordt geleid. In dat geval kan beter voor de ORC of Kalina worden gekozen. Daarnaast zullen er naar verwachting de komende jaren ontwikkelingen plaatsvinden die het rendement van elektriciteitsopwekking met lage temperaturen zullen verbeteren. Ook is de verwachting dat meer ervaring zal worden opgedaan met de Kalina cyclus, waarvan nu nog maar enkele centrales operationeel zijn in de wereld. Gezien de potentieel goede energetische prestaties van deze cyclus, is het van belang deze ontwikkelingen komende jaren nauwgezet te volgen.

Financieringsconstructie

De haalbaarheid van het project hangt daarnaast in zeer grote mate af van de financieringsconstructie en de daaraan gerelateerde disconteringsvoet. Het blijkt dat de haalbaarheid aanzienlijk verbetert, als met een disconteringsvoet van 6%

gerekend kan worden in plaats van 10%. In samenwerking met de toekomstige exploitant en investeerders zal gezocht moeten worden naar de meest gunstige financieringsconstructie.

Subsidie

Uit de haalbaarheidsanalyse bleek dat als gerekend wordt met het Duitse feed-in tarief voor geothermische elektriciteit, dat meerdere van de 200°C varianten resulteren in rendabele projecten. Op dit moment is er echter geen SDE vergoeding voor geothermische elektriciteit, noch voor geothermische warmte. Daarnaast beslaat de SDE vergoeding die op dit moment geldt voor andere duurzame opties (maar) een periode van 15 jaar. Op dit moment is onzeker wat de overheid van plan is met de SDE vergoeding voor geothermie en zijn de inkomsten daaruit dus onzeker.

Conclusies en aanbevelingen

Conclusies haalbaarheidsonderzoek

1. Een groot deel van de elektriciteitsvraag op Texel (in het gunstigste geval meer dan helft op basis van 1 doublet) kan worden voorzien met een geothermische elektriciteitscentrale. Door het vermeerderen van de putten is het zelfs mogelijk de volledige elektriciteitsbehoefte van Texel te voorzien. Daarnaast kunnen duizenden woningen op Texel worden verwarmd met geothermische (rest)warmte uit de centrale. Met het realiseren van een geothermische elektriciteitscentrale kan de ambitie van Texel om in 2020 zelfvoorzienend te zijn dus worden gehaald.
2. Er kan een aanzienlijke CO₂ reductie worden behaald tegen lage meerkosten.
3. De diepe Kolenkalk Groep is de meest kansrijke geologische formatie voor elektriciteitsproductie. Fraccen is nodig om het gewenste debiet te bereiken.
4. Door de diepte van de Kolenkalk en de noodzaak om het gesteente op diepte te fraccen, is het project op Texel zeer innovatief. Daarnaast is er nog geen geothermische elektriciteitscentrale gerealiseerd in Nederland.
5. Koeling met zeewater is de meest economische keuze, ondanks afstand tot zee, en verdient vanuit oogpunt van afmeting en zichtbaarheid de absolute voorkeur.
6. De hoogste haalbaarheid wordt bereikt met een dubbele ORC en een flash steam gecombineerd met een ORC bij 200°C.
7. Hoogste kosten en risico's bij geologisch/technisch onderzoek, het boren en fraccen van het gesteente, gevolgd door het warmtedistributienet.
8. Vergelijkbare geothermische projecten zijn elders op de wereld gerealiseerd (voorbeeld: Soultz-sous-forets).
9. De meeste technieken voor elektriciteitsproductie uit geothermie zijn bewezen.
10. Extra onderzoek nodig om risico's in kaart te brengen en tot een acceptabel niveau terug te brengen. dit is een traject van meerdere jaren.

11. Levering aan een nabij de centrale gelegen warmteafnemer verbetert de haalbaarheid van het project aanzienlijk. nader onderzoek is nodig om warmtevraag en kosten voor warmtedistributie volledig in kaart te brengen.
12. Door leereffecten en optimalisaties kan haalbaarheid in de toekomst verbeteren.
13. Voor de meeste cases is financiële steun nodig voor een haalbaar project (op investering of per geleverde kWh_e). Geen steun is nodig bij de meest optimistische situatie (best case).
14. De kans op een financiële bijdrage van de overheid is aanwezig vanwege het innovatieve karakter van het project, door voordelen en kansen van geothermische elektriciteitsproductie in het algemeen en belang van kennis over elektriciteitsproductie uit (zeer diepe) geothermie in Nederland.

