

Duurzaamheid Geothermie

Factsheet



Auteurs (TNO): Dorien Dinkelman, Hester Dijkstra, Lia de Simon, Jasper Ros, Maurice Hanegraaf, Hans Veldkamp, Jan Diederik van Wees

Met medewerking van: EBN, Geothermie NL werkgroepen Ondergrond en Duurzaamheid, Deltares.

Datum: 08-12-2021

Dit project is uitgevoerd als onderdeel van het Innovatieplan WarmingUP. Dit is mede mogelijk gemaakt door subsidie van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) in het kader van de subsidieregeling Meerjarige Missiegedreven Innovatie Programma's (MMIP), bij RVO bekend onder projectnummer TEUE819001 en TNO.

November 2021 ©

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden vervoelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevens bestand, of openbaar gemaakt, in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen, of enig andere manier, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de uitgever.

1 Introductie

Geothermie heeft de potentie om een belangrijke bron van duurzame energie te worden voor het collectief verwarmen van de gebouwde omgeving. De recente whitepaper ‘Duurzaamheid van geothermie in warmtenetten’¹ concludeert dat de operationele CO₂-uitstoot van een geothermiebron ongeveer 90% lager is dan die van een CV-ketel op aardgas. De totale CO₂-emissie van een geothermiebron (zonder warmtenet) in 2030 is berekend op 4-9,8 kg CO₂/GJ. De hoogte van de CO₂-uitstoot is met name afhankelijk van het reservoir waaruit wordt geproduceerd. De grootste component van de bronemissie is de verbranding van de bijvangst (formatiegas) in een boiler of WKK. Dit bedraagt 2,4-8,9 kg CO₂/GJ².

Voor de bron kunnen emissies sterk terug gebracht worden door de vergroening van de elektriciteitsmix, hierdoor dalen de emissies door het elektriciteitsgebruik van de geothermische pompen. Verder kan de bijvangst worden gemitigeerd door het niet-ontgassen en herinjecteren van het formatiegas, het afvangen van CO₂ en het leveren aan het gasnetwerk. Omdat een geothermiebron op zich zelf geen Cv-ketel kan vervangen, is er in de studie ook gekeken naar de systeememissie van geothermie in een warmtenet, waarin de eigenschappen van een warmtenet, zoals het aandeel benodigde pieklast en het warmteverlies ook zijn geëvalueerd.

Naar aanleiding van deze studie is er als onderdeel van het WarmingUP³ project een verdiepingsslag gemaakt om de duurzaamheid van geothermie en de mogelijke verduurzamingsopties in meer detail in kaart te brengen. De volgende aspecten zijn daarbij onder de loep genomen:

- 1) De eerder gepubliceerde rekentool is uitgebreid met andere duurzame warmtebronnen. Deze tool is opgesteld conform de rekenmethodiek voorgeschreven door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat⁴.
- 2) Een uitgebreide karakterisatie van het formatiegas.
- 3) Een levenscyclus analyse (LCA) van een geothermiebron.
- 4) De kosten van de bovengenoemde verduurzamingsopties.

De belangrijkste conclusies die voortkomen uit de bovenstaande punten zijn:

1. Geothermie is een duurzaam alternatief voor fossiel gestookte warmtebronnen
2. De milieubelasting van een geothermie-installatie vindt met name plaats tijdens de gebruiksfase (~97%)
3. Er zijn technisch en economisch haalbare opties voor de mitigatie van de CO₂-emissie veroorzaakt door het gebruik van het formatiegas.
4. Vanuit een technisch oogpunt is niet elke verduurzamingsoptie geschikt voor elk doublet. Dit vereist een aanpak waarbij elk systeem individueel wordt beoordeeld.

¹ Dijkstra, H., Dinkelman, D., Hanegraaf, M., Veldkamp, H., van Wees, J.D. (2020). Duurzaamheid van geothermie in warmtenetten.

² Bij deze berekeningen is de nieuwe emissiefactor van het formatiegas en de KEV2021 meegenomen, zie hoofdstuk 3.

³ <https://www.warmingup.info>

⁴ RVO (2019, update 2020). Duurzaamheid van warmte- & koudelevering. Voorstel voor inhoud van de rapportageverplichting onder de Warmtewet. Eindrapport versie 3.

2 CO₂-emissies duurzame warmtebronnen

De CO₂ emissiefactoren van (duurzame) warmtebronnen zijn berekend volgens de Harmelink methode⁵, en weergegeven in Figuur 2. De rekenmethodiek is conform de eisen van Warmtewet voor de rapportage van de duurzaamheid van veelgebruikte bronnen in een warmtenet. In Appendix 1 staat de omschrijving van de verschillende warmtebronnen en de berekening van de duurzaamheid van deze bronnen.

Geothermie scoort goed in vergelijking met bronnen op aardgas en ondiepe bodemenergie (Figuur 2). Geothermie heeft een gemiddelde uitstootfactor die van gelijke orde grootte is als die van een AVI en restwarmte. Door de verschillen in de hoeveelheid formatiegas per reservoir zal voor de formaties van het Perm ouderdom deze factor lager zijn, maar voor de formaties uit het Jura/Krijt hoger (zie hoofdstuk 3). Gemiddeld gezien, en met het oog op de toekomst en duurzaamheid, biedt geothermie een goed alternatief voor fossiele bronnen en bronnen waarvan in de toekomst wellicht minder beschikbaar is (zoals afval en Biomassa). Alleen de uitstoot van biomassa is significant lager dan geothermie: 0 kg/GJ volgens de rekenmethodiek. De studie van RoyalHaskoningDHV⁶ laat echter wel uitstoot van biomassa zien tussen de 8-20 kg/GJ indien de uitstoot van de hele keten wordt meegenomen.

Voor een WKK op aardgas zonder elektriciteitsderving neemt de CO₂-emissiefactor sterk toe met de jaren. Een WKK zonder elektriciteitsderving is primair bedoeld voor warmteproductie, de elektriciteitsproductie is “bonus”. Voor de berekening van de CO₂-emissie van de warmte wordt de totale CO₂-emissie van de WKK toegekend aan de warmteproductie, en de CO₂-emissie van de geproduceerde elektriciteit wordt hier van afgetrokken. Hiervoor wordt de CO₂-emissiefactor van het landelijk net gebruikt. Doordat de Nederlandse elektriciteitsmix gaat verduurzamen, zorgt dit ervoor dat er over de jaren heen steeds minder CO₂-emissie kan worden afgetrokken van de totale CO₂-emissie die wordt toegekend aan de warmte en zo stijgt de CO₂-uitstoot per eenheid warmte van een WKK zonder derving.

Een WKK met elektriciteitsderving is primair bedoeld voor elektriciteitsproductie. Elektriciteitsderving houdt in dat er meer warmte geproduceerd wordt ten koste van de elektriciteitsproductie. Dit betreft de restwarmte benutting van een elektriciteitscentrale of AVI, en wordt ook wel “aftapwarmte” genoemd. De gedeerde elektriciteit moet dan elders worden opgewerkt (uitgaande dat de vraag naar elektriciteit constant blijft) en komt dan uit het Nederlandse elektriciteitsnet. De CO₂-emissie van de elektriciteit die elders moet worden opgewerkt wordt toegekend aan de warmte die in plaats daarvan is geproduceerd. Doordat de CO₂-emissiefactor van

⁵ RVO (2019, update 2020). Duurzaamheid van warmte- & koudelevering. Voorstel voor inhoud van de rapportageverplichting onder de Warmtewet. Eindrapport versie 3.

⁶ HaskoningDHV Nederland B.V. (2020). Warmte uit aardgas of biomassa?

de Nederlandse elektriciteitsmix verduurzaamd over tijd, zorgt dit voor een daling van de CO₂-emissie per eenheid warmte.

WKO en aquathermie scoort nu slechter dan geothermie, maar in de toekomst beter doordat de uitstoot naar nul gaat door de verduurzaming van de elektriciteitsmix. Voor een aquathermie systeem zijn veel verschillende configuraties mogelijk⁷. Voor de aquathermie-casus is uitgegaan van een ondiep bodemenergiesysteem (warmte- en koudeopslag, WKO) dat de aquathermiebron gebruikt als balansvoorziening (zie toelichting in de testimonial van Deltares). Doordat de energievraag van huishoudens overwegend warmte is, is er een energie onbalans in het WKO systeem. Door warmte of koude uit oppervlaktewater in de WKO te 'laden', komt de WKO in balans en zal deze beter functioneren. De warmte uit aquathermie zorgt tevens voor een hogere temperatuur in de WKO, waardoor de warmtepompen efficiënter werken. Doordat bij een dergelijk systeem enkel het elektriciteitsverbruik van de pompen zorgt voor CO₂-uitstoot, zal de verduurzaming van de Nederlandse elektriciteitsmix van leiden tot een steeds lagere CO₂-emissie van WKO en aquathermie.

De berekende emissiefactoren zijn opgenomen in de geactualiseerde versie van de warmtenet rekentool⁸. In de berekeningen is de aanname gemaakt dat de geleverde warmte minimaal 70 °C is. Een ketel op aardgas kan hogere temperaturen leveren dan bijvoorbeeld ondiepe bodemenergie met een warmtepomp tot 70 °C. Naast de duurzaamheid van de warmtebron, zullen dit soort karakteristieken ook belangrijk zijn voor de inpassing van de bron in het warmtenet.

⁷ De Fockert, A., Cardose, R., Molenaar, R., van der Werff, B., de Vlieger, H., Godschalk, B., Meddeler, B., Bos, S., Oesterholt, F., Moerman, A., 2021, Aquathermie configuraties, overzicht TEO, TED en TEA door middel van factsheets, kostenkentallen en beslisbomen, Warming-Up programma

⁸ Rekentool (update 2021): <https://publications.tno.nl/publication/34638906/FCkjmV/TNO-2021-duurzaamheid-rekentool.xlsm>

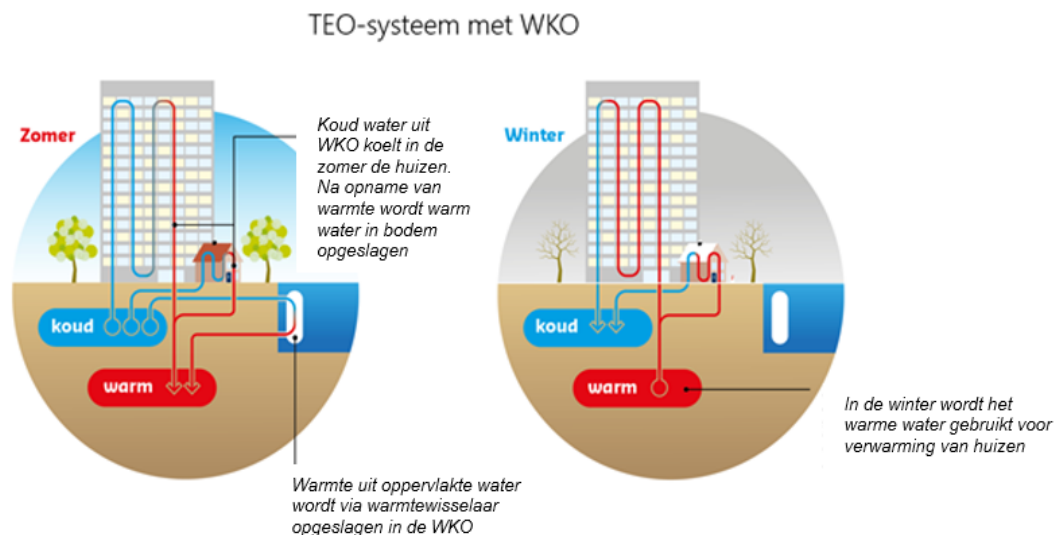
Testimonial

Aquathermie configuratie (Ronald Roosjen, Deltares)

