

Klimaatneutrale warmtebronnen Diemennet

Inventarisatiestudie





CE Delft

Committed to the Environment

Klimaatneutrale warmtebronnen Diemennet

Inventarisatiestudie

Dit rapport is geschreven door:
Florian Hesselink, Joost van den Assum, Martha Deen, Joram Dehens, Frans Rooijers, Sinan Senel en Benno Schepers

Delft, CE Delft, april 2024

Publicatienummer: 24.230461.050

Opdrachtgever: Gemeente Amsterdam
Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Florian Hesselink (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	8
	1.1 Aanleiding	8
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	8
	1.3 Methode	8
	1.4 Leeswijzer	9
2	Beschrijving van het Diemennet	10
	2.1 Wat is het Diemennet?	10
	2.2 De huidige warmtevraag	11
	2.3 Wat verandert er in de toekomst?	14
3	Inventarisatie warmtebronnen	17
	3.1 Geselecteerde oplossingsrichtingen: Bronnen en infrastructuur	17
	3.2 Welke bronnen kunnen waarvoor worden gebruikt?	18
4	Ontwikkeling van nieuwe warmtebronnen	28
	4.1 Knelpunten in het realiseren van bronnen	28
	4.2 Pijlers ontwikkeling bronnen Diemennet	30
5	Conclusies en aanbevelingen	33
	5.1 Hoe verandert de warmtevraag en -productie van het Diemennet in de toekomst?	33
	5.2 Welke klimaatneutrale warmtebronnen zijn beschikbaar en waarvoor kunnen deze in het Diemennet worden gebruikt?	33
	5.3 Wat is er nodig om alternatieve klimaatneutrale warmtebronnen in het Diemennet te realiseren?	35
	Literatuurlijst	38
A	Oplossingsrichtingen	41
	A.1 Thermische energie uit afvalwater	41
	A.2 Thermische energie uit oppervlaktewater	47
	A.3 Zonthermie	53
	A.4 Restwarmte datacenters	57
	A.5 Geothermie	63
	A.6 Restwarmte elektrolyser	69
	A.7 Elektrische boiler	71
	A.8 Vaste biomassa	74
	A.9 Waterstof	75
	A.10 Groengas	78
	A.11 Kernenergie	79

A.12 Transportleiding Westpoort Warmte 83
A.13 Grootschalige thermische opslag 87

B Opwaardering met warmtepompen 91

C Beschikbaarheid transportvermogen elektriciteit 95

D Ontwikkeling nettarieven 99

Samenvatting

Het Diemennet van Vattenfall voorziet circa 140.000 woningequivalenten in Almere en regio Amsterdam-Zuidoost van warmte. Op dit moment wordt het net voornamelijk voorzien met restwarmte van de gasgestookte Diemencentrale. Een klimaatneutraal alternatief is op termijn nodig, niet alleen vanwege emissiereductiedoelen, maar ook omdat de inzet van de centrale zal verminderen door ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt. Vanuit dit oogpunt was Vattenfall bezig met het ontwikkelen van een biomassaketel die de komende jaren een belangrijke rol zou gaan spelen in de warmtevoorziening. De bijbehorende vergunning is echter in augustus 2023 vernietigd door de Raad van State. Hierop heeft Vattenfall het biomassaproject op pauze gezet en is in gesprek gegaan met betrokken gemeenten en provincies over tijdig beschikbare, betaalbare alternatieven. Voor dit gesprek hebben betrokken gemeenten, provincies en Vattenfall aan CE Delft gevraagd een inventarisatie te doen van mogelijke klimaatneutrale bronnen voor het Diemennet.

Beoordeling van bronnen

In dit onderzoek is gekeken naar de potentie van elf warmtebronnen en is de rol van warmtetransport en warmteopslag onderzocht. Naast een bureaustudie zijn de opdrachtgevers, omgevingsdiensten, netbeheerder Liander en EBN gevraagd wat er lokaal mogelijk is en welke uitdagingen zij voorzien. In Tabel 1 staat onze totaalbeoordeling van de geschiktheid van individuele bronnen en infrastructuur richting 2040. Hierin hebben we bronnen beoordeeld op criteria als technische beschikbaarheid, potentieel vermogen, kosten en haalbaarheid in het Diemennet. In theorie is er genoeg vermogen beschikbaar om te voorzien in de toekomstige warmtevraag.

Tabel 1 - Beoordeling geschiktheid van bronnen en infrastructuur voor het Diemennet richting 2040. Groene markering is een kansrijke optie, geel kan maar waarschijnlijk niet reëel en rood is niet reëel

Bron	Geschikt voor		
	Basislast	Middenlast	Pieklast
Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO)			
Thermische Energie uit Afvalwater (TEA)			
Zonthermie			
Restwarmte datacenters			
Geothermie			
Restwarmte elektrolyser			
Elektrische boiler			
Vaste biomassa			
Groengas			
Waterstof			
Kernenergie (SMR)			

Bron		Geschikt voor		
		Basislast	Middenlast	Pieklast
Infrastructuur				
Transportleiding Westpoort Warmte (afvalwarmte en nieuw te ontwikkelingen bronnen)				
Grootschalige thermische opslag				

Vier mogelijke pijlers voor centrale en decentrale warmteproductie

We stellen vast dat de grote uitdaging voor het Diemennet ligt bij het vinden van basis- en middenlastbronnen. De huidige piekbronnen staan minder onder druk dan de Diemencentrale zelf, bovendien leveren ze een relatief klein deel van de totale warmte. De als kansrijk beoordeelde bronnen in de tabel vatten we samen in vier verschillende pijlers.

In de eerste twee pijlers behoud men de centrale warmteproductie met transport zoals dat nu gebeurt vanuit de Diemencentrale.

1. **Ombouw van de Diemencentrale naar waterstof**. De centrale zal op termijn sluiten of moeten omgebouwd zodat deze met duurzaam gas kan produceren. Waterstof restwarmte is waarschijnlijk minder uur per jaar tegen een betaalbare prijs beschikbaar. Opgesteld in combinatie met elektrische boilers voor warmteproductie op momenten met lage elektriciteitsprijzen en warmtebuffering kan de Diemenlocatie gebruikt blijven worden.
2. **Transport uit westelijk havengebied**. Aanvullend is uitkoppeling en transport van warmte uit het westelijk havengebied een optie. Op dit moment gebeurt dit al in beperkte mate via de South Connection. De AEB zou hierin een rol kunnen spelen, maar waarschijnlijk zijn ook andere bronnen nodig. Een deel daarvan zal elektrisch moeten worden opgewaardeerd. Voor deze optie zou nieuwe transportinfrastructuur moeten worden aangelegd, waarvan de ontwikkeling waarschijnlijk tien jaar duurt.

Als alternatief of ter aanvulling van centrale warmteproductie kan warmte met decentrale bronnen dichter bij de afname worden opgewekt**.** Afhankelijk van de bron duurt het vijf tot tien jaar om deze te ontwikkelen. Hier zien we de volgende twee pijlers.

3. **Geothermie als basislast**. Indien beschikbaar is geothermie een stabiele basislastbron. Wel is voor warmtetransport waarschijnlijk een warmtepomp nodig om de warmte van 60-80 ˚C in de winter naar 100-120 ˚C op te waarderen. Dit maakt de optie relatief duur. Daarnaast moet de potentie van geothermie in regio Amsterdam-Zuidoost en regio Almere nog beter worden onderzocht.
4. **Decentrale, lagetemperatuurbronnen met warmtepomp.** Dit zijn onder andere datacenters en TEA-installaties met lagere temperaturen, waarbij meer elektrische warmteopwaardering nodig zal zijn met behulp van grootschalige warmtepompen. Hoewel de opwaarderingsstap groot is, is er met name van datacenterwarmte zeer veel potentie aanwezig. In theorie zouden elektrolysers en datacenters met middentemperatuur-restwarmte ook een optie zijn, maar ontwikkelingen op dit vlak zijn nu beperkt concreet in beeld.

Vervolgstappen voor het ontwikkelen van klimaatneutrale bronnen

Het is nog te vroeg om volledig in te zetten op één specifieke pijler, hiervoor bestaat nog teveel onzekerheid over onder andere bronbeschikbaarheid en kosten. We voorzien daarom de volgende vervolgstappen:

1. **Doe nader onderzoek en indien mogelijk, ontwikkel een geothermiebron rond onderzoeksboring Amstelland**. Naast potentie zijn aandachtspunten op korte termijn de netcapaciteit en de warmtepomp.
2. **Onderzoek de potentie van geothermie in Almere**. Hierover is op dit moment te weinig bekend en de beschikbaarheid van geothermie in Almere kan doorslaggevend zijn voor de bronnenstrategie als geheel. Aandachtspunten op dit vlak zijn financiering van een eerste boring en seismiek.
3. **Onderzoek bronbeschikbaarheid en transportmogelijkheden vanuit Westpoort Warmte**. Het is nog onduidelijk in hoeverre welke bronnen in het westelijk havengebied ook voor het Diemennet een optie zijn. Op dit moment kan er al wat warmte worden uitgekoppeld, nieuwe infrastructuur bied meer mogelijkheden maar vergt ook investeringen.
4. **Start met ontwikkeling van decentrale bronnen.** Deze zullen waarschijnlijk nodig zijn. Bijvoorbeeld uitkoppeling van een datacenter of TEA. Aandachtspunten naast benodigde warmtepomp en beperkte netcapaciteit tot 2033.
5. **Onderzoek de mogelijke rol van de Diemenlocatie door combinatie van de elektriciteitscentrale op waterstof, elektrische boiler en opslag.** Door de benodigde infrastructuur, kosten en operationele mogelijkheden van deze configuratie beter uit te zoeken wordt duidelijker wat de toekomstige rol van de Diemenlocatie gaat zijn.

Knelpunten

In interviews identificeerden we proces- en techniekgerelateerde knelpunten die een effect hebben op het draagvlak en (investerings)risico van nieuwe klimaatneutrale bronnen. Dit zijn:

- **Duurzaamheid.** Breed gedragen, lange termijn consensus en commitment over welke bronnen acceptabel zijn ontbreekt bij bronnen als biomassa en afvalwarmte.
- **Betaalbaarheid.** Voor maatschappelijk draagvlak is duidelijkheid over de toekomstige tarifering nodig. Hierover is door wetgeving en prijsrisico onzekerheid.
- **Beperkte ervaring klimaatneutrale technieken**: Sommige technieken zijn relatief nieuw en/of op de beoogde schaal of in bepaald gebied nauwelijks toegepast. Deze investeringen hebben daardoor meer risico's dan conventionele fossiele technieken.
- **Garanties voor leveringszekerheid:** Voor restwarmtebronnen zijn broneigenaren niet altijd bereid om langjarige levergaranties te geven, zoals bij datacenters. Hierdoor worden investeringen in individuele bronnen risicovoller.
- **Ondersteuning met subsidies en regelingen:** Een aantal bronnen wordt, om uiteenlopende redenen, niet of beperkt ondersteund, waardoor investeringen nu niet rendabel zijn. Dit speelt bijvoorbeeld bij bronnen waar een industriële warmtepomp bij nodig is.
- **Milieueisen:** Hiervoor dient genoeg aandacht te zijn, want deze hebben in het verleden ontwikkelprocessen doen stokken. Bijvoorbeeld bij vergunning van de biomassacentrale.
- **Netcapaciteit:** Elektriciteit is voor veel bronnen nodig, maar tot minstens 2029 in Almere en tot 2033 in regio Amsterdam zal geen nieuwe capaciteit beschikbaar zijn.
- **Beschikbare ruimte**. Ruimte is in de regio schaars, zowel in boven- als ondergrond, maar wel nodig voor de ontwikkeling van nieuwe bronnen.
- **Locatie warmtebron in het net**. Bij decentrale bronnen is het nodig dat opwek dichter bij de vraag zit dan nu het geval. We zien bijvoorbeeld meer bronpotentie in Amsterdam dan Almere, wat voor dat deel van het net kan vereisen dat er andere keuzes worden gemaakt.

Dit alles maakt dat het ontwikkelen van nieuwe, klimaatneutrale warmtebronnen in elk geval uitdagend is. Toch zijn de meeste knelpunten op te lossen met voldoende coördinatie en commitment van betrokken partijen. En dat zal nodig zijn, want als er in de komende jaren geen nieuwe bronnen worden ontwikkeld heeft dat nadelige gevolgen voor de betaalbaarheid en mogelijk leveringszekerheid van warmte voor huishoudens en bedrijven. Bovendien hebben de gemeenten hoge ambities om hun gebouwde omgeving aardgasvrij te maken en vormt netcongestie een steeds acuter probleem. Warmtenetten spelen een belangrijke rol in beide vraagstukken en daarom is het zo snel als mogelijk ontwikkelen van nieuwe, klimaatneutrale warmtebronnen noodzakelijk.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

De Raad van State heeft in augustus 2023 de vergunning voor een nieuwe biomassacentrale bij Diemen vernietigd. Deze centrale zou een cruciale rol spelen in de toekomstige warmte-voorziening van het Diemennet. Er is nu behoefte aan inzicht in andere warmtebronnen om het oostelijk warmtenet van Amsterdam, Almere, Diemen, Ouder-Amstel en Amstelveen betaalbaar van warmte te voorzien. Voorlopig is aardgas nog een energiebron die gebruikt kan worden, maar door het klimaatbeleid is dat eindig. De betrokken gemeenten, provincies Noord-Holland en Flevoland en Vattenfall hebben daarom gezamenlijk aan CE Delft gevraagd een inventarisatie te doen van alternatieve, klimaatneutrale warmtebronnen.

1.2 Doel en onderzoeksvragen

CE Delft is gevraagd om de mogelijke warmtebronnen, uitgaande van de huidige en geprognotiseerde warmtevraag, in kaart te brengen. Hierbij gaat het om technische mogelijkheden (capaciteit, jaarpatroon), de inschatting van de kosten van elk van de bronnen, en noodzakelijke juridische stappen, zoals vergunningen. CE Delft brengt de realistische mogelijkheden zo nauwgezet mogelijk in kaart.

De hoofdvraag van deze studie is: '*Welke alternatieve, klimaatneutrale warmtebronnen zijn haalbaar voor het Diemennet?*'. In dit rapport beantwoorden we deze vraag door de volgende deelvragen te beantwoorden:

- Hoe verandert de warmtevraag en -productie van het Diemennet in de toekomst?
- Welke klimaatneutrale warmtebronnen zijn beschikbaar en waarvoor kunnen deze in het Diemennet worden gebruikt?
- Wat is er nodig om alternatieve klimaatneutrale warmtebronnen in het Diemennet te realiseren?

1.3 Methode

Deze studie is uitgevoerd door middel van bureauonderzoek (literatuurstudie, geografische en kwantitatieve analyse) en interviews. In het onderzoek beschouwen we dertien oplos-singsrichtingen waarmee duurzame warmte ontsloten kan worden.
De bronnen zijn iteratief geselecteerd en afgestemd in gesprek met opdrachtgevers en betrokkenen. CE Delft heeft gesprekken gevoerd met zowel betrokkenen als inhoudelijk experts. Tabel 2 bevat een overzicht van deze interviews.

Tabel 2 - Geïnterviewde organisaties

Organisatie	Onderwerp interview
Vattenfall	Informatie delen Diemennet en potenties, kansen en uitdagingen van nieuwe duurzame bronnen
Liander	— Mogelijkheden op het elektriciteitsnet regio Almere — Mogelijkheden op het elektriciteitsnet regio Amsterdam
Energiebeheer Nederland	Geothermieboring Amstelland en potentie geothermie in regio
Omgevingsdienst Noorzeekanaalgebied	Vergunningstechnische aspecten bronontwikkeling

Organisatie	Onderwerp interview
Provincie Noord-Holland	— Restwarmte datacenters — Geothermie
Provincie Flevoland (schriftelijk)	Beleid warmtebronnen
Gemeente Almere	Visie op ontwikkeling warmtebronnen en -netten en lokale kennis ophalen
Gemeente Diemen	Visie op ontwikkeling warmtebronnen en -netten en lokale kennis ophalen
Gemeente Amsterdam	Visie op ontwikkeling warmtebronnen en -netten en lokale kennis ophalen
Gemeente Ouder-Amstel	Visie op ontwikkeling warmtebronnen en -netten en lokale kennis ophalen

1.4 Leeswijzer

Dit rapport bestaat uit vijf hoofdstukken en vier bijlagen. In Hoofdstuk 2 beschrijven we kerninformatie over het Diemennet zoals de warmtevraag en relevante toekomstige ontwikkelingen. In Hoofdstuk 3 introduceren en typeren we de oplossingsrichtingen voor een duurzame warmtevoorziening. Vervolgens beschrijft Hoofdstuk 4 wat er nodig is om deze bronnen te realiseren. Daarbij besteden we aandacht aan werkbare combinaties van bronnen, belangrijkste obstakels en aandachtspunten voor ontwikkeling, de realisatietermijn van een nieuwe bron en de kosten van de duurzame warmte. Ten slotte bevat Hoofdstuk 5 de belangrijkste conclusies en aanbevelingen.

Het hoofdrapport is gebaseerd op de uitwerking van individuele warmtebronnen in Bijlage A. Bijlagen B, C en D bevatten verdieping in elektrificatie en behandelen respectievelijk het aanbod van industriële warmtepompen, de beschikbaarheid van elektrisch transportvermogen en de ontwikkeling van nettarieven.

2 Beschrijving van het Diemennet

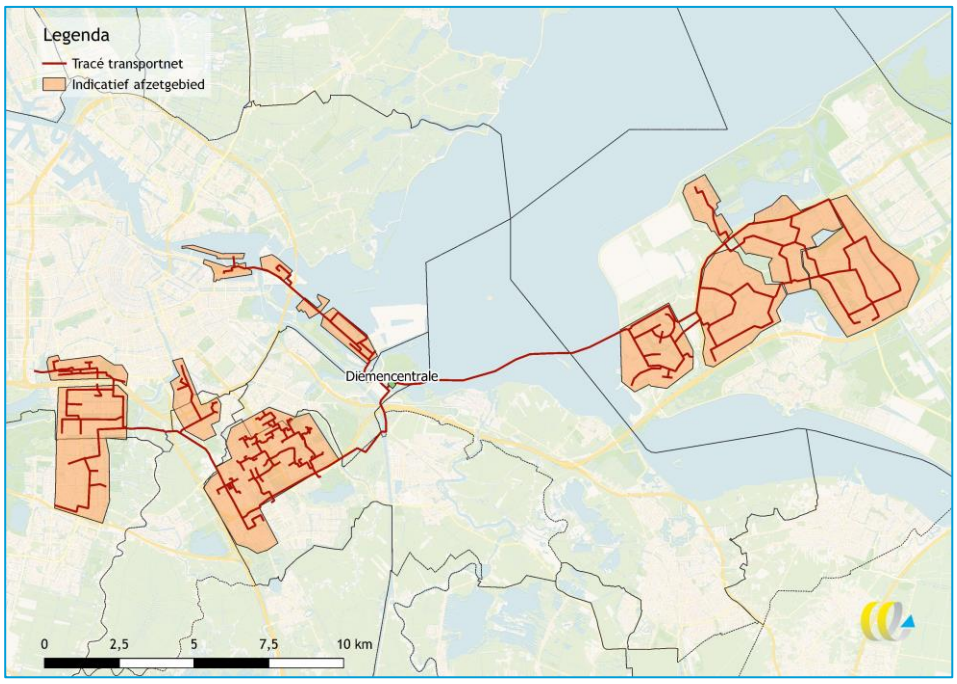
In dit hoofdstuk behandelen we relevante eigenschappen van het Diemennet, zoals ligging, warmtevraag, warmtebronnen en groeiprognoses. Dit dient als beantwoording van de vraag *'Hoe verandert de warmtevraag en -productie van het Diemennet in de toekomst?'*.

