

# Geothermie gebouwde omgeving



Technisch Rapport KT - 38



Aan de totstandkoming van dit verkennend onderzoek naar geothermie in de gebouwde omgeving hebben meegewerkt:

**In samenwerking met**

Het project is financieel mede mogelijk gemaakt door Stichting PIT en OTIB.



**Auteur(s)**

G. Willemsen, IF Technology

R. Kleinlugtenbelt, IF Technology

**Datum**

13 december 2018

**Gewijzigd**

N.v.t.



## INHOUDSOPGAVE

**Blz.**

<b>HOOFDSTUK 1 - Geothermie in Nederland; Stand van zaken.....</b>	<b>3</b>
1.1 Achtergrond .....	3
1.2 Huidige situatie.....	4
<b>HOOFDSTUK 2 - Randvoorwaarden geothermie .....</b>	<b>9</b>
2.1 Temperaturen .....	10
2.1.1 Aanvoertemperatuur 10	
2.1.2 Retourtemperatuur 10	
2.2 Vermogen en draaiuren .....	10
2.3 Warmtepomp.....	11
<b>HOOFDSTUK 3 - Warmteproductie in de zomer .....</b>	<b>15</b>
3.1 Absorptiekoeling .....	15
3.2 Elektriciteit .....	16
3.3 HTO (Hoge Temperatuur warmte Opslag) .....	16
<b>HOOFDSTUK 4 - CONCLUSIES .....</b>	<b>18</b>



## HOOFDSTUK 1 - GEOTHERMIE IN NEDERLAND; STAND VAN ZAKEN

De ontwikkelingen op het gebied van verduurzaming van onze energievoorziening gaan op dit moment razendsnel. Tegelijkertijd is het de vraag of ze snel genoeg gaan om te voldoen aan de internationale afspraken die gemaakt zijn in Parijs. Vast staat dat we in Nederland van het aardgas af zullen gaan. Doel is om in 2050 in ieder geval geen aardgas meer te gebruiken voor verwarming van gebouwen. Voor het aardgasloos maken van bestaande bouw wordt veel verwacht van nieuwe warmtenetten<sup>1</sup>.

Een alternatief voor verwarming met aardgas is verwarming met behulp van geothermie. Uit het masterplan geothermie<sup>2</sup> blijkt dat de ontwikkeling van geothermie sterk afhankelijk zal zijn van de ontwikkeling van die nieuwe warmtenetten.

Gemeenten moeten uiterlijk eind 2021 aangeven welke wijken voor 2030 van het aardgas af gaan, en welke methodes daarbij gehanteerd zullen gaan worden. Wat dat betreft zullen de komende drie jaar dus cruciaal gaan worden voor de plaats van geothermie in de gebouwde omgeving.

In dit rapport zetten we de huidige stand van zaken op het gebied van geothermie op de rij, zodat de lezers op de hoogte zijn, en de weg weten te vinden naar de juiste informatie om onderbouwde keuzes te kunnen gaan maken over het al dan niet in gaan zetten van geothermie als optie voor de toekomst.

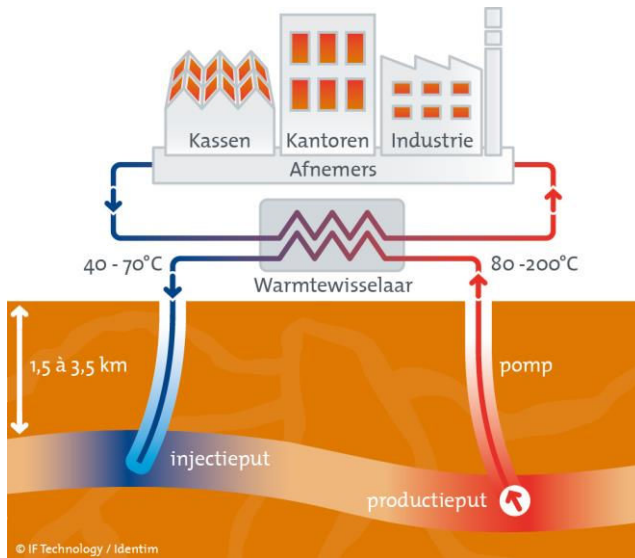
### 1.1 Achtergrond

Geothermie, of aardwarmte, is de warmte die aanwezig is in de aardlagen onder onze voeten. In Nederland maken we daarbij een onderscheid tussen geothermie en bodemenergie. Bij bodemenergie gaat het om uitwisseling van warmte en koude met lagen tot een diepte van maximaal 500 m. In de praktijk zitten bodemenergie systemen vrijwel altijd boven de 250 m-mv. De grens tussen bodemenergie en geothermie ligt bij 500 m-mv, omdat vanaf die diepte de Mijnbouwwet van toepassing is voor aardwarmtewinning. Bodemenergie valt onder de waterwet en de AmvB bodemenergie. Technisch gezien lijkt een geothermie systeem veel op een WKO systeem dat maar één kant oppompt: van de warme (productie) naar de koude put (injectie), en waarbij alleen warmte wordt onttrokken aan de ondergrond. Schematisch is dit weergegeven in Figuur V-1 .

---

<sup>1</sup> <https://www.klimaatakkoord.nl/gebouwde-omgeving/documenten/publicaties/2018/07/10/hoofdpijnen-gebouwde-omgeving>

<sup>2</sup> <https://geothermie.nl/index.php/nl/actueel/nieuws/290-masterplan-aardwarmte-nederland>



Figuur V-1 Principeschema geothermie

Een puttenpaar van productieput en injectieput wordt een doublet genoemd. De temperatuur in de Nederlandse ondergrond neemt toe met ongeveer 30 K/km. Aan het maaiveld is temperatuur ca 10°C. Op twee km diepte is de temperatuur circa 70°C en op een diepte van drie km circa 100°C. De gradiënt is het gevolg van een warmteflux vanuit de aarde, die in Nederland ca 0,07 W/m<sup>2</sup> bedraagt, bij een gemiddelde warmtegeleidingscoëfficiënt van het aanwezige gesteente van ca 2,4 W/mK (0,07/2,4 = 0,03 K/m). Temperaturen van 70°C en meer lenen zich uitstekend voor allerlei verwarmingsdoeleinden in de glastuinbouw en gebouwde omgeving, zonder tussenkomst van een warmtepomp.

## 1.2 Huidige situatie

Momenteel zijn er meer dan 20 geothermie projecten gerealiseerd in Nederland, bijna allemaal in glastuinbouw. Een actueel overzicht is te vinden op de website van het platform geothermie<sup>3</sup>.