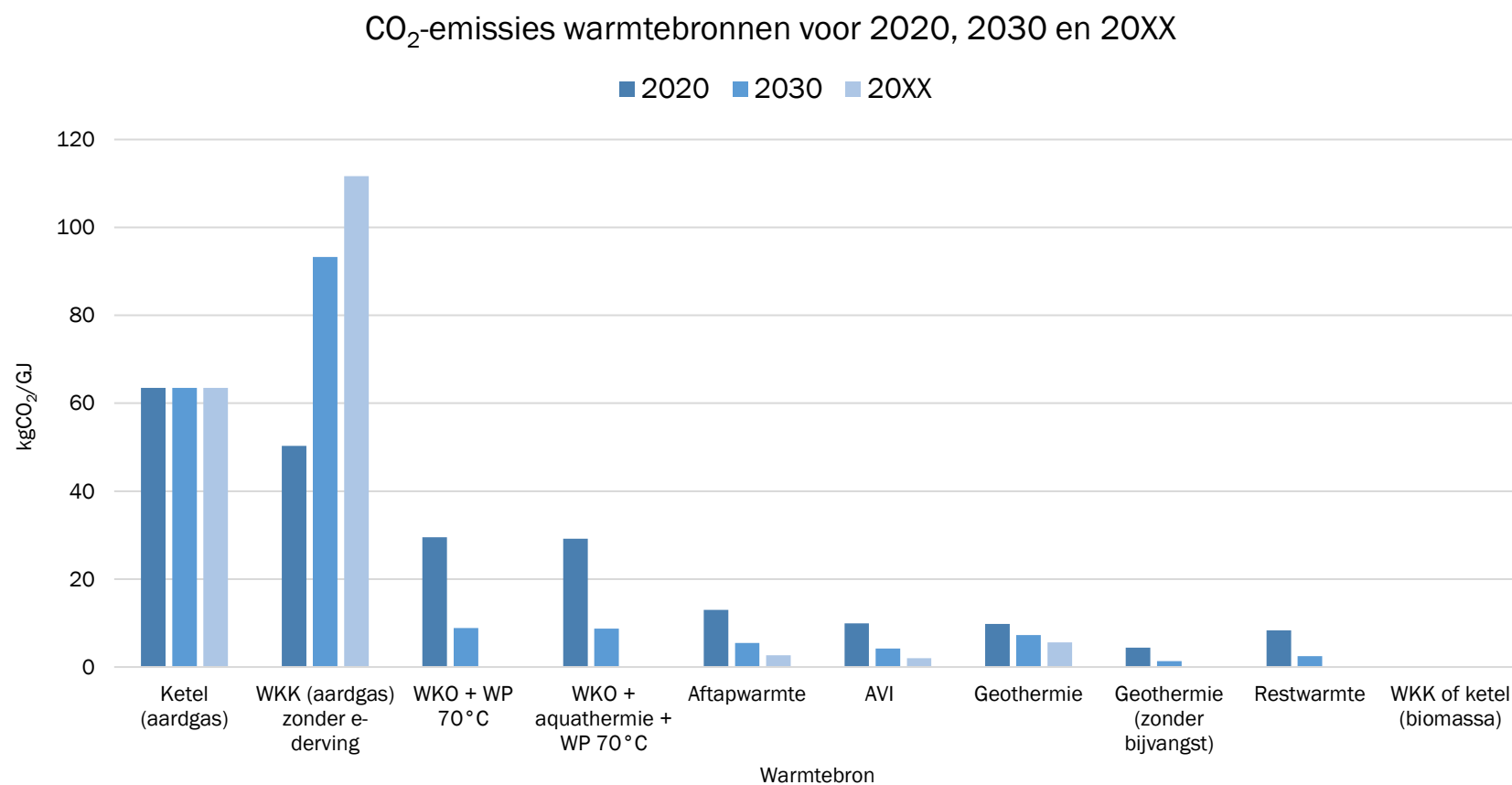
Voor de bepaling van de CO₂-uitstoot van een aquathermiesysteem, is uitgegaan van de toepassing in de bestaande bouw, aangesloten op een warmtenet met een temperatuur van 70 °C. Verder is de aanname gedaan dat de WKO zomers gevoed wordt met warmte uit oppervlaktewater met een gemiddelde temperatuur van 18 °C (Figuur 1).

Het elektriciteitsverbruik van de warmtepompen is veruit de grootste bron van CO₂-uitstoot voor een aquathermiesysteem. Verbruik voor pompen om het water door warmtewisselaars te voeren, en voor het voeden van de WKO's is ordes kleiner. Verder gaan we uit van de CO₂-uitstoot voor het invoeden van aquathermie warmte in het warmtenet. Piekvoorziening met een andere bron is hierin niet meegenomen.

In bestaande bouw zal dit grootschalig worden toegepast doormiddel van industriële warmtepompen die optimaal ontworpen worden op de gewenste temperatuursprong van 18 °C naar 70 °C. Hierdoor is een hoge systeemfactor mogelijk. De berekening is verder uitgewerkt in Appendix 1.



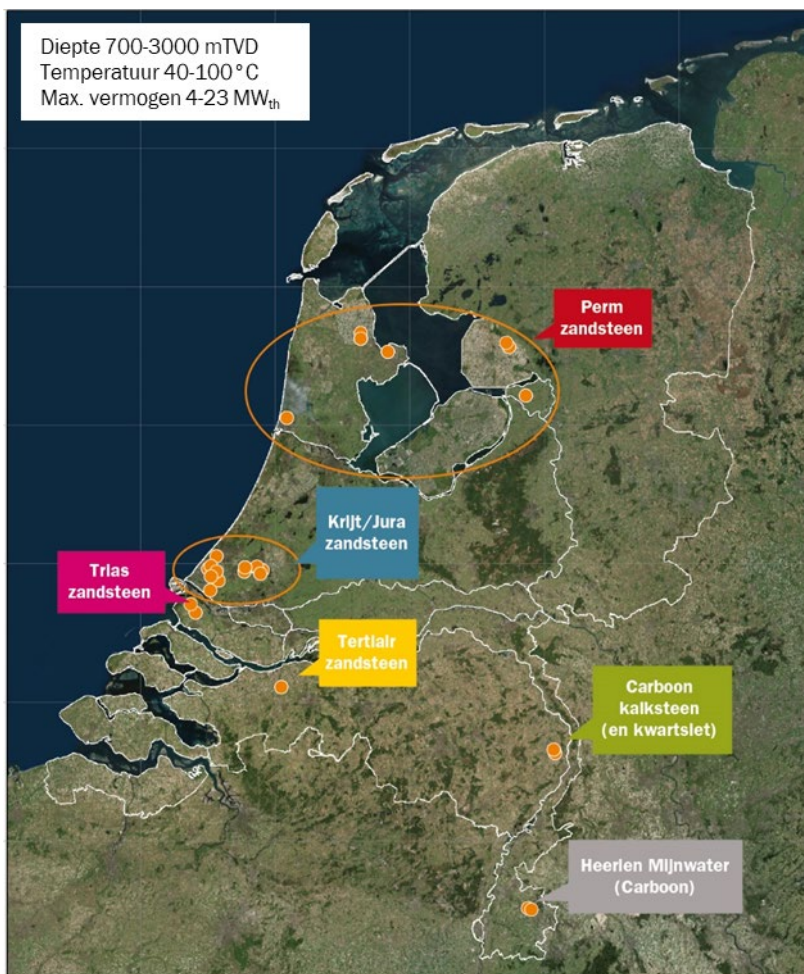
Figuur 1 - Schematische weergave TEO systeem met WKO. Bron: Deltares.



Figuur 2 - CO₂-emissie van warmtebronnen berekend volgens de rekenmethodiek van RVO voor de jaartallen 2020, 2030 en 20XX (toekomstig jaar waarin de elektriciteit volledig duurzaam wordt opgewekt). Voor toelichting zie Appendix 1.

3 Karakterisatie formatiegas

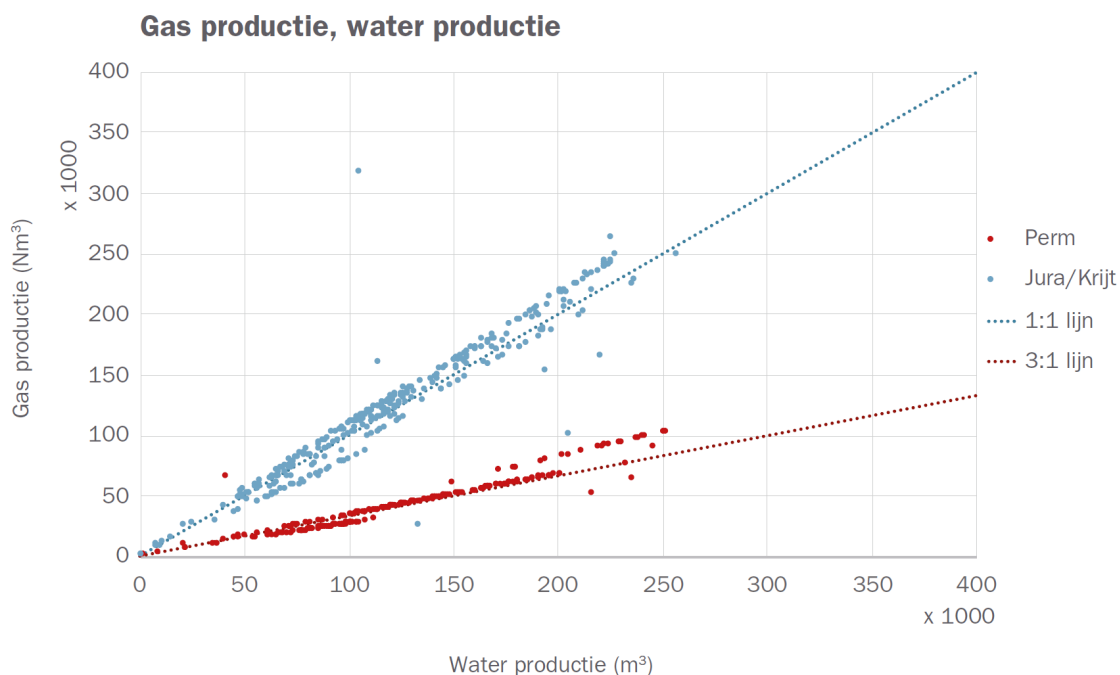
De hoeveelheid bijvangst en de samenstelling van het formatiegas is vooral afhankelijk van de geologische ouderdom en geassocieerde begravingsgeschiedenis van de aquifer waaruit een geothermisch doublet produceert (Figuur 3). Waar eerder al de relatie tussen de aquifer en de hoeveelheid gas is aangetoond (Figuur 4) is de invloed van de gascompositie op de CO₂-uitstoot en de energieopbrengst nu ook onderzocht.