Vervolgstappen

Op basis van de haalbaarheidsanalyse en het overzicht van de risico's van het project, zijn de volgende vervolgstappen geïdentificeerd om het project verder te brengen richting realisatie:

1. Geologisch onderzoek uitvoeren om risico's van boren en fraccen in de Kolenkalk Groep onder Texel beter in kaart te brengen en zoveel mogelijk te verminderen (inschatting van de kosten is al meegenomen in de haalbaarheidsberekening). Voorafgaand aan de uitvoering moet in kaart worden gebracht wat de belangrijkste slagingsfactoren zijn in het traject tot aan realisatie en welke gegevens en werkzaamheden nodig zijn om elke stap in het traject tot aan realisatie succesvol te doorlopen.
2. Nationale en internationale subsidiemogelijkheden in kaart brengen en een voorstel voor onderzoek en ontwikkeling indienen bij relevante subsidieprogramma's.
3. Gesprekken voeren met publieke en private partijen om de interesse van deze partijen te verkennen om financieel of anderszins bij te dragen aan het project.
4. Warmtevraag op Texel en kosten voor warmtedistributie in detail analyseren. Daarnaast zal ook gekeken moeten worden naar andere warmtetoepassingen voor de benutting van de restwarmte in een cascadesysteem.
5. Verschillende organisatievormen verkennen voor exploitatie van het project en in het bijzonder de warmtelevering aan woningen op Texel.
6. In overleg met het gemeentebestuur van Texel bepalen wat de meest geschikte locatie is voor het realiseren van de centrale.
7. Opsporingsvergunning aanvragen voor het opsporen van de meest gunstige geologische laag voor de toepassing van elektriciteitsproductie op Texel.
8. Communiceren over het innovatieve karakter van het project, de vermeden CO₂ uitstoot en de waarde van de realisatie van een pilot project voor Nederland.

Werkzaamheden fase 3

In fase 3 van het project zijn verschillende gesprekken gevoerd met publieke en private partijen en zijn de belangrijkste slagingsfactoren en de nodige gegevens en werkzaamheden in het traject tot aan realisatie van een pilot centrale in kaart gebracht. Daarnaast zijn nationale en internationale subsidiemogelijkheden uitgezocht voor de financiering van de vervolgwerkzaamheden.

De conclusie uit de gevoerde gesprekken is, dat partijen graag medewerking willen verlenen om een geothermische pilot centrale op Texel mogelijk te maken. Door het gesprek met Economische Zaken, SenterNovem en het Platform Duurzame Elektriciteit is geothermische elektriciteitsproductie onder de aandacht gebracht bij deze partijen. Dit is een belangrijke stap op weg naar subsidieverlening.

Verder bleek dat er bij een energiebedrijf interesse is in geothermische elektriciteitsproductie, doordat de haalbaarheidsanalyse voldoende positieve resultaten geeft, er groeiperspectief is en de productiekosten naar verwachting zullen dalen in de toekomst door leereffecten en optimalisaties. Ecofys en IF WEP hebben in opdracht van het energiebedrijf een onderzoeksvoorstel geschreven en ingediend in het kader van de EOS-KTO subsidieregeling van SenterNovem.

Het doel van het onderzoek is om de commerciële toepassing van elektriciteitsproductie uit diepe geothermie in Nederland mogelijk te maken, door kennis- en techniekontwikkeling van stimulatietechnieken in verschillende geologische situaties. Binnen het voorgestelde project worden de risico's nauwkeurig in kaart gebracht en wordt getracht deze tot een acceptabel niveau terug te brengen.

De Stuurgroep Texel wil graag bijdragen aan het onderzoek door de reeds opgedane kennis tijdens het haalbaarheidsonderzoek in te brengen en actief betrokken te blijven bij de uitvoer van het onderzoek. Er zal in fase 1 van het onderzoek worden nagegaan of Texel één van de voorkeurslocaties is voor locatiespecifiek onderzoek in fase 2 van het onderzoek. Indien dit niet geval is, dan zal de Stuurgroep zich beraden om eventueel zelfstandig vervolgonderzoek op Texel te laten doen.

Als subsidie wordt verleend door SenterNovem, dan start het nationale onderzoek naar verwachting begin 2010. Er is ruim 2 jaar nodig voor het onderzoek. Als de risico's gedurende het project tot een acceptabel niveau kunnen worden teruggebracht en een geothermische elektriciteitscentrale nog steeds haalbaar lijkt, dan is het mogelijk om in 2015 een pilot centrale operationeel te hebben.



Ecofys International BV

P.O. Box 8408
NL- 3503 RK Utrecht
Kanaalweg 16-G
NL- 3526 KL Utrecht
The Netherlands

W: www.ecofys.com
T: +31 (0) 30 28 08 300
F: +31 (0) 30 28 08 301
E: info@ecofys.com