Figuur V-2 Ligging geothermieprojecten in Nederland (bron: [www.geothermie.nl](http://www.geothermie.nl))

<sup>3</sup> <https://geothermie.nl/index.php/nl/geothermie-aardwarmte/geothermie-in-nederland/projectoverzicht>



De locaties van de projecten zijn een gevolg van combinatie van twee factoren: de aanwezigheid van grote warmtevraag op laag temperatuurniveau - tot op heden vooral in kassen - en de aanwezigheid van een geschikt geothermie reservoir in de ondergrond.

Voor geothermie wordt vooral gebruik gemaakt van doorlatende zand- en kalksteen lagen die bekend zijn door olie en gaswinning uit diezelfde lagen. De dikte en doorlatendheid van de laag bepalen hoeveel water er verpompt kan worden. De huidige geothermieprojecten maken gebruik van vier verschillende typen reservoirs (van jong naar oud: Onderkrijt zandsteen, Trias zandsteen, Rotliegend zandsteen en Carboon kalksteen). Deze projecten bevinden zich tussen de 1500 en 3000 m diepte en produceren tussen de 150 en 300 m<sup>3</sup>/uur per doublet. Daarmee wordt een thermisch vermogen opgewekt tussen de 5 en 20 MW<sub>t</sub> per doublet. Recent is ThermoGIS v 2.0 verschenen (oktober 2018)<sup>4</sup>. Deze website bevat een schat aan informatie over de geothermie en de toepasbaarheid op verschillende locaties in Nederland.

Geothermie kan gebruik maken van SDE+ subsidie, net als andere bronnen van duurzame energie zoals wind en zon. SDE+ subsidie voor geothermie wordt gedurende 15 jaar gegeven op de daadwerkelijk geproduceerde hoeveelheid warmte. De subsidie dient om het gat te dichten tussen de kostprijs van duurzaam opgewekte warmte en marktwaarde van de warmte.

Geothermie onderscheidt zich van andere bronnen van duurzame energie in de zin dat de opbrengst (warmte) van een doublet vooraf niet nauwkeurig is te voorspellen, in tegenstelling tot bijvoorbeeld de opbrengst van een windmolen of een zonnepark (elektriciteit). Het risico dat de investering in de eerste put voor een geothermie project niet rendeert is daarmee aanzienlijk, en het gaat om grote bedragen (> 2 M€ voor een put). Dit risico kan verlamdend werken op de markt, en er is geen commerciële verzekering beschikbaar. Om het risico van een tegenvallende opbrengst toch te kunnen mitigeren is er een fonds opgericht door de overheid: de RNES Aardwarmte<sup>5</sup>. Hiermee kunnen de kosten van de boringen tot 85% gedekt worden als de opbrengst lager is dan de p90 van het te verwachten vermogen. P90 staat voor het vermogen dat met 90% zekerheid geleverd kan worden, op basis van een geologisch onderzoek. Het geologisch onderzoek dient aan voorwaarden te voldoen<sup>6</sup> en wordt geaudit door TNO. Dit betekent dat er dus wel data aanwezig moet zijn om een p90 te kunnen berekenen. In die gebieden waar die data er onvoldoende is, werkt het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) nu samen met Energie Beheer Nederland (EBN) aan een onderzoek om meer informatie te verzamelen (SCAN: Seismische Campagne Aardwarmte Nederland).

De meeste geothermie projecten in NL bevinden zich tussen de 1500 en 3000 m diepte, en maken gebruik van reservoirs die al bekend zijn vanuit olie- en gaswinning. Er zijn daarnaast twee nieuwe ontwikkelingen: een richting ondiepe geothermie projecten tussen ca 250 en 1250 m diepte en een richting ultra diepe geothermie projecten (UDG) onder de 4000 m diepte. Deze ondiepere en diepere lagen zijn minder bekend, vooral omdat er geen olie/gas in is aangetroffen.

---

<sup>4</sup> <https://www.thermogis.nl/>

<sup>5</sup> <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/risicos-dekken-voor-aardwarmte-2017>