Figuur 3 - Overzicht van geothermiedoubletten in Nederland, met de ouderdom van de aquifer waaruit ze produceren. Bron: confidentiële data Geologische Dienst Nederland⁹ en jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte in Nederland¹⁰.

⁹ Confidentiële data Geologische Dienst Nederland, TNO, (2020). De data is geaggregeerd en wordt geanonimiseerd weergegeven.

¹⁰ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (2020). Delfstoffen en aardwarmte in Nederland. Jaarverslag 2020. www.nlog.nl/jaarverslagen.



Figuur 4 - Verhouding tussen de hoeveelheid geproduceerd gas en water voor aquifers uit het Perm ouderdom en het Jura/Krijt¹¹.

Voor het berekenen van een gemiddeld uitstootfactor en verbrandingswaarde zijn metingen van alle operationele geothermiedoubletten in Nederland uit interne data gebruikt. Er is weer onderscheid gemaakt tussen systemen producerend uit formatie van het Perm ouderdom en formaties uit het Jura/Krijt ouderdom. De resultaten staan weergegeven in Tabel 1.

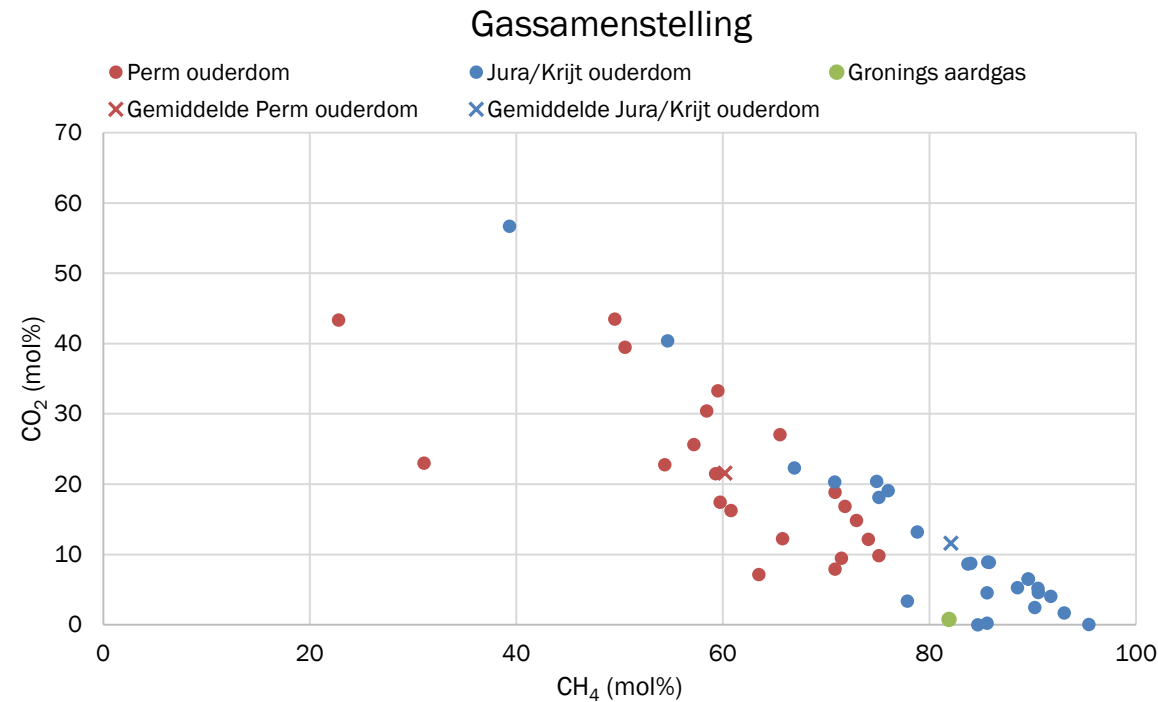
Tabel 1 – Gemiddelde hoeveelheden CO₂ en CH₄ in het formatiegas (het overige deel van het gas bestaat voornamelijk uit stikstof), en de berekende CO₂-emissiefactoren. De bronemissies zijn berekend met de nieuwe CO₂ emissiefactor. Gerekend met bovenste verbrandingswaarde. Bron: interne data.

	Gemiddelde hoeveelheid CO ₂	Gemiddelde hoeveelheid CH ₄	Gemiddelde emissiefactor formatiegas	Verbrandings -warmte*	G/W ratio	Uitstoot geothermie bron
	Mol%	Mol%	kgCO ₂ /GJ	MJ/m ³	Nm ³ /m ³	kgCO ₂ /m ³ geproduceerd water
Perm ouderdom	21.6	60.2	73	27	0.3	0.6
Jura/krijt ouderdom	11.6	82.1	64	33	1.0	2.1
Gronings aardgas	0.9	81.3	51	35	-	0.5 (Perm) 1.8 (Jura/Krijt)

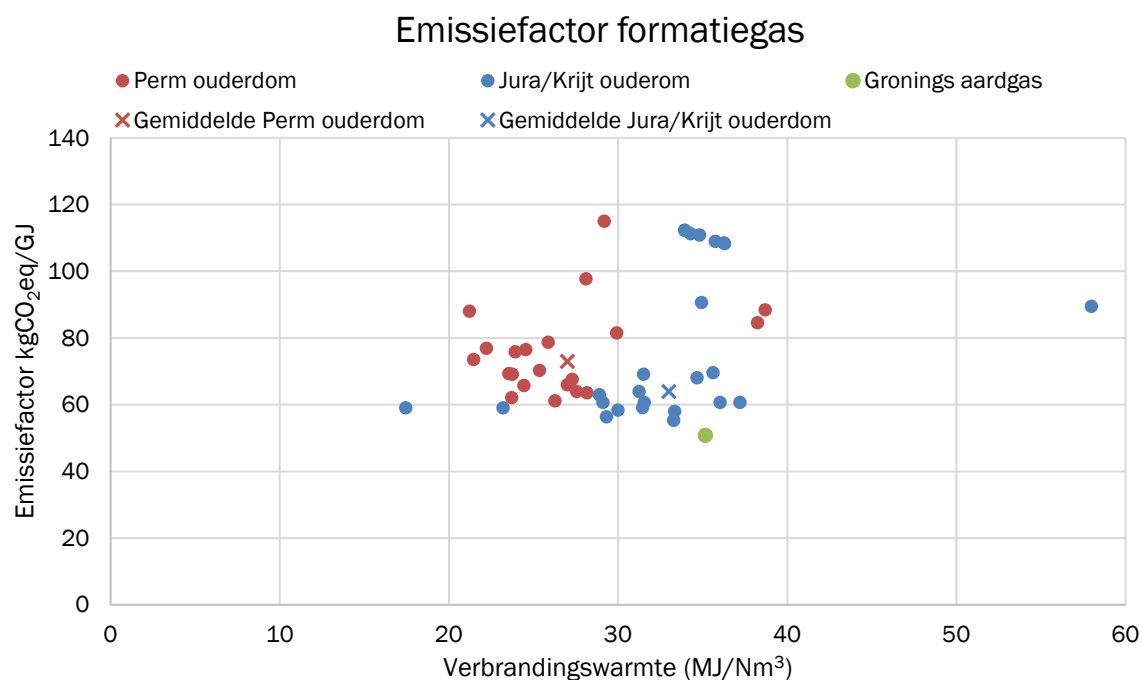
* Voor de berekening van de verbrandingswarmte zijn naast methaan ook de andere (vaak in lage concentraties voorkomende) koolwaterstoffen in het formatiegas meegenomen.

¹¹ Dijkstra, H., Dinkelman, D., Hanegraaf, M., Veldkamp, H., van Wees, J.D. (2020). Duurzaamheid van geothermie in warmtenetten.

Tabel 1 laat zien dat het formatiegas in geothermische aquifers relatief veel CO₂ en een lager percentage methaan (en andere koolwaterstoffen) bevat in vergelijking met Gronings aardgas (Figuur 5). Hierdoor zijn de CO₂ emissiefactoren van formatiegas per geproduceerde GJ warmte uit het gas gemiddeld hoger dan die van Gronings aardgas (Figuur 6).



Figuur 5 – Gassamenstelling van het formatiegas uit de aquifers van het Perm ouderdom en Jura/Krijt ouderdom. Naast CO₂ en CH₄, zit er vaak nog een kleine hoeveelheid stikstof en andere koolwaterstoffen in het gas. Ter vergelijking is de gassamenstelling van Gronings aardgas weergegeven.



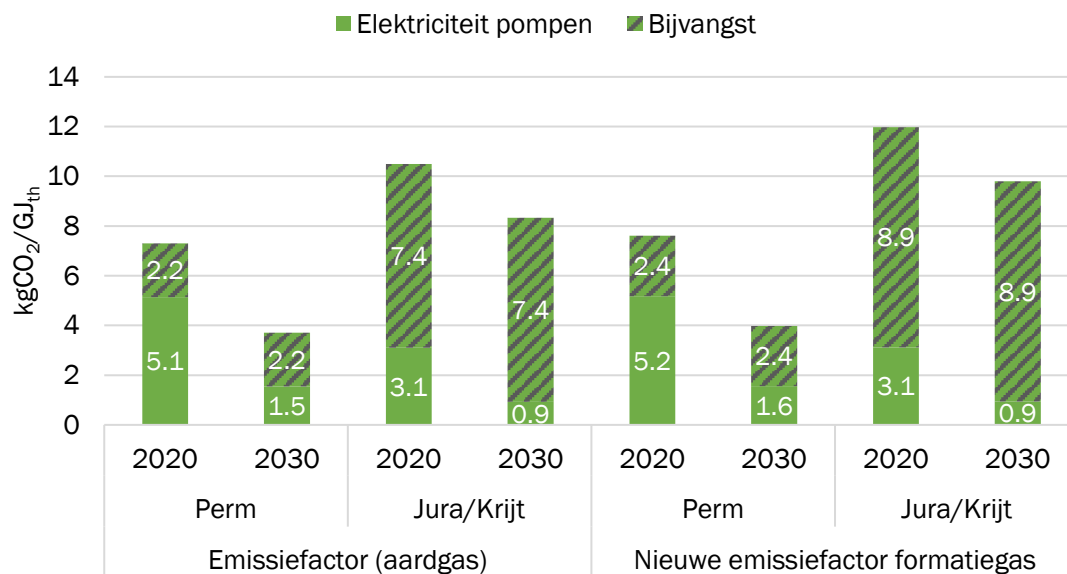
Figuur 6 - Emissiefactoren van het formatiegas ten opzichte van de verbrandingswarmte in het formatiegas, voor de verschillende gassamenstelling uit de aquifers van het Perm ouderdom en Jura/Krijt ouderdom. Ter vergelijking is de emissiefactor van Gronings aardgas weergegeven, deze emissiefactor is gebruikt in de whitepaper¹².