2.1 Wat is het Diemennet?

Het Diemennet (zie toelichting op terminologie in Tekstkader 1) levert op dit moment warmte aan circa 140.000 woningequivalenten[1] (WEQ), waarvan grofweg de helft in Almere en de andere helft in Amsterdam, Diemen, Ouder-Amstel en via het Eneco-net Amstelveen (Vattenfall, 2023). Dit tweede cluster noemen we conform Vattenfall-terminologie collectief 'Zuidoost'. Figuur 1 illustreert de ligging van het tracé en het afzetgebied van het Diemennet. Het net is in verschillende periodes ontwikkeld:

- Het netgedeelte in Almere is het oudst, de eerste wijken zijn in de vroege jaren 80 aangesloten.
- Het gros van het warmtenet in en rond Amsterdam is uitgelegd rond de eeuwwisseling.
- De warmtetransportleiding tussen Diemen en Almere is aangelegd in 2011.
- Op de locatie van de Diemencentrale wordt al sinds de jaren 70 elektriciteit opgewekt. De huidige centrale bestaat uit twee eenheden, in gebruik genomen in 1995 en 2012.

Figuur 1 - Tracé en afzetgebied van het Diemennet



[1] Warmtenetten leveren warmte aan woningen en utiliteitsgebouwen zoals kantoren en winkels. Utiliteitsgebouwen worden uitgedrukt in woningequivalenten om met één eenheid de omvang van een warmtenet te kunnen omschrijven.

Tekstkader 1 - Afkadering Diemennet

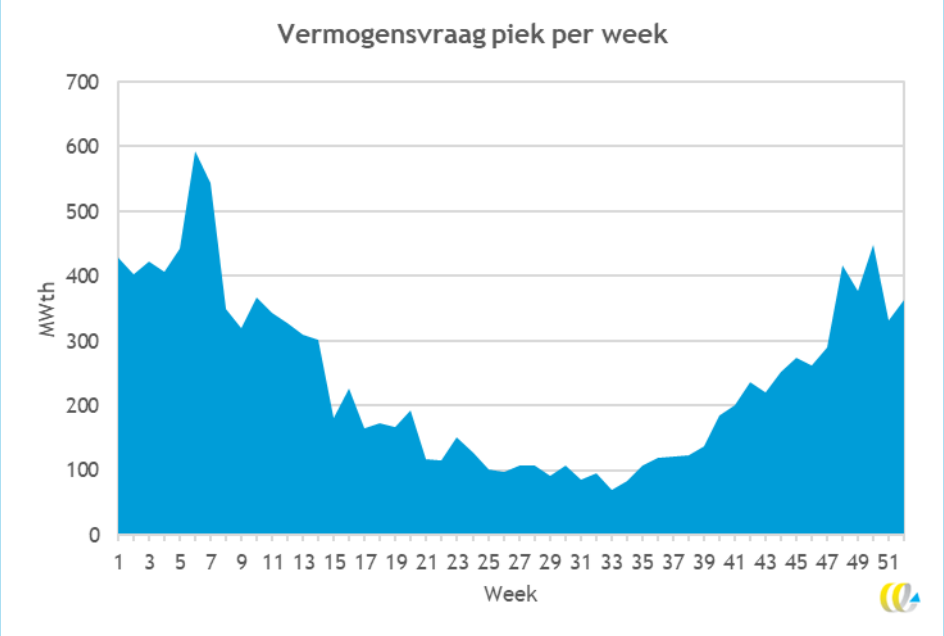
Hoewel de in Diemen gelegen Diemencentrale de hoofdwarmtebron vormt voor het net, en er ook gebouwen in Diemen mee worden verwarmd, wordt de warmte vooral naar andere gemeenten getransporteerd.
In Amsterdam spreekt Vattenfall over 'warmtenet Amsterdam-Zuid en -Oost', in Almere over 'warmtenet Almere'. Daarnaast levert Vattenfall met de Diemencentrale warmte door naar het warmtenet van Eneco in Amstelveen, 'warmtenet Amstelveen-Noord', en zijn er ook een aantal gebouwen in Ouder-Amstel aangesloten. Dit collectief aan warmtenet-infrastructuur is het Diemennet. Verder is het Diemennet bij de Nieuwe Meer in Amsterdam met een warmtewisselaar verbonden met het andere grote warmtenet in Amsterdam, 'warmtenet Amsterdam-Noord en -West', ook wel Westpoort Warmte genoemd. Westpoort Warmte is voor 50% in handen van gemeente Amsterdam, de andere 50% is ook in handen van Vattenfall. De verbinding tussen de netten heet de South Connection en staat het toe om beperkt vermogen van het Westpoort Warmtenet naar Amsterdam-Zuid en Amstelveen te transporteren en vice versa.

2.2 De huidige warmtevraag

Warmteproductie voor het Diemennet is 5.000 tot 5.500 TJ per jaar

De vraag naar warmte volgt door het jaar heen de buitentemperatuur. In de zomer is er nagenoeg geen vraag naar ruimteverwarming en blijft er de basisvraag over voor warm tapwater en industriële toepassingen. In Figuur 1 staan de productiepieken die nodig waren om aan de vraag naar warmte te voldoen. Op jaarbasis wordt momenteel circa 5.500 TJ warmte geproduceerd, waarvan ongeveer driekwart wordt geleverd aan eingebruikers en de rest verloren in transport en distributie (NPLW, 2021; RVO, 2022). We baseren ons voor de warmte- en vermogensvraag van het net op door Vattenfall aangeleverde cijfers (januari 2024). Hieruit blijkt dat de huidige piekproductie in de winter rond de 600 MW ligt.

Figuur 2 - Huidige vermogensvraagpiek per week Diemennet



Bron: Vattenfall.

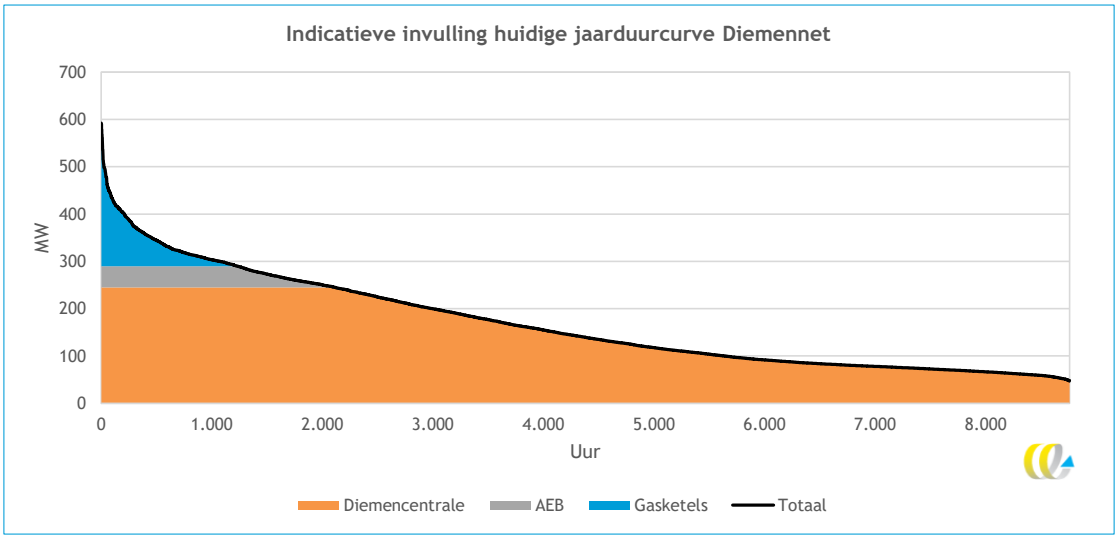
De Diemencentrale voorziet in 2023 ~90% van de warmtevraag, maar zal naar verwachting steeds minder produceren

De warmtevraag van het Diemennet wordt voornamelijk verkregen uit de Diemencentrale. De Diemencentrale bestaat uit onder andere twee STEG-centrales (stoom- en gasturbine) en produceert elektriciteit voor netlevering, waarbij warmte als bijproduct vrijkomt. Thermisch kunnen de twee centrales maximaal een vermogen van 440 MW_{th} leveren. De Diemencentrale produceerde afgelopen jaren in deellast rond de zes- tot zevenduizend uur per jaar elektriciteit, maar kon voor meer uren warmte leveren aan het warmtenet door middel van warmtebuffering in de grote warmtebuffer op de Diemenlocatie.

De overige warmtevraag (~10%) komt van gasketels en AEB

De rest van de warmtevraag in het Diemennet wordt voornamelijk door levering vanuit de AEB (via de South Connection) en gasketels voorzien. Deze ketels staan op de Diemenlocatie en dieper in het net opgesteld in verschillende hulpwarmtecentrales. De hulpcentrales worden ingezet om met name in de winter het verschil in vraag en de productie van de Diemencentrale in te vullen. Het Diemennet is verbonden met het Westpoort Warmtenet via de South Connection verbinding bij de Nieuwe Meer. Via deze verbinding kan maximaal 60 MW_{th} getransporteerd worden. Op dit moment wordt een beperkte hoeveelheid warmte afkomstig van de afvalverbrandingsinstallatie (AVI) AEB Amsterdam doorgevoerd naar het Diemennet. In de zomer kan de volledige capaciteit worden benut, vanwege hydraulische beperkingen kan dat in de winter niet. Ten slotte vormt het Zoneiland in Almere een kleine bron van warmte in de vorm van zonthermische collectoren. Figuur 3 schetst hoe de invulling van de huidige warmtevraag over het jaar wordt gedaan met behulp van een jaarduurcurve.

Figuur 3 - Indicatieve invulling huidige jaarduurcurve Diemennet



Bron: Vattenfall, bewerking CE Delft. Het aandeel zonthermie is uit de indicatie gelaten, dit is ongeveer 0,2% van het totaal.

Een nieuwe elektrische boiler van 150 MW kan vanaf 2025 een productie op de Diemenlocatie aanvullen

Op de Diemenlocatie is de afgelopen jaren een elektrische boiler van 150 MW_{th} ontwikkeld, welke juist ingezet kan worden op momenten dat zon en wind de elektriciteitsprijzen naar beneden drukken waardoor de STEG wordt afgeschakeld en elektrische boilerwarmte voordelig wordt. De elektrische boiler is naar verwachting begin 2025 gereed. Door snel stijgende nettarieven is de warmte wel fors duurder dan aanvankelijk gedacht.

Het net levert warmte tussen 70 en 90 ˚C aan eindgebruikers, maar voor warmtetransport moeten bronnen in de winter warmte van meer dan 100 ˚C produceren.

Het net levert op dit moment warmte aan gebouwen met een temperatuur van 70 of 90 ˚C. De warmte wordt echter centraal opgewekt en moet over lange afstanden worden getransporteerd. De twee belangrijkste zaken in het transporteren van warmte zijn de leidingdiameter en het temperatuurverschil tussen de aanvoer- en retour, hoe groter beide zijn, hoe meer vermogen er getransporteerd kan worden. Op dit moment is het in de winter nodig dat warmte op circa 120 ˚C geproduceerd wordt zodat er genoeg transportvermogen is om de gebouwen te verwarmen. In de zomer volstaan lagere temperaturen. Duurzame warmtebronnen hebben veelal een lagere productietemperatuur. Het opwaarderen daarvan met een warmtepomp is door de investering in en operationele kosten van de warmtepomp erg kostbaar. Het is dus wenselijk om de productietemperaturen te verlagen. Dit kan door de volgende aanpassingen:

1. **Verlaag de warmtevraag met isolatie en verlaag de aanvoertemperatuur.** De aanvoertemperatuur in gebouwen kan omlaag worden gebracht, bijvoorbeeld door alle gebouwen terug te brengen naar een 70 ˚C aanvoerregime (grofweg de minimumtemperatuur waarmee ook tapwater kan worden geleverd). Hiervoor moet een gebouw wel redelijk zijn geïsoleerd en het afgiftesysteem waterzijdig goed zijn ingeregeld hebben.
2. **Verbeter de afgifte in gebouwen voor een lagere retourtemperatuur.** Als gevolg van betere afgifte/uitkoeling van warmte in gebouwen door het waterzijdig inregelen kan de retourtemperatuur in de transportleiding dalen. Hierdoor stijgt het temperatuurverschil en kan weer meer vermogen door de leidingen worden getransporteerd. In veel gebouwen is het afgiftesysteem nu nog niet goed ingeregeld.
3. **Vermeid warmtetransport**. Door warmte dichter bij afname te produceren is er minder warmtetransport nodig en kan men in het transportnet uit met lagere productietemperaturen. Het Diemennet is nu ingesteld op centrale warmteproductie op de Diemenlocatie, bij de ontwikkeling van decentrale warmtebronnen die dieper in het net staan opgesteld kunnen potentieel lagere productietemperaturen worden gehanteerd. Warmteproductie dichter bij de gebouwen is alleen mogelijk wanneer er bronnen beschikbaar zijn en er ruimte en draagvlak is deze te ontwikkelen.
4. **Vergroot de leidingdiameter.** In feite is hiervoor een nieuwe transportleiding nodig, dit achten we voor grote delen van het net niet haalbaar. Nieuwe infrastructuur kan in delen van het net wel een oplossing bieden voor lokale warmtetekorten.

Een kanttekening bij aanpassingen om lagere productietemperaturen mogelijk te maken is dat als de vraag naar warmte door groei van het warmtenet toeneemt, er alsnog veel transportvermogen nodig zal zijn. Hoewel onzeker is het dus goed mogelijk dat er in de toekomst hoge productietemperaturen nodig blijven.

2.3 Wat verandert er in de toekomst?

De warmtevraag stijgt door extra aansluitingen en om deze te leveren is klimaatneutraal productievermogen nodig: voor het totaal van huidige vraag en nieuwe vraag ruim 300 MW aan basis- en middenlast en nog bijna 500 MWth aan pieklastvermogen

De vraag naar warmte zal in de toekomst groeien. Hoewel er nog veel onzekerheid is over duurzame warmteoplossingen in wijken, kunnen de gemeenten Amsterdam en Almere tot 2040 nog circa 100.000 WEQ aansluiten bovenop de huidige 140.000. Hierdoor zal er meer bronvermogen nodig zijn. Wij hebben, op basis van een groei van 100.000 WEQ in Tabel 3 een inschatting gedaan van hoeveel opgesteld vermogen er nodig is. Hoewel we in de prognose voorzien dat het aantal aansluitingen fors groeit verwachten we dat de vraag per aansluiting fors daalt door een combinatie van isolatie en klimaatverandering. Het benodigd vermogen verdelen we in drie categorieën: basis-, midden en pieklast. In Tekstkader 2 definiëren we deze begrippen. In de tabel definiëren we het benodigd vermogen per deellast als percentage van de piekvraag. Voor het Diemennet nemen we een basislastvermogen gelijk aan 25% van de piekvraag, een middenlastvermogen gelijk aan 15% van de piekvraag. De overige 60% van het opgesteld vermogen voorziet in de pieklast. Daar bovenop is extra piekvermogen nodig in geval van extreem koude jaren en als noodvoorziening in geval een bron tijdens een piekmoment uitvalt. Bij deze gekozen verdeling levert de basislast op jaarbasis 70% van de warmte, de middenlast 20% en de pieklast de laatste 10%. Tabel 4 vat dit samen.

Tekstkader 2 – Toelichting basis, midden- en pieklastbronnen

Basislastwarmtebronnen leveren een constante en stabiele warmteproductie. Deze bronnen hebben vaak een hoog rendement en functioneren technisch en/of bedrijfseconomisch het best wanneer ze continu warmte leveren. Ze zijn in staat om gedurende lange perioden een constante hoeveelheid warmte te leveren en kunnen efficiënt worden ingezet om te voldoen aan de constante warmtevraag van het netwerk. Een basislastbron heeft vaak relatief hoge investeringskosten en relatief lage operationele kosten.

Middenlastwarmtebronnen zijn flexibeler inzetbaar dan basislastbronnen. Deze bronnen worden vaak gebruikt om te voorzien in de warmtebehoefte tijdens periodes van verhoogde vraag (bijvoorbeeld de winter).
Ten opzichte van basislastbronnen zijn de investeringskosten vaak lager en de operationele kosten vaak hoger. Daarnaast is het mogelijk dat andere factoren bijdragen aan het feit dat een middenlastbron niet continu draait. Dat is bijvoorbeeld het geval bij een wkk en elektrische boiler waar de elektriciteitsmarkt een factor speelt. Basislastbronnen kunnen veelal ook als middenlastbron worden ingezet, maar deze hebben dan wel relatief hoge kosten, omdat de investering in minder draaiuren moet worden terugverdiend.

Pieklastwarmtebronnen zijn bedoeld om te voorzien in de maximale warmtevraag, bijvoorbeeld tijdens koude winterdagen. Deze bronnen zijn ontworpen om kortstondig grote hoeveelheden warmte te produceren en kunnen snel opschalen om aan de piekvraag te voldoen. Piekbronnen zijn vaak ook de back-upvoorziening voor het warmtenet als er geen warmte uit de andere bronnen beschikbaar is, bijvoorbeeld in geval van een storing. Een pieklastbron heeft typisch lage investeringskosten en hoge operationele kosten (voor brandstof). De meest voorkomende pieklastwarmtebron is momenteel een gasketel. Biomassaketels of ketels op hernieuwbaar gas kunnen ook als piekbron worden ingezet.

Bron: (CE Delft, 2023d).

Tabel 3 - Verwachte ontwikkeling opgesteld vermogen (MW_{th}) Diemennet

Deellast	Huidig	2030	2035	2040
Basislast	150	170	180	200
Middenlast	90	100	110	120
Pieklast	360 (+ back-up)	300 (+ back-up)	440 (+ back-up)	490 (+ back-up[2])
Totaal	**600**	**670 (+12%)**	**740 (+23%)**	**810 (+35%)**

Tabel 4 - Aangenomen verdeling opgesteld vermogen en warmteproductie per jaar per deellast

Deellast	Aandeel in opgesteld vermogen	Aandeel in warmteproductie per jaar
Basislast	25%	70%
Middenlast	15%	20%
Pieklast	60%	10%
Totaal	**100%**	**100%**

Om in de toekomst de basis- en middenlast klimaatneutraal in de toekomst in te vullen is er voor het Diemennet ruim 300 MW_{th} nodig.