<sup>6</sup> <https://www.nlog.nl/rnes-garantieregeling>

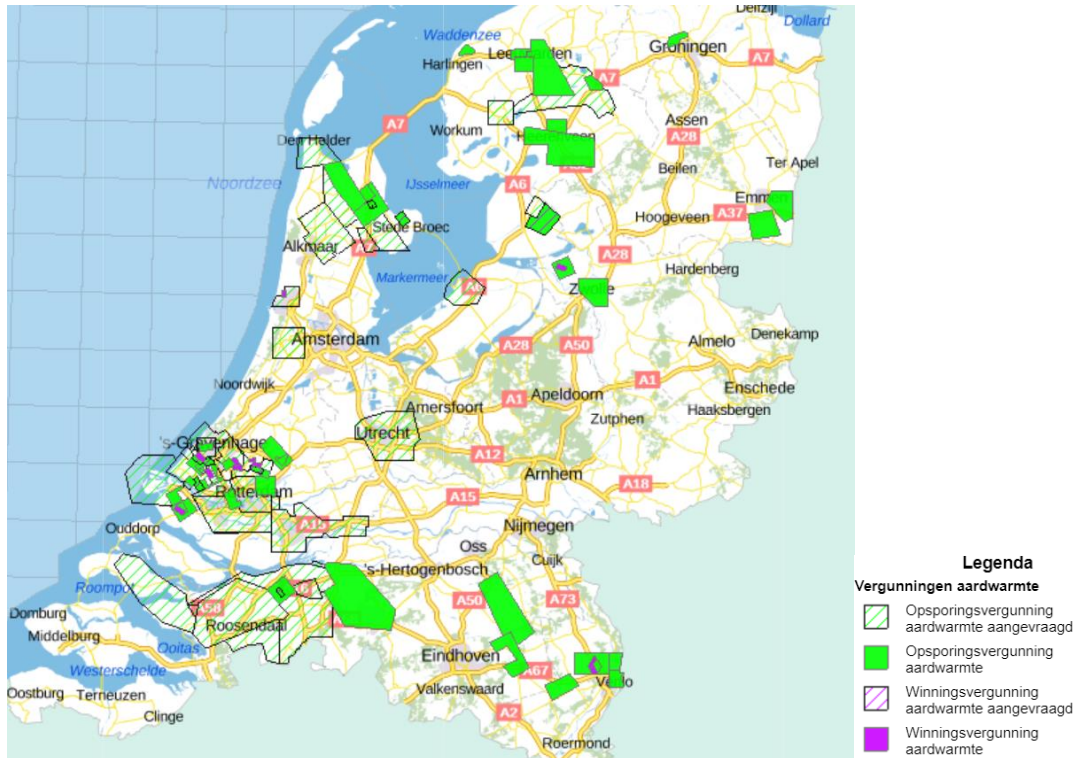


Geothermie type	Voordelen	Aandachtspunten
Tussen 1000 en 4000 m diepte (Temperatuur 40 à 120°C)	Bekende olie-/gas reservoirs	Interactie met olie/gas
	Temperatuur rechtstreeks bruikbaar	Grote schaal, veel warmteafname nodig
	Reeds veel toegepast; proven technology	
Ondiepe geothermie: tussen 500 – 1000 m diepte (Temperatuur ca 25 à 40°C)	Kleinere investeringen, kleinere schaal	Warmtepomp nodig
	Minder technische risico's t.a.v. scaling/corrosie en seismiciteit	Onbekendheid van te gebruiken aquifers
	Minder ruimte beslag	Nieuwe technologie (tussen WKO en geothermie in)
Ultra Diepe geothermie >4000 m (Temperatuur > 120°C)	Temperaturen geschikt om industriële stoom te maken	Onbekende reservoirs, grote onzekerheid over doorlatendheid
	Geschikt voor bestaande warmtenetten	Hoge exploratie risico's, ook i.v.m. hoge investering voor eerste put
	Groot potentieel	Zeer grote warmtevraag nodig (weinig projecten die passen)

Tabel V-1 Voordelen en aandachtspunten van verschillende typen geothermie

Geothermie projecten vallen onder de mijnbouwwet, en er dient een opsporingsvergunning te zijn van EZK voordat geboord kan gaan worden. Als het project gerealiseerd is dient een winningsvergunning aangevraagd te worden. Vergunningen worden alleen verleend voor die gebieden die niet al aan anderen verleend zijn, en worden alleen verleend aan partijen die voldoen aan bepaalde eisen qua financiële en technische capaciteiten. Veiligheid is een belangrijk aspect, mede in verband met de kans op aanwezigheid van olie en gas, en de kans op het optreden van seismiciteit als er niet ter zake kundig gehandeld wordt. Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) is het orgaan dat de minister adviseert bij vergunningverlening, en toeziet op een veilige uitvoering en operatie. SodM is de laatste tijd kritisch over de veiligheid bij geothermie projecten, hetgeen zijn weerslag heeft op de eisen die gesteld worden aan vergunninghouders en aan de aan te leveren input. Voor grote gebieden in Nederland zijn al geothermievergunningen aangevraagd of verleend, zie Figuur V-3 <sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Uit <https://www.nlog.nl/kaart-geothermie>



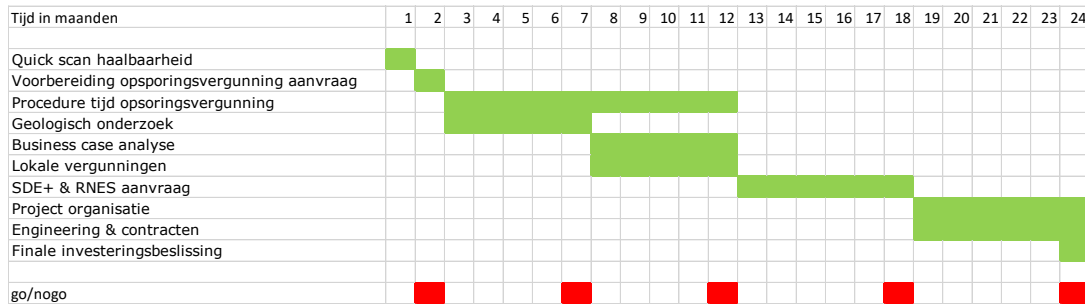
Figuur V-3 Kaart met aangevraagde en verleende mijnbouw vergunningen aardwarmte d.d. 10-10-2018 (<https://www.nlog.nl/kaart-geothermie>).

De mijnbouwwet is in eerste instantie geen milieuwet (het milieuaspect is wel een randvoorwaarde waaraan ook getoetst wordt), maar een economische wet: vergunningen worden verleend om een delfstof economisch optimaal te winnen, in dit geval dus de in de aarde aanwezige warmte. Tijdens de vergunningsverleningprocedure wordt het aangevraagde gebied gepubliceerd, en krijgen andere partijen gedurende 13 weken de tijd om een concurrerende aanvraag in te dienen. Uiteindelijk beslist de minister welk plan het beste is, en verleent de vergunning op basis daarvan.

De planning van projecten wordt in belangrijke mate bepaald door de te doorlopen procedures voor vergunningverlening, subsidieverlening (SDE+) en garantiefonds aanvraag. Daarna is contractvorming en financiering een bepalende factor in de planning.

In onderstaande figuur is een globale planning weergegeven van een geothermieproject, er van uitgaande dat de warmtevraag in beeld is. Het bijeenbrengen en contracteren van de benodigde warmtevraag blijkt voor veel geothermieprojecten in de gebouwde omgeving de grootste uitdaging, helemaal als het geothermie potentieel nog onbekend is. Je gaat niet boren als er geen vraag is, maar je krijgt ook geen gecontracteerde vraag als je niet weet wat je kunt bieden (kip-ei dilemma). In die gebieden waar uit de bestaande data blijkt dat er potentieel is kan onderstaande planning een idee geven van hoe een project doorloop er uit kan zien.





Figuur V-4 Globale planning geothermieproject in Nederland

Deze planning is de kortst mogelijke tijd tussen start van de eerst quick scan en opdrachtverlening naar de aannemer(s). Dit komt mede omdat er een verleende opsporingsvergunning nodig is voor het aanvragen van SDE+ en RNES, en dat deze nodig zijn voordat serieus onderhandeld kan worden met partijen over de realisatie. Na het afsluiten van de contracten moet nog zeker een jaar gerekend worden totdat de installatie in bedrijf genomen zou kunnen worden. In totaal dus drie jaar. Meer realistisch is een termijn van vijf jaar tussen start en oplevering.



## HOOFDSTUK 2 - RANDVOORWAARDEN GEOTHERMIE

Een doorsnee geothermieproject in Nederland kan gekenschetst worden aan de hand van de belangrijkste parameters van het project. Hieronder is een tabel weergegeven met deze parameters en de range die nu veelal voorkomt.