De effecten op de gemiddelde bronemissie zijn minder dan 11% ten opzichte van de berekeningen in de whitepaper (Tabel 1). Voor de formaties uit het Perm zorgt de lage G/W ratio ($0.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$) ervoor dat de uitstoot per geproduceerde kuub water lager is dan voor de formaties uit het Jura/Krijt, waarvoor een G/W ratio van 1 geldt (Tabel 1). In vergelijking met de berekeningen uit de whitepaper, waarin met de uitstootfactor en verbrandingswarmte van aardgas werd gerekend, wordt de totale bronemissie voor een geothermiedoublet $0.3\text{-}1.5 \text{ kgCO}_2/\text{GJ}$ hoger (Figuur 7).

Ondanks de hogere emissiefactoren in vergelijking met Gronings gas is het alsnog duurzamer om het gas uit de Jura/Krijt aquifers te verbranden dan bijvoorbeeld Russisch gas, dat een geschatte CO_2 emissiefactor van $\sim 70.8\text{-}72 \text{ kgCO}_2/\text{GJ}$ heeft¹³.

¹² Dijkstra, H., Dinkelman, D., Hanegraaf, M., Veldkamp, H., van Wees, J.D. (2020). Duurzaamheid van geothermie in warmtenetten.

¹³ HaskoningDHV Nederland B.V. (2020). Warmte uit aardgas of biomassa?



Figuur 7 - Berekende emissiefactoren voor de geothermiebron als geheel, omvattend emissies door elektriciteitsverbruik van de pompen en het verbranden van de bijvangst, (links) berekend met de emissiefactor en verbrandingswaarde van aardgas (zoals gebruikt in de whitepaper) en (rechts) de nieuw berekende emissiefactoren gecorrigeerd voor de specifieke gassamenstelling en bijgestelde verbrandingswaarden. De lagere verbrandingswaarde van het formatiegas vergeleken met aardgas, heeft alleen voor het Perm een merkbare invloed op de emissie. Voor de emissies door elektriciteitsgebruik is gerekend met de emissiefactoren uit KEV¹⁴.

¹⁴ Voor CO₂-emissiefactor van 2020 is de KEV2019 gebruikt, voor de CO₂-emissiefactor van 2030 en 20XX de KEV2021. Schoots, K. & P. Hammingh (2019), Klimaat- en Energieverkenning 2019, Den Haag. Planbureau voor de Leefomgeving & PBL, TNO, CBS en RIVM (2021), Klimaat- en Energieverkenning 2021. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving

4 LCA geothermie

In de whitepaper 'Duurzaamheid van Geothermie in Warmtenetten' is de CO₂-uitstoot van een geothermiedoublet tijdens de productiefase geanalyseerd. CO₂ wordt niet alleen uitgestoten tijdens de operationele fase van een geothermiedoublet, maar ook tijdens de constructie en ontmantelingsfasen. Er is een levenscyclus analyse (LCA) uitgevoerd om de totale uitstoot van een geothermie-installatie (zonder warmtenetwerk) gedurende een levensduur van 35 jaar te berekenen. Dit is gedaan voor een geothermie-installatie in Nederland die produceert uit een aquifer van het Perm ouderdom.

De analyse is uitgevoerd voor de drie levensfasen van een geothermische installatie:

- Constructiefase → het boren van de putten en de constructie van het systeem.
- Gebruiksfase → operationele fase waarbij er warmte wordt geproduceerd.
- Ontmantelingsfase → het afbreken van het systeem en het abandonneren van de putten.

Appendix 2 geeft een uitgebreid overzicht van de data en aannames die gebruikt zijn voor de analyse. De procesdata uit de Ecoinvent database¹⁵ is gebruikt om het LCA model vorm te geven. Deze database is binnen Europa de gangbare database voor LCA analyses.

Op het moment wordt er al gewerkt aan verduurzaming van de constructiefase. Waar het boorproces eerder op diesel werd uitgevoerd wordt tegenwoordig al vaak elektrisch geboord, en waar nu staal en cement worden gebruikt voor de putconstructie kan dit in de toekomst wellicht worden vervangen door GRE (glass fiber reinforced epoxy). In deze LCA analyse is een 'worst case' scenario doorgerekend waarin deze verduurzamingsmaatregelen nog niet zijn meegenomen.

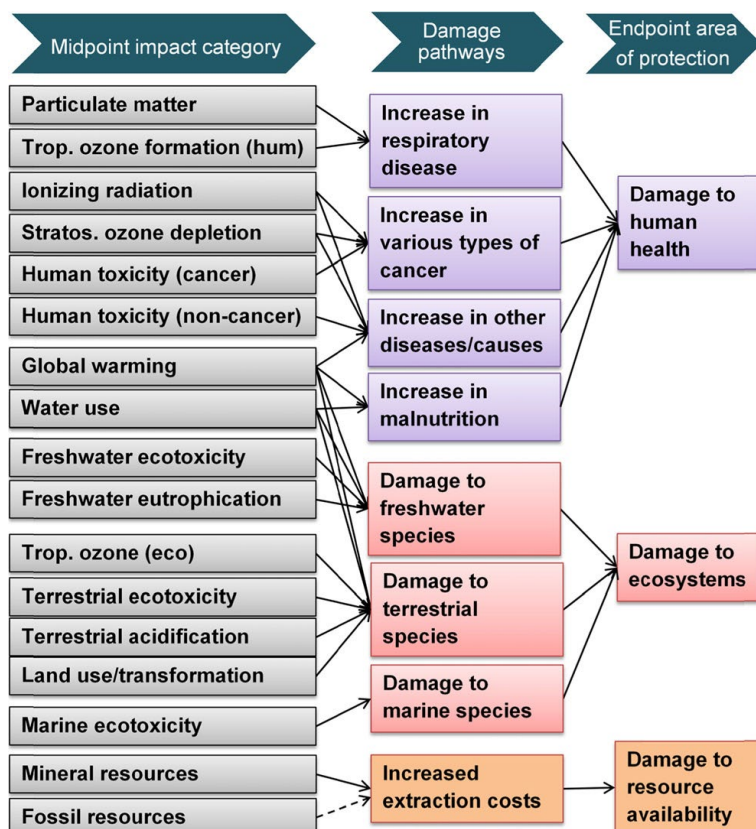
Om de gebruiksfase duurzamer in te richten is er bij veel geothermie-installaties een WKK aanwezig voor de verbranding van het formatiegas, waarmee vervolgens de elektriciteit wordt geproduceerd die gebruikt wordt voor de pompen. Ook warmtepompen worden steeds meer toegepast. Deze zorgen voor verdere uitkoeling van de retourtemperatuur of opwaardering van de productietemperatuur, en dus een hogere warmteproductie.

¹⁵ Wernet et al. (2016). The ecoinvent database version 3.

Een LCA resulteert in een overzicht van de totale milieubelasting van een product of systeem gedurende de hele levenscyclus. De methodiek drukt de totale milieubelasting uit in drie categorieën, ook wel beschermingsgebieden genoemd (*endpoint area of protection*):

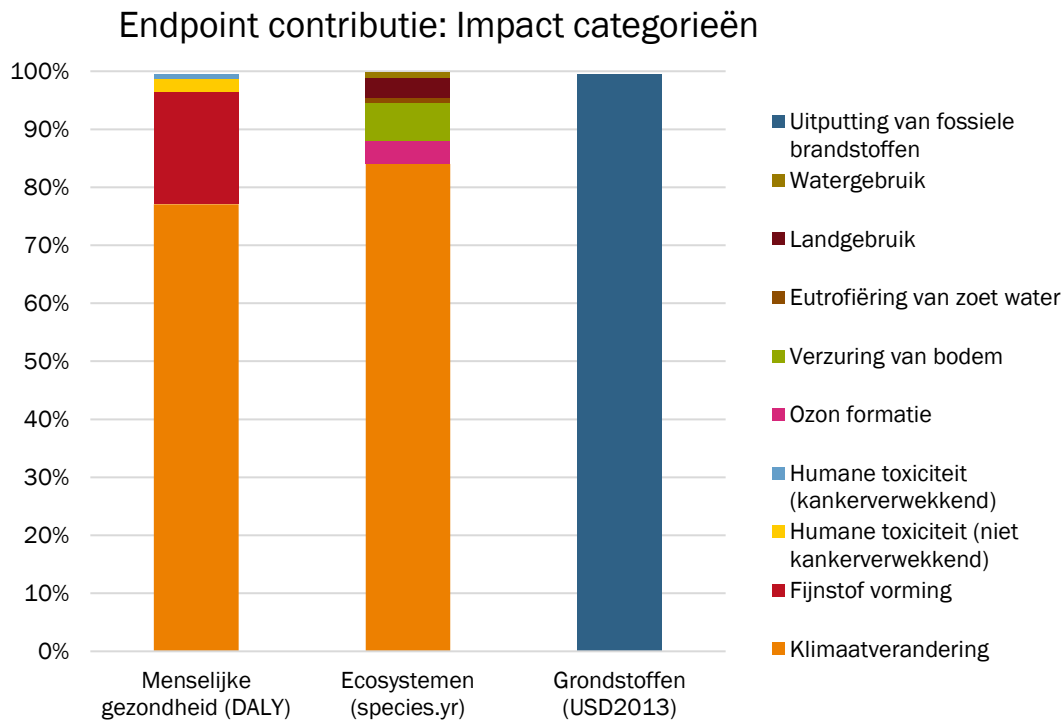
1. Menselijke Gezondheid (uitgedrukt in DALYs: disability adjusted lifeyears)
2. Ecosystemen (uitgedrukt in verlies van soorten per jaar)
3. Grondstofbeschikbaarheid (monetair uitgedrukt in \$)

In de LCA analyse wordt allereerst geanalyseerd welke zogenaamde impact-categorieën bijdragen aan deze drie categorieën. Het model volgt bepaalde relaties tussen al deze impact-categorieën (*midpoint impact category*) en hoe deze zich via verschillende schaderelaties (*damage pathways*) verhouden tot de drie beschermingsgebieden. Figuur 8 laat dit relationele netwerk zien, en toont daarmee hoe de verschillende impact-categorieën bijdragen aan de drie beschermingsgebieden. De resultaten laten zien dat de belangrijkste impact-categorieën voor geothermie: klimaatopwarming, vorming van fijnstof, vorming van ozon, verzuring van de bodem, landgebruik, en schaarste van fossiele grondstoffen zijn. Figuur 9 toont de impact-categorieën die het meest bijdragen aan de verschillende beschermingsgebieden voor de geothermie-installatie. De belangrijkste impact-categorie is 'klimaatopwarming'. Deze draagt voor ongeveer 80% bij aan de beschermingsgebieden Menselijke Gezondheid en Ecosystemen. In de categorie Grondstoffen is 'schaarste aan fossiele grondstoffen' de belangrijkste impact-categorie.