De warmtevraag van aansluitingen verandert door energiebesparing en klimaatverandering

De warmtevraag van het net zal veranderen, maar welke kant op en hoeveel is onzeker. Deze onzekerheid zit hem erin dat de warmtevraag samenhangt met veel meerdere ontwikkelingen. Aan de ene kant zal de warmtevolume per aansluiting waarschijnlijk dalen. Dit komt onder andere door middel van betere inregeling, energiebesparing door isolatie- en gedragsaanpassingen, klimaatverandering[3] en ook een prijseffect (indien energie voor gebouwgebruikers structureel een grotere kostenpost wordt).
Daar staat tegenover dat er in de toekomst waarschijnlijk meer gebouwen worden aan-gesloten op het Diemennet. Voor alle gemeenten in het afzetgebied geldt dat er forse ambities op het gebied van collectieve warmtevoorzieningen zijn. Open staat nog hoeveel op het Diemennet en hoeveel op nieuwe, lokale netten wordt aangesloten.

- **Almere:** Er wordt gekeken naar het aansluiten van (delen van) bestaande bouw in Almere Buiten (circa 20.000 woningen) en Almere Haven (circa 10.000 woningen), daarnaast is een (lokaal) warmtenet ook een optie voor het nieuw te ontwikkelingen Almere Pampus.
- **Amsterdam:** Conform de transitievisie warmte (TVW) wordt er een forse groei van collectieve warmtevoorzieningen op hogere temperatuur voorzien in de bestaande stad.
- **Diemen:** Op dit moment voorziet de gemeente geen groei van aansluitingen aan het Diemennet omdat de gemeentelijke focus ligt op ontwikkeling van lokale netten. Er wordt gekeken naar het op een warmtenet aansluiten van circa 10.000 weq.
- **Ouder-Amstel**: De gemeente is bezig met een aantal grote nieuwbouwontwikkelingen (totaal circa 8.500 woningen) waarbij aansluiten op het Diemennet niet de voorkeurs-

[2] Het vermogen van de back-up is afhankelijk van operationele overwegingen: het back-up vermogen moet minstens zo groot zijn als de grootste individuele bron in het net, voor het geval dat deze uitvalt. Vattenfall geeft aan in totaal circa 600 MW aan pieklast te voorzien.

[3] Het aantal 'graaddagen', een maatstaf voor het verschil in binnen- en buitentemperatuur en daarmee de warmtevraag, daalt volgens de KNMI-klimaatscenario's richting 2040 fors. Afhankelijk van het scenario kan de daling ten opzichte van 2019 5 tot 40% zijn.

optie is, maar wel wordt afgewogen. Daarnaast is inbreiding rond bestaande leidingen van het Diemennet een mogelijkheid.

Richting 2035 zal de Diemencentrale steeds minder als betaalbare basislast kunnen dienen

Naarmate er meer elektriciteit wordt opgewekt met wind en zon zal de Diemencentrale vaker uit de elektriciteitsmarkt worden geduwd en dus minder draaiuren gaan maken. Daarmee zal de basislastrol van de Diemencentrale over de komende jaren kleiner worden. De uitbouw van wind op zee zal het aantal draaiuren van 6.000-7.000 doen terugbrengen tot een paar duizend uur per jaar. Hoewel een deel van de uren met warmtebuffering kunnen worden overbrugd, wordt behoud van de basislastfunctie bij grote terugloop van draaiuren wel steeds uitdagender. De elektrische boiler die op dit moment in ontwikkeling is op de Diemenlocatie heeft een complementair productieprofiel aan de STEG en zal daardoor wel een deel van het productieverlies kunnen opvangen. Hoe snel de productie zal verschuiven is sterk afhankelijk van ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt en rond elektriciteitsinfrastructuur.

We sommen de belangrijkste uitgangspunten op voor analyse van benodigde warmtebronnen voor het Diemennet:

1. STEG-warmte komt onder druk te staan door duurzame elektriciteitsopwek waardoor **alternatieve basis- en middenlastbronnen vanaf 2030 en zeker richting 2035 noodzakelijk** zijn voor een betaalbare en duurzame warmtelevering.
2. Voorlopig blijft het nodig dat **centrale warmtebronnen warmte tot 120 ˚C kunnen produceren in de winter**. Decentrale bronnen kunnen mogelijk de aanvoertemperatuur in het gehele transportnet verlagen. Daarnaast kan door verlaging van de retourtemperaturen ook de aanvoertemperatuur van centrale bronnen worden verlaagd.
3. Bij verwachtte groei is er in 2040 meer productievermogen nodig dan dat nu staat opgesteld. Hiervoor dient **ruim 300 MW aan nieuw klimaatneutraal vermogen voor basis- en middenlast** te worden ontwikkeld. Voor de pieklast dient nog eens 500 MW ontwikkeld te worden.

3 Inventarisatie warmtebronnen

In dit hoofdstuk inventariseren we alternatieve warmtebronnen en beoordelen we of en hoe deze in het net kunnen worden ingezet. Dit dient als beantwoording van de vraag: *'Welke klimaatneutrale warmtebronnen zijn beschikbaar en waarvoor kunnen deze in het Diemennet worden gebruikt?'*.

3.1 Geselecteerde oplossingsrichtingen: Bronnen en infrastructuur

Er zijn op basis van de gevoerde interviews elf bronnen geselecteerd en uitgewerkt in dit onderzoek. Sommige bonnen zijn besproken maar niet opgenomen of als onderdeel van andere bronnen meegenomen. Bijvoorbeeld industriële restwarmte is buiten beschouwing gelaten omdat we concluderen dat er binnen het zoekgebied, de omgeving rond het Diemennet, geen significante potentie voor is.

Naast de bronnen onderzoeken we ook twee infrastructurele opties die van zichzelf geen bronnen zijn, maar wel een rol kunnen spelen in de warmtevoorziening. In Bijlage A is voor elke optie technische en praktische informatie voor toepassing in het Diemennet uitgewerkt, dit hoofdstuk presenteert de conclusies van deze analyses. De bronnen zijn:

- **Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO):** Warmte uit oppervlaktewater wordt opgewaardeerd met een warmtepomp. Omdat de temperatuur fluctueert wordt TEO vrijwel altijd gecombineerd met ondergrondse warmteopslag.
- **Thermische Energie uit Afvalwater (TEA**): Warmte in afvalwater bij zuiveringslocaties of in rioolleidingen wordt opgewaardeerd met een warmtepomp.
- **Zonthermie:** Zonnewarmte wordt verzameld met zonnecollectoren. De warmte kan direct worden gebruikt of worden opgeslagen. Opwaardering van de warmte met een warmtepomp is waarschijnlijk nodig.
- **Restwarmte datacenters:** Servers in datacenters produceren warmte die verder niet nuttig gebruikt wordt, deze kan worden uitgekoppeld. Opwaardering van de warmte met een warmtepomp is nodig.
- **Geothermie:** Vanuit de diepe ondergrond kan aardwarmte worden gewonnen en gebruikt voor de verwarming van gebouwen. Opwaardering van de warmte met een warmtepomp is nodig voor warmtetransport.
- **Restwarmte elektrolysers:** Elektrolysers worden ontwikkeld om van elektriciteit waterstof te produceren. In dit proces komt restwarmte vrij, die met een warmtepomp naar de juiste temperatuur dient te worden gebracht.
- **Elektrische boiler:** Elektriciteit wordt met een verwarmingselement in een watervat direct omgezet naar warmte.
- **Vaste biomassa:** Vaste biomassa kan in nieuwe wkk's of (hulp)ketels worden verbrand om warmte te produceren.
- **Groengas:** Groengas is biomassa die van samenstelling gelijk is aan aardgas en kan worden ingezet in bestaande of nieuwe wkk's of (hulp)ketels worden verbrand om warmte te produceren.
- **Waterstof:** Waterstofgas kan op dezelfde manier als aardgas worden gebruikt voor warmteopwekking, oftewel directe verbranding in wkk's of (hulp)ketels.
- **Kernenergie:** Rest- en aftapwarmte van een nog te ontwikkelen SMR-kerncentrale kan gebruikt worden als warmtebron.

Daarnaast identificeren we ook twee opties die in combinatie met de bronnen een rol kunnen spelen voor het Diemennet:

1. **Uitbreiding van warmtetransport uit Westpoort Warmte:** In en rond het westelijk havengebied voorzien we meer potentie voor duurzame warmte dan rond de Diemen-centrale. Transportleidingen naar het Diemennet kunnen een duurzame warmtevoor-ziening op de lange termijn verzekeren.
2. **Grootschalige thermische opslag:** Warmte die in periodes van lage vraag overvloedig beschikbaar is wordt op middelhoge of hoge temperatuur opgeslagen. Hierin zijn verschillende technieken mogelijk, wij beperken ons tot varianten voor opslag in de ondergrond.

3.2 Welke bronnen kunnen waarvoor worden gebruikt?

In Tabel 5 karakteriseren we de verschillende oplossingsrichtingen voor het Diemennet. Dit doen we op basis van de geschiktheid als basis-, midden- en pieklast en het technisch beschikbaar potentieel. De inschatting voor welke deellast bronnen geschikt zijn volgt uit een afweging van beschikbaarheid door het jaar heen, investeringskosten en productie-kosten. De potentieelinschatting drukken we zo goed als mogelijk uit in het productie-vermogen (in MW_{th}) wat naar verwachting gerealiseerd kan worden voor het Diemennet. **Let op: Deze potentieelinschatting is nog geen beoordeling op haalbaarheid, dit doen we in volgende deelhoofdstukken. De samenvatting bevat een andere beoordeling.**

Tabel 5 - Geschiktheid in deellast en technisch potentieel bronnen Diemennet

Bron		Geschikt voor			Potentieel Diemennet (MW_{th})
		Basislast	Middenlast	Pieklast	
TEO		*Opslag nodig*	*Opslag nodig*		Theoretisch ruim beschikbaar, economische en praktische beperkingen.
TEA					Tussen 12 en 27 MW op basis van drie RWZI-locaties.
Zonthermie		*Opslag nodig*	*Opslag nodig*		Afhankelijk van ruimte, circa 3 MW per 10 ha.
Restwarmte datacenters					Circa 100 MW bestaand vermogen in nabijheid, meer vermogen via nieuwbouw of transport-leiding beschikbaar.
Geothermie					**Regio Amsterdam-Zuidoost:** nog onzeker maar voorlopige inschatting van 4-6 doubletten, ~55 MW (20-90 MW). Mogelijk potentie voor extra doubletten. **Almere:** onbekend, mogelijk tot enkele tientallen MW.
Restwarmte elektrolyser		*Opslag nodig*	*Opslag nodig*		Afhankelijk van elektrolyseprojecten, waarschijnlijk beperkt initiatieven direct rond Diemennet.
Elektrische boiler		*Hoge kosten*		*Hoge kosten*	Tot 150 MW_{th} in ontwikkeling. Meer is technisch mogelijk, economische afweging. Goede combinatie met wkk.
Vaste biomassa					Praktisch onbeperkte potentie in MW, economische en maatschappelijke afweging hoeveel te realiseren. Geen last van congestie.

Bron		Geschikt voor			Potentieel Diemennet (MW_{th})
		Basislast	Middenlast	Pieklast	
Groengas			*Hoge kosten*		Praktisch onbeperkt, economische en maatschappelijke afweging hoeveel te realiseren.
Waterstof			*Hoge kosten*		Praktisch onbeperkt, economische en maatschappelijke afweging hoeveel te realiseren.
Kernenergie					Technisch gezien kan een nieuwe SMR afhankelijk van het formaat aan totale basis- en middenlast behoefte voldoen.
Infrastructuur					
Transportleiding Westpoort Warmte					Tot 60 MW_{th} reeds beschikbaar. Een nieuwe leiding kan bijv. 150-200 MW_{th} ontsluiten, hiervoor dienen mogelijk nieuwe bronnen te worden ontwikkeld
Grootschalige thermische opslag					Onbekend.
Aangenomen behoefte productievermogen in 2040		**200 MW_{th}**	**120 MW_{th}**	**490 MW_{th}**	

Over het algemeen zien we dat er genoeg technische mogelijkheden zijn om de verschillende deellasten te vullen. Gezien dat de potentie per bron in de meeste gevallen minder is dan de behoefte in 2040, is waarschijnlijk een mix van warmtebronnen nodig. Een mix van verschillende bronnen achten wij ook verstandig voor de leveringszekerheid van de warmtelevering en het voorkomen van te grote blootstelling aan het succes van een enkele techniek. De volgende paragrafen bespreken apart de invullingsopties voor de basis-, midden- en pieklast. Daarbij vergelijken we op hoofdlijnen de onderlinge kosten en toepasbaarheid en benoemen we relevante aandachtspunten. Daarna geven we aan welke bronnen we meer en welke we als minder kansrijk zien voor het warmtenet. Deze afweging is niet alleen gebaseerd op vermogens en kosten, maar ook op verschillende praktische overwegingen zoals die zijn uitgewerkt in de bijlagen.

Inschatting van kosten

De financiële evaluatie van basis-, midden en pieklastbronnen zijn gebaseerd op de basisbedragen in het eindadvies voor de Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++-regeling) 2023 van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) (PBL, 2023a). Deze benadering heeft als voordeel dat de kosten op basis van recente marktinformatie en met een consistente methodiek tot stand zijn gekomen. Desalniettemin constateren we dat de SDE-getallen een structurele onderschatting geven van investerings- en warmtekosten van bronnen voor het Diemennet. De belangrijkste redenen hiervoor zijn:

- **PBL schat projectkosten voor de SDE laag in om competitieve projecten te belonen en oversubsidiëring te voorkomen**. De kosten voor een referentieproject zijn bepaald met behulp van marktinformatie, maar gaan uit van 'best-of-class'-projecten om het risico op oversubsidiëring te beperken.
- **SDE-categorieën zijn voor een aantal toepassingen niet dekkend en/of toereikend**. De totstandkoming van categorieën in de SDE opzet is reactief: pas als voldoende marktpartijen aangeven en onderbouwen dat bestaande categorieën niet toereikend zijn voor duurzame energieproductieplannen worden aanpassingen aan de regeling overwogen.

Onder andere de volgende zaken vormen een uitdaging voor duurzame warmte in het Diemennet:

- Warmtepompprojecten kennen een prestatie-eis in de vorm van een minimale COP van 3,0 voor het hele systeem, inclusief alle pompen. Met een COP van 3 kun je warmtebronnen grofweg met 60 tot 70 ˚C opwaarderen (zie warmtepomp bijlage). Toepassingen die een grotere opwaardering vereisen zijn op dit moment niet subsidiabel.
- Projecten met industriële warmtepompen gaan uit van de investeringskosten voor een warmtepomp die maximaal tot 70 à 80 ˚C warmte kan leveren. Warmtepompen die hogere temperaturen produceren zijn aanzienlijk duurder, maar de regeling houdt niet rekening met de hogere investeringskosten.
- Geothermie in Amsterdam of Almere heeft mogelijk een lagere opbrengst per doublet dan gemiddeld in Nederland. Hierdoor zouden de investeringskosten per MW hoger zijn. De SDE houdt voor geothermie geen rekening met dit soort verschillen.
- Sommige warmtebronnen hebben voor inzet in een warmtenet ook warmteopslag nodig. De SDE houdt hier niet voor alle mogelijke bronnen rekening mee in de projectkosten.
- Het aantal vollasturen waar duurzame warmteprojecten vanuit gaan is niet altijd in lijn met hoe een warmtebron in basis-, midden- of pieklast in een warmtenet zou worden ingezet. In sommige gevallen is een bron daarom niet subsidiabel bij de benodigde inzet.

Omdat de SDE-kosten dus niet een volledig beeld geven van de bronkosten hebben we een aantal aanpassingen gedaan. Specifiek voor plaatsing van een hoge(re) temperatuur (> 100 ˚C) warmtepomp en seizoensopslag bij zonthermie en TEO hebben we de investeringskosten uit de SDE++ naar boven bijgesteld op basis van bedragen in de bijlagen.
De opgenomen investerings- en warmtekosten zijn puur indicatief en zijn gespecificeerd naar de situatie van het Diemennet. Ze dienen vooral onderling vergeleken te worden, en kunnen

Opties voor de basislast

Op termijn verwachten we dat er circa 180 MW aan klimaatneutraal basislastvermogen moet worden gerealiseerd. Tabel 6 bevat een overzicht van zeven warmtebronnen en infrastructuur die hierbij een rol kan spelen. Met uitzondering van warmte uit een elektrische boiler en kerncentrale moeten alle mogelijke basislastbronnen worden opgewaardeerd met een warmtepomp.

Tabel 6 - Overzicht basislastbronnen voor het Diemennet

Bron		Investering	Warmte-kosten	Aandachtspunten
TEO		3.100 €/kW	40 €/GJ	Lage en fluctuerende temperatuur, opslag in ondergrond en elektrische opwaardering nodig. Schaalbaarheid (aantal installaties, warmtepompen en ruimte ondergrond).
TEA		2.000 €/kW	30 €/GJ	Lage temperatuur, elektrische opwaardering nodig.
Zonthermie		2.600 €/kW	30 €/GJ	Groot ruimtebeslag, opslag in ondergrond en elektrische opwaardering nodig. Beperkt aantal productie-uren met mismatch warmte-vraag.

Bron		Investering	Warmte-kosten	Aandachtspunten
Restwarmte datacenters		1.600 €/kW	25 €/GJ	Lage (bestaand) tot midden (nieuw) temperatuur. Elektrische opwaardering nodig. Eigenaren nu vaak niet bereid leveringsgaranties te bieden.
Geothermie		2.600 €/kW	35 €/GJ	Beschikbaarheid onzeker, financiële risico's boringen, beperkte opwaardering warmte nodig.
Restwarmte elektrolyser		1.900 €/kW	25 €/GJ	Elektrolyserprojecten nog niet in zicht rond Diemennet. Productie-uren op basis van elektriciteitsprijs. Voor basislast warmtebuffer nodig.
Elektrische boiler		350 €/kW	35 €/GJ	Beperkte productie-uren op basis van elektriciteitsprijs. Om operationele redenen warmtebuffer nodig. Door lage efficiëntie grote vermogensvraag en daarmee blootstelling aan hoge nettarieven.
Vaste biomassa		1.000 €/kW	25 €/GJ	Herkomst biomassa bepaalt duurzaamheid, lokale emissies en (kort cyclische) CO_2-uitstoot.
Kernenergie (SMR)		6.000 €/kW (onzeker)	? €/GJ	Zeer hoge investeringskosten, lange realisatietermijn. Techniek nog niet marktrijp.
Infrastructuur				
Transportleiding Westpoort Warmte		1.250 €/kW transportvermogen	Bronkosten plus meerkosten tot 10 €/GJ	Uitdagend tracé en ontwikkeling van nieuwe warmtebronnen (in westelijk havengebied) blijft noodzakelijk.