	Minimale waarde	Gemiddelde waarde	Maximale waarde
Diepte (m)	1500	2200	3000
Productie temperatuur (°C)	55	75	100
Injectie temperatuur (°C)	25	35	45
Debiet (m <sup>3</sup> /uur)	150	225	300
Thermisch vermogen (MW <sub>t</sub> )	5	10	20
Geleverde warmte/jaar (TJ/jaar)	100	200	400
Equivalentente vollasturen (h/jaar)	5000	6000	7000
Investerings doublet & brijnwater systeem t/m TSA (M€)	10	20	40
Warmteprijs (€/GJ)	3	5	10
SDE+ subsidie (€/GJ in 2018, max 6000 eq. vollasturen)		10	
COP ontwerp situatie (MWh <sub>t</sub> /MWh <sub>e</sub> )	10	15	30
Kosten onderhoud en beheer (% van investeringen)	4	6	8

Tabel V-2 Bandbreedte parameters "gewoon" geothermieproject in Nederland

De haalbaarheid van een project wordt voor een behoorlijk deel bepaald door de SDE+ subsidie die de projecteigenaar ontvangt (zie boven). De kostprijs van de duurzame warmte (basisbedrag) wordt voorafgaand aan de openstelling van de SDE+ vastgesteld door het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en de marktprijs (correctiebedrag) wordt jaarlijks vastgesteld door PBL op basis van werkelijke prijs van gas. De berekende kostprijs is te vinden op de website van ECN/PBL<sup>8</sup>. De marktprijsbepaling (het zogenaamde correctiebedrag) is voor 2018 vastgesteld op 0,9 \* TTF prijs van gas. De getallen in bovenstaande tabel sluiten redelijk aan bij de door ECN in het "onrendabele top (OT) model" gehanteerde getallen. Uiteindelijk levert een "gemiddeld" geothermie project een financieel rendement op van 14,5 % op het eigen vermogen deel, uitgaande van 30% eigen vermogen.

Maar gemiddelde projecten bestaan er niet, ieder project is anders, en geothermie is tot op heden vrijwel uitsluitend toegepast in de glastuinbouw. Voor toepassing van geothermie in de gebouwde omgeving moet rekening gehouden worden met andere uitgangspunten. De belangrijkste verschillen tussen glastuinbouw en gebouwde omgeving zijn de volgende:

- De retourtemperatuur in de glastuinbouw is zeer laag, en kan zelfs 25°C bedragen, zonder toepassing van een warmtepomp.
- De gevraagde aanvoertemperatuur is voor veel kassen relatief laag (< 60°C).
- De warmtevraag per tuinder is in de regel veel hoger en heeft meer draaiuren per jaar dan gebouwen in de gebouwde omgeving.
- Daar staat tegenover dat de tuinders geen energiebelasting betalen.

<sup>8</sup> <https://www.ecn.nl/nl/samenwerking/sde/sde2018/>



## **2.1 Temperaturen**

De temperatuurniveaus van aanvoer en retour van het verwarmingscircuit dat wordt aangesloten op geothermie zijn van grote invloed op de haalbaarheid van een project. Bij voorkeur wordt hier in een project zo vroeg mogelijk rekening mee gehouden.

### **2.1.1 Aanvoertemperatuur**

De beste situatie, zowel energetisch als financieel, ontstaat als geothermie zo veel mogelijk directe warmte kan leveren, zonder tussenkomst van een warmtepomp. Dat betekent dat de aanvoertemperatuur naar de warmtevragers bij voorkeur lager moet zijn dan ca 70°C. Op die plaatsen waar (toevallig) een hogere temperatuur aanwezig is in een geothermisch reservoir kan soms een hogere aanvoertemperatuur worden gehanteerd. Anderzijds zijn er grote gebieden waar er alleen reservoirs zijn met lagere temperaturen. Daar dient ofwel gebruik gemaakt te worden van een warmtepomp (zie onder) ofwel van een lage temperatuur warmteafgifte systeem. Dit betekent dat veel bestaande warmtenetten, met temperaturen van 90°C aanvoer of meer, in de meeste gevallen een warmtepomp vereisen voor het aansluiten van een geothermie doublet. De geothermie warmte kan wel deels rechtsreeks worden benut door het verwarmen van de retour van het warmtenet.

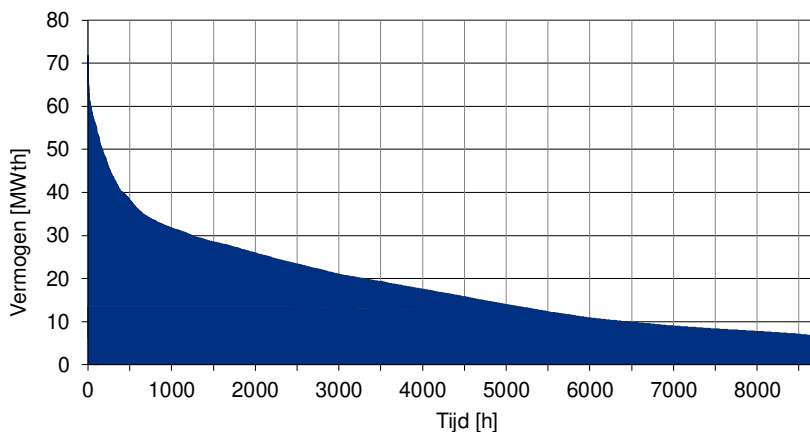
### **2.1.2 Retourtemperatuur**

De uitkoeling van het water dat naar boven wordt gepompt dient zo groot mogelijk te zijn. Uiteindelijk zitten de kosten in het systeem dat het water omhoog pompt en weer injecteert, en zitten de opbrengsten in de warmte die uit dat water wordt gewonnen. Iedere graad die het water verder wordt afgekoeld levert in die zin geld op (als de warmte nuttig wordt ingezet), zeker omdat die warmte ook SDE+ subsidie oplevert. Er zit wel een grens aan de mate van afkoeling die technisch realiseerbaar is. Geothermisch water is veelal zeer zout en bevat veel opgeloste mineralen. Een deel van die zouten kunnen gaan neerslaan bij een te grote afkoeling. Tot op heden lijkt een afkoeling van 50 K (dus bijvoorbeeld van 80 naar 30°C) in veel gevallen haalbaar. Bij sommige projecten is de afkoeling zelfs al groter dan die 50 K, maar bij extreem zout water, en/of bij bijzondere samenstellingen, zou een grote afkoeling tot chemische neerslag kunnen leiden, en zal een geochemisch onderzoek noodzakelijk zijn.