Figuur 8 – Structuur van de ReCiPe methode. Dit is de algemene opbouw van de Midpoint categorieën, schaderelaties en Endpoint beschermingsgebieden die in acht worden genomen tijdens het uitvoeren van een LCA. Bron: RIVM¹⁶.

¹⁶ <https://www.rivm.nl/life-cycle-assessment-lca/recipe>



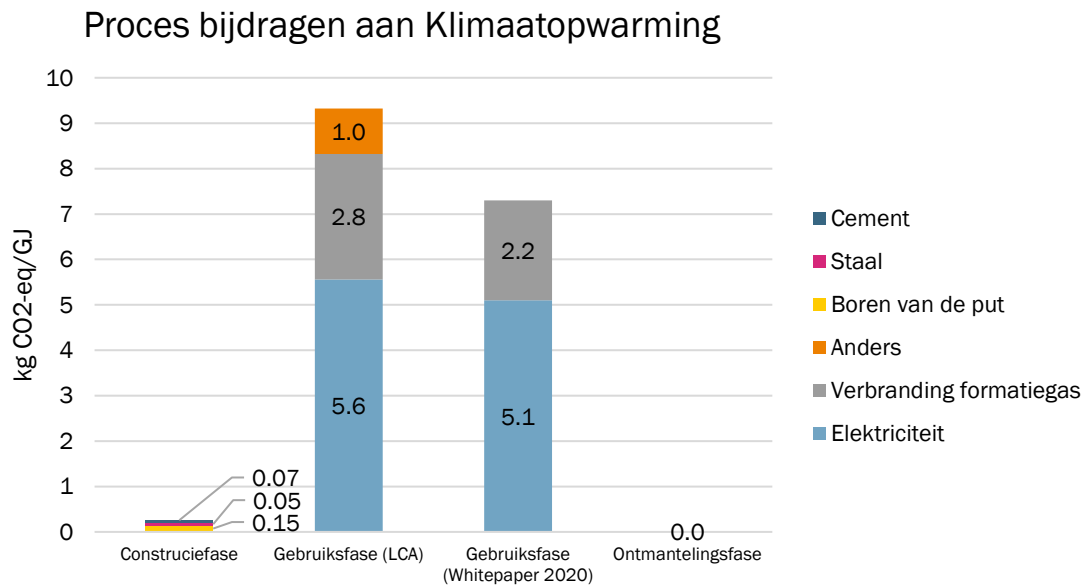
Figuur 9 - Bijdragen van de belangrijkste impact categorieën aan die drie 'Endpoint' beschermingsgebieden.

Vervolgens is in de LCA de relatieve bijdrage van de verschillende fases van de geothermische levenscyclus in meer detail geanalyseerd. Figuur 10 laat de impact op klimaatopwarming per fase zien. Van de drie fases heeft de gebruiksfase veruit de grootste impact op klimaatopwarming (9.9 kgCO₂/GJ). De impact van de constructiefase is significant lager met 0.27 kgCO₂/GJ. De ontmantelingsfase draagt relatief gezien nauwelijks bij aan deze impactcategorie (0.03% van het totaal).

Op basis van deze resultaten zijn de belangrijkste boodschappen:

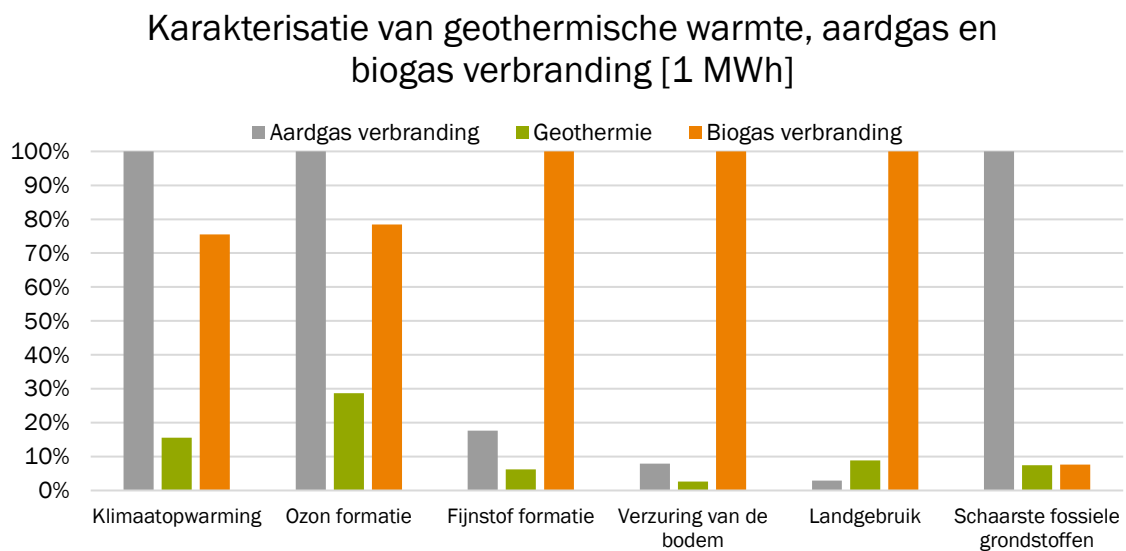
1. De milieubelasting van een geothermie-installatie heeft vooral impact op klimaatopwarming
2. Deze impact vindt met name plaats tijdens de gebruiksfase (~97%)

In Figuur 10 worden de resultaten vergeleken met de resultaten uit de eerdere whitepaper (op basis van Gronings Aardgas i.p.v. specifiek formatiegas). De resultaten komen voor het grootste deel overeen. De overige emissies (1 kgCO₂/GJ) die zijn berekend komen voort uit emissies gerelateerd aan transport en de elektriciteitsproductie.



Figuur 10 - Bijdrage van verschillende processen aan klimaatopwarming.

Als laatste is de LCA van een geothermische installatie vergeleken met de LCA van aardgas en biogasverbranding (processen uit Ecoinvent database). Deze LCA analyses zijn op dezelfde manier uitgevoerd en kunnen daarom met elkaar vergeleken worden. Figuur 11 laat zien dat geothermie in de voor geothermie belangrijkste impactcategorieën beter scoort dan een boiler op aardgas en biogas (methaan door anaerobe vergisting).



Figuur 11 - Vergelijking van de bijdrage aan verschillende Midpoint categorieën van geothermische warmte, aardgas en biogasverbranding, geschaald naar de warmtebron met de hoogste impact (100%). De waarden voor aardgas en biogasverbranding komen uit de Ecoinvent database, voor aardgas en methaan uit anaerobe vergisting.

4.1 Levensduur en hernieuwbaarheid geothermiedoublet

Belangrijke aspecten die veel impact kunnen hebben op de duurzaamheid van een geothermiebron zijn de levensduur en de hernieuwbaarheid. De looptijd van SDE++ subsidie is 15 jaar. De levensduur van een geothermiedoublet wordt echter geschat op 30-35 jaar^{17,18,19}. De levensduur van een geothermiedoublet kan benaderd worden aan de hand van de thermische doorbraaktijd. Thermische doorbraak vindt plaats wanneer het geïnjecteerde koude water de productieput bereikt. Dit zorgt voor een afname van de temperatuur van het productiewater, en dus een afname van de kwaliteit van de geproduceerde warmte. Hoe snel dit verloopt hangt naast de productiesnelheid (debiet) en afstand tussen de productie en injectie put, ook af van de heterogeniteit van de aquifer en de thermische eigenschappen van de lagen boven en onder de aquifer²⁰. Ook is de ligging van mogelijk afsluitende breuken van invloed op de levensduur. Deze breuken kunnen de koud water bel in de injectieput vervormen, waardoor eerder thermische doorbraak kan optreden. Hiervan is een voorbeeld gegeven in Figuur 12. De levensduur van een doublet kan vervolgens op twee manieren worden benaderd²¹:

- Theoretische levensduur
De theoretische levensduur is de tijd waarin de temperatuur van de productieput een bepaalde hoeveelheid is afgenomen. Definities hiervan verschillen, maar in Nederland wordt over het algemeen aangehouden dat de maximaal toegestane afkoeling van het productiewater na 50 jaar 10% van het verschil tussen de initiële aquifer temperatuur en de retourtemperatuur is²². Lopez et al.²³ omschrijven de theoretische levensduur als de temperatuur afname van het geproduceerde geothermie water van 0.2-0.5 °C.
- Praktische levensduur
De praktische levensduur van een geothermiedoublet hangt af van de maximale temperatuurdaling die nog economisch acceptabel is. Door het gebruik van warmtepompen, veranderende debieten en het boren van nieuwe putten moet deze levensduur regelmatig geactualiseerd worden. Verder wordt in Nederland in principe een winningsvergunning voor maximaal 35 jaar verleend. Gedurende de looptijd van de winningsvergunning mag de (berekende) temperatuurdaling op de grens van het vergunde gebied maximaal 1 °C zijn²⁴, dit is om te vermijden dat productie van aardwarmte buiten de winningsvergunning

¹⁷ Bart in 't Groen, Caja De Vries, Harmen Mijnlief en Koen Smekens, Conceptadvies SDE++ 2020 Geothermie, Den Haag: PBL.

¹⁸ Mijnlief & Van Wees (2009). Rapportage ruimtelijke ordening geothermie (F3). tno-034-ut-2009-01286.pdf (nlog.nl)

¹⁹ ECW Geo Andijk (2019). Ontwikkelingsplan aardwarmte Andijk. Bijlage bij winningsplan: geotechnische onderbouwing. https://www.nlog.nl/sites/default/files/2021-01/190718_verzoek_tot_instemming_wp_andijk_publiek_gelakt.pdf

²⁰ De Bruijn, E. A. M., Bloemendal, M., ter Borgh, M. M., Godderij, R. R. G. G., & Vossepoel, F. C. (2021). Quantifying the contribution of heat recharge from confining layers to geothermal resources. *Geothermics*, 93, 102072.

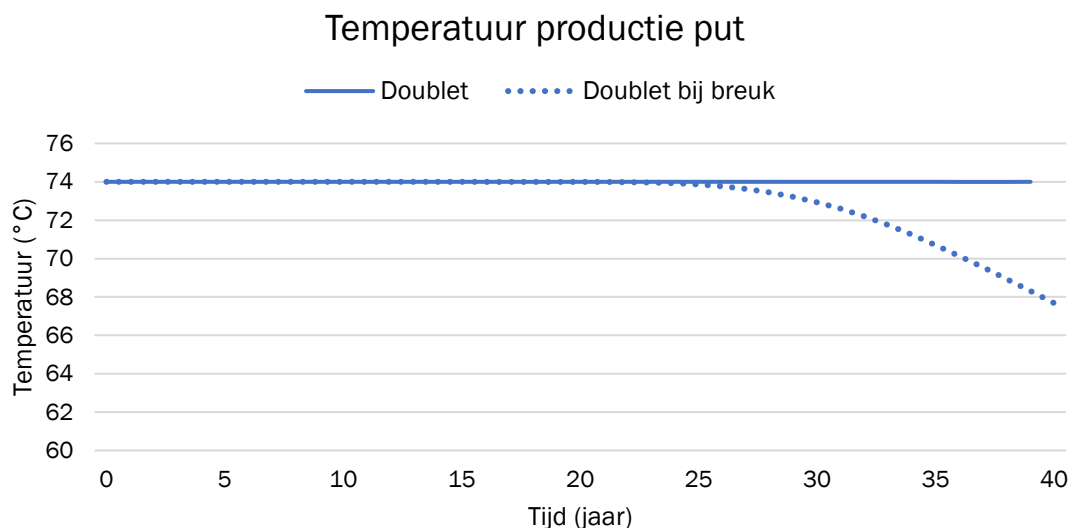
²¹ Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C., & Giuglaris, E. (2010). 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*, 39(4), 339-356.

