

Integraal Kostprijsreductie Programma Aardwarmte

Whitepaper status december 2021



Samenvatting

Dit whitepaper geeft inzicht in de kostprijs van aardwarmte. Dit inzicht helpt ons gericht te werken aan kostprijsverlaging. Ook kunnen we met dit inzicht aardwarmte als competitieve bron ten opzichte van andere warmtebronnen en individuele alternatieven zoals elektrische verwarming doorontwikkelen. In dit whitepaper focussen we op de mogelijkheden die de sector zelf kan uitvoeren om de kostprijs van aardwarmte te verlagen.

We voerden een anonieme en geaggregeerde benchmark uit, waarbij we kosten op identieke wijze vergeleken. Dit geeft ons inzicht in de generieke verdeling en het gemiddelde niveau van de kosten, zonder dat we daarbij project-specifieke of commercieel gevoelige informatie openbaar maken. Deze benchmark geeft de sector een handvat voor onderzoek, maar ook voor eerste-orde economische projectanalyses.

We kozen voor de benchmark een fictief referentieproject. Voor de verschillende onderdelen van de kostprijs bepaalden we representatieve waardes, gebaseerd op bestaande aardwarmteprojecten. Met het referentieproject als nulpunt inventariseerden we mogelijkheden om de kostprijs te verlagen. Deze mogelijkheden zijn doorgerekend en gerangschikt naar hun invloed op de kostprijs.

Naast factoren met directe effecten op de kostprijs, zijn er ook veel andere factoren die niet meegenomen zijn in deze kostprijsgerelateerde benchmark. Deze factoren kunnen de businesscase en de projectontwikkeling wel sterk beïnvloeden. Het uitgangspunt in de benchmark is dat de doorlooptijden van projectontwikkeling, SDE++-termijnen en vergunningverlening op elkaar zijn afgestemd. Wanneer dit niet het geval is, is een project moeilijk financierbaar. Hoewel dat in de werkelijkheid voorkomt, is dat buiten de scope van deze analyse. Verder is voor de lokale afweging van een aardwarmtebron niet alleen de kostprijs van belang, maar spelen lokale factoren als draagvlak, duurzaamheid, volloopriscio en ondergrondonzekerheid een net zo belangrijke rol. Tot slot zijn er factoren die meerwaarde bieden in het toepassen van aardwarmte die (nog) niet opgenomen kunnen worden in

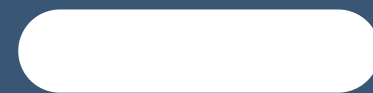
de kostprijsberekening. Denk bijvoorbeeld aan het feit dat aardwarmte een groene en lokale bron is.

Uit de benchmark en het doorrekenen van kostprijsverlagnende opties, blijkt dat met name opties die de productie verhogen tegen een beperkte verhoging van de kosten relatief veel invloed kunnen hebben op de uiteindelijke kostprijs. Meer nog dan opties die alleen de kosten verlagen. Het toepassen van alternatieve putconcepten is daarbij een van de belangrijkste opties. Daarnaast tonen we aan dat we, door investering in uitgebreidere metingen, bij ruimere productieparameters veilig kunnen produceren. Hierdoor verhoogt de productie en verlaagt de kostprijs. Het inzetten van een warmtepomp voor verdere uitkoeling is een maatregel die ook hoog scoort.

Het aantal projecten dat de basis vormt voor deze benchmark is nog beperkt. Een volgende benchmark zal daarom gebaseerd zijn op meer projecten en onderscheid maken tussen verschillende projecttypes, zoals gebouwde omgeving en glastuinbouw. Het voorstel is om over 2 jaar een nieuwe benchmark uit te voeren voor en door de sector.



Inhoud



Integraal Kostprijsreductie Programma Aardwarmte

Whitepaper status december 2021

Inleiding

Aardwarmte, ook wel geothermie genoemd, bevindt zich op minstens 500 meter diepte in de grond. Net als bij andere duurzame warmtebronnen is het kunnen winnen van aardwarmte, zolang er nog fossiele alternatieven beschikbaar zijn, sterk afhankelijk van subsidies. Om een concurrerende warmtebron te blijven en de warmtetransitie voor de maatschappij betaalbaar te houden, is het

noodzakelijk om de kostprijs te verlagen. Dit artikel is dan ook belangrijk voor iedereen die een lagere kostprijs wil realiseren voor een aardwarmteproject.

Het Integraal Kostprijsreductie Programma Aardwarmte (IKPA) is een van de acties uit het Masterplan Aardwarmte (SPG et al., 2018) en heeft als doel om de kostprijs van een eenheid aardwarmte te verlagen. We onderzoeken zowel hoe de sector de kosten kan verlagen als de opbrengst kan verhogen, bijvoorbeeld door het productievermogen te verhogen of additionele verdienmodellen toe te voegen. Kortom, we kijken naar mogelijkheden om de business case te optimaliseren. Daarvoor is het cruciaal om inzicht te hebben in de kosten en inkomsten van individuele projecten en hier generieke leerpunten en actiepunten uit te halen. In het Masterplan is als doel gesteld om een kostprijsreductie van 30% in 2030 en 50% in 2050 te realiseren, onder de voorwaarde dat het veilig en verantwoord is.

De afgelopen periode hebben we met behulp van input van verschillende marktpartijen een aantal analyses uitgevoerd. Dit whitepaper geeft hiervan de huidige stand van zaken weer en beschrijft de conclusies die we nu kunnen trekken.

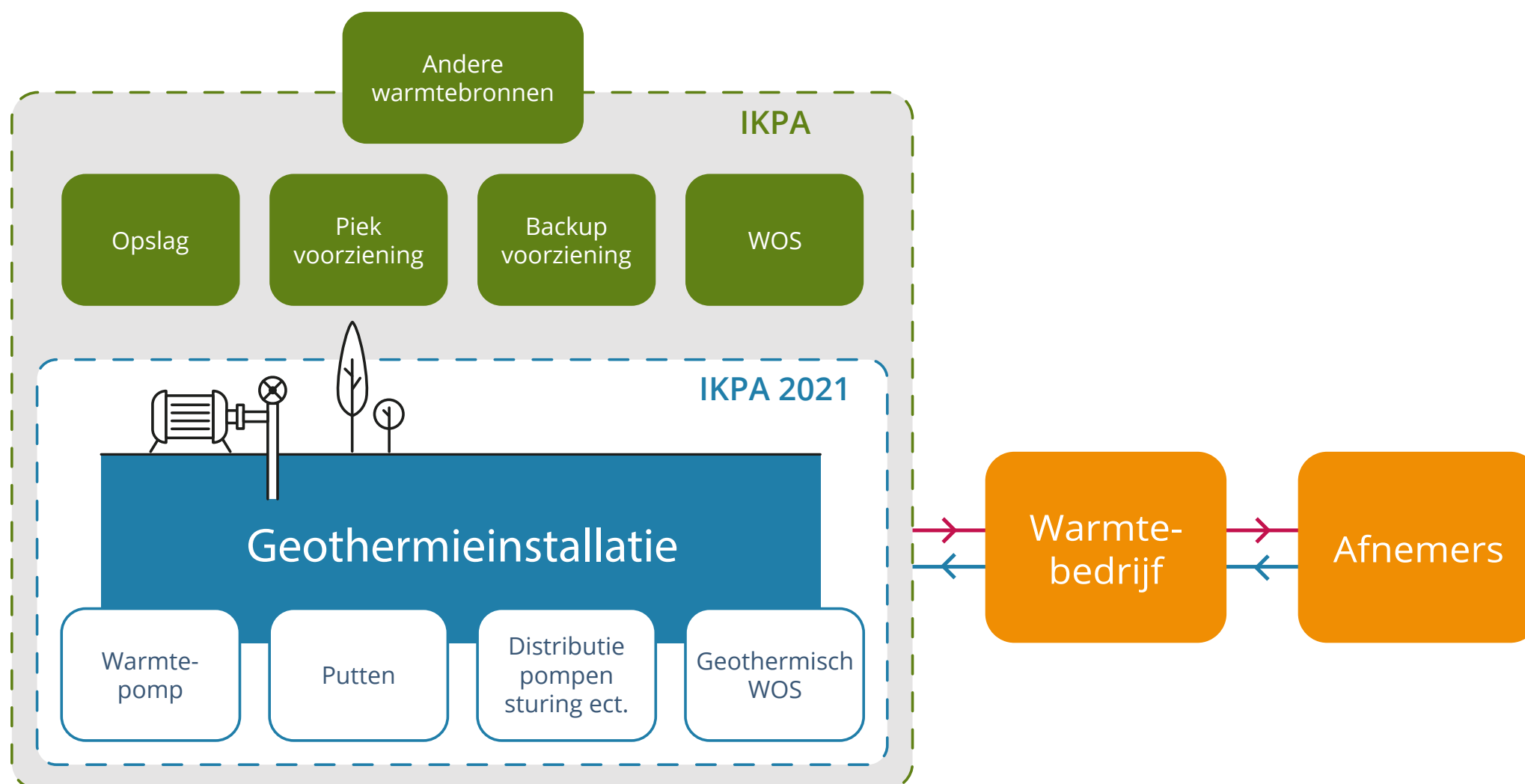
Projectafbakening

Het kostprijsreductieprogramma is geïnspireerd op een project dat voor KIC InnoEnergy is uitgevoerd voor wind op zee (Valpy et al., 2016). Dat project keek naar de toekomstige kosten voor wind op zee aan de hand van verschillende types business cases. Ze identificeerden mogelijke innovaties en bepaalden de impact die die innovaties zouden kunnen hebben op de business case. Hierdoor is focus aangebracht op de innovaties die een grote bijdrage kunnen leveren. Dit heeft uiteindelijk mede geleid tot een versnelde kostprijsverlaging van wind op zee.

Voor aardwarmte geldt ook dat de projecten niet in één type business case te vangen zijn. We kozen er daarom voor om uit te gaan van de meest uitgebreide casus uit de gebouwde omgeving, om vanuit daar in een latere fase te differentiëren naar meerdere projecttypes.

Deze publicatie focust op de aardwarmte-installatie. Het is belangrijk om hierbij te onthouden dat aardwarmte onderdeel is van de warmteketen en de kostprijs dus onder andere bepaald wordt door de alternatieven die beschikbaar zijn. Daarom zien we aardwarmte ook in dit verband





Figuur 1: Afbakening van IKPA in groen, en de afbakening van de huidige publicatie in blauw binnen de warmteketen voor de gebouwde omgeving. WOS staat voor Warmte Overdracht Station.

als onderdeel van de gehele warmteketen. Deze verbreding zal dan ook in een volgende fase van IKPA plaats gaan vinden. Figuur 1 geeft zowel de afbakening van het gehele project als de afbakening van de huidige publicatie in de warmteketen weer. We focussen op kostenonderdelen van 1 miljoen euro of hoger over een projectlevensduur van 30 jaar.

Het is de bedoeling dat we binnen IKPA naast innovatie ook kijken naar de invloed van keuzes in andere domeinen. Denk bijvoorbeeld aan wet- en regelgeving, financiering, organisatie, afstemming boven- en ondergrond, kennisdeling en portfolio benadering.

Aanpak

Het plan van aanpak bestaat op hoofdlijnen uit de drie volgende stappen:

1. Het bouwen van een business case die kan dienen als referentiekader

Gedetailleerde informatie over de kosten van zowel afgeronde projecten als projecten in ontwikkeling, is vertrouwelijk gedeeld met EBN. We gebruikten die informatie om de boringen naar een gekozen diepte te extra- en interpoleren. Zo konden we ook de boorkosten van verschillende projecten goed vergelijken. De kostenposten zijn vervolgens op een hoger niveau samengevoegd en vormen het uitgangspunt van deze berekeningen. Zowel de aardwarmtebedrijven die informatie aanleverden als de begeleidingsgroep bestaande uit aardwarmtebedrijven, Geothermie Nederland, servicebedrijven en warmtebedrijven hebben terugkoppeling gegeven, waarmee de referentiecaser verder is aangescherpt. Bij de referentiecaser, die dus hypothetisch is, is het kostprijsniveau van 2021 aangehouden. De uitgangspunten van de referentiecaser zijn terug te vinden in het tekstblok 'Kenmerken hypothetische referentiecaser voor bestaand stadsverwarmingsnet'.