Geothermie, datacenter restwarmte, TEA of eventueel een transportleiding zijn de meest kansrijke basislastopties voor het Diemennet

Geothermie komt op relatief hoge temperatuur uit de grond. Hoewel de warmte voor het Diemennet alsnog opgewaardeerd zou moeten worden met een warmtepomp kan dit op efficiëntere wijze dan lageretemperatuurbronnen. De belangrijkste beperking voor geothermie is de onzekerheid over het potentieel in de ondergrond en het vinden van bovengrondse locaties.

Datacenter restwarmte is een stabiele bron van warmte. Afhankelijk van of het bestaande of nieuwe datacenters betreft is er meer of minder opwaardering met een warmtepomp nodig. Rond het Diemennet is in theorie veel datacenterwarmte te ontsluiten. Wel zijn er nog uitdagingen in het garanderen van warmtelevering door datacenterexploitanten. Moderne datacenters met restwarmte van hogere temperatuur verdienen de voorkeur aangezien deze warmte efficiënter op te waarderen is voor het Diemennet en een minder grote netaansluiting vergen voor de warmtepomp.

TEA is op drie RWZI's die in de buurt van het Diemennet liggen beschikbaar. De warmte moet worden opgewaardeerd met een warmtepomp. Hoewel er veel opwaardering nodig is en het potentieel in absolute zin beperkt, verwachten we dat TEA een stabiele warmtebron is die relatief eenvoudig uitgekoppeld kan worden omdat RWZI's in handen zijn van waterschappen.

Een grote transportleiding naar Westpoort Warmte zou warmte uit de AEB beschikbaar maken voor het Diemennet zolang deze warmte blijft leveren. Bovendien voorzien we in het westelijk havengebied meer potentie voor duurzame warmtebronnen, bijvoorbeeld industriële warmte, datacenter restwarmte, grootschalige TEA en elektrolyser-warmte. Wel zou de aanleg van een nieuwe transportleiding een kostbaar project zijn. Het tracé waar we naar hebben gekeken is 19 km lang en loopt door het IJ.

TEO, zonthermie, elektrolyser restwarmte, kernenergie, vaste biomassa en elektrische boilerwarmte zijn om diverse redenen minder kansrijke basislastbronnen voor het Diemennet

TEO is meer geschikt als warmtebron voor een kleinschalig warmtenet en kan hooguit lokaal opgesteld een rol van betekenis spelen. Onder andere door de lage brontemperatuur is een warmtepomp nodig die de bron opwaardeert, door temperatuurfluctuaties in het jaar is ook warmteopslag over het seizoen noodzakelijk. Per uitkoppellocatie kan slechts beperkt vermogen worden opgesteld, dus om betekenisvolle vermogens te realiseren zullen veel locaties moeten worden ontwikkeld.

Zonthermie kent een zeer beperkt aantal vollasturen en kan daarom alleen in combinatie met seizoenswarmteopslag als basislast dienen. Daarnaast is voor de zonnecollectoren veel ruimte nodig, welke schaars is in de omgeving van het Diemennet.

Omdat elektrolysers op basis van de elektriciteitsprijzen waterstof produceren verloopt het productieprofiel grillig over het jaar heen. Om de restwarmte als basislast te benutten is dus warmteopslag nodig. We schatten op dit moment in dat als er rond Amsterdam en Almere waterstofproductie plaats zal vinden, dit zal gebeuren in het westelijk havengebied. Dit, omdat dit dichter bij toekomstige duurzame elektriciteitsproductie op zee ligt waardoor er minder transportuitdagingen zijn. Dit maakt dat elektrolyser restwarmte niet onmogelijk is voor het Diemennet, maar wel minder waarschijnlijk.

Een SMR-kerncentrale zou in theorie als centrale productiebron invulling kunnen geven aan de warmtebehoeften van het Diemennet. Een aantal aspecten maken echter dat we dit geen kansrijke optie achten. Ten eerste is de ontwikkeltijd van (traditionele) kerncentrales in Europa vaak lang en is er daardoor een groot risico dat een kerncentrale te laat gereed is om de STEG te vervangen. Hoewel gehoopt wordt dat dit voor SMR's sneller zou kunnen is de technologie nog niet marktrijp en is de ontwikkeltijd ook voor deze type centrales een aandachtspunt. Ten tweede zijn de investeringskosten van kerncentrales zeer hoog.
Met genoeg politieke en maatschappelijke ondersteuning kunnen zulke investeringen worden gerealiseerd, echter is de status van kernenergie voor velen controversieel.
Het ontwikkelen van een nieuwe kerncentrale dicht bij Amsterdam en Almere lijkt ons daarom niet waarschijnlijk.

Vaste biomassa is qua kosten en regelbaarheid een geschikte basislastbron, maar het maatschappelijk draagvlak omwille van onder andere lokale milieueffecten en herkomst is beperkt. Een elektrische boiler kan als basislast dienen, echter zullen de warmtekosten hierdoor zeer hoog worden omdat zowel de elektriciteitskosten als de kosten voor een vaste netaansluiting hoog gaan zijn. Omwille van betaalbaarheid heeft het ontwikkelen van goedkopere basislastbronnen daarom de voorkeur.

Opties voor de middenlast

We schatten dat er in 2040 circa 110 MW aan middenlastvermogen nodig is. In Tabel 7 staat een overzicht van mogelijke bronnen. De investerings- en warmtekosten kunnen verschillen van dezelfde bronnen bij inzet in basis- of pieklast, bijvoorbeeld doordat er extra investeringen nodig zijn of omdat bij inzet in middenlast men een lager aantal vollasturen draait waardoor de marginale kosten hoger zijn.

Tabel 7 - Overzicht middenlastbronnen voor het Diemennet

Bron		Investering	Warmtekosten	Aandachtspunten
TEO		3.100 €/kW	50 €/GJ	Lage en fluctuerende temperatuur, opslag in ondergrond en elektrische opwaardering nodig. Schaalbaarheid uitdagend (aantal installaties, warmtepompen en ruimte ondergrond).
TEA		2.000 €/kW	35 €/GJ	Lage temperatuur, elektrische opwaardering nodig.
Zonthermie		2.600 €/kW	40 €/GJ	Groot ruimtebeslag, opslag in ondergrond en elektrische opwaardering nodig. Beperkt aantal productie-uren met mismatch warmtevraag.
Restwarmte datacenters		1.700 €/kW	35 €/GJ	Lage (bestaand) tot midden (nieuw) temperatuur. Elektrische opwaardering nodig. Eigenaren nu vaak niet bereid leveringsgaranties te bieden.
Restwarmte elektrolyser		1.900 €/kW	40 €/GJ	Elektrolyserprojecten nog niet in zicht rond Diemennet. Productie-uren op basis van elektriciteitsprijs.
Elektrische boiler		350 €/kW	25 €/GJ	Beperkte productie-uren op basis van elektriciteitsprijs. Om operationele redenen warmtebuffer nodig. Hoge nettarieven en vermogensvraag.
Vaste biomassa		1.000 €/kW	25 €/GJ	Herkomst biomassa bepaalt duurzaamheid, lokale emissies en (kort cyclische) CO_2-uitstoot.
Groengas		500 €/kW	?[4] €/GJ	Prijs en beschikbaarheid, (kort cyclische) CO_2-uitstoot.
Waterstof		500 €/kW	? €/GJ	Prijs, infrastructuur, en beschikbaarheid.
Kernenergie (SMR)		6.000 €/kW	? €/GJ	Hoge investeringskosten, lange realisatietermijn. Techniek nog niet marktrijp.

[4] De toekomstige prijs van groengas en (groene) waterstof achten we te onzeker om een relatieve kostenschatting voor te doen.

Bron		Investering	Warmtekosten	Aandachtspunten
Infrastructuur				
Transportleiding Westpoort Warmte		1.250 €/kW transport-vermogen	Meerkosten tot 10 €/GJ	Uitdagend tracé en ontwikkeling van nieuwe warmtebronnen (in westelijk havengebied) blijft noodzakelijk.
Grootschalige thermische opslag		1.500 €/kW productie-vermogen opslag	Meerkosten tot 10 €/GJ	Maakt het mogelijk basislastbronnen voor middenlast in te zetten. Beperkt toegepast in Nederland, potentie sterk afhankelijk van ondergrond. Kosten en effect ondergrond onzeker.

TEO, zonthermie en kernenergie zijn om dezelfde redenen bij de basislast geen geschikte middenlastbronnen. Basisbronnen als datacenter restwarmte, TEA en een transportleiding zouden tevens een rol kunnen spelen in de middenlast. Ook kan de combinatie van een STEG op waterstof, elektrische boiler en opslag op de Diemenlocatie gebruikt worden om de middenlast bedienen.

Elektrolyserestwarmte, biomassa, groengas of waterstof kunnen indien nodig allen de middenlast aanvullen, maar bij al deze opties zijn kanttekeningen te plaatsen.

Voor gebruik van restwarmte van een elektrolyser moet er nog wel eerst een elektrolyser ontwikkeld worden. Hiertoe zien we geen concrete plannen en we verwachten dat elekrolysercapaciteit vooral in het westelijk havengebied komt te staan, daar zijn ook al concrete plannen voor. Daarbij is het aantal draaiuren van de elektrolyser gebaseerd op de elektriciteitsprijs wat voor het warmtenet een operationele uitdaging vormt. Er zou in ieder geval een grote warmtebuffer nodig zijn om de warmte goed te benutten.

Elektrische boilerwarmte zal vanaf 2025 op de Diemensite beschikbaar zijn. Net als bij de elektrolyser is dit in combinatie met een grote warmtebuffer. Door gestegen nettarieven is de elektrische boilerwarmte voorlopig relatief duur. Desalniettemin kan het een rol spelen. Voor flexibele eenheden zoals de elektrische boiler is het waarschijnlijk binnenkort mogelijk flexibele contracten af te sluiten voor een netaansluiting met lagere kosten. Omdat elektrische boiler vooral draaien bij lage elektriciteitsprijzen en de STEG vooral aanstaat bij hoge elektriciteitsprijzen, is de combinatie van die twee, zeker wanneer aangevuld met een buffer, een mogelijk interessante combinatie voor middenlast.

Een biomassaketel was het oorspronkelijke plan van Vattenfall. Biomassaverbranding kan tegen voorspelbare prijzen op momenten dat het operationeel nodig is. Echter blijkt dat er weinig maatschappelijk draagvlak is voor deze warmtebron.

Groengas is nu nog zeer beperkt beschikbaar maar zal op termijn een alternatief zijn voor aardgas. Groengas zal waarschijnlijk een relatief dure middenlastbron zijn. Waterstof is op dit moment beschikbaar afkomstig uit fossiele bronnen, op termijn zal vooral groene waterstof beschikbaar zijn. We verwachten dat waterstof net als groengas een dure bron zal zijn voor de middenlast. Een uitzondering hierop is aftapwarmte uit de STEG als deze worden omgebouwd naar waterstof.

Biomassa zou technisch bezien een voor de hand liggende middenlastbron zijn. Voor de middenlast voorzien we overdimensionering van basislastbronnen zoals datacenter restwarmte, waar nodig in combinatie met thermische opslag. Overdimensionering van geothermie achten we te duur. Daarnaast kan de middenlast worden aangevuld met elektrische boilerwarmte in combinatie met STEG-warmte en opslag. Verdere aanvulling met klimaatneutrale moleculen (groengas, waterstof) is een optie, maar kostbaar.

Opties voor de pieklast

Pieklastbronnen staan typisch decentraal opgesteld in hulpwarmtecentrales. In het Diemennet staan nu gasketels als piekvoorziening, deze hebben een vermogen van (een veelvoud van) 30 MW[5]. In 2040 zal meer dan 400 MW aan klimaatneutraal piekvermogen nodig zijn, plus back-upvoorzieningen. Deze piekvoorzieningen staan niet vaak aan, en produceren maar een beperkt aandeel van de jaarlijkse warmtelevering, maar zijn wel belangrijk voor de leveringszekerheid bij lage buitentemperaturen. In Tabel 8 staat een overzicht van mogelijke pieklastbronnen. De toekomstige warmtekosten voor deze warmtebronnen zijn erg onzeker en dienen vooral onderling vergeleken te worden.

Tabel 8 - Overzicht pieklastbronnen voor het Diemennet

Bron		Investering	Warmtekosten	Aandachtspunten
Elektrische boiler		350 €/kW	45 €/GJ	Eventueel is overdimensionering en warmtebuffering nodig. Hoge nettarieven en vermogensvraag.
Vaste biomassa		1.000 €/kW	25 €/GJ	Herkomst biomassa bepaalt duurzaamheid, lokale milieueffecten en (kort cyclische) CO_2-uitstoot.
Groengas		500 €/kW	?[6] €/GJ	Prijs en beschikbaarheid, (kort cyclische) CO_2-uitstoot.
Waterstof		500 €/kW	? €/GJ	Prijs, infrastructuur, en beschikbaarheid.

Het piekvermogen kan om diverse manieren klimaatneutraal worden ingevuld, maar we zien op de kortere termijn nog geen aanleiding om hier al scherpe keuzes in te maken. Piekvoorzieningen kunnen met waterstof, groengas of met biomassa worden ingevuld.

Elektrische pieklast kan ook, maar lijkt door de hoge netbelasting vanuit systeemperspectief minder aantrekkelijk.

Piekvoorzieningen hebben relatief lage vaste investeringskosten en hoge operationele kosten. Op dit moment is het nog relatief onzeker hoe de prijzen voor waterstof en groengas zich gaan ontwikkelen. Omdat de warmte uit de huidige piekbronnen (gasketels) in het Diemennet niet acuut onder druk staan en de realisatietermijn voor nieuwe piekvoorzieningen korter is dan voor basis- en middenlastbronnen is het daarom te vroeg om hier al een voorkeursbron voor aan te wijzen. Hoewel het te realiseren vermogen twee keer meer is dan het basis- en middenlastvermogen is deze opgave toch kleiner omdat piekvoorzieningen lagere investeringskosten hebben, veel minder uren draaien en dus ook veel minder warmte produceren op jaarbasis. Daarnaast kunnen bestaande piekketels op aardgas ook op groengas bedreven worden zonder aanpassingen en kunnen deze ketels ook met beperkte aanpassingen geschikt gemaakt worden voor waterstof.

5 Een hulpwarmtecentrale in het Diemennet heeft nu dus een gasketel met een vermogen van 30, 60 of bijvoorbeeld 90 MW.

6 De toekomstige prijs van groengas en (groene) waterstof achten we te onzeker om een relatieve kostenschatting voor te doen.

4 Ontwikkeling van nieuwe warmtebronnen

In dit hoofdstuk schetsen we welke knelpunten we voorzien in het ontwikkelen van nieuwe warmtebronnen. Vervolgens beschrijven we een strategische visie waarin we richting geven in de mogelijke opties en wat daarvoor op hooflijnen van belang is. Dit dient als beantwoording van de vraag: '*Wat is er nodig om alternatieve klimaatneutrale warmtebronnen in het Diemennet te realiseren?*'.

4.1 Knelpunten in het realiseren van bronnen

De warmtevoorziening van het Diemennet ondergaat de komende vijftien jaar een grote verduurzamingstransitie. Zoals de stilgelegde ontwikkeling van de biomassaketel op de Diemenlocatie demonstreert, bestaan er reële risico's dat bronnen niet worden gerealiseerd zoals gepland. In de interviews die gevoerd zijn voor dit onderzoek zijn een aantal knelpunten geïdentificeerd die we in deze paragraaf onder de aandacht brengen.

Procesknelpunten

In het ontwikkelproces van nieuwe warmtebronnen spelen draagvlak en risico rond technische, economische en bestuurlijke aspecten een rol. Als deze knelpunten niet worden geadresseerd dreigt het stuklopen van ontwikkelprocessen en/of het stilvallen van initiatiefneming.

Duurzaamheid

Vanuit betrokken partijen en de maatschappij bestaan verschillende ideeën over welke warmtebronnen een rol kunnen spelen in een duurzaam energiesysteem. Het is van belang dat er een breed gedragen consensus ontstaat en dat betrokken partijen hierover keuzes maken en zich voor langere tijd committeren. De gestokte ontwikkeling van de biomassacentrale laat zien wat er gebeurt wanneer deze consensus en commitment er onvoldoende is.

Betaalbaarheid

Het is in het belang van de maatschappij dat energie betaalbaar is. Hoewel we kunnen duiden hoe duur warmteopties voor het Diemennet zijn, kunnen er nauwelijks garanties worden geboden voor de prijs van warmte van de ene of andere bron over tien of vijftien jaar. Aan elke bron zit een prijsrisico wat beperkt is te overzien, net zo goed als er onzekerheid bestaat over de toekomstige prijs van aardgas en elektriciteit voor warmtepompen. Partijen moeten dit risico accepteren willen ze het Diemennet verduurzamen. Verder is over de tarifering van (duurzame) warmte is op dit moment nog onzekerheid omdat wetsvoorstel 'Wet collectieve warmte' (Wcw) al lange tijd voor ligt, maar nog altijd niet is aangenomen.

Beperkte ervaring klimaatneutrale technieken

Een aantal technieken zijn nog volop in ontwikkeling, duurzame energiedragers zijn nog beperkt beschikbaar. Bijvoorbeeld voor grootschalige thermische opslag is het effect op de ondergrond nog beperkt bekend. Hoewel ook veel duurzame technieken zich de afgelopen jaren bewezen hebben, zijn ze, vergeleken met conventionele fossiele technieken, relatief onvolwassen en dat brengt risico's met zich mee. Dit risico kan draagvlak ondermijnen waardoor ontwikkelprocessen niet worden doorgezet.

Garanties voor leveringszekerheid

Met name bij restwarmtebronnen wordt bijvoorbeeld in het geval van TEA of datacenters de warmte van een derde partij gebruikt. Deze partijen zijn wel bereid warmte aan te bieden, maar niet altijd bereid dat voor langere tijd te garanderen omdat er een risico bestaat dat de bron over een aantal jaar niet meer dezelfde hoeveelheid warmte kan leveren. Als deze garantie niet kan worden gegeven stijgt het investeringsrisico voor een restwarmtebron aanzienlijk.

Ondersteuning met subsidies en regelingen

Nederland kent verschillende subsidies en regelingen om het ontwikkelen van duurzame energie te ondersteunen. Zoals eerder aangekaart zijn regelingen zoals de SDE niet altijd beschikbaar of afdoende voor een investering in een duurzame warmtebron voor het Diemennet.

Milieueisen

Voor het ontwikkelen van warmtebronnen bestaan verschillende vergunnings-technische milieubeschermingen. Denk daarbij aan het beperken van effecten op drinkwaterwinning, eisen aan koudemiddelen of het tegengaan van uitstoot van stikstof of fijnstof. Nieuwe warmtebronnen moeten binnen deze kaders ontwikkeld worden. Tegelijkertijd zijn er de laatste jaren meerdere vergunningen vernietigd omdat in het proces onvoldoende stil is gestaan bij, of omgegaan met, milieueisen. Dit kan het ontwikkelproces doen stokken.

Technische knelpunten

Naast procesknelpunten zijn er ook een aantal technische knelpunten waarmee rekening dient te worden gehouden in het ontwikkelen van nieuwe warmtebronnen.