²² www.thermogis.nl

²³ Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C., & Giuglaris, E. (2010). 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*, 39(4), 339-356.

²⁴ Bijlage bij notitie TNO-AGE (2014). Bepaling begrenzing winningsvergunning aardwarmte. AGE 14-10.050.

plaatsvindt. De duur van de vergunning zal worden ingekort als de maximaal toegestane afkoeling op de gebiedsgrens eerder dan na 35 jaar verwacht wordt.



Figuur 12 - Temperaturen in de productieput van twee doubletten, twee voorbeelden gesimuleerd in DoubletCalc2D²⁵. De putafstand en het debiet zijn bij beide doubletten nagenoeg gelijk, de gestippelde lijn laat een doublet zien welke dicht bij een afsluitende breuk ligt, waardoor eerder thermische doorbraak optreedt.

Het oudste doublet in Île-de-France in het Parijs bekken, dat operationeel werd in 1971, produceert nog steeds. Ook zijn verscheidene doubletten die in de decennia erna zijn geïnstalleerd nog operationeel. De doubletten in het Parijs bekken produceren voornamelijk uit de Dogger aquifer (Bathonien, Midden Jura) met een relatief laag zoutgehalte²⁶ (15-35 g/l²⁷). In de formaties waaruit de meeste Nederlandse doubletten produceren, is de zoutconcentratie vele malen hoger (>100 g/l, gemiddelde alle Nederlandse doubletten 140-150 g/l²⁸). Hoge zoutconcentraties kunnen voor corrosieproblemen in metalen componenten van een geothermie systeem zorgen²⁹. Het gebruik van GRE (Glassfibre Reinforced Epoxy) voor de binnenbuis (liner) in de stalen buis (casing) van een geothermieput, biedt voordelen ten opzicht van een staal op het gebied van corrosie.

In de meeste systemen in het bekken van Parijs is geen afname van energie waargenomen, wel is er onlangs een beginnende thermische doorbraak gevonden bij twee doubletten³⁰. Uit de ervaring in het Parijs bekken komt naar voren dat het belangrijk is om de exploitatie goed te organiseren, zodat op districtsschaal de ondergrond optimaal kan worden benut en doubletten niet interfereren en een

²⁵ Handleiding DoubletCalc 2D V1.0 (DC2D), nlog.nl/tools

²⁶ De Hoyos, A. et al. Influence of thermohaline effects on groundwater modelling – Application to the Paris sedimentary Basin. J. Hydrol. (2012), <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2012.06.014>

²⁷ Ter vergelijking, zeewater heeft een zoutgehalte van 35 g/l.

²⁸ Interne data.

²⁹ Veldkamp, J. G., Goldberg, T. V., Bressers, P. M. M. C., Wilschut, F. (2016). Corrosion in Dutch geothermal systems. TNO.

³⁰ Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Cotiche, C., & Giuglaris, E. (2010). 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. Geothermics, 39(4), 339-356.

vervroegde thermische doorbraak hebben. Hier is ook in Nederland al in 2009 op gewezen door Mijnlieff & Van Wees³¹.

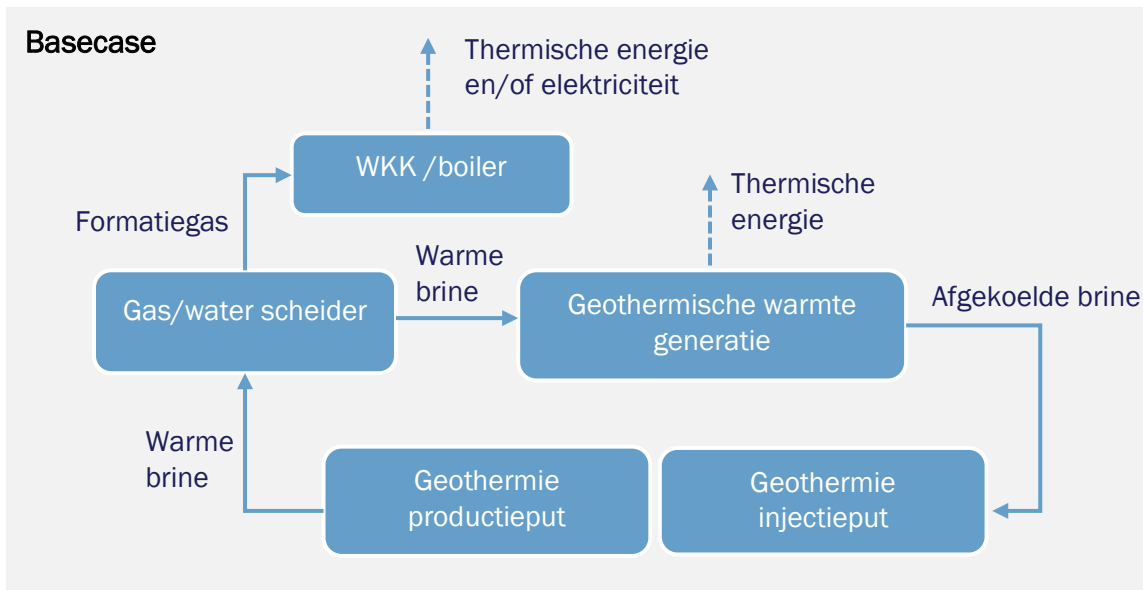
De hernieuwbaarheid van geothermie is nog maar beperkt onderzocht in Nederland, maar het is aannemelijk dat de natuurlijke regeneratie van een geothermische aquifer zal plaats vinden op lange termijn. Natuurlijke regeneratie hangt af van een drietal factoren. Allereerst de initiële warmtevoorraad (heat in place) in een aquifer, deze is afhankelijk van aquifer volume, porositeit en thermische eigenschappen van de brine en het gesteente. Verder is de hernieuwbaarheid afhankelijk van de productiesnelheid, waarin meegenomen zal moeten worden hoeveel procent van de warmte in een aquifer ook daadwerkelijk gewonnen wordt (recovery rate). Als laatst hangt de hernieuwbaarheid af van de snelheid waarmee de aquifer opnieuw opgewarmd wordt door natuurlijk transport van warmte vanuit de kern van de aarde. Over het algemeen kan worden aangenomen dat geothermie hernieuwbaar is op een tijdschaal van technologische en maatschappelijke systemen.

5 Verduurzamingsopties

5.1 Basis geothermie systeem

Om de voor- en nadelen van de verschillende verduurzamingsopties goed te kunnen vergelijken, is een overzicht gemaakt van een veelvoorkomend geothermiesysteem. Deze configuratie is gebaseerd op bestaande geothermiesystemen in de glastuinbouw (Figuur 13). Veelal wordt door middel van een gas/water scheider het opgepompte geothermische water gescheiden van het formatiegas. Het gas wordt verbrand in een WKK-installatie (warmte-krachtkoppeling). De zo geproduceerde elektriciteit wordt gebruikt voor het aandrijven van het bovengrondse systeem en de pompen. De warmte en vrijgekomen CO₂ worden gebruikt in de kassen. Wanneer een geothermiesysteem in de gebouwde omgeving wordt geplaatst, kunnen de warmte en elektriciteit worden gebruikt in het warmtenetwerk. De vrijgekomen CO₂ kan worden verkocht aan tuinders of industrie of worden gemitigeerd met de verschillende mitigatieopties die staan beschreven in de volgende secties. Hierbij is uitgegaan van een geothermiesysteem dat één kubieke meter gas per kubieke meter water produceert.

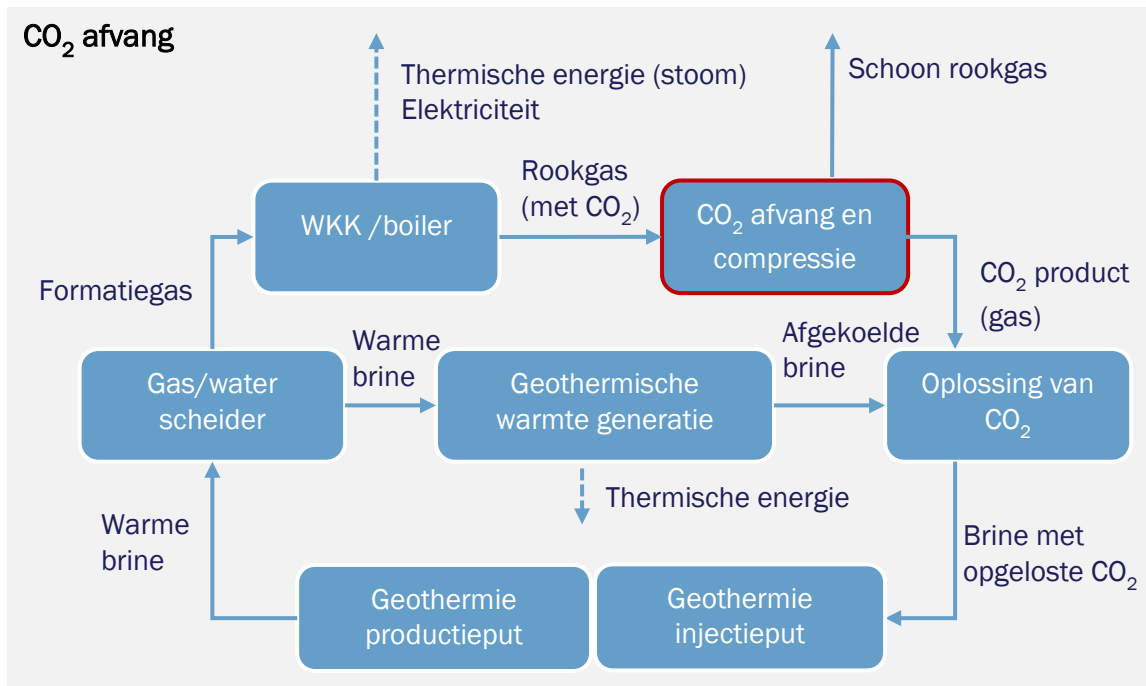
³¹ Mijnlieff & Van Wees (2009). Rapportage ruimtelijke ordening geothermie (F3). tno-034-ut-2009-01286.pdf (nlog.nl)



Figuur 13 – Schematisch overzicht van een geothermie systeem met gas/water scheider en WKK, zoals in veel bestaande geothermie systemen toegepast.