Om de gebouwde omgeving gasloos te maken zullen er nieuwe warmtenetten aangelegd gaan worden. Voor deze nieuwe netten is het cruciaal dat de temperatuurniveaus aansluiten bij de beschikbaarheid van duurzame bronnen, waaronder geothermie. Temperaturen van nieuwe netten dienen daarom bij voorkeur niet hoger te zijn dan ca 70°C aanvoer, en lager dan 40°C retour. Maar de nettemperatuur wordt natuurlijk ook bepaald door de wensen en mogelijkheden aan afzetkant.

## **2.2 Vermogen en draaiuren**

Het vermogen van een geothermiesysteem is relatief hoog voor de gebouwde omgeving (> 5 MW<sub>t</sub>). Geothermie moet daarnaast in de basislast van een warmtevraag kunnen voorzien. Om rendabel te kunnen worden toegepast, moeten er veel uren mee gemaakt worden, hetgeen voor gebouwverwarming betekent dat de pieklast van de warmtevraag meestal veel groter zal zijn dan de 5 MW<sub>t</sub> aanbod van het geothermiesysteem. In Figuur V-5 is een typisch verloop van een jaarbelastingduurkromme opgenomen van een warmtenet in Nederland.



*Figuur V-5 Typisch verloop van een jaarbelasting durkromme van een warmtenet met een pieklast van 60 MW<sub>t</sub>*

Voor een redelijke business case zullen in de regel tenminste ca 5000 equivalente vollasturen nodig zijn. De SDE+ is uitgelegd op 6000 uren, en onder gunstige condities kan daar wat op toegelegd worden, maar bij minder dan 5000 vollasturen wordt al gauw meer dan 20% ingeleverd op de inkomsten t.o.v. de SDE+ uitgangspunten. Veel projecten zijn dan niet meer financieel haalbaar. Een factor 3 tussen basislast en piekvermogen is niet irreëel, hetgeen betekent dat voor de inpassing van een 5 MW<sub>t</sub> geothermie project een warmtevraag van ca 15 MW<sub>t</sub> nodig kan zijn. Bij een gemiddelde vraag van 6 kW<sub>t</sub> per woning zijn ten minste 2500 woningen nodig aan een warmtenet bij een broncapaciteit van 5 MW<sub>t</sub>. Veelal is een grotere capaciteit aanwezig uit de ondergrond (>10 MW<sub>t</sub>), en zijn ook meer woningen nodig (>5000). Er is in Nederland slechts een beperkt aantal warmtevragers in de gebouwde omgeving dat een dergelijk groot vermogen heeft staan aan opwek vermogen. Ook het huidige aandeel van warmtenetten in de warmtelevering in Nederland is zeer beperkt. Dat betekent dat voor het leeuwendeel van de warmtevraag in de gebouwde omgeving, waar de warmtevraag per afnemer lager is dan 15 MW<sub>t</sub> en er geen bestaand net is, een nieuw warmtenet aangelegd zal moeten worden, voordat een geothermie project ingepast zou kunnen worden. De grootste bestaande marktvrage voor geothermie in de gebouwde omgeving zit dan in ziekenhuizen, universiteitsterreinen, sommige bedrijventerreinen zoals een bloemenveiling en in de bestaande warmtenetten.

### 2.3 Warmtepomp

Met behulp van een warmtepomp kan geothermische warmte op de gevraagde temperatuurbehoefte worden gebracht en/of kan de geothermiebron verder worden uitgeoeld.

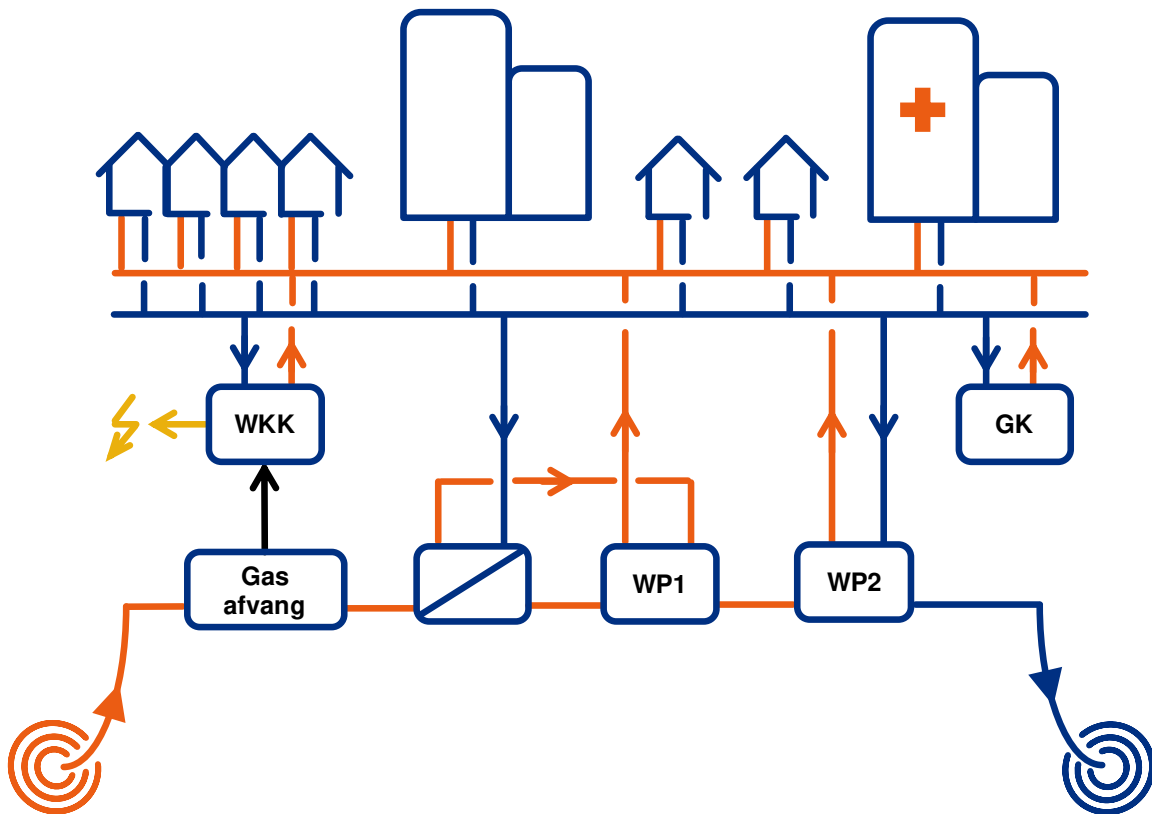
Er zijn twee mogelijkheden om een warmtepomp nuttig in te passen bij geothermie:

1. de retourtemperatuur van het geothermisch water verder uitkoelen voordat het weer geïnjecteerd wordt, en hiermee extra thermisch vermogen creëren. Dit leidt tot een warmtepomp die vooral in de piek wordt ingezet. In de uren dat er minder vraag is kan volstaan worden met de rechtstreekse levering.
2. de aanvoertemperatuur verhogen als de warmtevragers daar behoefte aan heeft. Als het gevraagde temperatuurniveau hoger is dan uit de bron geleverd kan worden, is een dergelijke warmtepomp noodzakelijk.