Netcapaciteit

Doordat er steeds meer van het elektriciteitsnet wordt gevraagd is het op dit moment niet mogelijk om elektrisch transportvermogen te contracteren. Voor de meeste potentiële basis- en middenlastbronnen is dit vermogen noodzakelijk, immers de temperatuur moet worden verhoogd met elektriciteit. Liander voorziet dat er pas rond 2029 meer netcapaciteit beschikbaar komt in regio Almere en in 2033 voor regio Amsterdam-Zuidoost.

Beschikbare ruimte in boven- en ondergrond

Regio's Amsterdam en Almere zijn dichtbebouwd en dichtbevolkt, bovendien heeft open ruimte vaak een beschermde status. Het ontwikkelen van nieuwe bronnen op nieuwe locaties is daarmee uitdagend en vaak kostbaar. Ruimte kan ook beperkend werken voor het uitkoppelen van bestaande bronnen. Vaak is er ruimte voor een warmtepomp nodig, het kan

uitdagend zijn om deze ruimte in of rond de bron te vinden. Ruimtegebrek geldt verder ook in de ondergrond, bijvoorbeeld in boringvrije zones vanwege waterwinning.

Locatie warmtebron in het net

Het Diemennet beslaat van oost naar west een lengte van meer dan 30 km. Warmtetransport over zo'n afstand is kostbaar en doorgaans alleen mogelijk als de warmte een hoge temperatuur heeft, omdat daar een kleinere leidingdiameter nodig is. Veel van de potentiële basis- en middenlastbronnen hebben een relatief klein vermogen en een vaste locatie, zoals de afvalwaterzuiveringsinstallatie in Almere. De in te zetten decentrale bronnen moeten daarom zo gekozen worden dat deze zo veel mogelijk voldoen aan de lokale warmtevraag. Een warmtenet heeft hydraulische beperkingen, niet alle warmte kan van elk punt naar een ander punt gestuurd worden. Deze decentralisatie ten opzichte van de huidige situatie vergt mogelijk warmtenet-aanpassingen. De benodigde coördinatie en afhankelijkheden in de tijd maakt bronontwikkeling en operatie van het gehele warmtenet complexer.

Uitvoeringscapaciteit

Voor het realiseren van een warmtebron is van verschillende kanten capaciteit nodig. De exploitant dient onderzoek te doen en een businesscase te ontwikkelen, ontwerpen te maken, subsidie- en vergunningsaanvragen doen, bevoegde autoriteiten moeten die aanvragen evalueren en er zijn mensen nodig voor de uitvoering. Er bestaat een risico dat er op plekken in deze keten te weinig ervaren personeel beschikbaar is. Hierdoor kunnen projecten uitlopen en kosten oplopen.

4.2 Pijlers ontwikkeling bronnen Diemennet

De regio heeft diverse mogelijkheden om toekomstige warmtenetten van warmte te voorzien. Aan de hand van voorgaande analyses ontvouwt zich een strategie voor de inzet van warmtebronnen om het Diemennet te verduurzamen. Hierbij onderscheiden we de volgende vier pijlers:

4.2.1 Pijler ombouw van Diemencentrale naar waterstof

Op de Diemenlocatie staan al warmte producerende assets: de STEG en de elektrische boiler in aanbouw. Indien de STEG wordt omgebouwd naar waterstof kan deze, ook op lange termijn, in combinatie met de elektrische boiler een rol blijven spelen in de warmtevoorziening. De productieprofielen van de installaties zijn in zekere zin complementair: elektrische boilers staan vooral aan bij lage elektriciteitsprijzen en de waterstof-STEG zal met de hoge marginale productiekosten alleen aanstaan wanneer de elektriciteitsprijzen hoog zijn. De combinatie van de twee, in combinatie met een warmtebuffer, is een optie voor de middenlast. De waterstofombouw is hiervoor op termijn cruciaal. Om dit te kunnen bewerkstelligen is toegang tot waterstof en een sluitende businesscase nodig.

4.2.2 Pijler transport westelijk havengebied

In en rond het westelijk havengebied van Amsterdam is in de vorm van de AEB nog warmte op hoge temperatuur beschikbaar. Daarnaast is er in het gebied industriële restwarmte op midden temperatuur. Verder is er in dit gebied ook veel meer potentie voor bijvoorbeeld warmte uit afvalwater en elektrolyse restwarmte dan direct rond het Diemennet.
Deze warmte zou via een nieuwe transportleiding kunnen ingevoed worden in het Diemennet. Dit warmtetransport ontsluit veel warmte, maar vereist een uitdagende en kostbare infrastructuuruitbreiding waar momenteel ook geen subsidiemogelijkheden vanuit het Rijk

voor bestaan. De HT-restwarmte uit het westelijke havengebied zou theoretisch via een nieuwe transportleiding door het IJ ter hoogte van de Diemencentrale kunnen worden gebracht. Nieuwe leidingen over noord zijn minder praktisch omdat de bestaande leidingen beperkt vermogen kunnen transporteren. De bestaande verbinding over zuid, de South Connection, zou wel een grotere rol kunnen krijgen, zeker wanneer de leidingcapaciteit zou worden vergroot met een nieuwe transportleiding.

4.2.3 Pijler geothermie voor basislast

Geothermie levert relatief hogetemperatuurwarmte. De warmte is jaarrond beschikbaar en kan daardoor een aanzienlijk deel van de warmtelevering op zich nemen. Daarom beschouwen we de geothermiepijler als een belangrijke pijler voor de basislast. Wel kent geothermie hogere investeringskosten en een hogere warmteprijs dan bronnen zoals datacenter restwarmte en TEA doordat zowel boring als warmtepomp nodig zijn. De ingeschatte potentie van geothermie is kleiner dan de totale warmtebehoefte dus zullen andere bronnen nodig blijven. Geothermie bevindt zich op dit moment in onderzoeksfase.
EBN geeft aan optimistisch te zijn over potentie in de regio rond de Amstelland onderzoeksboring, maar helemaal zeker is dat nog niet. Indien de onderzoeksresultaten van de onderzoeksboring en verder seismisch onderzoek succesvol blijken, kan begonnen worden met verdere exploratie en ontwikkelen van geothermiedoubletten. Daarnaast kan verder onderzoek in de bodemstructuur rond zuidoost uitwijzen dat er nog meer potentie is.
Ten slotte is er in Almere nog veel onduidelijkheid over de potentie van geothermie.
Een onderzoeksboring is hier nodig om meer duidelijkheid te krijgen zodat ook dat deel van het afzetgebied met geothermie kan worden voorzien. Het financieren van een dergelijke onderzoeksboring vormt nu een belemmering omdat de financiële risico's groot zijn.
Daarnaast is ook voor geothermie een elektriciteitsaansluiting met transportvermogen nodig, wat momenteel een grote uitdaging vormt in de regio.

4.2.4 Pijler decentrale lagetemperatuurbronnen met warmtepomp

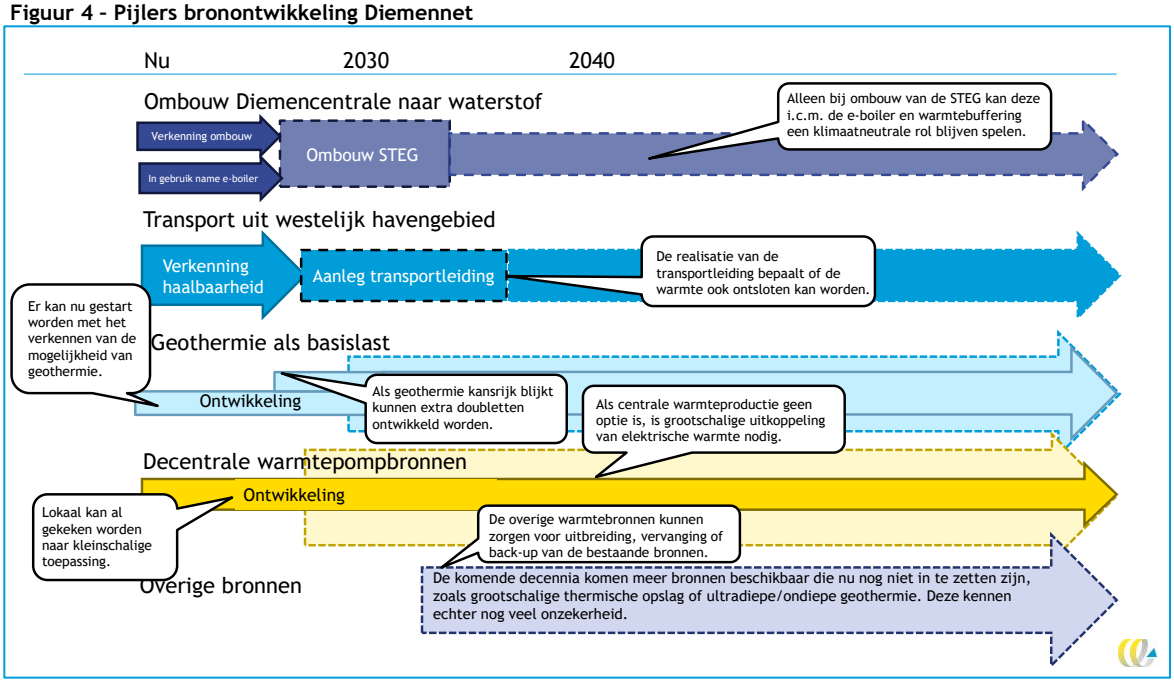
Andere potentiële basis- en middenlast bronnen hebben overwegend een lagere temperatuur en zullen met een warmtepomp dus nog meer moeten worden opgewaardeerd.
Dat gaat gepaard met grotere hoeveelheden elektriciteit, en dus is hiervoor meer netcapaciteit nodig. De potentie van lagetemperatuurrestwarmte uit verschillende soorten warmtebronnen zoals datacenters en TEA kunnen technisch gezien de volledige warmtebehoefte voor basis- en middenlast invullen in de regio. Restwarmtebronnen met hogere temperatuur, zoals datacenters met nieuwe koeltechnieken, verdienen de voorkeur omdat er minder elektriciteit nodig is om de warmte op te waarderen waardoor ook een kleinere elektriciteitsaansluiting volstaat. Dat betekent ook dat de kosten voor de eindgebruiker lager zijn. Net als bij geothermie kunnen deze bronnen zowel centraal opgesteld staan (zoals op de Diemen locatie) als decentraal in het net.

Verder dan de vier pijlers heeft de regio ook andere mogelijkheden die momenteel als minder kansrijk zijn aangeduid of minder toekomstbestending zijn. Andere technieken zoals nucleaire warmte of ultradiepe geothermie zijn duur of nog (te) experimenteel en onzeker. Elektrolyser restwarmte rond het Diemennet zou een goede bron kunnen zijn, maar we zien door beperkingen op het elektriciteitsnet de ontwikkeling van een elektrolyser hier voorlopig niet van de grond komen.

Tekstkader 3 - Warmteopslag is geen warmtebron, maar draagt wel bij aan de warmtebroncapaciteit

Door inzet van (seizoens)warmteopslag kunnen beschikbare bronnen beter worden benut. Door toevoeging van de opslag kan de bron meer uren, en op de uren dat deze het meest nodig is, nuttige warmte leveren.
Zo kunnen overschotten van warmte uit de zomer met gebruik van seizoensopslag bijdragen aan de warmte-levering in de winter. Op basis van de technisch beschikbare bronnen voor het Diemennet voorzien we niet dat warmteopslag een vereiste is. Wel kan het uit een kostenoptimalisatie blijken dat seizoensopslag het waard is. Kortetermijnopslag, warmtebuffering, wordt nu al toegepast bij de Diemencentrale en zal in de toekomst een rol blijven spelen. Bijvoorbeeld zodat gebruik kan worden gemaakt van momenten met lage elektriciteits-prijzen.

Figuur 4 - Pijlers bronontwikkeling Diemennet



De voorgenoemde strategie richt zich voornamelijk op de basislast tot middenlast warmte-voorziening. Deze bronnen nemen het grootste volume van de warmte voor hun rekening en vormen op korte termijn ook het grootste knelpunt bij de warmtevoorziening in het Diemennet. Biomassa, groengas, waterstof en eventueel elektrische boilerwarmte zijn potentiële bronnen voor de pieklast, maar de keuzes die hierin op termijn gemaakt moeten worden zijn nauwelijks afhankelijk van de keuzes voor basis- en middenlast.

5 Conclusies en aanbevelingen

De hoofdvraag van dit onderzoek was '*Welke klimaatneutrale warmtebronnen zijn haalbaar voor het Diemennet?*'. Deze vraag is beantwoord in de uitwerking van drie deelvragen.

5.1 Hoe verandert de warmtevraag en -productie van het Diemennet in de toekomst?

De centrale warmteproductie door de Diemencentrale zal de komende jaren afnemen en duurder worden door ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt en klimaatbeleid. Tegelijkertijd hebben omliggende gemeenten ambities om veel gebouwen van het gas af te halen en aan te sluiten op een warmtenet. Er ligt hierdoor een grote opgave, met name om te voorzien aan de basis- en middenlast van het warmtenet. We verwachten dat er op termijn ruim 300 MW klimaatneutraal basis- en middenlastvermogen nodig is. Een groot deel hiervan zal in de winter op temperaturen van 100 tot 120 °C geproduceerd moeten kunnen worden.

Aanbevelingen op vraag en productie:

- Isoleer, regel afgiftesystemen in en breng daarmee de aanvoer- en retourtemperatuur in gebouwen omlaag. Hierdoor is er minder duurzame warmte nodig. Voor het verlagen van de temperatuur die de bronnen moeten maken is de retourtemperatuur van woningen in veel gevallen belangrijker dan de benodigde aanvoertemperatuur van woningen. Deze retourtemperatuur verdient dus speciale aandacht.
- Communiceer structureel visie en verwachtingen ten aanzien van aansluitingen op het Diemennet. Zowel gemeentes als Vattenfall hebben baat bij een beeld van hoeveel warmte er wanneer nodig gaat zijn.

5.2 Welke klimaatneutrale warmtebronnen zijn beschikbaar en waarvoor kunnen deze in het Diemennet worden gebruikt?

In deze studie zijn elf bronnen en twee infrastructuren onderzocht, te weten:

- thermische energie uit oppervlaktewater;
- thermische energie uit afvalwater;
- zonthermie;
- restwarmte datacenters ;
- geothermie;
- restwarmte elektrolysers;
- elektrische boiler;
- vaste biomassa;
- groengas;
- waterstof;
- kernenergie;
- transportleiding Westpoort Warmte;
- grootschalige thermische opslag.

Uit de inventarisatie blijkt dat er in theorie voldoende klimaatneutraal productievermogen tijdig ontwikkeld kan worden om te voldoen aan de toekomstige behoefte.

Over de invulling van verschillende deellasten concluderen we de volgende zaken:

- **Basislast**: Tenzij een nieuwe transportleiding naar Westpoort Warmte hoogwaardige restwarmte ontsluit, zullen meerdere basislastbronnen elektrisch moeten worden opgewaardeerd met een warmtepomp. Dit is nodig omdat brontemperaturen over het algemeen te laag zijn om na transport en distributie in de wijk de benodigde temperaturen bij gebouwgebruikers te behalen. De bronnen met een relatief hogere temperatuur en stabielere beschikbaarheid door het jaar heen, zoals geothermie en datacenterrestwarmte, hebben de voorkeur. Voor restwarmte van elektrolysers en kernenergie voorzien we geen concreet potentieel rond het Diemennet.
- **Middenlast**: Basislastbronnen kunnen over het algemeen worden ingezet in de middenlast tegen hogere kosten door overdimensionering of door gebruik van grootschalige thermische seizoensopslag. Een elektrische boiler (zoals op dit moment in aanbouw) in combinatie met warmte uit de STEG op waterstof en warmtebuffering kan een goede aanvulling zijn voor middenlast. Verbranding van moleculen (biomassa, groengas, waterstof) kan hierin ook een rol spelen maar waterstof en groengas zijn voorlopig kostbaar en beperkt beschikbaar. Biomassa is op dit moment wel beschikbaar, maar kent zorgen rondom oorsprong en duurzaamheid en is naar verwachting op termijn steeds minder beschikbaar.
- **Pieklast**: Biomassa, groengas, waterstof en (in mindere mate) elektrische boilerwarmte zijn pieklastopties. De komende jaren hoeven vanuit leveringszekerheidsperspectief nog geen keuzes gemaakt te worden voor de invulling van de pieklast. Daarnaast levert de pieklast een relatief klein deel van de totale warmtevraag. Over de beschikbaarheid en kosten van de vier bronnen is nu nog relatief veel onzekerheid waardoor het beter is om nu te focussen op de basis- en middenlast.

Tabel 9 vat de totaalbeoordelingen samen.

Tabel 9 - Beoordeling geschiktheid van bronnen en infrastructuur voor het Diemennet. Groene markering is een kansrijke optie, geel kan maar waarschijnlijk niet reëel en rood is niet reëel

Bron		Geschikt voor		
		Basislast	Middenlast	Pieklast
Thermische Energie uit Oppervlaktewater (TEO)				
Thermische Energie uit Afvalwater (TEA)				
Zonthermie				
Restwarmte datacenters				
Geothermie				
Restwarmte elektrolyser				
Elektrische boiler				
Vaste biomassa				
Groengas				
Waterstof				
Kernenergie (SMR)				

Bron		Geschikt voor		
		Basislast	Middenlast	Pieklast
Infrastructuur				
Transportleiding Westpoort Warmte (afvalwarmte en nieuw te ontwikkelingen bronnen)				
Grootschalige thermische opslag				

5.3 Wat is er nodig om alternatieve klimaatneutrale warmtebronnen in het Diemennet te realiseren?

Hoewel er in theorie meerdere opties zijn kennen de warmteoplossingen algemene en bronspecifieke uitdagingen die overkomen moeten worden. We identificeerden de volgende proces-gerelateerde knelpunten die een effect hebben op draagvlak en (investerings)risico:

- duurzaamheid;
- betaalbaarheid;
- beperkte ervaring klimaatneutrale technieken;
- garanties voor leveringszekerheid;
- ondersteuning met subsidies en regelingen;
- milieueisen.

Daarnaast spelen de volgende technische knelpunten voor de toepassing van bronnen:

- netcapaciteit;
- beschikbare ruimte;
- locatie warmtebron in het net;
- uitvoeringscapaciteit.