5.2 Afvang CO₂

CO₂ geproduceerd uit formatiegas in een WKK of boiler kan worden afgevangen en geherinjecteerd in de aquifer. Dit idee is schematisch weergegeven in Figuur 14. Er zijn twee casussen doorgerekend om de schaalvoordelen te laten zien: een systeem met 200 m³/h (gemiddeld debiet van één doublet) en een casus met 2000 m³/h (equivalent aan een site met 10 doubletten). De scenario's zijn berekend met een één kubieke meter gas per kubieke meter water en met de gascompositie van een doublet dat uit het Jura/Krijt produceert gerekend. Details van de berekening zijn te vinden in Appendix 3.



Figuur 14 - Schematisch overzicht van CO₂ afvang uit het formatiegas opgelost in geothermisch water en CO₂ herinjectie in het geothermisch water.

De resultaten in Figuur 15 laten zien dat de casus van één doublet met 200 m³/h onrendabel is, maar dat de casus met opschaling (2000 m³/h) een competitieve prijs laat zien van 56 euro/ton CO₂. Dit bedrag is in dezelfde orde grootte als de kosten voor CO₂-afvang voor andere technieken (40-120 USD/ton³²) en ook dicht in de buurt van de projecties voor de CO₂-prijs van ongeveer 39-62 euro/ton (voor 2025 en 2030 resp.³³). Dit illustreert dat de opschaling van geothermiesystemen kan bijdragen aan een rendabele business case voor geothermie met CO₂-afvang. Daarnaast zal een hoge CO₂ prijs de optie voor CO₂-afvang positief beïnvloeden. Het belang van het opschalen van geothermiesystemen voor ondergrondse ruimtelijke planning en optimalisatie van het potentieel van geothermiedoubletten in Nederland is al eerder aangetoond^{34, 35}. In deze gevallen is een CO₂-afvanginstallatie een rendabele optie om CO₂-uitstoot te verminderen. De oplosbaarheid van CO₂ in het formatiewater is bewezen voor de verwachte concentraties en zijn ook van nature aanwezig in de aquifers, zij het in lagere concentraties (zie Tabel 1). In Kroatië wordt momenteel een pilot gedaan met een CO₂-afvang en injectie concept³⁶.

³² <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>

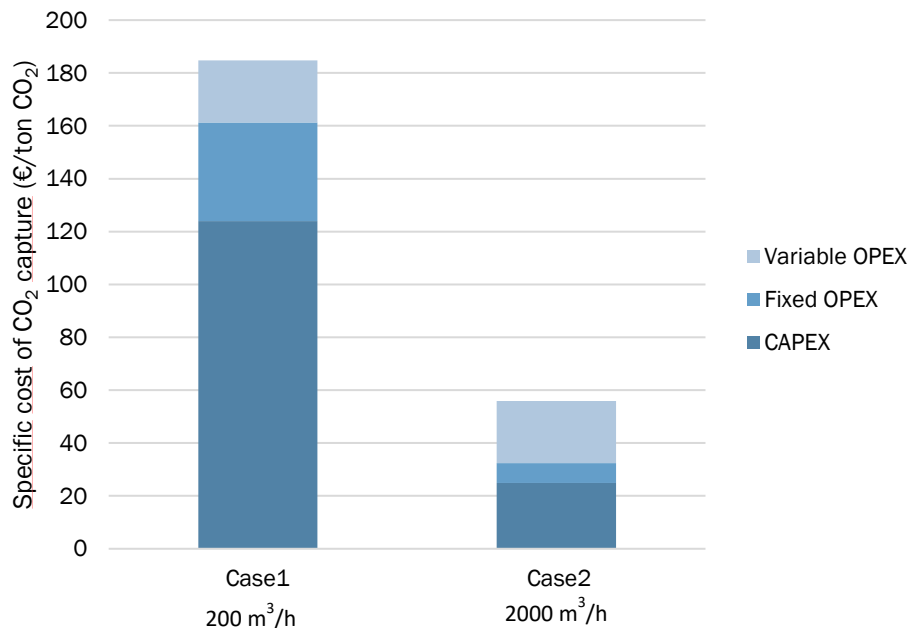
³³ Planbureau voor de Leefomgeving & PBL, TNO, CBS en RIVM (2021), Klimaat- en Energieverkenning 2021. Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving

³⁴ Veldkamp, J. G., Van Wees, J. D. A. M., Brunner, L. G., Jong, A. P. A. M., Heijnen, L. J., & Van Langen, C. (2018). Play-based portfolio benadering, eerste inzicht in zes voordelen voor veilig en verantwoord, kosteneffectief versnellen van geothermie.

³⁵ Willems & Nick (2019). Towards optimisation of geothermal heat recovery: An example from the West Netherlands Basin.

³⁶ <http://aatg.energy/pilot-project/>

Om deze grote installaties te realiseren, zal er moeten worden gekeken of de bovengrondse infrastructuur hierop kan worden aangepast, zodat er één afvanginstallatie gebruikt kan worden voor een groot aantal doubletten. Verder moeten de effecten van het injecteren van grote hoeveelheden CO₂ in de aquifer, waaronder verzadiging van het formatiewater, worden onderzocht (zie volgende paragraaf). Het injecteren van CO₂ kan mogelijk het risico op corrosie en andere geochemische processen vergroten³⁷. Een andere mogelijkheid is dat de CO₂ niet geherinjecteerd wordt maar verkocht aan bijvoorbeeld industrie.

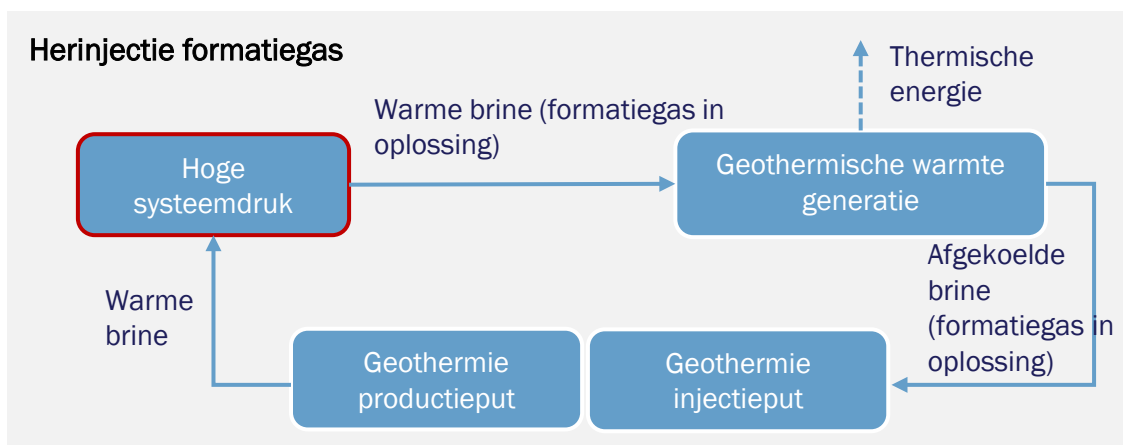


Figuur 15 - Resultaten van de techno-economische analyse. Voor details berekening zie Appendix 3.

5.3 Herinjecteren van formatiegas

Het mitigeren van bijvangst kan ook worden bewerkstelligd door het gas niet te produceren. Het gas wordt dan in oplossing gehouden en weer geïnjecteerd in het reservoir. De technische uitdaging hierbij is dat er een hogere systeemdruk nodig is om het gas in oplossing te houden en een hogere injectiedruk om het water met het gas te injecteren.

³⁷ Veldkamp, J. G., Goldberg, T. V., Bressers, P. M. M. C., Wilschut, F. (2016). Corrosion in Dutch geothermal systems. TNO.



Figuur 16 – Schematisch overzicht van het herinjecteren van het formatiegas.

Deze verduurzamingsoptie beïnvloedt de CAPEX omdat het de faciliteiten voor de verwerking van het gas onnodig maakt, maar doordat het gas niet wordt geproduceerd, worden ook inkomsten van warmte en/of elektriciteit gegenereerd uit het formatiegas misgelopen. Anderzijds vraagt het een investering voor het geschikt maken van de oppervlakte-installatie voor de hogere druk die nodig is voor het in oplossing houden van het gas. Welke operationele drukken en risico's hierbij komen kijken wordt verder onderzocht in Warming-Up. Een pluspunt van het in oplossing houden van het gas is dat de geothermische brine in evenwicht blijft. Dit vermindert het risico op geochemische effecten zoals kalkneerslag.

De investeringskosten voor de afvang van de bijvangst liggen rond de 50 euro per kW. Dit komt bij een project van 20 MW neer op een investering van één miljoen euro die bespaard kan worden wanneer de bijvangst niet hoeft te worden afgevangen, plus jaarlijks onderhoud van 150.000 euro³⁸. Opbrengsten die worden misgelopen door het niet afvangen van de bijvangst zijn ongeveer 11 euro/GJ³⁹, wat neerkomt op een bedrag tussen de €150.000 en €440.000 per jaar, afhankelijk van de hoeveelheid bijvangst.

Wanneer de oppervlakte-installatie geschikt gemaakt moet worden voor hogere drukken, noodzakelijk voor het niet-ontgassen en herinjecteren van hogere gasconcentraties, zal de CAPEX hoger zijn. De CAPEX voor de bovengrondse installatie ligt nu rond de 150 euro per kW⁴⁰. De additionele investering die nodig is om de installatie voor hogere drukken geschikt te maken wordt geschat op tussen de 200-250 euro per kW⁴¹, deze kosten zijn afhankelijk van de systeemdruk die nodig is om het gas in oplossing te houden. Dit komt bij een installatie van 20 MW neer op

³⁸ Kasalsenergiebron.nl. Bijlage 'Eigendom bijvangst koolwaterstoffen bij aardwarmte' bij Handboek geothermie.

https://www.kasalsenergiebron.nl/content/docs/Aardwarmte/Documenten_deel_3/Bijlage_12_Eigendom_bijvangst.pdf

³⁹ Aanname gemiddelde gasprijs is ~25 €/GJ (<https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/81309NED>). Opbouw van de gasprijs: 45% is leveringstarief van gasleverancier (<https://slimster.nl/energie/energieprijzen/gasprijs/>).