2. Een brede inventarisatie van mogelijkheden die de kostprijs kunnen verlagen

Door middel van meer dan 30 interviews met verschillende partijen, verzamelden we ideeën voor innovatie



en andere manieren om de kostprijs te verlagen (GNL en EBN, 2021). De nadruk lag bij deze gesprekken op innovatie, dus niet op alle domeinen die hierboven werden genoemd. Informatie over deze domeinen is dus nog iets beperkter. Daarnaast zijn er ideeën aangedragen tijdens de expertbijeenkomst van het Masterplan in januari 2020 en door de begeleidingsgroep.

3. De invloed van de kostprijsverlagende maatregelen inschatten met behulp van de referentie business case

Op basis van de gevoerde gesprekken is een eerste impact-analyse gemaakt op basis van de Levelized Cost of Heat (LCoH) methodiek. Deze methodiek rangschikt ideeën naar hun impact op de kostprijs van een megawattuur aardwarmte.

In de toekomst zetten we als sector een uitvoeringsprogramma op voor het realiseren van de ideeën. Daarin identificeren we gezamenlijk een set aan maatregelen en opties die, in potentie, de doelstellingen van 30% - 50% kostprijsverlaging op termijn kunnen realiseren. We verwachten dat zo'n set afhankelijk is van het type project. Er zit bijvoorbeeld een verschil tussen projecten die al gerealiseerd zijn en projecten die nog in ontwikkeling zijn. Ook maakt het uit of het een project is in de gebouwde omgeving, glastuinbouw of industrie.

Analyse

De referentiecaser is gebaseerd op een project waarbij de warmte geleverd wordt aan een bestaand warmtenet. Dat warmtenet beschikt over voldoende ondergrondgegevens om een interessante p90 voor het debiet te kunnen bepalen. De specificaties zijn weergegeven in het tekstblok hiernaast. Uitgangspunt bij deze analyse is dat doorlooptijden van projectontwikkeling overeenkomen met de SDE++ termijnen en vergunningverlening, waardoor dit geen probleem oplevert voor de financierbaarheid.

Voor de lokale afweging van een aardwarmtebron is uiteraard niet alleen de kostprijs van belang. Factoren als duurzaamheid, draagvlak en juiste inpassing in de omgeving spelen een net zo belangrijke rol. In deze analyse is aangenomen dat die factoren geen belemmering vormen. Tot slot zijn er factoren die meerwaarde bieden in het toepassen van aardwarmte die (nog) niet opgenomen kunnen worden in de kostprijsberekening. Denk bijvoorbeeld aan het feit dat aardwarmte een groene en lokale bron is.

Zoals de naam al aangeeft, dient de referentiecaser vooral als referentie. We hebben nu eenmaal een nulpunt nodig. Het gaat in de analyse uiteindelijk om de verschillen in kostprijs in procenten tussen deze referentiecaser en een alternatief met een kostprijsverlagende optie. De absolute getallen van de referentiecaser zelf zijn dus van ondergeschikt belang.

Kenmerken hypothetische referentiecaser voor bestaand stadsverwarmingsnet

- Geen additionele data-acquisitie nodig voor het vaststellen van de p90
- Diepte 3000 meter TVD
- Warmte van 95 °C voor bestaand warmtenet, temperatuur retour van 55 °C
- 14 MWth
- COP 10
- Baseload (6000 vollasturen), geen vollooptscenario
- Ruime footprint boorlocatie (inclusief ruimte voor tijdelijke voorzieningen zoals bassins, niet op eigen grond)
- Doublet (vanuit 1 boorlocatie), ondergrondse afstand 1,5 km, dubbelwandig putontwerp, perforatie
- TCO 30 jaar
- Betrouwbaarheid van het systeem (95% op basis van het buitenland)
- 1% indexatie

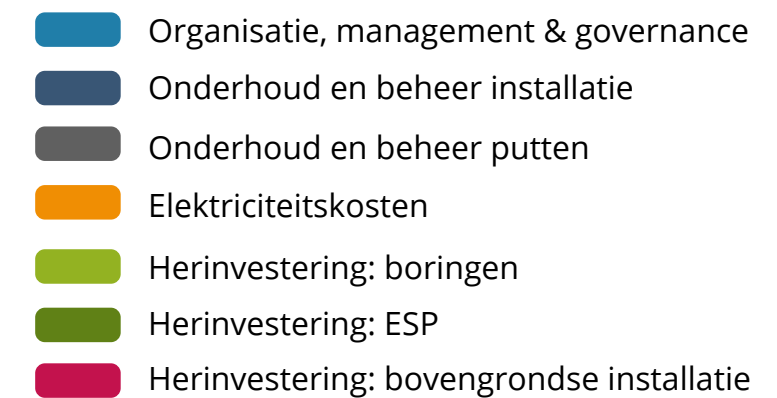
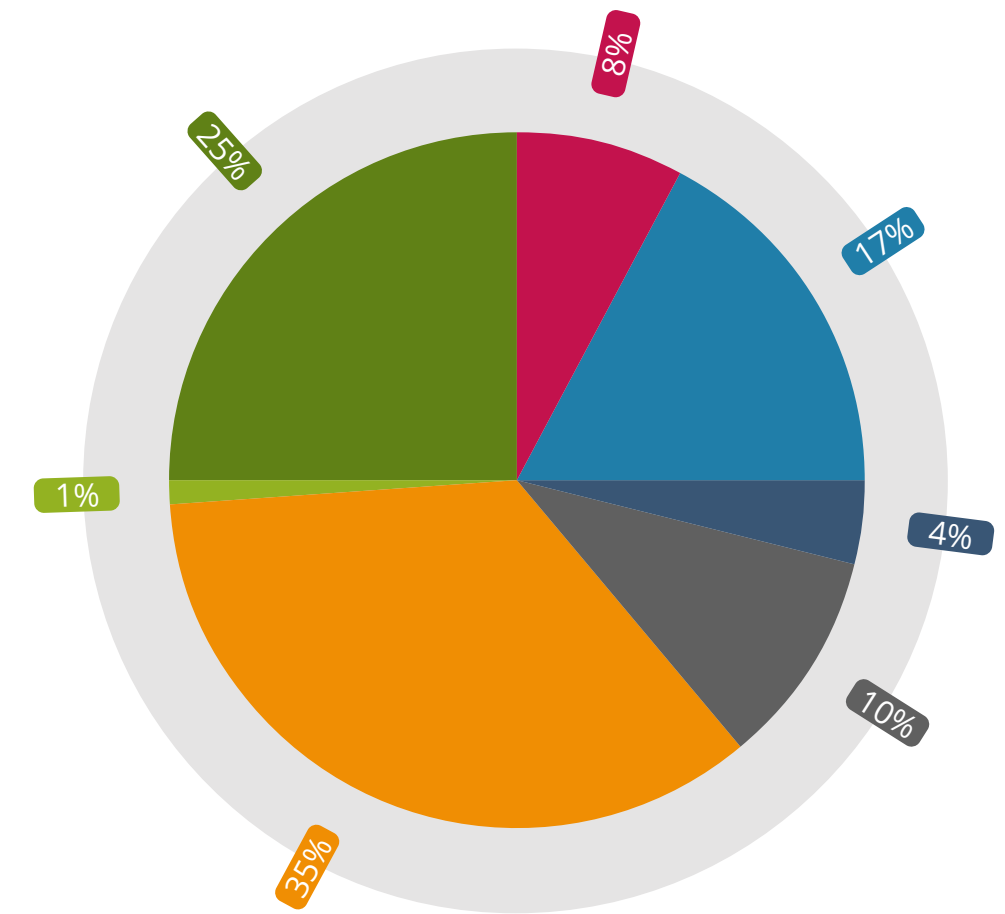
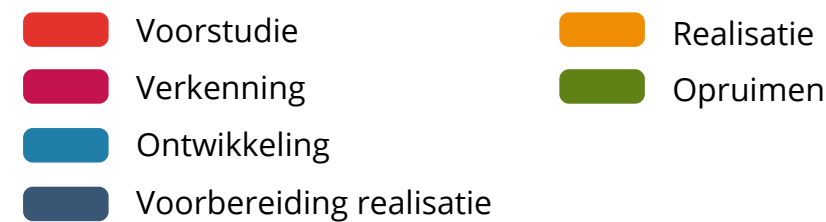
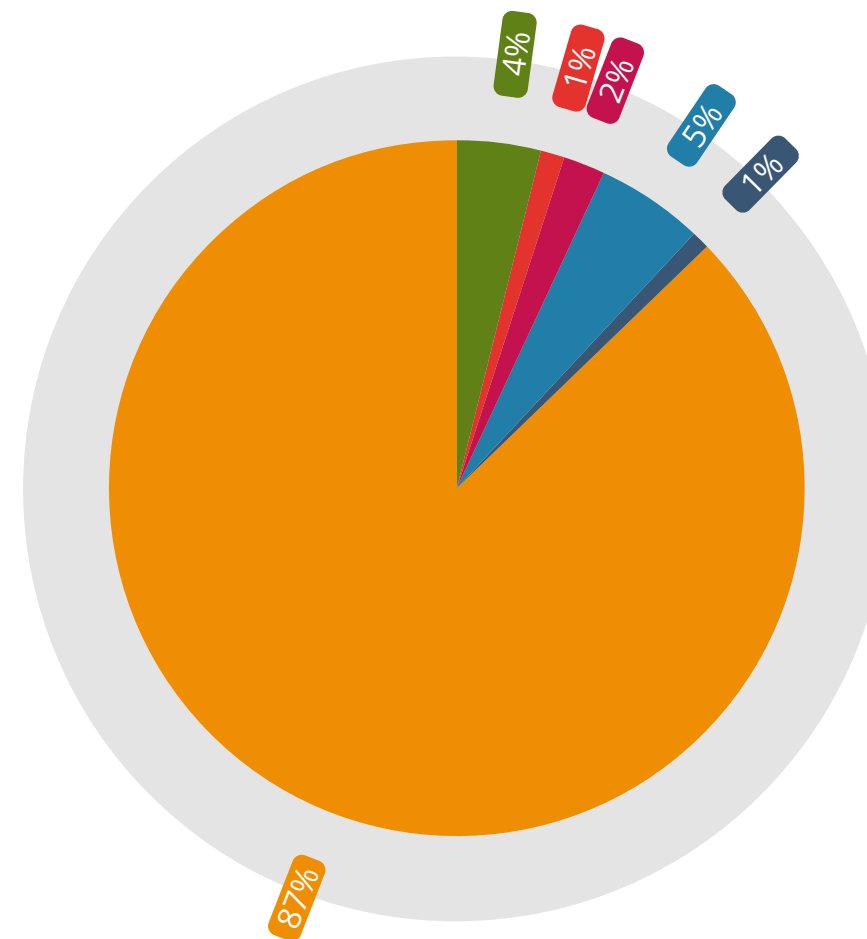
We kregen kostenoverzichten van projecten van verschillende aardwarmtebedrijven. Om deze met elkaar te kunnen vergelijken, berekenden we voor elk project de kosten bij een boring van de putten naar 3 kilometer diepte. De parameter met de meeste invloed op de referentiecaser zit voornamelijk in de kosten voor de boring. Denk



bijvoorbeeld aan het aantal dagen boren, de hoeveelheid materiaal en de inhuur van servicebedrijven. We extrapoleerden de kosten op vier verschillende manieren en vergeleken deze met elkaar:

1. ThermoGIS (2019) bevat een grafiek waarin de kosten zijn uitgezet tegen de diepte. Niet de curve zelf, maar de hellingshoek of trendline in het dieptebereik tussen 2-3,5 km is gebruikt en wordt toegepast op alle kostenposten;
2. Dezelfde ThermoGIS trendline tussen 2-3,5 km is toegepast op alleen de diepte- en tijdsafhankelijke kostenposten;
3. Experts maakten een inschatting van de additionele kosten per project, met onderscheid tussen vaste kosten, dagtarieven en kosten per meter;
4. We pasten de trendlijn tussen 2-3,5 km op de kosten-diepte grafiek van Luwaski et al. (2014) toe op de diepte- en tijdsafhankelijke kostenposten.