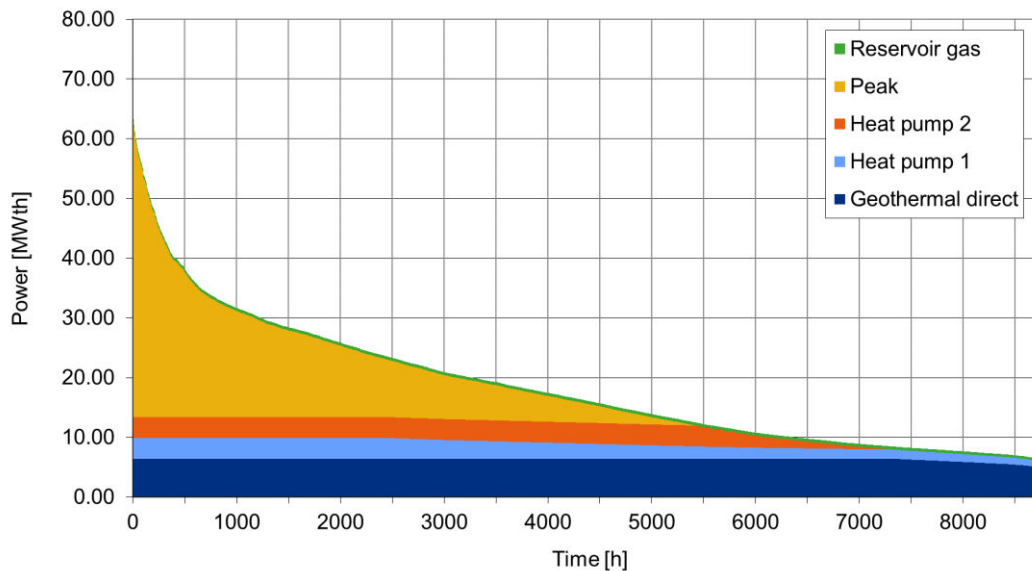
In gevallen waar aardwarmte geleverd wordt aan bestaande stadswarmtenetten zijn beide warmtepompen vaak nodig/gewenst. Voor een fictieve case is e.e.a. globaal uitgewerkt. In Figuur V-6 is een schema weergegeven hoe de twee warmtepompen in het energiesysteem



kunnen worden opgenomen. De resultaten van een dergelijk energieconcept qua levering zijn weergegeven in Figuur V-7 . Hierin is ook de mogelijke afvang en benutting van gas meegenomen. Dit gas zit opgelost in het geothermische water en komt vrij bij oppompen van het water. De piek in de warmtevraag (geel in figuur V-7) wordt geleverd door gasketels. Het groene gekleurde deel wordt geleverd uit een WKK die draait op reservoir gas. In veel projecten wordt opgelost gas mee geproduceerd. De range aan opgelost gas ligt tussen de 0 en 2 Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> per m<sup>3</sup> water, met een gemiddelde van ca 1 Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Bij een debiet van 150 m<sup>3</sup>/uur, 1Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> gas en een afkoeling van het water van 30 K is het vermogen dat uit het gas gehaald kan worden ongeveer 1,3 MW (rendement omzetting 90%) op een thermisch vermogen van ca 5 MW (dus ongeveer 25%).



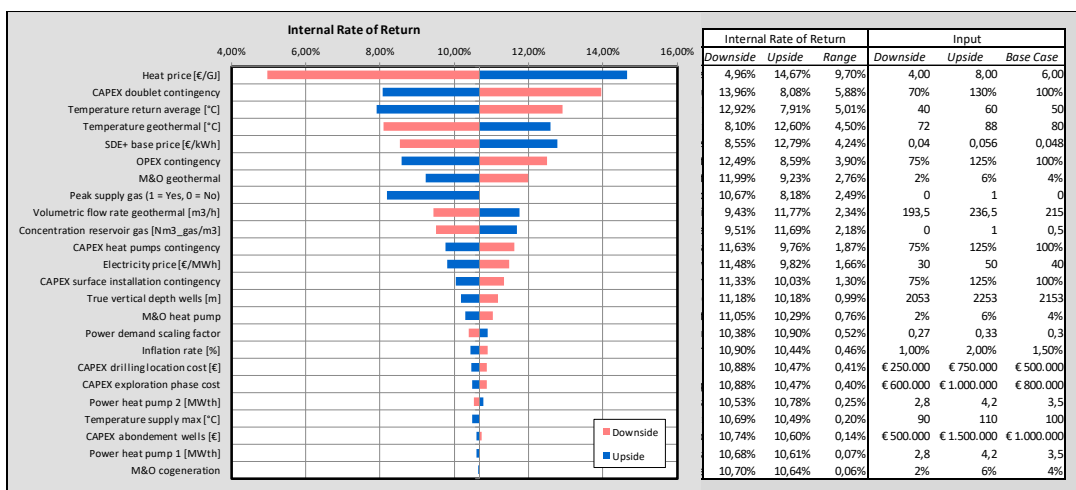
Figuur V-6 Principe schema van inpassing van geothermie in een warmtenet met warmtepompen en gasafvang



*Figuur V-7 Jaarbelasting duurkromme van een warmtenet met een piekvraag van 60 MW<sub>t</sub> en een geothermie project met een debiet van 215 m<sup>3</sup>/uur bij een productie temperatuur van 80°C. Nettemperatuur is 100°C aanvoer en 50°C retour.*

Toepassing van een warmtepomp verhoogt de benutting van de geothermiebron. Daar staat tegenover dat door gebruik van warmtepompen het elektriciteitsverbruik toeneemt en de energieprestatie (gemeten als PER, EOR of COP) van het project als geheel afneemt. In veel gevallen komt het de business case en het toepassingsgebied wel ten goede.

In Figuur V-8 is in een tornado diagram aangegeven hoe de resultaten van bovenstaande berekening gevoelig zijn voor wijzigingen in de uitgangspunten.