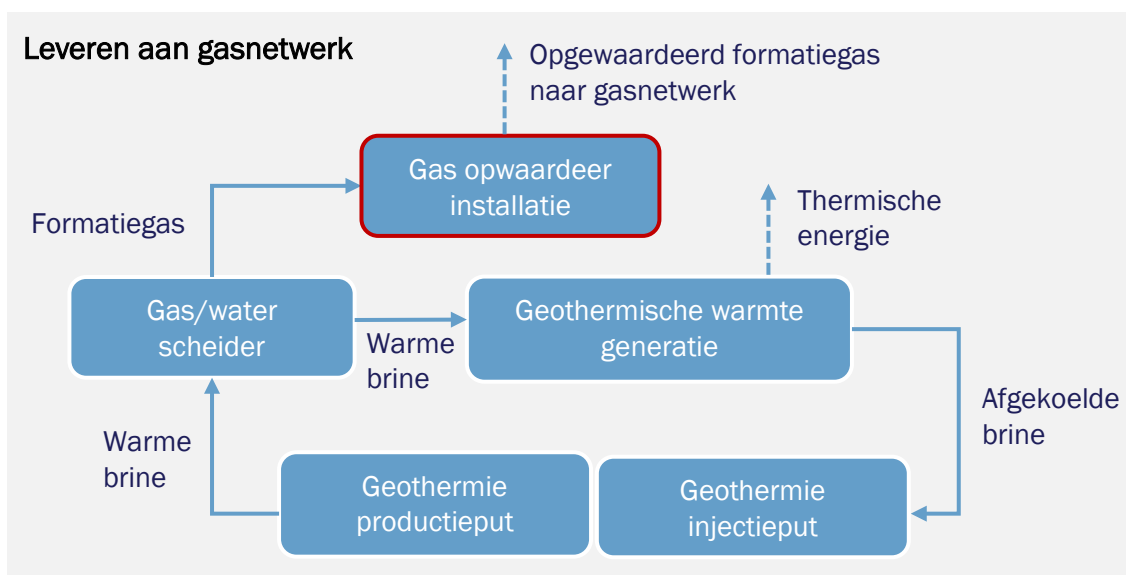
⁴⁰ Bart in 't Groen, Caja De Vries, Harmen Mijnlief en Koen Smekens, Conceptadvies SDE++ 2020 Geothermie, Den Haag: PBL

⁴¹ Schatting op basis van communicatie met experts.

een additionele investering van 1 tot 4 miljoen euro voor het geschikt maken van de installatie.

5.4 Opwaarderen aardgaskwaliteit

Zoals al eerder beschreven in de whitepaper ‘Duurzaamheid van geothermie in warmtenetten’, is een andere bestemming van de bijvangst het opwaarderen van het aardgas en dit leveren aan het gasnetwerk. De kosten hiervoor staan weergegeven in Figuur 18. Het leveren van gas aan het gasnetwerk wordt gezien als een tussenoplossing in de transitie naar een duurzaam warmtesysteem. Het vermindert de afhankelijkheid van buitenlandse import van gas en is een bron van inkomsten voor de operator zolang er nog vraag naar aardgas is (€150.000 en €440.000 per jaar). De uitstoot zal in dat geval ook worden toegekend aan de eindverbruiker van het gas.

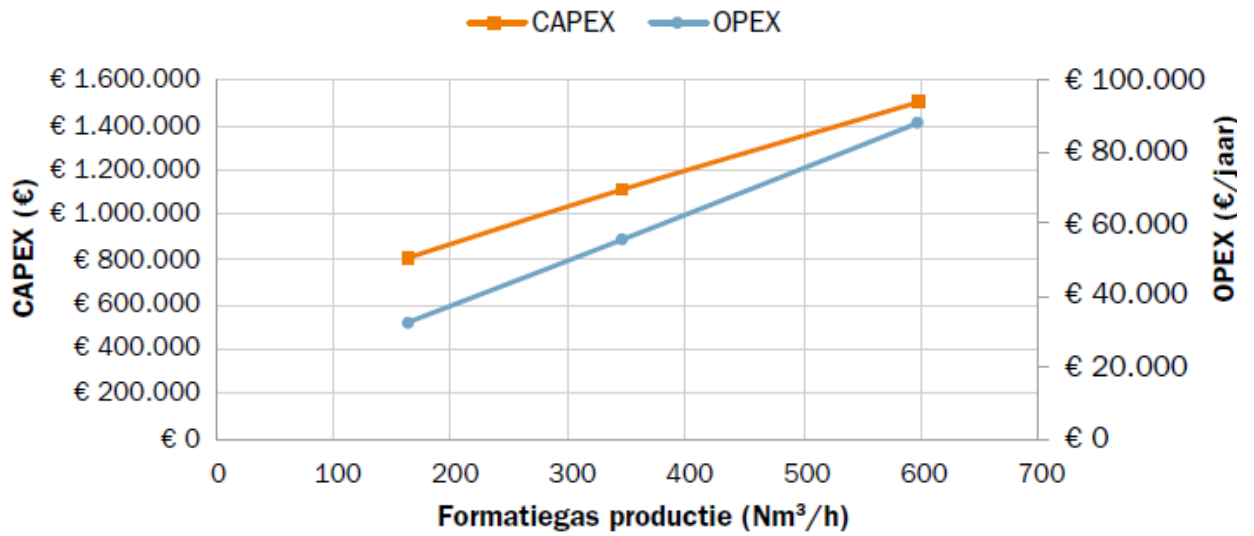


Figuur 17 – Schematisch overzicht van het opwaarderen en leveren van formatiegas uit de geothermiebron aan het aardgasnetwerk.

De kosten voor deze oplossing bij een systeem met een gasproductie van 200 Nm³/h (vergelijkbaar met de systemen die uit de Jura/Krijt produceren) zijn door DMT⁴² ingeschat op een CAPEX van €850.000 en een OPEX van rond de €40.000 per jaar.

⁴² DMT environmental technology. www.dmt-et.nl

Opwaarderen formatiegas



Figuur 18 - Kosten voor het opwaarderen van formatiegas naar Gronings aardgas kwaliteit. Bron: DMT environmental technology.

5.5 Synthese verduurzamingsopties

Een overzicht van de verduurzamingsopties en de kosten per bespaarde CO₂ zijn weergegeven in de tabel hieronder. Een belangrijke bevinding is dat, vanuit een technisch oogpunt, niet elke verduurzamingsoptie geschikt is voor elk doublet. Dit komt met name door de verschillen in de hoeveelheid kubieke meters gas per kubieke meter geproduceerd water. Daarom moet er rekening gehouden worden met de aquifer waaruit geproduceerd wordt. Voor de CO₂-afvang optie geldt 'economy of scale', en is daarom gunstig voor doubletten die produceren uit het Jura/Krijt waarin 1 Nm³ gas per m³ water wordt geproduceerd.

		Additionele CAPEX	Jaarlijkse CAPEX	Additionele OPEX	Totale kosten per jaar	Kosten per bespaarde CO ₂	Additionele inkomsten	Gemiste inkomsten	Besparing kosten
		Mln. €	k€/jaar	k€/jaar	k€/jaar	€/tonCO ₂			
CO₂-afvang⁴³		4.28	380	186	566	185			
Herinjecteren formatiegas⁴⁴	min	1.00	888	200	289	94		Warmte of elektriciteit uit WKK	Gasscheidings- installatie (€1 mln. CAPEX €150k OPEX ⁴⁵) CAPEX + OPEX WKK
	max	4.00	355	200	555	181			
Opwaarderen formatiegas⁴⁶		0.85	76	40	116	38	Inkomsten opgewaardeerd formatiegas (€440k per jaar ⁴⁷)	Warmte of elektriciteit uit WKK	CAPEX + OPEX WKK

⁴³ Kosten voor de CO₂-afvang komen uit Appendix 2.

⁴⁴ Kosten voor CAPEX zijn bepaald op basis van een inschatting van experts, de OPEX is ingeschat op basis van informatie uit het GEOTHERMICA PERFORM project (WP4.2).

⁴⁵ Kasalsenergiebron (2014). Bijlage 12 Handboek Geothermie. https://www.kasalsenergiebron.nl/content/docs/Aardwarmte/Documenten_deel_3/Bijlage_12_Eigendom_bijvangst.pdf

⁴⁶ Kosten voor het opwaarderen van het formatiegas komen van DMT, zie Figuur 18.

⁴⁷ Aanname gemiddelde gasprijs is ~25 €/GJ (<https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/81309NED>). Opbouw van de gasprijs: 45% is leveringstarief van gasleverancier (<https://slimster.nl/energie/energieprijzen/gasprijs/>). Hoeveelheid gas uit bijvangst ~40.000 GJ/jaar (interne data, gemiddelde Perm ouderdom)

Voor de doubletten die produceren uit formaties van het Perm ouderdom, is herinjecteren een interessantere optie omdat door de lagere concentratie gas dat in het water aanwezig is ($0.3 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$) de systeemdruk op aanvaardbare hoogte kan blijven. Bij formaties met meer gas moet de systeemdruk hoger zijn, wat extra veiligheidsrisico's en kosten impliceert. Deze optie wordt verder uitgewerkt in WarmingUP thema 4.

De optie waarbij formatiegas wordt opgewaardeerd naar aardgaskwaliteit lijkt vooralsnog de voordeligste. Wanneer het gas elders wordt verbrand dan wordt de CO_2 alsnog uitgestoten. Wel kan men beargumenteren dat lokaal geproduceerd gas duurzamer is dan gas dat geïmporteerd moet worden⁴⁸.

6 Conclusies

De vergelijking van de CO_2 -emissiefactor van mogelijke warmtebronnen in een warmtenet laat zien dat geothermie een duurzaam alternatief is voor fossiel gestookte warmtebronnen.

De Levens Cyclus Analyse (LCA) toont aan dat de constructie- en ontmantelingsfasen van een geothermieproject maar voor 3% bijdragen aan klimaatopwarming door CO_2 -emissies. De gebruiksfase heeft de grootste impact op klimaatopwarming. Dit komt voornamelijk door het elektriciteitsgebruik van de pompen en de bijvangst. Indien de elektriciteit 100% duurzaam wordt opgewerkt, blijft bij geothermie enkel de emissie van de bijvangst (formatiegas) over.

Drie opties om de emissie van gas bijvangst te mitigeren zijn:

- 1) het formatiegas verbranden gecombineerd met afvangst en herinjectie van CO_2 in het formatiewater;
- 2) het in oplossing houden van het formatiegas door hoge systeemdruk;
- 3) het opwaarderen van formatiegas om dit aan het gasnetwerk te kunnen leveren.

De kostenvergelijking en afweging van voor- en nadelen van elke optie laat zien dat de toepasbaarheid ervan locatie- en aquiferafhankelijk is. Voor aquifers met een lage concentratie formatiegas is het in oplossing houden van het gas een relatief makkelijke en betaalbare optie. Er moet echter rekening worden gehouden met mogelijke veiligheidsrisico's. Voor aquifers met een hoge gasconcentratie is het afvangen van CO_2 aantrekkelijker, met name als meerdere doubletten aangesloten kunnen worden aan hetzelfde afvangsysteem. Het opwaarderen van formatiegas tot Gronings aardgaskwaliteit is vooralsnog de voordeligste optie, hoewel de CO_2 dan elders alsnog wordt uitgestoten.

⁴⁸ HaskoningDHV Nederland B.V. (2020). Warmte uit aardgas of biomassa?

7 Appendices

7.1 Appendix 1

Dinkelman (2021). Notitie berekening CO₂-emissiefactor warmtebronnen.
<https://publications.tno.nl/publication/34638907/UrK1N6/TNO-2021-R12317.pdf>

7.2 Appendix 2

De Simon et al. (2021). Screening LCA for a geothermal application. TNO Report 2021 R12176.
<https://publications.tno.nl/publication/34638908/6R0oEM/TNO-2021-R12176.pdf>

7.3 Appendix 3

Ros & Monteiro (2021). CO₂ capture in geothermal application. TNO Report 2021 R12177.
<https://publications.tno.nl/publication/34638909/laKWuK/TNO-2021-R12177.pdf>