Bij het terugrekenen van de kosten op 3 km naar een prijs per boormeter, bleek dat de kosten van de verschillende projecten binnen +/- 5% van die van de tweede methode liggen. We toetsten de kosten vervolgens met de database van EBN vanuit olie- en gasprojecten en daar vielen ze in hetzelfde bereik. De andere 3 methoden laten een grotere onzekerheid zien. De tweede methode is dan ook gebruikt voor verdere analyse. Tabel 1 en figuur 2 geven het resulterende overzicht van de verschillende kostenposten op hoofdlijnen weer.



Figuur 2: Overzicht van de verdeling van de kostenposten (a) op projectfaseniveau; (b) verdeling van de verschillende kostenposten in de productiefase van het project per jaar. De herinvesteringen die om de zoveel jaar nodig zijn, zijn omgerekend naar de kosten daarvoor per jaar.



Kosten	Projectfase / kostenitem	Kosten [€]
Ontwikkelkosten (DEVEX)		
	Voorstudie	150.000
	Verkenning	590.000
	Ontwikkeling	1.250.000
	Ontwikkeling: financieringskosten en due dilligence	510.000
	Realisatievoorbereidingen	440.000
	Onvoorzien	120.000
Realisatiekosten (CAPEX)		
	Generiek	2.780.000
	Well site en conductors	1.690.000
	Boortoren (incl. mob, demob)	3.450.000
	Services and consumables	6.720.000
	Materialen	6.990.000
	Bovengrondse installatie	6.900.000
	Onvoorzien	2.853.000
Onderhoud en beheer (OPEX)		
	Jaarlijks	620.000
	Herinvesteringen omgerekend naar kosten per jaar	230.000
	Jaarlijkse elektriciteitskosten	700.000
	Onvoorzien	40.000
Opruimkosten (ABEX)		
	Putten en installaties	1.500.000
Totaal DEVEX	Incl. onvoorzien	3.060.000
Totaal CAPEX	Incl. onvoorzien	31.383.000
Totaal DEVEX + CAPEX	Incl. onvoorzien	34.443.000
Jaarlijkse OPEX + E-kosten + herinvesteringen	Incl. onvoorzien	1.590.000
Totaal ABEX		1.500.000

Tabel 1: overzicht kosten baseline business case

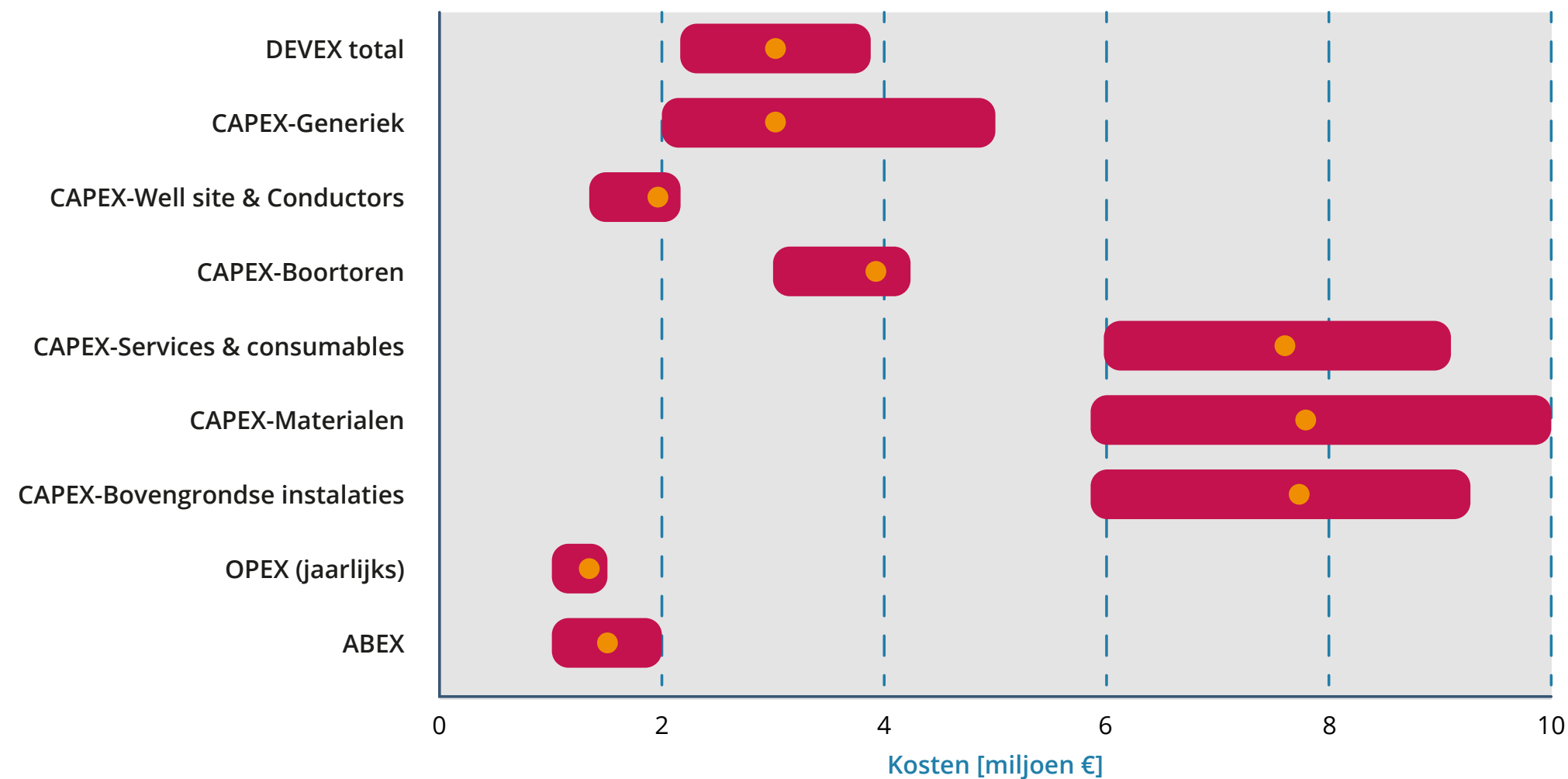
De kosten in de referentiecasis zijn bepaald door aangeleverde gegevens van verschillende aardwarmtebedrijven en projecten. Dit vormt de kern van onze benchmarkmethode. Vanuit de benchmark is het ook mogelijk om de spreiding rondom de getallen weer te geven, nadat deze vertaald zijn naar dezelfde diepte. Figuur 3 laat zien hoe de referentiecasis zich verhoudt tot de spreiding in de aangeleverde gegevens. De spreiding wordt onder andere veroorzaakt door de verschillen in ondergrond. Hierdoor worden andere eisen gesteld aan bijvoorbeeld het putontwerp (alle projecten voldoen aan de eisen van de industriestandaard duurzaam putontwerp, GNL et al., 2021). Ook het verschil tussen projecten voor de glastuinbouw en gebouwde omgeving kan resulteren in de onderliggende spreiding. Het aantal projecten dat we gebruikten voor de referentiecasis is beperkt. Daarom was het niet mogelijk om een spreiding van de gegevens op projecttype te maken zonder dat daarbij informatie herleid kan worden naar individuele projecten. Zodra het aantal projecten in de database verder groeit, zal het wel mogelijk zijn om dit onderscheid te maken.

Naast dat we een referentiecasis kunnen bouwen en hier berekeningen mee kunnen doen, levert een anonieme en geaggregeerde verzameling van kostendata ook een zeer bruikbare benchmark. Een voorbeeld hiervan uit een andere sector is de BOON benchmark: de Benchmarking OPEX Offshore Netherlands. Dit is een tweejaarlijkse benchmarking die zich richt op het in kaart brengen van de operationele kosten voor de gasproducenten op de

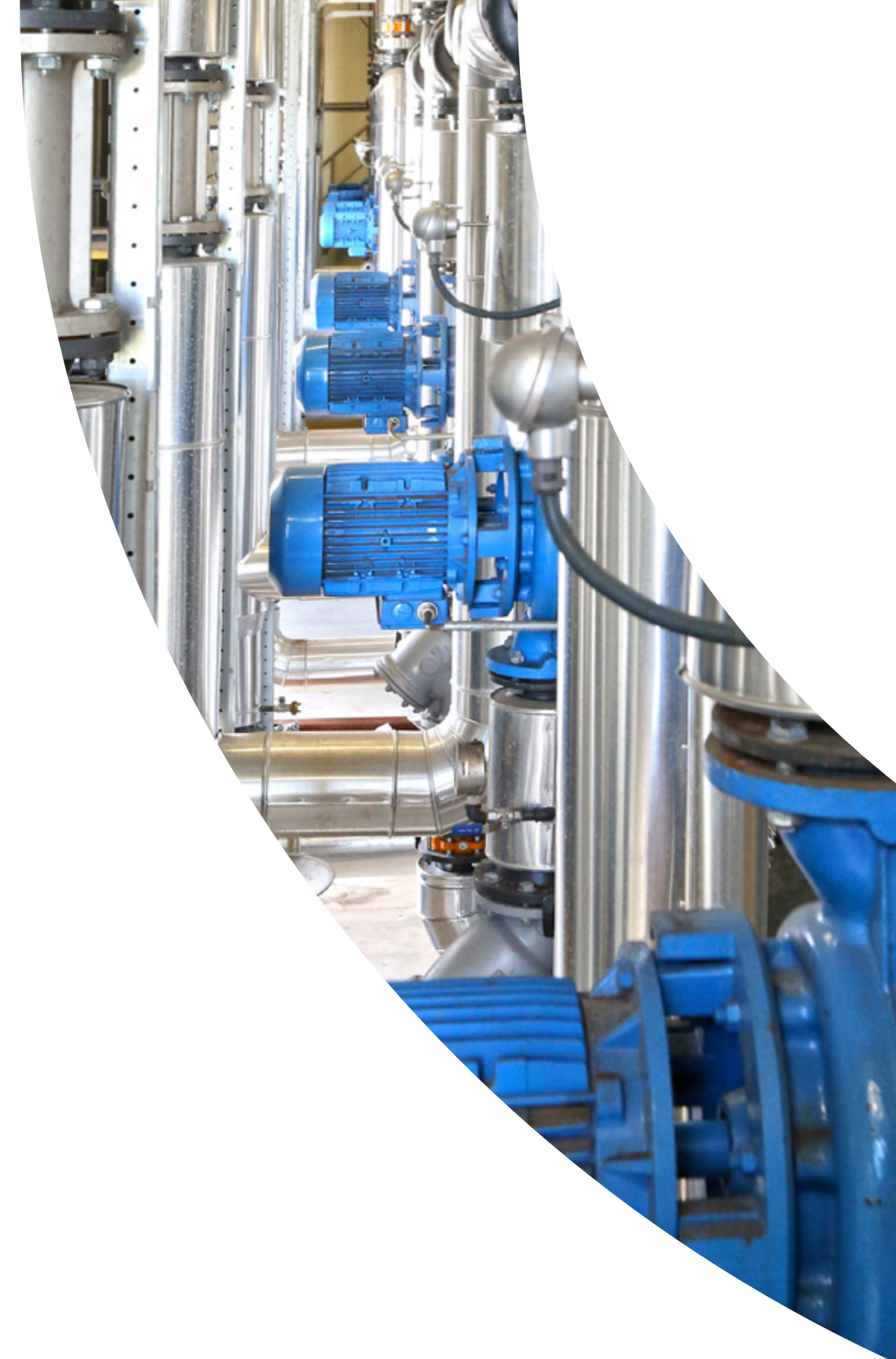


Noordzee. BOON wordt sinds 1995 al gefaciliteerd door EBN in samenwerking met NOGEPA. Vanuit EBN's brede portfolio voert EBN deze benchmark uit om operators geaggregeerd en geanonimiseerd te kunnen informeren over het relatieve kostenniveau van hun bedrijfsvoering ten opzichte van de sector. Tijdens zo'n relatieve benchmark kunnen we op detailniveau kijken naar hoe een pro-

ject zich verhoudt tot andere projecten en dus waar eventuele verbeteringen mogelijk zijn, zonder dat commerciële informatie van andere projecten inzichtelijk is. De benchmark die we opstelden en op basis waarvan de referentiecasis is bepaald, kan hier voor de aardwarmtesector al voor worden gebruikt.