*Figuur V-8 Tornado diagram van de gevoeligheid van het intern rendement van een geothermieproject.*

Duidelijk is dat de warmteprijs en investeringen de gevoeligste parameters zijn. Daarna is de retourtemperatuur van de warmtevrager de belangrijkste parameter, aangevende dat de uitkoeling van het opgepompte water cruciaal is. Extra uitkoeling met een warmtepomp (warmtepomp 2) is in veel gevallen zinvol.



De verwachting is dat de warmteprijs in de toekomst omhoog zal gaan, als de gasprijs gaat stijgen door verhoging van de energielasting (klimaatakkoord) en de ODE. Daarmee kan de benodigde SDE+ subsidie om projecten rendabel te maken naar beneden toe. Op de langere termijn zal de gasprijs niet meer bepalend zijn voor de warmteprijs (als gas niet meer de referentie is). Dan nog is niet te verwachten dat de warmteprijs tegen die tijd zal gaan dalen, gezien de grote kosten die gemaakt moeten worden voor het verduurzamen van de warmtevoorziening.



### HOOFDSTUK 3 - WARMTEPRODUCTIE IN DE ZOMER

De warmtevraag in de gebouwde omgeving is in de zomerperiode laag. Als een geothermiebron wordt aangesloten op een warmtenet, dan zal er veelal meer warmteaanbod zijn dan vraag in het zomerseizoen. Dit warmteaanbod kan eventueel voor iets anders worden ingezet. De volgende opties zijn in beeld:

- 1 gebruik de warmte voor absorptiekoeling of
- 2 voor elektriciteitsopwekking of
- 3 sla de warmte op in een Hoge Temperatuur Warmteopslag (HTO) in een aquifer in de ondergrond en gebruik deze in de winter.

In alle gevallen is het goed te beseffen dat het winnen van geothermische warmte exploitatiekosten vraagt zoals kosten van elektriciteit van de bronpomp en kosten voor inhibitor dosering, en dat geothermische warmte in de zomer dus niet gratis is.

#### 3.1 Absorptiekoeling

Het rendement van absorptiekoeling hangt af van de (gemiddelde) temperatuur die wordt gebruikt voor de verwarming en de temperatuur waarop restwarmte wordt afgevoerd. Wanneer restwarmte wordt afgevoerd met een koeltoren, zal de temperatuur van de warme bron rond de 90°C moeten liggen. Bij een warme bron van 90/80°C (aanvoer/retour) is de COP circa 0,8. Uitgaande van een geothermiebron met een debiet van 225 m<sup>3</sup>/h en een temperatuur van 90°C wordt bij 90/80 circa 2,4 MW<sub>t</sub> toegevoerd en circa 2 MW<sub>t</sub> aan koude geproduceerd. In totaal dient (met bv een koeltoren) 4,4 MW<sub>t</sub> aan restwarmte te worden weg gekoeld. Uitgaande van een COP van 150 voor de absorptiekoelmachine en een COP van 25 voor een droge koeler, is voor elke MWh<sub>t</sub> aan koude circa 0,09 MWh<sub>e</sub> aan elektriciteit nodig. De COP voor koeling komt daarmee op circa 11. Aanvullend is het elektrisch vermogen van de geothermische bronpomp ingeschat op 1000 kW<sub>e</sub>. Wanneer dit ook wordt toegerekend aan de koeling, daalt de overall COP voor koeling naar circa 1,7. Uitgaande van een COP voor compressiekoelmachines van ca 4 kan worden geconcludeerd dat absorptiekoeling energetisch alleen zinvol is wanneer naast koeling aanvullend ook warmte wordt geleverd (cascaderen). Het elektriciteitsverbruik van de geothermische bronpomp kan dan deels worden toegekend aan de warmtelevering.

In het volgende rekenvoorbeeld is aangenomen warmte en koude worden gecascadeerd. Eerst wordt geothermie ingezet om in combinatie met een absorptiekoelmachine koude te produceren (geothermie van 90 naar 80°C). Vervolgens wordt de uittrede van de absorptiekoelmachine gebruikt om warmte te leveren (van 80 naar 30°C). Elektriciteitsverbruik van de geothermische pomp wordt deels toegerekend aan warmtelevering (1/6 e deel). Een absorptiekoelmachine kost circa 200 €/kW<sub>t</sub> en inclusief alle bijkomende kosten gaat de investering misschien naar 400 €/kW<sub>t</sub>. Daarmee komen de investeringskosten in dit geval op circa 400.000 a 800.000 €. Ingeschat is dat de absorptiekoelmachine in de zomer maximaal 3.000 uur kan draaien. De totale koudeproductie is dan 6.000 MWh<sub>t</sub>. In het geval van compressiekoelmachines is hiervoor 1.500 MWh<sub>e</sub> aan elektriciteit nodig. In geval van absorptiekoelmachines is hiervoor ca 730 MWh<sub>e</sub> aan elektriciteit nodig. Bij een tarief van 70 €/MWh<sub>e</sub> bedraagt de jaarlijkse besparing ca 54.000 €. De terugverdientijd ligt dan rond de 7 a 15 jaar. Toepassing van een absorptiekoelmachine biedt energetisch en financieel dus mogelijkheden, mits de temperatuur van geothermie voldoende hoog is (tenminste 90°C) en de afzet van koude voldoende groot. Daarbij moet ook nog bedacht worden dat de ondergrondse geothermie-installatie in deze som volledig is toegerekend aan de warmtevraag, en niet aan de elektriciteitslevering. Zou dat wel gebeuren (naar rato bijvoorbeeld) dan is koude productie uit geothermie minder haalbaar.