Dit alles maakt dat het ontwikkelen van nieuwe, klimaatneutrale warmtebronnen in elk geval uitdagend zal zijn. Toch zijn de meeste knelpunten te overkomen met voldoende coördinatie en commitment van betrokken partijen. Andere, hardere knelpunten, zoals het gebrek aan netcapaciteit, dwingen tot het formuleren van een strategie die hiermee rekening houdt. Hiertoe doen wij een aanzet in de vorm van vier pijlers. Deze pijlers vormen kansrijke ontwikkelingsrichtingen waarop geconcentreerd kan worden. Twee pijlers richten zich op centrale warmteproductie, de andere twee op decentrale productie:

1. **Ombouw van Diemencentrale naar waterstof.** De STEG op de Diemenlocatie zal de komende jaren in deze configuratie nog met aardgas centrale warmte produceren voor het net. De STEG kan op termijn worden omgebouwd naar waterstof en in combinatie met de elektrische boiler en warmtebuffers worden opgesteld. Een businesscase-analyse waarbij wordt gekeken naar de rol van de STEG in het elektriciteitssysteem en de benodigde aanleg van infrastructuur dient uit te wijzen of dit op de langere termijn een optie blijkt.
2. **Transport uit westelijk havengebied**. Een technisch-economische haalbaarheidsanalyse van deze optie dient zo spoedig mogelijk uit te wijzen of het uitkoppelen van de in het westelijk havengebied beschikbare warmtebronnen concurrerend zou zijn met de andere opties zoals datacenters, geothermie en afvalwater in het Diemennet.
3. **Geothermie als basislast.** Additioneel potentieonderzoek is op verschillende locaties nodig en we verwachten niet dat op termijn de gehele basislast met geothermie kan worden voorzien. Desalniettemin concluderen we dat geothermie een geschikte doch relatief kostbare kandidaat is voor duurzame basislastwarmte voor het Diemennet.
4. **Decentrale lagetemperatuurbronnen met warmtepomp zoals datacenter en TEA.** Naast geothermie is de kans reëel dat er aanvullende decentrale bronnen nodig zijn

voor de basis- en middenlast. Hiervoor zijn voornamelijk lagetemperatuurbronnen beschikbaar die met tot wel 80 ˚C moeten worden opgewaardeerd om in het transportnet in de winter te kunnen gebruiken. De bronnen in deze categorie met een hogere restwarmtetemperatuur hebben over het algemeen de voorkeur boven bronnen met een lagere temperatuur. Er is voldoende potentieel voor in de omgeving van het Diemennet in de vorm van onder andere datacenters en thermische energie uit afvalwater.

Tabel 10 - Beoordeling pijlers Diemennet op risico's voorzieningszekerheid, kosten en doorlooptijd

Warmteproductie	Pijler	Leveringszekerheid	Kosten	Doorlooptijd
Centraal	Waterstof-STEG, elektrische boiler en buffer op Diemen-locatie	Laag risico, installaties bestaan voor een groot deel al.	Beperkt als piek- of middenlast maar zeer hoog als hiermee basislast wordt geleverd.	Zeer beperkt, totdat centrale wordt omgebouwd beschikbaar als aardgas-STEG.
	Transport uit westelijk havengebied	Risico is afhankelijk van toekomst AEB en restwarmte in het westelijk havengebied.	Meerprijs voor transport vanuit west. Warmtekosten afhankelijk van bronnen daar.	Ontwikkeling duurt waarschijnlijk acht tot tien jaar, in die periode moeten ook nieuwe warmte-bronnen in west worden ontwikkeld.
Decentraal	Geothermie in de basislast	Beperkt risico indien voldoende potentie in bodem.	Kosten liggen hoog maar risico's op fluctuaties zijn beperkt.	Hoog risico, bronnen ontwikkelen duurt vijf tot tien jaar maar daarvoor moeten tussen-resultaten positief uitvallen. Netcongestie is voorlopig beperkend.
	Decentrale LT-bronnen met warmtepomp	Hoge leveringszeker-heid bij TEA, bij datacenters onzeker-heid over leverings-garanties	Kosten liggen hoog, maar lager dan bij geothermie, risico's op fluctuaties zijn beperkt.	Hoog risico, bronnen ontwikkelen duurt zes tot acht jaar. Netcongestie is voorlopig beperkend.

Het is noodzakelijk dat er wordt gewerkt aan nieuwe klimaatneutrale bronnen, echter is het op dit moment niet aan te bevelen om volop in te zetten op één specifieke pijler. Het is juist nodig om op alle pijlers onzekerheden, wat betreft potentie en kosten, beter in kaart te brengen er ervaring op te doen met nieuwe warmtebronnen.

We bevelen daarom de volgende vervolgstappen aan:

1. **Doe nader onderzoek en indien mogelijk, ontwikkel een geothermiebron rond onderzoeksboring Amstelland**. Voorwaarde is dat de resultaten van de onderzoeksboring voldoende positief zijn. Aandachtspunten zijn dat de warmte moet worden opgewaardeerd met een hogetemperatuurwarmtepomp, de kosten hiervan zijn hoog en netcapaciteit is niet beschikbaar tot 2030-2032.
2. **Onderzoek de potentie van geothermie in Almere**. Hierover is op dit moment te weinig bekend en de beschikbaarheid van geothermie in Almere kan doorslaggevend zijn voor welke andere bronnen te ontwikkelen. Uitdaging hierbij is hoe een eerste geothermieboring te financieren aangezien de financiële risico's hiervan groot zijn en momenteel niet af te dekken zijn met bestaande beleidsinstrumenten.
3. **Onderzoek bronbeschikbaarheid en transportmogelijkheden vanuit Westpoort Warmte**.
   Door betrokken partijen is onderzoek gedaan naar bronbeschikbaarheid voor het Westpoort Warmtenet, het is nog onduidelijk in hoeverre bronnen ook voor het Diemennet beschikbaar zouden zijn. Op dit moment kan er via de South Connection een redelijk vermogen worden uitgekoppeld. Een nieuw tracé zou veel meer warmte kunnen ontsluiten maar vergt een grote investering.
4. **Start met ontwikkeling van decentrale bronnen.** Bijvoorbeeld een TEA of een datacenter, waarbij er sterke voorkeur is voor een datacenter met restwarmte van een hogere temperatuur. De kans is zeer groot dat er meerdere warmtepomp warmtebronnen nodig gaan zijn. Netcapaciteit vormt tot 2033 waarschijnlijk een beperking, ook voor geothermie. Tot capaciteit beschikbaar is kan een tijdelijke flexibele elektriciteitsaansluiting of lokale voorziening worden overwogen.
5. **Onderzoek de mogelijke rol van de Diemenlocatie door combinatie van de elektriciteitscentrale op waterstof, elektrische boiler en opslag.** Vattenfall wil de elektriciteitscentrale op Diemen naar waterstof ombouwen. De combinatie met de elektrische boiler en een warmtebuffer kan een aanvulling zijn op basislastbronnen als geothermie of warmtepompen. Door de benodigde infrastructuur, kosten en operationele mogelijkheden van deze configuratie beter uit te zoeken wordt duidelijker wat de toekomstige rol van de Diemenlocatie gaat zijn.

Literatuurlijst

Agora Industry. (2022). *Power-2-Heat: Gas savings and emissions reduction in industry*.

Arpagaus, C. F. B. M. U. J. S. S. S. B. (2018). High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy*, *152*, 985-1010.

Atriensis. (2021). *ACM duidt positie netbeheerder bij warmtenetten*. Atriensis. Retrieved 18 november from https://www.atriensis.nl/nieuwsbericht-projecten/acm-duidt-positie-netbeheerder-bij-warmtenetten

Bernal, D. C., Muñoz, E., Manente, G., Sciacovelli, A., Ameli, H., & Gallego-Schmid, A. (2021). Environmental Assessment of Latent Heat Thermal Energy Storage Technology System with Phase Change Material for Domestic Heating Applications. *Sustainability*, *13*(20).

Carlier, P., Fluchere, J., Giraud, B., & Poizat, F. (2008). *Quelle esperance de vie pour les reacteurs EDF?*

CBS. (2023). *Kritieke materialen in de Nederlandse toeleveringsketen*. CBS. Retrieved 15-01 from https://www.cbs.nl/nl-nl/longread/rapportages/2023/kritieke-materialen-in-de-nederlandse-toeleveringsketen?onepage=true#c-1--Inleiding

CE Delft. (2018). *Nationaal potentieel van aquathermie : Analyse en review van de mogelijkheden*.

CE Delft. (2020). *Verkennend onderzoek zonthermie Zuid-Holland*.

CE Delft. (2021). *Potentieel zonthermie RES-regio Rivierenland*.

CE Delft. (2022). *Update kengetallen warmtenetten Vesta MAIS*.

CE Delft. (2023a). *Afnameverplichting groene waterstof*.

CE Delft. (2023b). *Factsheet Warmte. Achtergrondinformatie per warmtebron. Versie november 2023*.

CE Delft. (2023c). *Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Businesscase, potentieel en rol in energiesysteem*.

CE Delft. (2023d). *Verduurzaming bronnen voor warmtenetten - Opgave, onrendabele top en knelpunten richting 2030*.

CE Delft, & Pondera. (2023). *Integrale Effectenanalyse - Programma Energiehoofdstructuur 2023 - Ontwikkeling energiehoofdinfrastructuur 2030-2050*.

CE Delft, & TNO. (2022). *50% green hydrogen for Dutch industry: Analysis of consequences draft RED3*.

CE Delft, & TNO. (2023). *Afnameverplichting groene waterstof*.

Danish Energy Agency. (2022). *Technology Data. Generation of Electricity and District Heating. July 2022 update*.

De Laborderie, A., Puech, C., Adra, N., Blanc, I., Beloin-Saint-Pierre, D., Padey, P., Payet, J., Sie, M., & Jacquin, P. (2011). *Environmental Impacts of Solar Thermal Systems with Life Cycle Assessment* World Renewable Energy Congress, Linköping, Sweden. https://minesparis-psl.hal.science/hal-00668172/

DNVGL. (2020). *Haalbaarheid waterstof in bijstookketels voor warmtenetten*.

Dutch Data Center Association. (2023). *State of the Dutch Data Centers*.

DWA installatie- en energieadvies. (2011). *Rendementsverbetering WKO*.

EBN, & IF Technology. (2023). *Hoge Temperatuur Opslag van warmte, Stand der techniek en bodempotentie, RES Rotterdam Den Haag & omgeving Leiden*.

Energy Technologies Institute. (2016). *System Requirements For Alternative Nuclear Technologies (Phase 3)*.

Gemeente Diemen, Gemeente Almere, Gemeente Amsterdam, Gemeente Weesp, Gemeente Gooise Meren, Provincie Noord Holland, & Vattenfall. (2019). *Convenant verduurzaming stadsverwarmingscentrale Diemen*. Bestuur Gooise meren.

https://bestuur.gooisemeren.nl/fileadmin/news_import/1501018_Bijlage_bij_RM_-_Convenant_Stadsverwarmingscentrale_Diemen.pdf
Godschalk, B. (2022, 19-2-2024). *HTO en MTO: business case verbeteraar in de warmtetransitie*. IF Technology. https://iftechnology.nl/kennisbank/hto-en-mto-business-case-verbeteraar-in-de-warmtetransitie/
H2O Waternetwerk. (2022). *Rioolwaterzuivering Utrecht krijgt grootste warmtepomp van Nederland*. H2O Waternetwerk. Retrieved 16-02 from https://www.h2owaternetwerk.nl/h2o-actueel/rioolwaterzuivering-utrecht-krijgt-grootste-warmtepomp-van-nederland#:~:text=Op%20het%20terrein%20van%20rioolwaterzuivering,grootste%20warmtepomp%20van%20Nederland%20gebouwd.
Hamm, V., Maragna, C., Maurel, C., Klein, S., Nardini, I., Hahn, F., Vangkilde-Pedersen, T., Gauthier, G., Godschalk, B., Oerlemans, P., Rey, C., Bloemendal, M., Beernink, S., Allaerts, K., Tómasdóttir, S., Gunnarsson, G., El-Alfy, A., Guglielmetti, L., De Oliveira Fliho, F., . . . Azores, U. o. t. (2021). *Synthesis of demonstrators and case studies - Best practice guidelines for UTES development*.
HyCC. (2024). *H₂era, Amsterdam*. HyCC. https://www.hycc.com/en/projects/h2era
HyCC. (n.d.). *H2ermes project*. H2ermes. https://h2ermes.nl/project/
IEA-ETSAP., & IRENA. (2015). *Solar Heating and Cooling for Residential Applications : Technology Brief*.
IF Technology. (2017). *Smart polder Merwedekanaalzone Utrecht*.
IF Technology. (2023). *Hoge Temperatuur Opslag van warmte. Stand der techniek en bodempotentie RES Rotterdam Den Haag & omgeving Leiden*.
KPMG. (2021). *Marktconsultatie kernenergie*.
Liander. (lopend). *Tarieven Grootzakelijk*. Liander. https://www.liander.nl/grootzakelijk/tarieven
Lipka, M., & Rajewski, A. (2020). Regress in nuclear district heating. The need for rethinking cogeneration. *Progress in Nuclear Energy*, *130*(103518).
Nationaal Programma RES. (2023a). *Factsheet Warmte*.
Nationaal Programma RES. (2023b). *Factsheet Warmte - Achtergrondinformatie per warmtebron*.
NEA. (2016). *Uranium 2016: Resources, Production and Demand*.
Netbeheer Nederland. (2023a). *De financiële impact van de energietransitie voor netbeheerders. Geactualiseerde prognose 2030*.
Netbeheer Nederland. (2023b). *Position paper Alternatieve Transportrechten*. Netbeheer Nederland. https://www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Position%20paper%20Alternatieve%20Transportrechten%20v1.0%20-%20augustus%202023.pdf
Netwerk Aquathermie. (2023). *Aquathermal Energy in Europe*.
NPLW. (2021). *Duurzaamheid van bestaande warmtenetten*.
Omroep Flevoland. (2023). *VVD NOP wil onderzoek naar kleine kernreactor in de gemeente*. Omroep Flevoland. https://www.omroepflevoland.nl/nieuws/334675/vvd-nop-wil-onderzoek-naar-kleine-kernreactor-in-de-gemeente
PBL. (2022). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2022*.
PBL. (2023a). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023*.
PBL. (2023b). *OT-model Eindadvies basisbedragen SDE++ 2023 (Excelbestand)*. PBL. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2023-ot-model-sde-plus-plus-2023-4815_1.xlsx
Pieper, H., Ommen, T., Buhler, F., Paaske, B. L., Elmegaard, B., & Markussen, W. B. (2018). Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating. *Energy Procedia*, *147*, 358-367.
Provincie Flevoland. (2023). *Toekomst voor het nieuwe land*.

Rolls-Royce. (2024). *Our technology*. GDA Rolls Royce. Retrieved 07-02 from https://gda.rolls-royce-smr.com/our-technology
RVO. (2022). *Duurzaamheidsrapportage 2022*.
RVO. (2023). *Beleid zonne-energie*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Retrieved 20-02 from https://www.rvo.nl/onderwerpen/zonne-energie/beleid#zonneladder
RVO. (ongoing). *Warmteatlas*. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. https://rvo.b3p.nl/viewer/app/Warmteatlas/v2
Syntraal. (2021). *Thermische Energie uit Afvalwater*.
Talang, R. P. N., Sirivithayapakorn, S., & Polruang, S. (2022). Life cycle impact assessment and life cycle cost assessment for centralized and decentralized wastewater treatment plants in Thailand. *Scientific Reports*, *12*(14540).
TenneT. (2023). *TenneT verwacht verdere stijging transporttarieven in 2024*. TenneT. https://www.tennet.eu/nl/nieuws/tennet-verwacht-verdere-stijging-transporttarieven-2024
Turkenburg, W. (2024). *De energietransitie: huidige uitzicht op nieuwe kerncentrales (groot en klein) in Nederland*. n.b. Retrieved 19-02 from https://www.linkedin.com/posts/wim-turkenburg-3539b8a8_huidige-uitzicht-op-nieuwe-kerncentrales-ugcPost-7164590707943403520-LNr-/?utm_source=share&utm_medium=member_ios
Vattenfall. (2023, 30-11-2023). *Deep-dive Diemennet t.b.v. onderzoek klimaatneutrale warmtebronnen CE Delft* [Interview]. Niet gepubliceerd.
VIVET. (2023). Dataset: Beschikbare capaciteit elektriciteitsnet. In: Pdok.

A Oplossingsrichtingen

Deze bijlage bevat nadere omschrijving en analyse van individuele oplossingsrichtingen. Voor elke oplossingsrichting is een techniekbeschrijving en een verkennende haalbaarheidsanalyse gedaan voor het Diemennet. De techniekbeschrijving omvat de werking, kosten, toekomstbestendigheid en aandachtspunten in de realisatie. In de haalbaarheidsanalyse beschrijven we technisch potentieel, de benodigde stappen om de bron te ontwikkelen en doen we een inschatting van de rol die de bron in het Diemennet kan spelen.

A.1 Thermische energie uit afvalwater



Bij aquathermie wordt thermische energie gewonnen uit water. Het water heeft hierbij temperatuurniveaus tussen 5˚en 25 ˚C en is daarmee een zeer lage temperatuur (ZLT) warmtebron. De drie belangrijkste vormen van aquathermie zijn thermische energie uit afvalwater (TEA), thermische energie uit oppervlaktewater (TEO), thermische energie uit drinkwater (TED). Omdat uit eerdere studies is gebleken dat in Nederland de potentie van TED vele malen kleiner is dan die van TEA en TEO (CE Delft, 2018), gaat dit rapport alleen in op de eerste twee technieken. Deze bijlage beschrijft de potentie van TEA als bron voor het Diemennet. Bijlage A.2 doet hetzelfde voor TEO.

A.1.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt TEA in een warmtenet?

Onder TEA verstaan we warmtewinning uit afvalwater met behulp van een warmtewisselaar en het opwaarderen van de warmte met een warmtepomp naar de juiste aanvoertemperatuur (Syntraal, 2021). In Nederland kunnen TEA-installaties afvalwater afkomstig uit woningen, persleidingen, rioolgemalen en rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's) voor de winning van warmte gebruiken (CE Delft, 2018). In deze studie focussen we ons op centrale terugwinning van warmte uit het effluent, het gezuiverde afvalwater, van RWZI's.

Een TEA-installatie bestaat uit:
- eventueel een waterbuffer realiseren;
- eventueel een (grootschalige) thermische opslag creëren;
- onttrekkingsinstallatie warmte effluent afvalwater;
- pompinstallatie en warmtewisselaar;
- centrale warmtepomp;
- aansluiting op het warmtedistributienet.

Afhankelijk van de toegepaste zuiveringstechniek in de RWZI, kan het debiet van het effluent wel sterk door de week variëren. Om thermische energie uit afvalwater constant beschikbaar te maken, kan er bij sommige RWZI's een waterbuffer nodig zijn.

De temperatuur van het effluent is echter wel seizoensgebonden. In de zomer is de temperatuur beduidend hoger dan de wintertemperatuur. Door het jaar heen fluctueert de temperatuur tussen de 12 en 24 ˚C (PBL, 2023a). TEA als warmtebron kan worden ingezet in de voorziening van de basislast vanwege de constante beschikbaarheid van afvalwater en de daaraan gelieerde hoge aantal vollasturen van 6.000 (PBL, 2023a).

Warmtepompen in een TEA-installatie zijn in principe regelbaar en kunnen aan- en uitgezet worden om de vraag te volgen, maar dit heeft een negatief effect op de prestaties en levensduur van de warmtepompen en is daarom economisch minder aantrekkelijk.

Wat zijn de kosten van thermische energie uit afvalwater?