Figuur 3: Dit figuur laat de spreiding rondom de referentiecasis zien in de aangeleverde projecten welke vertaald zijn naar 3 km diepte. De punten geven de waarden van de referentiecasis aan zoals weergegeven in tabel 1.



Over de kostprijs en de SDE++

De potentiële impact van kostprijsreducerende opties kwantificeren we in dit paper via de zogeheten Levelized Cost of Heat (LCoH). Dit is een grootheid die in generieker zin ook wel als Levelized Cost of Energy (LCoE) wordt genoemd. Het is de resultante van de

1. contant gemaakte kosten over de looptijd van een project en omvat dus zowel de DEVEX, CAPEX, OPEX als ABEX (respectievelijk Development, Capital, Operational en Abandonment Expenditures),
2. gedeeld door de contant gemaakte hoeveelheid geproduceerde warmte.

Deze kostprijs kan ten gunste worden beïnvloed via

1. lagere kosten;
2. hogere productie;
3. hogere productie met hogere kosten: diverse maatregelen in dit paper zijn gericht op productieverhoging en daar zitten hogere kosten aan. Indien het eerste effect sterker is dan het tweede, daalt de kostprijs.

Dit paper gaat dus over kosten en kostprijsverlaging, niet over inkomsten. Om tot een rendabele business case te komen, moeten de inkomsten per eenheid warmte minimaal op het niveau van de kostprijs liggen. De inkomsten bestaan uit de verkoop van de warmte aan klanten, inkomsten uit subsidie, i.e. de SDE++ (Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie) en mogelijke andere inkomsten (zoals de waarde van het formatiegas en van Garanties van Oorsprong).

De IKPA referentie business case (3 km) kent een kostprijs per eenheid aardwarmte van 65,7 €/MWh (18,2 €/GJ). Dit ligt significant hoger dan het basisbedrag dat wordt gehanteerd binnen de SDE++ categorie 'diepe geothermie <20 MW (basislast)' ter bepaling van de te subsidiëren onrendabele top: 51,8 €/MWh. Dat betekent dat ons referentieproject resulteert in een niet-rendabele business case onder dit regime. Ook onder de niet-basislastcategorie is de business case niet rendabel. Een zwaarwegende factor

hierin is dat de CAPEX zoals die wordt verondersteld in de SDE-referentieprojecten voor genoemde categorieën ca. € 5-10 mln. lager zijn dan de in dit whitepaper als representatief veronderstelde € 31,4 mln. CAPEX. Daarbovenop is in dit paper de DEVEX meegenomen, die binnen de SDE++ niet tot de subsidiabele kostenbasis behoort. Het uitgangspunt in de SDE is namelijk dat de initiatiefnemers van een project dit via het rendement op eigen vermogen terug zouden moeten kunnen verdienen. Aangezien de met een geothermie project gemoeide DEVEX bovengemiddeld hoog is (in onze analyse is € 3,1 mln. verondersteld), staat het genoemde uitgangspunt op gespannen voet met de praktijk.

De vergelijking met de SDE++ moet overigens niet te absoluut worden geïnterpreteerd, omdat wij uitgaan van een projectduur van 30 jaar. De SDE++ hanteert 15 jaar.



Uit de referentiecasi kunnen we concluderen dat verlaging van de kostprijs van een eenheid aardwarmte belangrijk is. In dit artikel focussen we dan ook op wat de sector zelf kan doen om de kostprijs te verlagen. Daarnaast is een gelijk speelveld van de verschillende duurzame energiebronnen noodzakelijk.

We gebruikten de referentiecasi vervolgens om te kijken naar de impact van de verschillende kostprijsverlagende ideeën. De opties voor verlaging van de kostprijs die volgen uit de opgehaalde ideeën en de aannames die gedaan zijn om deze varianten door te kunnen rekenen, zijn terug te vinden in de bijlage. Het merendeel van deze opties en aannames zijn opgehaald tijdens interviews voor het project 'Innovatie Inventarisatie' en gedurende de twee sessies 'Rendabele projecten' van de Expertmeeting Voortgang Masterplan op 29 januari 2020. De aannames toetsen we vervolgens bij zowel de begeleidingsgroep als bij de geïnterviewden uit de Innovatie Inventarisatie (GNL en EBN, 2021). Na afronding van de Innovatie Inventarisatie zijn nog extra opties toegevoegd.

Resultaten

Figuur 4 laat de resultaten zien van de meest invloedrijke ideeën om kostprijsverlaging te realiseren. De volledige lijst is toegevoegd in de bijlage. Hierbij horen de volgende opmerkingen:

- Het uitgangspunt is dat de warmtevraag zodanig groot is, dat de extra hoeveelheid warmte als gevolg van het toepassen van een optie ook kan worden verkocht.
- Dit zijn de ideeën die voor meer dan 2% kostprijsverlaging zorgen.
- Het zijn resultaten van individuele opties. Bij het combineren van meerdere opties kunnen resultaten elkaar beïnvloeden. Hierdoor kunnen de verschillende percentages dus niet bij elkaar worden opgeteld.
- Binnen de individuele opties is geen rekening gehouden met schaal- en leereffecten, behalve waar specifiek benoemd.
- Voor projectspecifieke situaties kunnen besparingen anders uitvallen dan we hier presenteren, door lokale situaties in de ondergrond.
- In de analyse is op generiek niveau rekening gehouden met de kans op succes van de bekeken optie. Ook hiervoor geldt dat deze voor een daadwerkelijk project anders uit kan vallen, doordat de ondergrond op die locatie er misschien meer, minder of zelfs niet voor geschikt is.

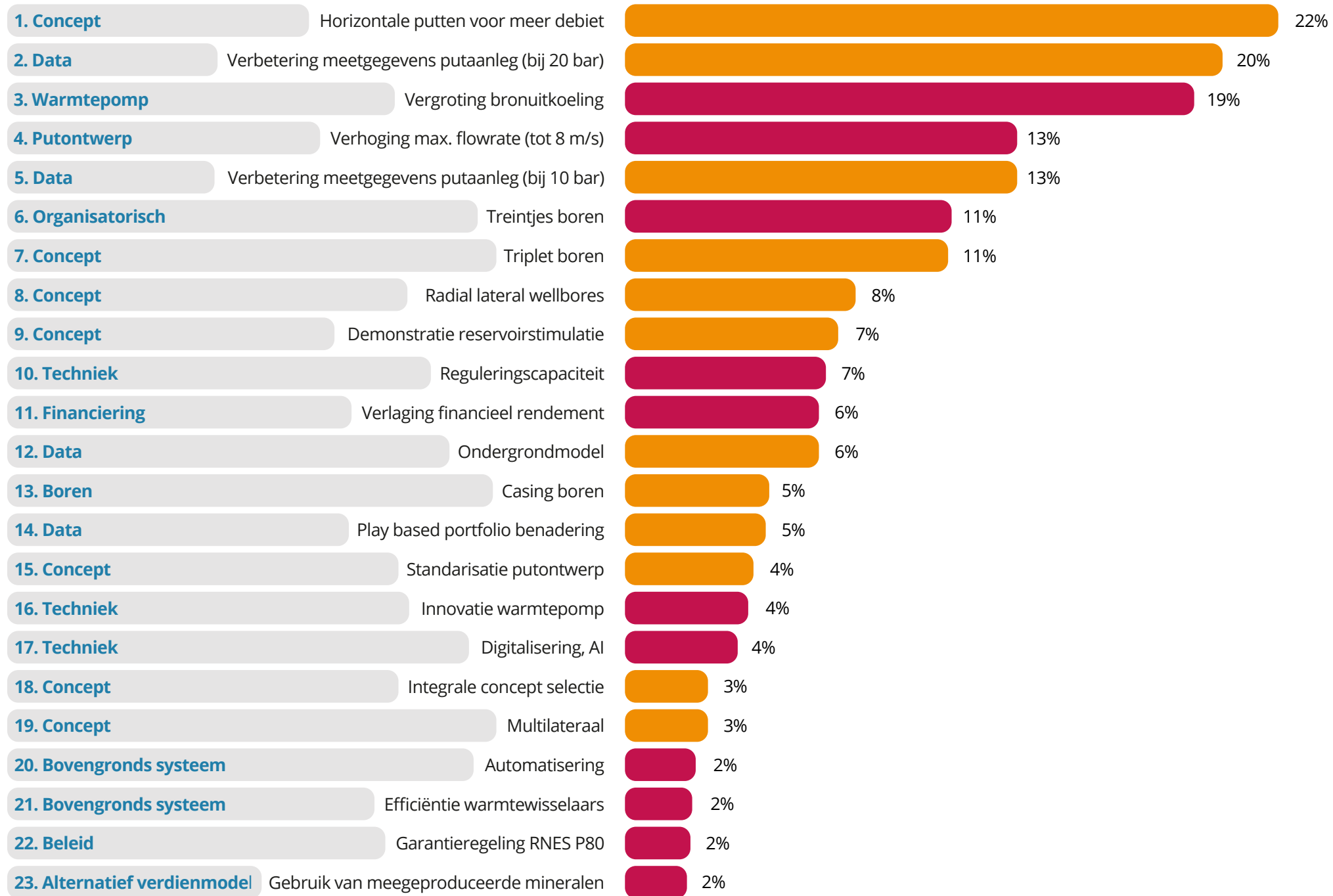
Uit de opties die meer dan 2% kostprijsverlaging opleveren, kunnen we vier categorieën destilleren:

- **Putconcepten:** concepten zoals horizontale putten, het mogelijk standaardiseren van putten en het boren van een triplet. In het bijbehorende tekstblok leest u een nadere beschrijving van de mogelijkheden.
- **Dataverzameling:** data die resulteren in minder onzekerheid in de productieparameters, bijvoorbeeld bij de

maximale injectiedruk. Ook hier staat nadere toelichting in een tekstblok.

- **Inzet warmtepomp:** Een warmtepomp kan ervoor zorgen dat het vermogen dat een aardwarmtesysteem kan leveren vergroot wordt, bijvoorbeeld door de injectietemperatuur te verlagen. Uiteraard is het belangrijk om dit onder veilige omstandigheden te doen en is toestemming van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) nodig. De warmtepompen zijn al beschikbaar in de markt dus deze kostprijsverlaging kunnen we – indien het veilig gebeurt – al toepassen. Mocht de waterpomp in de toekomst door innovatie nog efficiënter worden, dan is de invloed op de kostprijsverlaging nog wat groter. De inzet van een warmtepomp kan impact hebben op de duurzaamheidsberekening van de geleverde warmte.
- **Het boren van meerdere projecten achter elkaar mogelijk maken:** Door meerdere boorprojecten achter elkaar te koppelen, kunnen we de boortijd terugbrengen. Niet alleen worden bijvoorbeeld mobilisatiekosten dan verdeeld, het leidt ook tot een grotere kostenverlaging dan die post alleen, doordat een vast team de efficiëntie verhoogt. Dit is zeker gunstig bij projecten in vergelijkbare geologie. Hiervoor hebben we wel een minimaal aantal projecten nodig, die ook qua planning op elkaar aansluiten. Deze methode van kostprijsverlaging kunnen we dus pas later realiseren.