### 3.2 Elektriciteit

Warmte kan worden omgezet in elektriciteit met behulp van een Organic Rankine Cycle (ORC). Dit kan bij een temperatuur vanaf circa 70°C. Het maximaal te behalen elektrisch rendement kan worden uitgerekend met behulp van Carnot:  $(T_{aanvoer} - T_{koeling}) / T_{aanvoer}$  (T is absolute temperatuur in K). In de praktijk is bij de relatief lage geothermische temperaturen de helft van het theoretisch maximale rendement haalbaar. Voor een aanvoertemperatuur van 100°C en een koelwatertemperatuur van 20°C is het Carnot rendement ca 20%, en is het max rendement van een ORC ongeveer 10%. Daarbij moet wel bedacht worden dat een geothermie systeem ook elektriciteit vraagt voor de bronpomp. Als de COP van geothermie 20 is, dan is er dus 5% elektriciteit nodig voor de geleverde warmte. Netto blijft er dan nog 5% elektriciteit over. Een gemiddeld geothermieproject van 10 MW<sub>t</sub> produceert dus bruto ca 1000 kW<sub>e</sub> en netto ca 500 kW<sub>e</sub>. Bij een investering voor een ORC van 3000 €/kW<sub>e</sub> moet voor een 1000 kW<sub>e</sub> gerekend worden op 3 M€ investering, alleen voor de ORC. Als netto 500 kW<sub>e</sub> geproduceerd kan worden gedurende 3000 uur (alleen gedurende de uren dat er onvoldoende warmtevraag is; de warmte brengt altijd veel meer op als je die rechtstreeks kunt verkopen, dan als je er met een laag rendement elektriciteit van gaat maken) dan is de opbrengst bij 50 €/MWh<sub>e</sub> ca 80.000 €/jaar. Een terugverdientijd van meer dan 35 jaar, en dan moeten er ook nog exploitatiekosten af voor de ORC en de geothermie put.

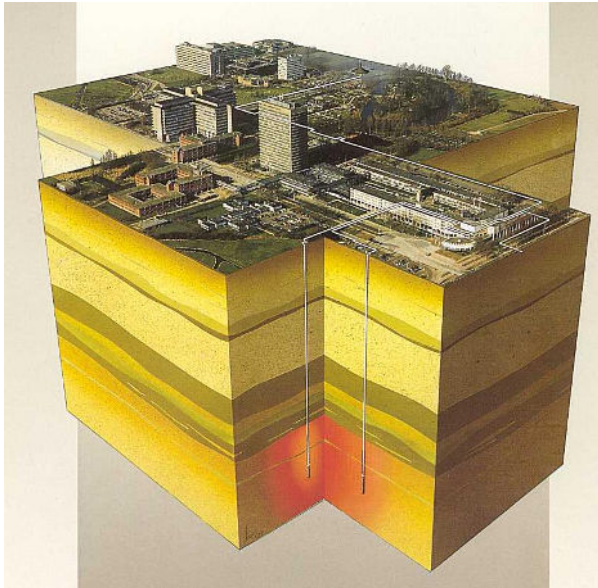
Conclusie: elektriciteitsproductie uit geothermie gedurende de uren dat er geen warmtevraag is, is niet haalbaar, tenzij de randvoorwaarden flink veranderen (bijvoorbeeld veel hogere prijs voor de elektriciteit, of sterk gedaalde kosten voor een ORC). Daarbij moet, net als bij koude productie, ook nog bedacht worden dat de ondergrondse geothermie-installatie in deze som volledig is toegerekend aan de warmtevraag, en niet aan de elektriciteitslevering. Zou dat wel gebeuren (naar rato bijvoorbeeld) dan is elektriciteitsproductie uit geothermie nog minder haalbaar.

### 3.3 HTO (Hoge Temperatuur warmte Opslag)

De warmte die in de zomer overtollig is, kan worden opgeslagen voor later hergebruik. In Nederland zijn er een aantal projecten gemaakt met opslag van warm water, zowel opslag van zonnewarmte als opslag van restwarmte. HTO is anders dan WKO, doordat er hogere temperaturen worden opgeslagen dan 25°C, en omdat een energiebalans onmogelijk is omdat beide putten een temperatuur hebben boven de natuurlijke temperatuur. Dat heeft consequenties ten aanzien van techniek en ten aanzien van vergunningen. Een beknopt overzicht is te vinden op de website van IF Technology<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> //iftechnology.nl/opslag-van-warmte-maakt-groot-aandeel-zonnewarmte-haalbaar-en-betaalbaar.



*Figuur V-9 Artist impression van de hoge temperatuur warmteopslag die in het verleden is gerealiseerd bij De Uithof in Utrecht.*

Er wordt op dit moment ook gewerkt aan projecten met opslag van geothermische warmte. In het verleden is onderzoek gedaan naar warmteopslag voor het geothermie project in Vierpolders<sup>10</sup>. Uit dat onderzoek blijkt dat de kostprijs van de warmte uit de opslag ca 2 à 6 €/GJ bedraagt, uitgaande van gratis warmte die er in gaat. HTO kan de rentabiliteit van een geothermie project dus mogelijk verbeteren. HTO is echter nog geen standaard technologie, en het verkrijgen van vergunning voor opslag op dieptes minder dan 500 m is niet altijd even eenvoudig. Mede daarom wordt nu een EU project gestart in het kader van Geothermica, genaamd Heatstore<sup>11</sup>.

---

<sup>10</sup> [https://www.researchgate.net/publication/280727135\\_High-temperature\\_aquifer\\_thermal\\_energy\\_storage\\_HT-ATES\\_-\\_sustainable\\_and\\_multi-usable](https://www.researchgate.net/publication/280727135_High-temperature_aquifer_thermal_energy_storage_HT-ATES_-_sustainable_and_multi-usable)

<sup>11</sup> zie <https://iftechnology.nl/hoe-een-hete-zomer-voor-warme-winter-zorgt>



## HOOFDSTUK 4 - CONCLUSIES

Samenvattend kan het volgende geconcludeerd worden voor geothermie in de gebouwde omgeving.

- Er is een aanzienlijke warmtevraag nodig, en er zal een warmtenet moeten zijn, of aangelegd moeten worden voordat geothermie kan worden toegepast.
- Bestaande warmtenetten hebben veelal een vrij hoog temperatuurniveau (> 90°C) en voor de meeste locaties zullen warmtepompen nodig zijn om dit temperatuur niveau met geothermie te kunnen leveren. Vervelender is dat bestaande netten veelal een vrij hoge retourtemperatuur hebben (>50°C). Dit betekent dat ook warmtepompen nodig zijn om de retourtemperatuur van het geothermie water af te koelen. In de toekomst is het verstandiger de nettemperaturen te verlagen door aanpassingen aan de netten en de gebouwinstallaties.
- In de zomer kan aanvullend geothermische warmte worden gebruikt voor:
  - Elektriciteitsproductie met een ORC. Dit is mogelijk vanaf circa 70°C. Onder de huidige marktcondities kan dit (nog) niet financieel uit.
  - Koeling met een absorptiekoelmachine. Dit kan vanaf een temperatuur vanaf circa 90°C. De terugverdientijd ligt tussen de 7 en 15 jaar.
  - Hoge temperatuur opslag in de bodem. Opslag kan financieel interessant zijn. Er is al wel ervaring met deze technologie, maar het is nog geen standaard technologie.



Technische rapport