Tabel 11 toont alle kosten die gekoppeld zijn aan een TEA-installatie. Alle bedragen in de tabel zijn gebaseerd op een installatie van 1 MW die 6.000 vollasturen per jaar draait en het water opwaardeert tot 70 ˚C. Hierdoor wordt er geen rekening gehouden met eventuele schaalvoordelen die optreden bij grotere TEA-installaties met vermogens die ver boven 1 MW liggen.

Tabel 11 - Vaste en variabele kosten voor een TEA-installatie van 1 MW (PBL, 2023a)

Parameter	Eenheid	Waarde
Investeringskosten (CAPEX)	€/kW	1.338
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	28
Variabele O&M-kosten (OPEX)	€/kWh	0,0419
Warmteprijs 2023	€/GJ	22

Een belangrijke kanttekening bij bovenstaande tabel, is dat het water voor warmtelevering aan het Diemennet in de winter opgewaardeerd moet worden tot 100-110 ˚C en niet tot 70 ˚C. Hierdoor zullen zowel de investeringskosten, de variabele O&M-kosten als de warmteprijs ongeveer 50% hoger uitvallen. Daarnaast resulteert het invoeden van warmte met een hogere temperatuur op het transportnet tot een lagere COP (van ~2,5). Hierdoor wordt niet meer aan de huidige minimale COP-eis voldaan om in aanmerking te komen voor een SDE++-subsidie.

De investeringskosten bestaan uit de kosten voor een onttrekkingsinstallatie, een pompinstallatie, warmtewisselaar en een centrale warmtepomp, maar niet uit de kosten die nodig zijn voor een distributienet en een afgiftesysteem voor eindverbruikers.

De vaste O&M-kosten omvatten de kosten voor het onderhouden en monitoren van het systeem en kosten en de aansluiting van het systeem op het elektriciteitsnet, met name voor de warmtepomp. De variabele kosten bestaan voornamelijk uit de kosten voor het elektriciteitsverbruik van het pompsysteem en de warmtepomp (PBL, 2023a).

Hoe toekomstbestendig is thermische energie uit afvalwater?

Beschikbaarheid

Het Diemennet is omringd door meerdere grote bevolkingskernen welke stabiele waterzuiveringsvraag met zich mee brengen. Door de vele aanwezige huishoudens is afvalwater volop beschikbaar en de bijbehorende afvalwaterinfrastructuur zal hiervoor noodzakelijk blijven. Het overgrote deel van de rioolwaterzuivering in Amsterdam vindt plaats in het westelijk havengebied. In de buurt van het Diemennet is de beschikbare potentie aan RZWI-restwarmte relatief klein.

Levensduur

De economische levensduur van een warmtepomp, het belangrijkste onderdeel van een TEA-installatie, bedraagt 12 jaar (PBL, 2022). De technische levensduur van warmtepompen wordt op 25 jaar geraamd (Danish Energy Agency, 2022). De economische levensduur van een RWZI wordt op 30 jaar ingeschat (Talang et al., 2022).

Beperkte netcapaciteit beschikbaar

Ontwikkelingen in elektrificatie van het energiesysteem zijn de afgelopen jaren sneller gegaan dan wat de netwerken kunnen faciliteren, waardoor er op veel plekken in Nederland sprake is van netcongestie. Het aansluiten van warmtepompen voor TEA-installaties vereist dat er geen afnamecongestie op het middensspanningsnet aanwezig is. Bijlage C licht het probleem van netcongestie in de omgeving van het Diemennet verder toe.

Groot risico op stijging van de elektriciteitsprijs en nettarieven.

De grootste variabele kosten van een TEA-installatie zijn afkomstig van de elektriciteit die nodig is voor het opwaarderen van de watertemperatuur met een warmtepomp. Deze behoefte aan elektriciteit neemt een prijsrisico met zich mee.

Daarnaast zijn tarieven van netbeheerders voor aansluitingen de afgelopen jaren sterk gestegen (zie Bijlage D voor meer achtergrondinformatie over deze ontwikkeling). Deze ontwikkeling zet de businesscase voor elektrificatie onder druk. Omdat veel van de potentiële klimaatneutrale warmtebronnen opwaardering naar een hogere temperatuur nodig hebben is het nodig deze ontwikkeling richting 2030 en daarna mee te nemen in de potentie-inschatting.

Dalende investeringskosten

De investeringskosten van een TEA-installatie bestaan voor meer dan de helft uit de aanschafkosten van de warmtepomp (Pieper et al., 2018). Er is op dit moment één warmtepomp in Nederland die op deze schaal wordt gebruikt om warmte aan een warmte-net te leveren, hoewel er ook gewerkt wordt aan warmtopwaardering bij geothermie in Delft en door HVC in Lelystad (H2O Waternetwerk, 2022). Omdat deze (HT-)warmtepompen nog niet breed toegepast worden, zullen de kosten van deze techniek naar verwachting in de komende jaren dalen.

Verdere aandachtspunten van thermische energie uit afvalwater

Momenteel is Eneco bezig met de constructie van een TEA-installatie op het terrein van rioolwaterzuivering Utrecht die met behulp van een warmtepomp met een thermisch vermogen van 27 MW_{th} ongeveer 20.000 woningen in Utrecht en Nieuwegein van warmte gaat voorzien (H2O Waternetwerk, 2022). In andere landen kent TEA-installaties al een langere geschiedenis. Zo levert een TEA-installatie in Oslo al sinds 1989 warmte aan Noorse huishoudens (Netwerk Aquathermie, 2023).

A.1.2 Haalbaarheid TEA Diemennet

Waar en hoeveel thermische energie uit afvalwater kan worden gerealiseerd

Tabel 12 bevat zes RWZI's die zich in de buurt van het Diemennet en Westpoort Warmte bevinden. De RWZI's uit Almere, Amstelveen en Weesp zijn in de buurt van het Diemennet gevestigd. Figuur 5 toont de locaties van deze drie RWZI's die door middel van een TEA-installatie direct warmte zouden kunnen gaan leveren aan het Diemennet.

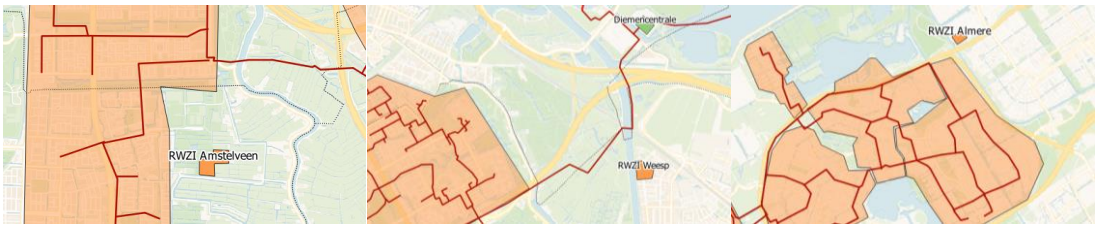
De Westpoort RWZI's en de RWZI's in Zwanenburg en Zaandam-Oost liggen verder weg van het Diemennet, maar nabij het Westpoort Warmtenet. Deze RWZI's zouden indirect via de Transportleiding Westpoort Warmte kunnen leveren aan het Westpoortnet. Deze transportleiding wordt verder toegelicht in Bijlage A.6.

Het is echter de vraag of deze drie RWZI's het Diemennet van warmte zullen gaan voorzien, omdat er meer partijen in de restwarmte geïnteresseerd zijn. Zo zijn er ook initiatieven in Haarlemmermeer en Zaandam die aanspraak maken op de restwarmte van de RWZI's om de gebouwde omgeving in hun gemeenten te verduurzamen. Daarnaast kan de restwarmte van RWZI's ook gebruikt worden voor nieuwe lokale warmtenetten die lagetemperatuurwarmte aan nieuwbouwwijken kunnen leveren.

Tabel 12 - Overzicht van RWZI's in de regio (Diemennet en Westpoort Warmte)

Locatie RWZI	Thermisch vermogen (MW_{th})	Afstand tot warmtenet
Almere	6,2 – 14,4	1.000 - 1.500 m
Amstelveen	4,2 – 9,7	1.000 - 1.500 m
Weesp	1,3 – 3,0	600 – 800 m
Subtotaal Diemennet	*12 – 27*	-
West & Westpoort	39,8 - 92,6	1.000 – 1500 m
Zwanenburg	7,3 – 16,9	~6.000 m
Zaandam-Oost	2,9 – 4,6	1.200 - 2.400 m
Subtotaal Westpoort Warmte	*50 – 114*	-
Totaal	**62 - 141**	**-**

Figuur 5 - De locaties van de drie RWZI's in de buurt van het Diemennet



Bron: Warmteatlas (RVO, ongoing).

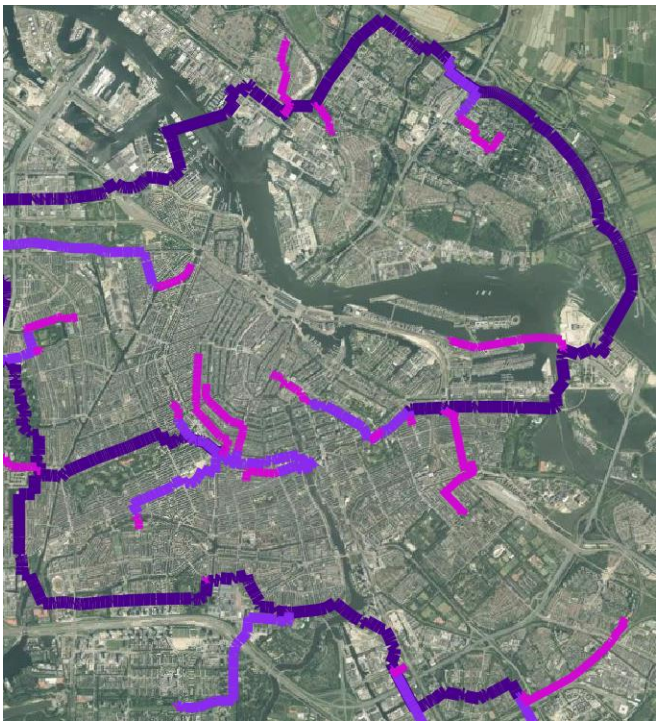
Past het ruimtebeslag van de techniek binnen de beschikbare ruimte op de locaties?

In een TEA-installatie neemt de warmtepomp het grootste gedeelte van het ruimtebeslag voor zijn rekening. De benodigde oppervlakte voor een warmtepomp bedraagt 20-50 m^2/MW_{th} (CE Delft, 2023c). Afhankelijk van het thermisch vermogen van de RWZI en de TEA-installatie zal de warmtepomp een oppervlakte van 20-400 m^2 beslaan. We schatten in dat dit uitdagend, maar mogelijk zou moeten kunnen zijn op de afvalwaterzuiverings-locaties.

Is de benodigde (capaciteit) infrastructuur aanwezig of kan deze aangelegd worden?

Voor de integratie van TEA-installaties in het Diemenwarmtenet moeten er warmteleidingen worden aangelegd tussen de installaties en het Diemennet. De afstand tussen de RWZI's en het Diemennet bedraagt steeds 1.500 meter of minder (zie Tabel 12). Voor de meeste denkbare tracés zullen civiele bouwwerken met kunstwerken moeten worden doorkruist. Dit is vaak technisch mogelijk maar brengt wel meerkosten met zich mee.

Figuur 6 - Het afvalwaterleidingnetwerk in de gemeente Amsterdam, hoe donkerder paars, hoe groter de hoeveelheid energie



Bron: www.Aquathermieviewer.nl.

Naast de onttrekking van warmte aan de effluentstroom, kan ook warmte onttrokken worden aan het influent of aan de riolering (PBL, 2023a). Dit houdt in dat een TEA-installatie niet alleen aangesloten kan worden op de gezuiverde waterstroom van één van de RWZI's, maar ook gerealiseerd kan worden op een andere locatie in het afvalwater-netwerk (zie Figuur 6) dat dichterbij het Diemenwarmtenet ligt. Hierdoor kan de afstand tussen de TEA-installatie en het Diemennet nog verder afnemen.

Stappen in ontwikkelen

Om een TEA-installatie te ontwikkelen moeten de volgende vier stappen worden doorlopen:

1. Locatie van de TEA-installatie selecteren (bij een RWZI of elders bij een hoofdleiding van het afvalwaternetwerk).
2. Onttrekkingsinstallatie en warmtepomp realiseren.
3. Deze installatie door middel vaneen warmteleiding aansluiten op het warmtedistributie-net.
4. Meet- en regelsysteem ontwikkelen en integreren met het regelsysteem van het Diemennet.

RWZI's zijn publiek eigendom; Het Waterschap Zuiderzeeland is verantwoordelijk voor de RWZI in Almere en de RWZI's in Amstelveen en Weesp worden beheerd door het Waterschap Amstel, Gooi en Vecht. We verwachten dat dit het ontwikkelen van warmtebronnen vereen-voudigt ten opzichte van wanneer de bronnen in private handen zouden zijn. Overheden zullen waarschijnlijk eerder in lijn met het publieke belang handelen.

Inschatten rol thermische energie uit afvalwater in het Diemennet

Doordat het effluent van RWZI's gedurende het hele jaar door beschikbaar is, zijn TEA-installaties geschikt om in een gedeelte van de basislast te voorzien. Eventueel kan een TEA-installatie uitgebreid worden met een thermische opslag, zodat in de winter de temperatuur van het water met minder graden opgewaardeerd hoeft te worden.

Een TEA-installatie heeft vergeleken met andere warmtealternatieven in de basislast gemiddelde investerings- en warmtekosten. Hoewel een relatief dure warmtepomp (en bijbehorende netcapaciteit) nodig is, zijn de kosten voor het uitkoppelen van TEA uit een RWZI relatief laag.

Indien er een TEA-installatie wordt ontwikkeld bij alle drie de RWZI's die nabij het Diemennet gevestigd zijn, kunnen de installaties gezamenlijk een thermisch vermogen van 12 tot 27 MW_{th} leveren. We verwachten echter dat ontwikkelen van de Weesplocatie voor de beperkte hoeveelheid vermogen die het kan bieden te ver ligt van de transportleiding om serieus te ontwikkelen. Daarmee blijven de Almere en Amstelveen locaties over. Hoewel de totale hoeveelheid vermogen beperkt is, zijn het onder andere door het publiek eigendom en stabiele beschikbaarheid wel veilige bronnen om te ontwikkelen. Wel is in de komende jaren een struikelbok in het realiseren van TEA-installaties dat er beperkt netcapaciteit beschikbaar is op het middensspanningsnet.

A.2 Thermische energie uit oppervlaktewater



Bij aquathermie wordt thermische energie gewonnen uit water. Het water heeft hierbij temperatuurniveaus tussen 5 en 25 ˚C en is daarmee een zeerlagetemperatuur(ZLT)warmtebron. De twee belangrijkste vormen van aquathermie zijn thermische energie uit afvalwater (TEA) en thermische energie uit oppervlaktewater (TEO). Deze bijlage beschrijft de potentie van TEO als bron voor het Diemennet. Bijlage A.1 doet hetzelfde voor TEA.

A.2.1 Techniekbeschrijving

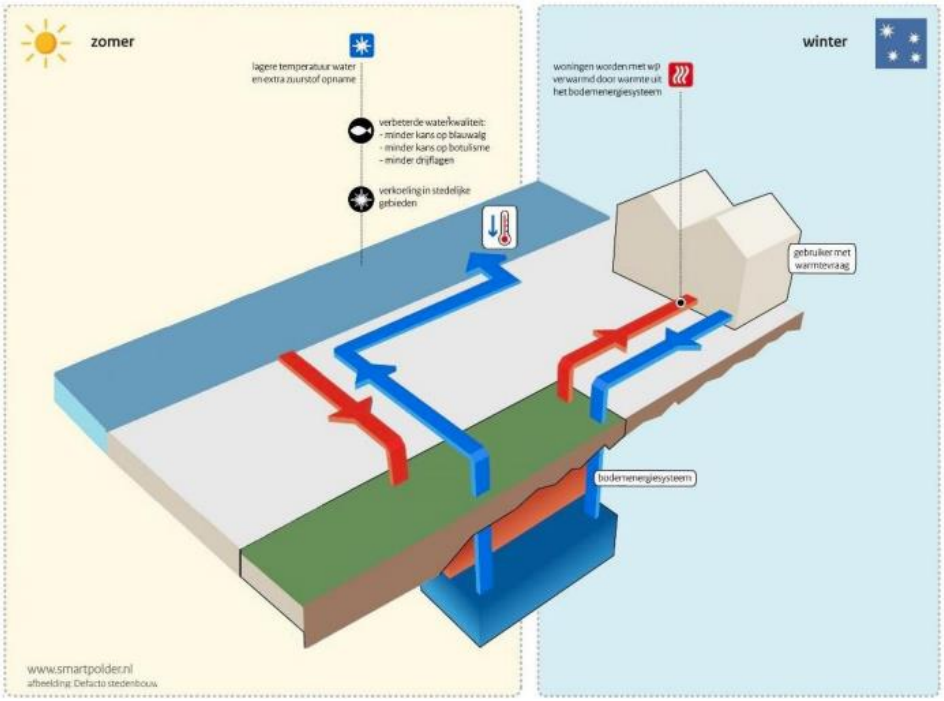
Hoe werkt TEO in een warmtenet?

Bij thermische energie uit oppervlaktewater wordt warmte met behulp van een warmtewisselaar onttrokken aan het oppervlaktewater (PBL, 2023a). Er kan warmte worden gewonnen uit verschillende oppervlaktewateren:
- waterlopen en plassen;
- gemalen, ook wel 'Smart polder' genoemd;
- zeewater.

Figuur 7 toont een schematische weergave van een TEO-installatie. Een systeem voor warmte uit oppervlaktewater bestaat uit de volgende onderdelen (CE Delft, 2018):
- oppervlaktewater;
- pompinstallatie en warmtewisselaar;
- thermische seizoensopslag;
- centrale warmtepomp;
- aansluiting op het warmtedistributienet.

In dit systeem wordt in de zomer water uit het oppervlaktewater middels een pomp en een warmtewisselaar met enkele graden (3 tot 6 ˚C) afgekoeld. Deze warmte wordt opgeslagen in thermische seizoensopslag. In de winter wordt de warmte uit de thermische opslag met een centrale warmtepomp opgewaardeerd.

Figuur 7 - Schematische weergave van TEO



Bron: (IF Technology, 2017).

Een TEO-systeem is daarmee vergelijkbaar met een TEA-systeem. Het grootste verschil tussen de twee warmtetechnieken, is dat een TEO-systeem een additionele thermische opslag vereist, terwijl thermische opslag voor een TEA-installatie optioneel is.

In theorie kan er het hele jaar door thermische energie uit oppervlaktewater gewonnen worden. Echter fluctueert de temperatuur van het oppervlaktewater te veel tussen de seizoenen (5 ˚C in de winter en 25 ˚C in de zomer) om er het hele jaar door efficiënt warmte uit te winnen (PBL, 2023a). Warmtepompen werken immers significant efficiënter bij een lageretemperatuurlift (het verschil tussen de ingaande en uitgaande temperatuur). Het opslaan van de thermische energie uit het oppervlaktewater in een thermische opslag-systeem is dus noodzakelijk voor een efficiënte TEO-installatie in de wintermaanden waarin de warmtevraag het hoogst is.