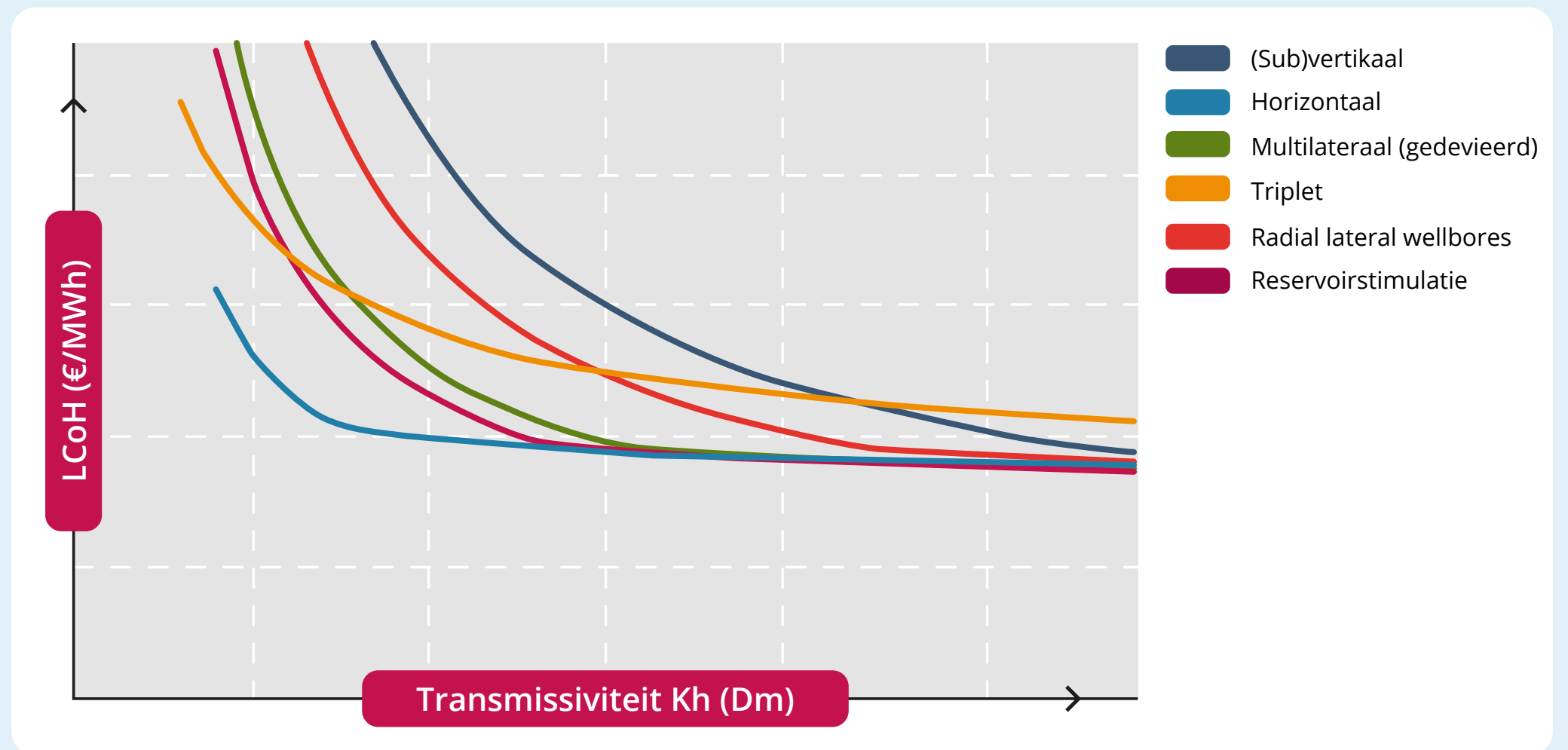
Figuur 4: *Kostprijsverlaging in procenten voor de opties die voor meer dan 2% kostprijsverlaging zorgen. De kostprijsverlaging is afhankelijk van de gemaakte aannames en kan voor een project en door de lokale ondergrond in de praktijk anders uitvallen. De opties waarin de ondergrond een rol speelt en de onzekerheden groter zijn, zijn aangegeven in oranje. Dat kan ervoor zorgen dat voor een individueel project de volgorde van de opties anders is.*



Putconcepten

Het boren van alternatieve putconcepten zoals horizontale of multilaterale putten is een techniek die de gas- en olie-industrie al vele decennia toepast. Sinds eind jaren '80 heeft het boren van met name horizontale putten een hoge vlucht genomen; inmiddels wordt twee derde van alle nieuwe putten wereldwijd horizontaal geboord. Dit is enerzijds te danken aan de ontwikkeling van technieken die dit mogelijk maken en de risico's minimaliseren, zoals directional drilling of geosteering, in combinatie met Measurement While Drilling (MWD) en Logging While Drilling (LWD), sand control technieken, et cetera. Anderzijds zorgt een ander putconcept voor een productieverbetering ten opzichte van conventionele (sub)verticale putten, waardoor we de hogere investering vaak snel terugverdienen.

Er zijn verschillende putconcepten mogelijk. Om de impact van de verschillende concepten inzichtelijk te maken, zijn een aantal verschillende concepten doorgerekend voor een hypothetische situatie. Hierbij is variatie in geologie, de vorm van de transmissiviteit en soorten putconcepten. Ook de invloed van reservoirstimulatie is van belang. Een conventioneel doublet waarbij beide putten onder een hoek van 45 graden in het reservoir geboord worden (sub-verticale putten) is als referentiecasse aangenomen. De indicatieve resultaten zijn weergegeven in figuur 5.



Figuur 5: Indicatief overzicht van de kostprijs van verschillende concepten als functie van de ondergrond in de vorm van transmissiviteit. De verschillende concepten zijn sterk afhankelijk van de lokale geologie en geven hier slechts een indicatie hoe ze zich tot elkaar kunnen verhouden.

Het figuur laat zien dat er verschillende optimalisaties in kostprijs van de warmte mogelijk zijn ten opzichte van een conventioneel doublet. De resultaten van deze berekeningen zijn sterk afhankelijk van de lokale ondergrond, zoals het type reservoir, de heterogeniteit, dikte en eventueel aanwezige breuken. Vandaar dat we kozen om hier een

indicatief voorbeeld te presenteren; voor een daadwerkelijk project kan deze grafiek er anders uitzien. De referentiecasse voor de gebouwde omgeving is hier dan ook bewust niet in geplot. De asymptotische waarde van de kostprijs van elk concept wordt bepaald door de kosten van het concept. Vanwege de lokale geologie varieert dit



per project. Duurdere concepten hebben altijd een hogere asymptotische waarde van de kostprijs, deze vallen deels buiten het bereik van de indicatieve grafiek in figuur 5. Toch laat het figuur duidelijk zien dat het belangrijk is om stil te staan bij de selectie van het putconcept tijdens de ontwikkelfase van een doublet. Bij eenzelfde geologische situatie kan de kostprijs van aardwarmte met 20-30% worden verminderd indien een ander concept gekozen wordt. Bij goede reservoir eigenschappen met hoge doorlaatbaarheid zijn de verschillen tussen de putconcepten klein, maar bij matige reservoir eigenschappen loopt deze factor verder op en kan het zelfs 50% bereiken.

Het putconcept wordt veelal bepaald na een uitgebreid geologisch onderzoek, waar het vervolgens dient als input voor de vermogensberekeningen. Die berekeningen bepalen de vermogens die worden aangevraagd voor de SDE++ of de RNES. Juist doordat het concept een enorme impact kan hebben op het debiet, en dus de geproduceerde warmte, is het advies om uitgebreider stil te staan bij de concept-select fase vóór afronding en indiening van de SDE-aanvraag. Dit betekent ook dat het vergunningsgebied voldoende groot moet zijn, zodat alle effecten binnen de vergunning blijven. Een multidisciplinair team bestaande uit bijvoorbeeld een geoloog, reservoir engineer en well engineer kan bepalen welk concept het beste is. Ook heeft zo'n team zicht op waar ze de putten optimaal

kunnen plaatsen in de ondergrond en binnen het vergunningsgebied, zodat er ruimte overblijft voor eventuele volgende doubletten. Daarbij houden ze rekening met de bovengrondse opties voor een locatie en welk concept het meest optimaal is wat betreft geologie en het minimaliseren van projectrisico's. Op basis van het geselecteerde putconcept kan de aanvraag voor de SDE++ worden afgerond en daadwerkelijk worden ingediend. Indien hier onvoldoende aandacht voor is, is de kans groot dat in een latere fase blijkt dat er meer mogelijk was en de SDE++ opnieuw moet worden aangevraagd. Het is dan ook belangrijk om hier tijdig en uitvoerig bij stil te staan en de verschillende opties te onderzoeken.

Horizontale of multilaterale putten

Het voornaamste voordeel van horizontale of multilaterale putten voor geothermie, is dat ze de productiviteit en injectiviteit verhogen. Dit komt door het grotere contactoppervlak tussen de put en het reservoir. Dus de verhouding tussen de hoeveelheid geproduceerd water (in m³/h) en het daarvoor benodigde pompvermogen van de ESP verbetert. Dit vertaalt zich naar twee operationele keuzes:

- Méér debiet indien het pompvermogen gelijk gehouden wordt (meer inkomsten, gelijkblijvende OPEX)
- Lagere elektriciteitskosten indien het debiet gelijk gehouden wordt (lagere OPEX, gelijkblijvende inkomsten)

De hier uitgevoerde analyse laat zien dat met name de eerste keuze leidt tot een significante afname van de kostprijs van warmte. De investeringskosten van horizontale putten zijn hoger, maar de analyse laat zien dat de hogere productie opweegt tegen de meerkosten, zolang deze warmte ook kan worden afgezet. Een nadeel van horizontale putten is de toenemende complexiteit voor het boorproces en well interventies. Hierdoor kunnen kosten voor workovers mogelijk hoger uitvallen.

Multilaterale putten hebben als bijkomstig nadeel dat de splitsing van de vertakkingen complex is. Individuele vertakkingen completeren is daardoor moeilijker. In het slechtste geval kan een extra geboorde vertakking niet gecompenseerd worden, of is het onmogelijk om in een later stadium in de vertakking iets te repareren. Dat betekent dat er een kans bestaat dat een investering hierin geen extra inkomsten oplevert. Experts schatten dat de kans hierop momenteel rond de 50% ligt. Dit is dan ook waarom op land vaak een extra (sub)verticale put geboord wordt, in plaats van de vertakking te maken binnen een put. De kosten van de extra put wegen dan op tegen de kosten en het risico van verlies van één van de vertakkingen van de multilateraal.

Er zijn andere voordelen van horizontale of multilaterale putten die niet direct impact hebben op de hier geanalyseerde



seerde business case. Vanuit één locatie kunnen bijvoorbeeld langere putten geboord worden. Hierdoor kunnen de putten ondergrondse reservoirdoelen bereiken die te ver weg liggen voor conventionele (sub)verticale putten. Ook kunnen meerdere formaties tegelijkertijd worden aangeboord. Tot slot kan één enkele put vanuit elkaar gescheiden compartimenten produceren.

Triplet

Een derde alternatief putconcept bestaat uit het boren van drie individuele putten (triplet) in plaats van twee (doublet). Op individueel putniveau zijn er geen verschillen tussen een triplet en een doublet. In bepaalde situaties kan een extra (sub)verticale put een goed alternatief zijn, bijvoorbeeld bij het boren van 1 producer en 2 injectoren omdat de injectiedruk de beperkende factor is. Deze casus is doorgerekend in dit voorbeeld.

Radial lateral wellbores

Dit is een type reservoirstimulatie dat zich onderscheidt van de andere genoemde concepten, doordat er vanuit het hoofdboorgat meerdere laterals gemaakt worden. Dit zijn kleine vertakkingen van het hoofdboorgat, kunnen zich in 360 graden rondom het boorgat bevinden en zijn open hole. Vaak hebben deze zogenaamde radials een diameter van enkele centimeters. Hierdoor vergroot het contactoppervlak van de formatie met de boring. Dit kan de productie van een put verhogen. Er zijn verschillende

configuraties en manieren om deze radials te creëren mogelijk, bijvoorbeeld door jetting of drilling. Hierdoor variëren de diameters van de radials. De casus in dit paper geeft slechts één voorbeeld van de mogelijkheden.

Reservoir stimulatie

Er zijn meerdere manieren om een reservoir te stimuleren en er is een zeer breed spectrum aan de mate van stimulatie mogelijk; van heel licht naar zwaar. Hydraulische stimulatie lijkt op basis van huidige onderzoeken economisch waardevol en veilig. Ook in dit voorbeeld is het een van de bekeken methoden om de impact op de kostprijs voor aardwarmte te bepalen. Hier is uitgegaan van één stimulatie per put en de technische specificaties zijn gebaseerd op De Pater en Shaoul (2019). De aardwarmtesector is voorzichtig, want het onderwerp ligt gevoelig. De afgelopen decennia is een groot aantal gasputten in Nederland gestimuleerd op een veilige en verantwoorde manier, zowel op land als onder de Noordzee. Dit toont aan dat er situaties zijn waarin het veilig en verantwoord uitgevoerd kan worden. Om dit breder te kunnen oppakken, is een helder risicokader en een constructieve discussie met de belanghebbenden belangrijk.



Dataverzameling

Het verwachte effect van betere data-acquisitie tijdens het boren van aardwarmteputten is groot. Dit is terug te voeren op een aantal zaken die met de ondergrond te maken hebben en die samengevat kunnen worden in drie onderwerpen. Het gaat hierbij om injectiedruk in relatie met de afdichtende laag, het vermijden van seismiciteit en de daarbij behorende winningskaders en het optimaliseren van productie door gesteente-eigenschappen van het reservoir beter te begrijpen. Deze zaken hebben alle drie een sterke invloed op het debiet en dus op de business case.

Injectiedruk in relatie met de afdichtende laag

Om kortsluiting tussen verschillende lagen te voorkomen moet de afdichtende laag, die zich boven het reservoir bevindt, integer blijven. Dat betekent dat deze laag een bepaalde maximale druk mag hebben. Het injecteren van water zou deze druk kunnen verhogen. In dat geval heeft niet alleen de druk maar ook de temperatuur van het injectiewater invloed op de integriteit van de laag. Op dit moment hanteert SodM een richtlijn voor een injectieprotocol. Hierin staat wat de maximale injectiedruk mag zijn. Als een aardwarmtebedrijf daarvan wil afwijken, moet het aan kunnen tonen dat de integriteit van de afdichtende laag behouden blijft.

De Nederlandse ondergrond verschilt per locatie sterk van

samenstelling. De hoogte van de maximale injectiedruk kan dan ook variëren, afhankelijk van de samenstelling van de laag, de eigenschappen van de vloeistoffen die zich in de laag bevinden en de drukken die hier heersen. De hoeveelheid gegevens hierover is momenteel helaas beperkt, waardoor de onzekerheidsband groot is. De toezichthouder zal vanuit veiligheidsoogpunt dan ook logischerwijs aan de veilige kant gaat zitten. Door dataverzameling, via geomechanisch onderzoek naar de afdichtende laag, kan een locatiespecifieke injectiedruk worden bepaald. Dit kan leiden tot een hoger toegestane injectiedruk, dus een hoger debiet, wat resulteert in een lagere kostprijs voor de warmte. De hogere injectiedruk kan in de orde van 10-20 bar liggen. Er zijn lokale voorbeelden waarbij dit zelfs op kan lopen tot 30-70 bar.

De meest betrouwbare data kunnen worden verkregen uit een extended leak-off test of uit een gesteentekern waarop speciale experimenten worden uitgevoerd. Verder kunnen logmetingen zoals een cross dipole shear sonic ook indicaties hiertoe geven. Deze methode is alleen minder accuraat dan het uitvoeren van druktesten.

Risico-inschatting van seismiciteit

Geomechanische data zijn ook noodzakelijk om beter in te kunnen schatten wat de kans van optreden op eventuele seismiciteit is. Door de juiste geomechanische data te

vergaren kunnen specialisten bijvoorbeeld bepalen of een gesteente seismogeen is. Dit geeft aan of het gesteente vatbaar is voor aardbevingen. Uitvoerige en goed geïnterpreteerde dipole shear sonic metingen kunnen hier uitkomst bieden, samen met bijvoorbeeld formation imaging logs en formatie druktesten, zoals de extended leak off test of microfrac-testen. Wanneer we de kans op seismiciteit en de gesteente-eigenschappen van het reservoir goed kunnen inschatten, worden onder veilige omstandigheden wellicht hogere debieten of lagere injectietemperaturen toegestaan. In enkele situaties zijn deze gegevens zelfs cruciaal om überhaupt productie en injectie plaats te laten vinden.

Optimalisatie van de productie

Data-acquisitie helpt op verschillende manieren om de productie van aardwarmte te optimaliseren.

- Verbeterde data-acquisitie draagt bij aan een beter ondergrondmodel, wat leidt tot geoptimaliseerde productie van het warme water. Een beter geologisch en geomechanisch begrip van het reservoir leidt tot betere inzichten ten opzichte van productieproblemen, zoals zandproductie. Dit helpt het debiet optimaal te houden en erosie in de putten te voorkomen. Hier kunnen gamma ray, porositeits, density en sonic logs helpen, maar ook de meer geomechanische geavanceerde logs zoals de dipole shear sonic logs. Door de beschikbare gege-



vens kunnen bepaalde oorzaken voor een eventuele afname van de injectiecapaciteit over tijd sneller worden uitgesloten. Zo vinden specialisten de oplossing sneller.

- Een beter begrip van de ondergrond kan ook helpen om de plaatsing van vervolputten of doubletten te optimaliseren. Dit zorgt voor effectiever gebruik van warmte in de ondergrond.
- Verder kan beter begrip van hoe het geïnjecteerde water door het reservoir stroomt, de afstand tussen productie en injectie van de put optimaliseren. Hierdoor passen mogelijk meer doubletten binnen een vergunning. Om dit goed te kunnen doen, is kennis van de porositeit, de doorlaatbaarheid, maar ook van de thermogene eigenschappen van de laag nodig. Porositeit kan bepaald worden uit een combinatie van neutron porosity en density logs, die specialisten natuurlijk wel juist moeten kalibreren (bij voorkeur door een kern). Voor permeabiliteit kunnen we denken aan NMR logs (nuclear magnetic resonance). Die kunnen de permeabiliteit ter plekke beter benaderen dan een afgeleide porositeitslog in combinatie met een porositeit-permeabiliteitsrelatie doet.
- Een verbeterde benadering van de permeabiliteit kan helpen bij het kalibreren van de transmissiviteit en de skin tijdens een put-test.
- In een gebied waarvoor weinig putgegevens beschikbaar zijn, is de onzekerheid van de verwachte diepte

van het reservoir groter. Daarmee is dus ook de onzekerheidsband voor de temperatuur groter. Dit is het gevolg van de beperkte beschikbaarheid van gegevens voor een tijd-diepte conversie. Deze gegevens zijn belangrijk voor het plannen en het ontwerp van de boringen. Sonic logs in combinatie met een density log (beide over de gehele boorlengte) kunnen de tijd-diepte conversie sterk verbeteren.

Het is aan te raden om in ieder boorgat data te verzamelen; op zijn minst gamma ray, resistivity, neutronporositeit, density en sonic. Resistivity logs geven aan of er in de lagen die boven het reservoir liggen wel of geen watervorende lagen en niet-opgelost gas aanwezig zijn. Ze kunnen ook een indicatie geven over de doorlaatbaarheid in het reservoir en dienen als kalibratie voor andere logs. Voor verdere data-acquisitie kan gedacht worden aan NMR, dipole shear sonic, het nemen van gesteentekernen en het doen van formatie druktesten. Thermogene eigenschappen, die belangrijk zijn voor het voorspellen van de opwarming van de lagen, zijn meestal alleen uit kernmateriaal te halen.

Het is belangrijk om bij een project helder te hebben waar de onzekerheden zitten met betrekking tot de ondergrond en de impact hiervan op de business case. De resultaten van deze analyse laten zien dat data-acquisitie grote

impact kan hebben op de kostprijs van de aardwarmte, doordat onzekerheden in de parameters die het debiet bepalen verkleind worden. Dit ondanks de meerkosten voor het verkrijgen van de data en het bijbehorende onderzoek. Het is dan ook belangrijk om bij elk project goed te kijken wat de onzekerheid is van de parameters die invloed hebben op het debiet. Door de dataverzameling toe te spitsen op het verkleinen van onzekerheden die voor dat specifieke project belangrijk zijn, kan de kostprijs significant verlagen. Aangezien elk project en elke ondergrond anders is, wordt het ten zeerste aangeraden om de eisen en mogelijkheden van data-acquisitie te bespreken met professionele servicebedrijven. Deze kunnen ook helpen met het analyseren en interpreteren van de data. De impact van de data is namelijk nog groter dan alleen de onzekerheid op de parameters die van invloed zijn op het debiet. Daarnaast hebben de verzamelde gegevens invloed op de besluiten die genomen moeten worden tijdens de realisatiefase en geven ze informatie over waar er tijdens de productiefase optimalisatie mogelijk is. Deze gevolgen zijn nog niet meegenomen in de hier berekende kostprijsverlaging.



Conclusies

- Er zijn veel opties waarmee de sector tot kostprijsverlaging kan komen. Sommige opties zorgen zelfs voor afnames van 10-25%.
- Deze benchmark, waarbij we projectkosten en inkomsten op een identieke wijze vergelijken, geeft inzicht in de generieke verdeling en het gemiddelde niveau van kosten zonder dat we daarbij projectspecifieke of commercieel gevoelige informatie openbaren. Een betrouwbare referentiecasijs kan alleen op basis van benchmarking worden verkregen. Deze casus geeft een handvat voor onderzoek, maar ook voor eerste-orde economische projectanalyses. Daarbij is het belangrijk om te kijken hoe het project zich verhoudt tot de referentiecasijs.
- Voldoende geconcentreerde warmtevraag ontwikkelen is cruciaal voor het verder terugbrengen van de kostprijs. De analyse laat zien dat maatregelen die het geproduceerde vermogen verhogen met een beperkte meer-investering de grootste impact hebben op het verlagen van de kostprijs. Denk bijvoorbeeld aan het boren van twee horizontale putten in plaats van twee (sub) verticale. Een opmerking bij deze conclusie is dat meer vermogen of productie alleen waarde toevoegt als hier vraag naar is. Het 14 MWth vermogen van de referentiecasijs, dat zonder ingroei met 6000 vollasturen wordt

benut, vraagt om een omvangrijk warmtenet. Dit houdt in dat de opties die hier zijn onderzocht niet zullen resulteren in kostprijsverlaging als de warmtevraag onvoldoende is.

- Veel van de kostprijsverlagende opties moeten we als sector in de ontwikkelfase overwegen, met name in de concept select fase. Daarmee heeft deze fase een grote impact op de uiteindelijke projectwaarde (of het gebrek daaraan).
- Voor eerder gerealiseerde projecten is kostprijsverlaging mogelijk door (als het kan) aanvullende data te verzamelen. Zo optimaliseert de productie, vergroot de mogelijkheid tot inzet van aardwarmte van basislast naar middenlast en verkleinen de kosten van herinvesteringen over de levensduur. Veilig en verantwoord winnen blijft hierbij altijd centraal staan.
- Dataverzameling van de ondergrond, om onzekerheden in productieparameters te verkleinen, heeft in deze fase van de sectorontwikkeling een grote impact.
- Vrijwel alle aardwarmteprojecten hebben eenzelfde putconcept. Alternatieve ontwikkelconcepten kunnen zorgen voor kostprijsverlaging. Het tijdig onderzoeken en vergelijken van verschillende ontwikkelconcepten is waardevol, zeker wanneer conventionele concepten niet haalbaar of wenselijk zijn.
- Een aantal ideeën, zoals de horizontale putten, data-acquisitie en het toepassen van een warmtepomp, kun-

nen we als sector op korte termijn realiseren. De technieken daarvoor zijn al beschikbaar of hebben slechts kleine aanpassingen nodig.

- Om deze kansen volledig te benutten is kennis- en data-uitwisseling binnen de sector van groot belang.

Aanbevelingen

Dit zijn aanbevelingen die we doen voor vervolgwerk binnen het kostprijsreductie programma als onderdeel van het Masterplan Aardwarmte:

- Het is al direct mogelijk om, binnen huidige projectinitiatieven, tijdens de concept select fase goed te analyseren waar kostenbesparende maatregelen kunnen worden ingezet.
- Beperk verder analysewerk aan de huidige benchmark, vanwege de beperkte database aan projecten. Focus op het vergroten van DEVEX, CAPEX en OPEX databases. Voor het verbeteren van de analyse is detailinformatie van de projecten belangrijk; zo kunnen we appels met appels vergelijken. Uiteindelijk is het voor de publicatie van de resultaten belangrijk de gegevens op dat moment te aggregeren en anonimiseren. Op basis van de huidige analyse kan daarom nog geen actieplan of routekaart gemaakt worden voor de verschillende toepassingsgebieden van aardwarmte.



- Benchmark nieuwe projecten ten opzichte van de huidige referentiecasi, voor inzicht in waar de kosten van het project kunnen worden aangescherpt of waar kosten te besparen zijn.
- Voer regelmatig, bijvoorbeeld om het jaar, updates uit van de referentiecasi en de benchmark (anoniem en geaggregeerd) met een daarbij behorende publicatie. Het voorstel is om de volgende uit te voeren in 2023. Mogelijk kunnen we dan differentiëren naar verschillende type projecten. Dit kan als de databases voldoende gegevens bevatten. Het verzoek aan de sector is dan ook om mee te werken aan het verder vullen van de databases en input te leveren voor het volgende benchmarkmoment in 2023. Voor de volgende analyse is het belangrijk om ook na te denken over de factoren die nu nog niet direct in de kostprijsberekeningen worden meegenomen, maar die wel meerwaarde bieden. Denk aan het feit dat aardwarmte een groene en lokale bron is. Intussen zullen verdere gesprekken plaatsvinden over andere ideeën voor optimalisatie die in deze analyse nog ontbreken.
- Vooralsnog is in IKPA 2021 niet onderzocht hoe de kostprijs kan worden gereduceerd door optimalisatie in de warmteketen; zie figuur 1. Hierbij kunnen we denken aan seizoens-, piek- en back-up-oplossingen (waaronder hoge temperatuur warmteopslag (HTO)). We adviseren dit in een vervolganalyse verder op te pakken. Uiteinde-

lijk is het immers de gehele warmteketen die bijdraagt aan de prijs die de eindgebruiker betaalt.

- Bij projecten met een ruime warmteafname (een bestaand groot warmtenet) is productievergroting een kostenefficiënte optie. Maar voor situaties waar de afname beperkt is (een klein, nieuw warmtenet) moeten we juist naar andere opties zoeken. Daarom is het belangrijk om deze analyse uit te voeren met aardwarmte als onderdeel van de keten. Zo wordt duidelijk waar in dat geval de optimalisatiemogelijkheden zitten.

Dankwoord

We bedanken graag de aardwarmtebedrijven die hun gegevens beschikbaar hebben gesteld voor deze analyse. Zonder hun input was deze analyse niet mogelijk geweest. Ook bedanken we de begeleidingsgroep, bestaande uit verschillende leden van Geothermie Nederland, die ons scherp heeft gehouden met discussies en input tijdens het uitvoeren van deze analyse. Tot slot bedanken we Rebel voor de ondersteuning en discussies bij het opzetten van de modellen en het doorrekenen van de verschillende opties en BVG Associates voor de constructieve discussies en het delen van hun ervaringen en kennis vanuit de wind op zee aanpak.

Referenties

De Pater, C., & Shaoul, J. 2019. Stimulation for geothermal wells in the Netherlands. Netherlands Journal of Geosciences, 98, E11. doi:10.1017/njg.2019.8

GNL en EBN, 2021, Innovatie inventarisatie Aardwarmte 2021, Inventarisatie van innovatiebehoeften en huidige stand van zaken; rapport, 104p

GNL et al. 2021, Industriestandaard duurzaam putontwerp voor aardwarmteputten, rapport.17p (verkorte versie)

Luwaski, M.Z., B.J. Anderson, C. Augustine, L.E. Capuano jr., K.F. Beckers, B. Livesay, J.W. Tester. (2014), Cost analysis of oil, gas and geothermal well drilling, Journal of Petroleum Science and Engineering, V118, 14p.

SPG, DAGO, Stichting warmtenetwerk en EBN, 2018, Masterplan Aardwarmte in Nederland, een brede basis voor een duurzame energievoorziening. 72p.

ThermoGIS, 2019, v2.1 www.thermogis.nl

Valpy, B., K. Freeman, A. Roberts, , 2016, Future renewable energy costs: offshore wind, rapport KIC InnoEnergy. 96p.



Bijlage - aannames kostprijsverlagende opties

Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Horizontale putten voor meer debiet	Debiet naar 450m ³ /h. drawdown x1/4 --> elektraverbruik blijft gelijk . 29% increase gebaseerd op 350 m ³ /h en een max aantal m ³ voor een pomp van 450. 1000m horizontaal bij beide putten--> +5 dagen boren extra per put + 1000m screen, extra OPEX voor chemicaliën vergelijkbaar met debiet	<ul style="list-style-type: none"> • Wells CAPEX increase [+30%]; • Wells materials CAPEX increase [+15%]; • OPEX consumables & interventions increase [+50%]; • Wells maintenance [+10%]; • Heat production increase [+29%]; • SDE+ production increase [+29%]; • Max SDE subsidizable production increase [+29%]; • ABEX increase [+5%]; • Consumables OPEX increase [+29%]
Warmtepomp: Vergroting bronuitkoeling	Uitkoeling bij bron vergroten door middel van warmtepomp. Verlaging retour temperatuur van 55 naar 35. Vraagt CAPEX €2.3M en 3,8 MWe extra E-verbruik	<ul style="list-style-type: none"> • Plant CAPEX increase [+32%]; • Electricity OPEX increase [+270%]; • OPEX increase [+10%]; • Wellhead injection temperature decrease [-20°C]; • SDE production increase [+50%]; • Max SDE subsidizable production increase [+50%]; • Heat production increase [+77%]
Innovatie warmtepomp	Warmtepomp kost 10% minder en is 20% meer efficiënter = COP van 4 naar 5	<p>Conform bovenstaande, echter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • kostenstijgingen zijn 10% kleiner, en • stijging E-verbruik is 20% kleiner <p>NB: afname LCoH is afgezet tegen voorgaande optie</p>
Data: Verbetering meetgegevens putaanleg (bij 20 bar)	Beter logging programma (500k) resulteert in hogere injectiedruk van 20 bar	<ul style="list-style-type: none"> • Services [500k or CAPEX +2%] • Unforeseen Wells OPEX decrease [-10%] Heat production increase [+45%]; • SDE production increase [+45%]; • Max SDE subsidizable production increase [+45%]; • Electricity OPEX increase [+60%]; • Consumables OPEX [+45%]



Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Concept: Verhoging max. flowrate (tot 8 m/s)	Maximale flow rate in put kan verhoogd worden naar 8 m/s	<ul style="list-style-type: none"> • SDE+ production increase [+33%]; • Max SDE subsidizable production increase [+33%]; • Heat production increase [+33%]; • Electricity OPEX increase [+90%]; • Consumables OPEX [+33%]
Data: Verbetering meetgegevens putaanleg (bij 10 bar)	Meer gegevens meten bij het aanleggen van de putten verkleint de onzekerheid in parameters voor de winningsvergunning of het winningsplan. Beter logging programma (500k) resulteert in hogere injectiedruk van 10 bar	<ul style="list-style-type: none"> • Services [500k or CAPEX +2%] • Unforeseen Wells OPEX decrease [-10%] Heat production increase [+25%]; • SDE+ production increase [+25%]; • Max SDE subsidizable production increase [+25%]; • Electricity OPEX increase [+30%]; • Consumables OPEX [+25%]
Warmtepomp: Verhoging invoertemperatuur (van 95°C naar 105°C)	Ophogen invoertemperatuur door middel van warmtepomp naar 105 graden voor bestaande netten; vraagt CAPEX €0.9 M en 1,0 MWe extra E-verbruik	<ul style="list-style-type: none"> • Plant CAPEX increase [+0.9mln or +13%]; • Electricity OPEX increase [+70%]; • OPEX increase [+3%]; • Heat production increase [+7%]
Organisatie: Treintjes boren	Door slim de boringen te plannen kunnen risico's worden teruggebracht, tijd worden bespaard door het team bij elkaar te houden en dus kosten worden bespaard. In dit geval worden de putten aansluitend aan elkaar geboord. 5 projecten in sequentie boren.	<ul style="list-style-type: none"> • CAPEX decrease [-23%]
Concept: triplet boren	Boren van een triplet in verband met max flow ESP ter vergelijking multilateral	<ul style="list-style-type: none"> • Wells CAPEX increase [+50%]; • Heat production [+40%]; • SDE production increase [+40%]; • Max SDE subsidizable production increase [+40%]; • Electricity OPEX increase [+40%]; • O&M plant increase [+10%]; • Wells maintenance increase [+20%]; • ABEX increase [+50%]; • Consumables OPEX [+40%]
Concept: radial lateral wellbores	Stel kost €500.000, levert skin verlaging van 1 op	<ul style="list-style-type: none"> • CAPEX increase [+500€k or +2%]; • Heat Production increase [+13%]; • SDE Production increase [+13%]; • Max SDE subsidizable production increase [+13%]; • Consumables OPEX [+10%]; • Electricity OPEX increase [+7%];



Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Concept: Demonstratie reservoir stimulatie	1 propped hydraulische stimulatie per put: 10% meer flow, 500k meer voor ontwerp + boorkosten. Kosten hydraulische stimulatie: €1.5M	<ul style="list-style-type: none"> • Wells CAPEX increase [+1.5mln or +10%]; • Heat production increase [+17%]; • SDE+ production increase [+17%]; • Max SDE subsidizable production increase [+17%]; • Electricity OPEX increase [+30%]; • Consumables OPEX [+10%]
Techniek: Reguleringscapaciteit	Regelbaarheid van aardwarmte vergroten. Terug te schalen naar 50% van volledige productie in zomermaanden	<ul style="list-style-type: none"> • Plant power supply CAPEX increase [+100%]; • Heat production increase [+17%]; • SDE+ production increase [+17%]; • Max SDE subsidizable production increase [+17%]; • Electricity OPEX increase [+51%]; • Consumables OPEX [+17%]
Financiering: Verlaging financieel rendement	Geen kostenverlaging, want verandering risicoperspectief heeft geen impact op LCoH	<ul style="list-style-type: none"> • Discount rate decrease [-1.0% pnt]
Data: Ondergrondmodel	Een goed ondergrondmodel geeft beter reservoir management. DEVEX omhoog met 150.000, verlaging wells plant OPEX, verhoging heat production	<ul style="list-style-type: none"> • DEVEX increase [+5%]; • Services [500k or CAPEX+2%]; • Wells interventions and unforeseen OPEX decrease [-25%]; • Heat production increase [+10%]; • SDE+ production increase [+10%]; • Max SDE subsidizable production increase [+10%]; • Consumables OPEX [+10%]
Boren: Casing boren	De casing wordt tijdens het boren van de put direct geplaatst. 2-3% dayrate omhoog, 14 dagen eerder klaar (orde grootte €3 M)	<ul style="list-style-type: none"> • Wells CAPEX decrease [-20%]; • Drill rigs CAPEX increase [+2%]
Data: Play based portfolio benadering	Door slim de boringen te plannen binnen een play kunnen risico's worden teruggebracht en kunnen dus kosten worden bespaard. Zonder het aansluitend boren van de putten.	<ul style="list-style-type: none"> • CAPEX decrease [-10%]
Concept: Standaardisatie	Makkelijker te boren, simpeler onderhoud aan de putten, opschaling	<ul style="list-style-type: none"> • Wells and pumps CAPEX decrease [-12%]; • Wells interventions and unforeseen OPEX decrease [-25%];
Techniek: Digitalisering, AI	Processen automatiseren, digitaliseren en AI gebruiken om processen slimmer te maken	<ul style="list-style-type: none"> • DEVEX decrease [-5%]; • CAPEX decrease [-5%]; • Wells & plant OPEX decrease [-10%]
ESP: Magnetische pompaandrijving	CAPEX blijft gelijk, idem voor levensduur	<ul style="list-style-type: none"> • Electricity OPEX decrease [-10%]



Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Concept: Integrale concept selectie	Integrated concept select inclusief risk assessment: komen tot een beter putontwerp en monitoringsplan passend bij de situatie	<ul style="list-style-type: none"> • DEVEX increase [+50kEUR or +1.4%]; • Wells CAPEX decrease [-1,5mEUR or -6%]; • Well interventions OPEX decrease [-33.333EUR/year or -48%]
Concept: Multilateraal	1 multilaterals per put bij injector en producior erbij totaal 1000m boorlengte extra: '+ 5 dagen extra boren per put+ 1000m extra materiaal. Kans van 50% dat het lukt	<ul style="list-style-type: none"> • Wells & pumps CAPEX increase [+30%]; • Wells materials CAPEX increase [+15]; • Wells maintenance increase [+50%/+0%] Heat production increase [+50%/+0%]; • SDE+ production increase [+50%/+0%]; • Max SDE subsidizable production increase [+50%/+0%]; • ABEX increase [+25%]; • Electricity OPEX increase [+90%/+0%]; • Consumables OPEX [+50%/+0%]
Bovengronds systeem: Automatisering	Automatisering	<ul style="list-style-type: none"> • Plant CAPEX increase [+10%]; • O&M OPEX decrease [-50%]
Bovengronds systeem: Efficiëntie warmtewisselaars	Warmtewisselaars efficiënter maken --> temperatuurverlies verkleinen naar 1 graad in bovengrondssysteem.	<ul style="list-style-type: none"> • Heat production [+2.5%]
Beleid: Garantierегeling RNES P80	RNES verhogen van p90 naar p80, businesscase voor financiering wordt beter	<ul style="list-style-type: none"> • Heat production [+6.7%]; • SDE+ production [+6.7%]; • Max SDE subsidizable production increase [+6.7%]; • Electricity OPEX increase [+25%]; • Consumables OPEX [+6.7%]; • Insurance increase [+25%]
Alternatief verdienmodel Gebruik van meegeproduceerde mineralen	Door relatief weinig extra investeringen ontstaat een extra inkomstenbron.	<ul style="list-style-type: none"> • CAPEX plant increase [+ 1mln or +14%]; • Heat production increase [+4%]
Techniek: Versnelling boringen	Sneller boren: door diverse manieren kan er sneller geboord worden	<ul style="list-style-type: none"> • Consumables CAPEX decrease [-10%]; • Drill rig & management CAPEX decrease [-10%];
Bovengronds systeem: Modulaire inrichting	Standaardisering + modulair zorgt voor een CAPEX reductie van 20% op de installaties	<ul style="list-style-type: none"> • Plant CAPEX decrease [-10%]; • Unforeseen wells OPEX decrease [-10%]
ESP: Optimalisatie ESP voor geothermie	ESP wordt ontwikkeld of aangepast specifiek voor aardwarmte, waardoor het niet 3 maar 5 jaar mee gaat	<ul style="list-style-type: none"> • Unforeseen Wells OPEX decrease [-10%]; • ESP maintenance decrease [-2mln or -44%]



Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Concept: Vermindering boorsecties (met 1)	Aantal boorsecties verminderen met 1	<ul style="list-style-type: none"> • Drilling CAPEX decrease [-15%]
ESP: Aanleg database	Database ESP's aanleggen en ESP guru bij DAGO/SPG. verhoging kosten lidmaatschap branchevereniging. €100.000 te verdelen over alle partijen	<ul style="list-style-type: none"> • Management Wells OPEX increase [+2.5%] • Unforeseen Wells OPEX decrease [-10%] • ESP maintenance decrease [-40%]
ESP: Artificial lift	Artificial lift door gas in plaats van ESP	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX wells & plant increase [+23%]; • CAPEX decrease [-500k or -2%]; • CAPEX increase [300k or 1.5%] • ESP decrease [-100%] • Electricity OPEX decrease [75%]
Beleid: Alternatief voor Franse methode	In plaats van 3 projecten kun je er 4 kwijt; meer warmte kan uitgetrokken worden uit ondergrond; 23% kostenverlaging bij 5 projecten. Boorkosten mogelijk ook lager	<ul style="list-style-type: none"> • OPEX decrease Wells & plant [-5%]; • OPEX decrease District heating [-5%]; • OPEX decrease Electricity & gas [-1%]
Beleid: Versneld vergunningensysteem	Bijvoorbeeld via digitalisatie. Van 4 jaar teruggebracht naar 3 jaar	<ul style="list-style-type: none"> • Cost reduction in development and execution phase [-9.75%]
Concept: Lower completion optimalisatie	Optimalisatie lower completion: door best practices lower completion veel problemen voorkomen	<ul style="list-style-type: none"> • DEVEX increase [+20kEUR or +0.6%]; • Well interventions OPEX decrease [-33.333EUR/year or -48%]
Concept: Hergebruik ondiepe reservoirs na eind exploitatie	In plaats van abandonneren, ondiepe reservoirs in put openen en gebruiken. Workover €2 M voor het openmaken van de ondiepe sectie, nog 30 jaar door produceren bij 45 graden productietemperatuur	<ul style="list-style-type: none"> • ABEX decrease [-100%]
Boren: Automatisering boorproces	20% minder boortijd, 2% hogere dayrate	<ul style="list-style-type: none"> • Wells CAPEX decrease [-2%]; • Drill rigs CAPEX increase [+2%]
Organisatorisch: Well site hergebruiken	Hergebruik van bestaande wellpads waardoor wellsite niet ontwikkeld hoeft te worden. De ontwikkelfase gaat sneller omdat alle WABO et cetera al in place is. Impact 2 ha. grond aankopen €75.000/ha.	<ul style="list-style-type: none"> • CAPEX decrease [-150k or -1%]; • DEVEX decrease [-1.5%]
Concept: Verkleining footprint gebouwde omgeving	Helpt oppervlakte nodig	<ul style="list-style-type: none"> • Wells CAPEX decrease [-150k or -28%]; • DEVEX decrease [-1%]
Financiering: Gepoolde verzekeringaanvragen	Risico verzekering poolen. Door pooling 10% lagere premie	<ul style="list-style-type: none"> • Insurances OPEX decrease [-10%]



Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Kennisuitwisseling: Centrale database putproblemen	Centrale database: inzichten in problemen met putten. Verhoging kosten lidmaatschap branchevereniging. €20.000 te verdelen over alle partijen. Effectievere workovers, reductie downtime	<ul style="list-style-type: none"> Well interventions OPEX decrease [-10%]; Unforeseen Wells OPEX decrease [-5%] (;
Techniek: Kleinere bassinbehoefte	Andere manier van testen waardoor kleiner bassin nodig is	<ul style="list-style-type: none"> Wells fluids decrease [-50%]; Land lease decrease [-50%]
Sociaal: Burgerparticipatie	Verkleinen doorlooptijd DEVEX met 10%. Naast efficiëntiewinst is er een verhoging in DEVEX van €50.000 om dit te faciliteren.	<ul style="list-style-type: none"> DEVEX decrease from time gains [-2%]; DEVEX increase from facilitation costs [+1.5%]
Energie: Verhoging tijdelijke knip	Verhogen tijdelijke knip, boortoren direct op elektriciteitsnet, geen dieselgeneratoren nodig. Kosten knip €20.000, diesel generatoren vervallen	<ul style="list-style-type: none"> Wells energy CAPEX decrease [-5%]
Monitoring: Dosering online inhibitor	20% minder inhibitor nodig. 5% hogere CAPEX bovengrond	<ul style="list-style-type: none"> Plant CAPEX increase [+5%] Consumables OPEX decrease [-20%]
Beleid: DEVEX in RNES	DEVEX meenemen in de RNES	<ul style="list-style-type: none"> Insurance increase [+25%] (5% of CAPEX)
Beleid: DEVEX in SDE++ inbegrepen	Investeringskosten stijgen met 13 % bij een 20MW doublet. Basisbedrag SDE++ stijgt met 10%	<ul style="list-style-type: none"> SDE base amount +10%
Beleid: Locatiespecifieke warmtepreizen	Warmtepreizen stijgen 15%	<ul style="list-style-type: none"> Heat price +15%
Kennisuitwisseling: Overdracht O&G kennis	CAPEX 10% hoger, OPEX 10% lager, helpt minder workovers	<ul style="list-style-type: none"> Wells and pumps CAPEX increase [+10%]; Wells maintenance decrease [-50%]; Wells & plant OPEX decrease [-10%]
Bovengronds systeem: Gebruik van andere materialen	GRE 50% duurder, geen vervanging nodig	<ul style="list-style-type: none"> Plant CAPEX increase [+25%]; Geo installations maintenance decrease [-50%]
Concept: Materiaalverbetering	Putten worden uitgevoerd in andere materialen waardoor minder onderhoud nodig is	<ul style="list-style-type: none"> Wells materials CAPEX increase [+50%]; Wells maintenance decrease [-50%]; Well interventions decrease [-50%]
Horizontale put waarbij debiet gelijk blijft maar elektraverbruik terug gebracht wordt	Reservoir wordt ongeveer 4x zo goed--> drawdown /4--> elektraverbruik 4x zo laag bij een slecht reservoir. Bij een goed reservoir is dit 2,5x. Aanname voor nu is 3,5x minder --> ~30% minder elektra verbruik. 1000m horizontaal bij beide putten--> +5 dagen boren extra per put + 1000m screen, extra OPEX voor chemicaliën (vergelijkbaar met debiet)	<ul style="list-style-type: none"> Wells CAPEX increase [+30%]; Wells materials CAPEX increase [+15%]; OPEX consumables & interventions increase [+50%]; Wells maintenance [+10%]; ABEX increase [+5%]; Electricity OPEX decrease [-30%]



Kostprijsverlagende optie	Omschrijving effect optie	Aannames voor Business Case model
Impact analyse: Zoutneerslag bovengrondse installatie	Aangenomen dat elke 24 uur de warmtewisselaar verstopt zit. Tweede warmtewisselaar nodig. Afvalverwerking OPEX niet meegenomen	<ul style="list-style-type: none"> • Heat exchange [+650k or CAPEX + 3%] • OPEX wells & plant increase [+38%]
Concept: Corrosie bestendige coating	Coating in put en bovengrondse installatie. Let op: wel hoger risico op vervanging als er ergens een krasje ontstaat	<ul style="list-style-type: none"> • Materials & salt circuit CAPEX increase [+100%]; • Plant building CAPEX increase [+12.5%]; • Geo installations maintenance decrease [-50%]
Impact analyse afname injectiviteit	Injectiviteit is na 30 jaar gradueel afgenomen tot 25% van het oorspronkelijke debiet	<ul style="list-style-type: none"> • Heat production decrease [-50%]; • SDE+ production decrease [-50%]; • Max SDE subsidizable production decrease [-50%]; • Consumables OPEX decrease [-20%]



Colofon

Whitepaper Integraal Kostprijsreductie Programma Aardwarmte 2021

Een uitgave van EBN i.s.m. Geothermie Nederland

Projectgroep

Nora Heijnen, EBN
Corné van Langen, EBN
Marianne Leewis, EBN
Pieter Bruijnen, EBN
Eveline Rosendaal, EBN
Maarten Middelburg, EBN

Ontwerp Mike Slot, De Blikfabriek
Foto's Beeldbank Geothermie Nederland

December 2021