Een TEO-installatie die genoeg warmte kan onttrekken om een thermische opslag te vullen en daarnaast ook met een warmtepomp warmte kan invoeden op een groot warmtenet kan naar verwachting 6.000 vollasturen draaien. Zonder de mogelijkheid tot warmteopslag vermindert het aantal vollasturen van een TEO-installatie tot 3.500 (PBL, 2023a).

Wat zijn de kosten van thermische energie uit oppervlaktewater?

In Tabel 13 worden alle kosten getoond die aan een TEO-installatie verbonden zijn. Alle bedragen zijn gebaseerd op een installatie van 0,88 MW die 6.000 vollasturen per jaar draait en de temperatuur opwaardeert naar 70 ˚C. Hierdoor wordt er geen rekening gehouden met eventuele schaalvoordelen die optreden bij grotere TEO-installaties met vermogens die ver boven 1 MW liggen.

Tabel 13 - Vaste en variabele kosten voor een TEO-installatie

Parameter	Eenheid	Waarde
Investeringskosten (CAPEX)	€/kW	2.444
Vaste O&M-kosten	€/kW/jaar	48
Variabele O&M-kosten (OPEX)	€/kWh	0,0503
Warmteprijs 2023	€/GJ	32

Bron: (PBL, 2023a).

Een belangrijke kanttekening bij bovenstaande tabel, is dat het water voor warmtelevering aan het Diemennet in de winter opgewaardeerd moet worden tot 100-110 ˚C en niet tot 70 ˚C. Hierdoor zijn zullen zowel de investeringskosten, de variabele O&M-kosten als de warmteprijs ongeveer 50% hoger uitvallen. Daarnaast resulteert het invoeden van warmte met een hogere temperatuur op het transportnet tot een lagere COP (van ~2,5). Hierdoor wordt niet meer aan de minimale COP-eis voldaan om in aanmerking te komen voor een SDE++-subsidie.

De investeringskosten bestaan uit de kosten voor een onttrekkingsinstallatie van de warmte uit het oppervlaktewater, een warmtewisselaar, een wko-systeem, een collectieve warmtepomp, maar niet uit de kosten die nodig zijn voor een distributienet en een afgiftesysteem voor eindverbruikers.

De vaste O&M-kosten omvatten de kosten voor het onderhouden en monitoren van het systeem en kosten en de aansluiting van het systeem op het elektriciteitsnet, met name voor de warmtepomp. De variabele kosten bestaan voornamelijk uit de kosten voor het elektriciteitsverbruik van het pompsysteem en de warmtepomp (PBL, 2023a).

Hoe toekomstbestendig is thermische energie uit oppervlaktewater?

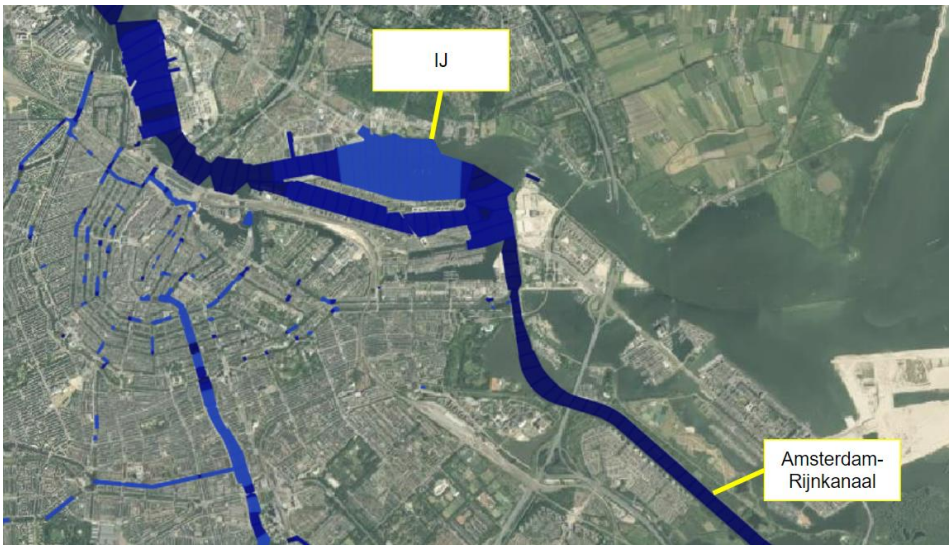
Levensduur

De economische levensduur van een warmtepomp, een van de belangrijkste onderdeen van een TEO-installatie, bedraagt 12 jaar (PBL, 2022). De technische levensduur van warmtepompen wordt op 25 jaar geraamd (Danish Energy Agency, 2022). Bernal et al. (2021) gaan uit van een levensduur van 40 jaar voor wko-installaties.

Beschikbaarheid

De belangrijkste bronnen voor warmte uit oppervlaktewater voor het Diemennet zijn het Amsterdam-Rijnkanaal, het IJ en het IJmeer rond de Diemencentrale. Beide waterwegen zijn belangrijke vaarroutes voor de binnenvaart en in beheer van Rijkswaterstaat.

Figuur 8 - Beschikbaarheid van warmte uit oppervlaktewater in de buurt van het Diemennetwerk



Bron: www.aquathermieviewer.nl/

Beperkte netcapaciteit beschikbaar

Ontwikkelingen in elektrificatie van het energiesysteem zijn de afgelopen jaren sneller gegaan dan wat de netwerken kunnen faciliteren, waardoor er op veel plekken in Nederland sprake is van netcongestie. Het aansluiten van warmtepompen voor TEA-installaties vereist dat er geen afnamecongestie op het middensspanningsnet aanwezig is. Bijlage C licht het probleem van netcongestie in de omgeving van het Diemennet verder toe.

Groot risico op stijging van de elektriciteitsprijs en nettarieven

De grootste variabele kosten van een TEO-installatie zijn afkomstig van de elektriciteit die nodig is voor het opwaarderen van de watertemperatuur met een warmtepomp. Deze behoefte aan elektriciteit neemt een prijsrisico met zich mee.

Daarnaast zijn tarieven van netbeheerders voor aansluitingen de afgelopen jaren sterk gestegen (zie Bijlage D voor meer achtergrondinformatie over deze ontwikkeling). Deze ontwikkeling zet de businesscase voor elektrificatie onder druk. Omdat veel van de potentiële klimaatneutrale warmtebronnen opwaardering naar een hogere temperatuur nodig hebben is het nodig deze ontwikkeling richting 2030 en daarna mee te nemen in de potentie-inschatting.

Dalende investeringskosten

De investeringskosten van een TEO-installatie bestaan voor meer dan de helft uit de aanschafkosten van de warmtepomp (Pieper et al., 2018). Er is op dit moment één warmtepomp in Nederland die op deze schaal wordt gebruikt om warmte aan een warmtenet te leveren, hoewel er ook gewerkt wordt aan warmtopwaardering bij geothermie in Delft en door HVC in Lelystad (H2O Waternetwerk, 2022). Omdat deze (HT-) warmtepompen nog niet breed toegepast worden, zullen de kosten van deze techniek naar verwachting in de komende jaren dalen.

Verdere aandachtspunten van thermische energie uit oppervlaktewater

Ongeveer 75% van de aquathermieprojecten in Nederland bestaan uit TEO-projecten. Echter wordt de techniek voornamelijk toegepast in kleinschaligere projecten; zoals het leveren van warmte aan 401 woningen in een appartementencomplex in Papendrecht; en niet als warmtebron van grootschalige warmtenetten.
In Scandinavië worden TEO-installaties wel gebruikt als warmtebron in warmtenetten. Zo leveren zes zeewaterwarmtepompen gezamenlijk een thermisch vermogen van 180 MW_{th} aan het Stockholmse warmtenetwerk (Netwerk Aquathermie, 2023).

A.2.2 Haalbaarheid TEO Diemennet

Waar en hoeveel thermische energie uit oppervlaktewater kan er worden gerealiseerd?

Tabel 14 geeft een overzicht van het totaal aan onttrekbaar thermisch vermogen van het IJ en het gedeelte van het Amsterdam-Rijnkanaal dat zich in de omgeving van het Diemennet bevindt. De theoretische vermogens die uiteenlopen tussen 10 en 14 GW, geven echter geen indicatie van hoeveel warmte er aan het Diemennet geleverd kan worden. Om tot deze vermogens te komen zou namelijk het complete debiet van de waterwegen gebruikt moeten worden voor de onttrekking van warmte.

Tabel 14 - Onttrekbaar thermisch vermogen uit de oppervlaktewateren in de buurt van het Diemennet

Locatie RWZI	Thermisch vermogen (MWth)	Afstand tot warmtenet
IJ	2.000-3.500	500-1.000 m
Amsterdam-Rijnkanaal	8.000-10.000	1.000-1.500 m

In de praktijk zijn TEO-installaties niet gebonden aan het thermisch vermogen van de oppervlaktewateren, maar aan het vermogen van de warmtepomp(en) en de mogelijkheid tot (ondergrondse) seizoenswarmteopslag. De referentiecase uit de SDE++-subsidieregeling gaat bijvoorbeeld uit van een TEO-installatiegrootte van 0,88 MW. Een extra ruimtelijke beperking is dat de efficiëntie van TEO-installaties afneemt als deze te dicht op elkaar staan, omdat het oppervlaktewater afkoelt tijdens het warmte-onttrekkingsproces.

Past het ruimtebeslag van de techniek binnen de beschikbare ruimte op de locaties?

De benodigde oppervlakte voor een warmtepomp bedraagt 20-50 m^2/MW_{th} (CE Delft, 2023c). De locatie van de TEO-installatie heeft weinig invloed op de temperatuur van het water in het IJ of het Amsterdam-Rijnkanaal, dus het kan overal aan de oevers van deze warmtelichamen worden geplaatst, zolang er oppervlak beschikbaar is om de warmtepomp te realiseren.

Nog beperkende voor TEO-installaties dan het benodigde oppervlak voor een warmtepomp bovengronds, is beschikbare ruimte voor thermische seizoensopslag in de ondergrond. Pas nadat er een potentiekaart is ontwikkeld die aantoont welke locaties geschikt zijn voor hogetemperatuuropslag, kunnen interessante locaties voor TEO-installaties aangewezen worden.

Is de benodigde (capaciteit) infrastructuur aanwezig of kan deze aangelegd worden?

Voor de integratie van TEO-installaties in het Diemenwarmtenet moeten er warmte-leidingen worden aangelegd tussen de installaties en het Diemennet. Omdat de afstanden tussen het IJ én het Amsterdam-Rijnkanaal en het Diemennet nooit meer dan 1.500 meter zijn (zie Tabel 14), verwachten we geen probleem bij het integreren van de TEO-installaties in het warmtenet.

Stappen in ontwikkelen

Om een TEO-installatie inclusief een WKO te realiseren moeten de volgende vijf stappen worden doorlopen:

1. Onderzoek doen naar een geschikte locaties waar zowel ruimte aan de oever is voor een TEO-installatie als ruimte in de ondergrond voor een seizoenopslagsysteem beschikbaar is.
2. (Ondergrondse) seizoensopslagsysteem ontwikkelen.
3. TEO-installatie realiseren.
4. Deze installatie door middel van een warmteleiding aansluiten op het warmte-distributienet.
5. Meet- en regelsysteem ontwikkelen en integreren met het regelsysteem van Diemennet.

Oppervlaktewateren worden in Nederland over het algemeen beheerd door overheden. Rijkswaterstaat is verantwoordelijk voor belangrijke vaarroutes zoals het IJ en het Amsterdam-Rijnkanaal. Waterschappen en waternet beheren lokale wateren en water-infrastructuur. We verwachten dat dit het ontwikkelen van warmtebronnen vereenvoudigd ten opzichte van wanneer de bronnen in private handen zouden zijn.

Inschatten rol thermische energie uit oppervlaktewater in het Diemennet

TEO-installaties die genoeg thermische energie onttrekken uit het oppervlaktewater om naast warmtelevering aan het net ook een warmteopslag te vullen, kunnen naar verwachting 6.000 vollasturen per jaar draaien. Hiermee is de warmtebron technisch geschikt als onderdeel van de vervulling van de basislast.

De thermische potentie van TEO wordt niet beperkt door de hoeveelheid beschikbare warmte in het IJ of het Amsterdam-Rijnkanaal, maar door de beschikbare ruimte voor thermische opslag in de ondergrond en voor een warmtepomp in de bovengrond.

TEO-installaties hebben vergeleken met andere basislast warmtealternatieven hoge investerings- en warmtekosten. De relatief dure warmtepomp en de noodzaak om de gewonnen warmte op te slaan in thermische seizoensopslag maken dat TEO een relatief dure warmtebron is.
Ondanks de hoge kosten, is TEO door het publieke beheer van de waterlichamen en wel een veilige bron om te ontwikkelen. Ook voor TEO-installaties geldt dat er voor de benodigde warmtepomp beperkt netcapaciteit beschikbaar is op het middensspanningsnet.

Een TEO-installatie heeft, vergeleken met andere warmtealternatieven, in de basislast gemiddelde investerings- en warmtekosten. Hoewel een relatief dure warmtepomp (en bijbehorende netcapaciteit) nodig is, zijn de kosten voor het uitkoppelen van TEA uit een RWZI relatief laag.

A.3 Zonthermie



Zonthermie is de opwekking van warmte uit zonnestraling, niet te verwarren met zon-pv die elektriciteit genereren. Het (koud)-warmtewisselend medium stroomt door buizen heen die zonne-straling opvangen, zogenaamde zonnecollectoren, waardoor het medium opwarmt tot 40-90 ˚C afhankelijk van het type collector. Zonthermie is zowel geschikt om individuele gebouwen te verwarmen, bijvoorbeeld door zonneboilers op daken, als voor warmtelevering aan collectieve warmtenetten met grootschalige zonthermiesystemen in open velden (Nationaal Programma RES, 2023a)

A.3.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt zonthermie in een warmtenet?

Zonthermie is een vorm van energieopwekking waarbij de warmte uit zonlicht wordt gewonnen. Er bestaan verschillende soorten zonthermie-installaties. Individuele systemen, zoals een zonneboiler, leveren warm water aan een enkele woning. Collectieve systemen wekken warmte op voor een warmtenet. Een collectief zonthermie-installatie bestaat uit verschillende onderdelen (CE Delft, 2020):

- een opweksysteem - zonnecollectoren of pv-thermische-systemen;
- thermische seizoensopslag;
- een warmtepomp en warmtewisselaar;
- aansluiting op het warmtedistributienet.

Een zonnecollector bestaat uit een plaat of constructie van buizen waar een vloeistof (meestal water) doorheen stroomt, die wordt opgewarmd als de zon schijnt.
De opgewarmde vloeistof wordt via een warmtewisselaar opgewaardeerd om warmte aan het warmtenet te leveren. Pv-thermische (pvt)-systemen combineren de productie van zonnewarmte met die van elektriciteit uit zon. Pvt-systemen hebben een gecombineerde opbrengst die groter is dan de individuele systemen afzonderlijk (CE Delft, 2020).

Opwaardering van de temperatuur met een warmtepomp noodzakelijk

Zonnecollectoren leveren warmte op een temperatuur van ongeveer 80 ˚C en pvt-panelen op 25 ˚C. Omdat het Diemennet in de winter een aanvoertemperatuur van 100-110 ˚C vereist, moet de warmte opgewaardeerd worden door middel van een warmtepomp.

Thermische seizoensopslag

Zonthermie is niet heel het jaar door beschikbaar. In de zomermaanden, en wanneer de warmtevraag het kleinst is, is er volop zonthermie beschikbaar. Door het beperkt aantal zonnige dagen bedraagt het aantal vollasturen van zonthermische installaties 600 vollast-uren (CE Delft, 2020). Daarnaast is de productie van zonthermie door de afhankelijkheid van ingevallen zoninstraling niet regelbaar.

Thermische seizoensopslag kan deze mismatch tussen vraag en aanbod en inflexibiliteit problemen gedeeltelijk overbruggen door het zomerse aanbod van zonthermische warmte te verplaatsen naar de winterse warmtevraag en het aantal vollasturen naar 3.500 verhogen (PBL, 2023a). Een nadeel van het opslaan van warmte is dat 10-20% van de warmte tijdens het opslaan verloren gaat (CE Delft, 2021).

Wat zijn de kosten van zonthermie?

In Tabel 15 worden alle kosten getoond die aan een zonthermie-installatie verbonden zijn. Alle bedragen zijn gebaseerd op een installatie van 5 MW die 600 vollasturen per jaar draait. Deze bedragen zijn dus exclusief de benodigde kosten voor een seizoensopslag-installatie, die noodzakelijk is om zonthermie het gehele jaar door als basislastbron te kunnen inzetten.

Tabel 15 - Vaste en variabele kosten voor een zonthermie-installatie (PBL, 2023a)

Parameter	Eenheid	Waarde
Investeringskosten (CAPEX)	€/kWp	870
Vaste O&M-kosten	€/kWp/jaar	21,1
Variabele O&M-kosten (OPEX)	€/kWh	0,0143
Warmtekosten 2023	€/GJ	15

Hoe toekomstbestendig is zonthermie?

Levensduur

De Laborderie et al. (2011) gaan uit van een technologische levensduur van 20 jaar voor zonthermie systemen. PBL (2023a) houdt ook een economische levensduur van tevens 20 jaar aan.

Veel beschikbare open ruimte en ruimte in de ondergrond noodzakelijk

Een nadeel van collectieve zonthermie-installaties, is dat ze veel ruimte innemen. Zo is er voor het vullen van een thermische seizoensopslag die voor 3.500 vollasturen 10 MW_{th} aan warmte kan leveren ongeveer 35 ha aan oppervlakte nodig (CE Delft, 2021). Deze ruimte is echter veelal beperkt beschikbaar en daarmee dus ook kostbaar in Nederland. In het sterk verstedelijkt gebied nabij het Diemennet zal dit nog sterker het geval zijn.

In veldopstelling concurreert de techniek daarnaast met andere functies zoals landbouw of zonne-pv-velden. Synergie kan benut worden door middel van dubbel ruimtegebruik bij bijvoorbeeld dijkwanden, slibdepots en bloemen- of kruidenvelden voor biodiversiteit (CE Delft, 2020).

Zonthermie is niet grootschalig toepasbaar in de gebouwde omgeving omdat zonne-collectoren zware systemen zijn waarvoor een verstevigde ondersteuningsstructuur nodig is. Veel daken van bestaande bedrijven en woningen zijn hier niet voor ingericht en kunnen deze verstevigde ondersteuningsstructuur niet bieden.

Een andere beperkende factor voor het effectief toepassen van zonthermie als warmtebron voor het Diemennet is dat er voldoende ruimte in de ondergrond beschikbaar moet zijn voor seizoensopslag.

Weinig risico op kostprijsstijgingen

Anders dan bij zonnepanelen die elektriciteit opwekken en uit kritieke materialen bestaan die veelal uit China geïmporteerd worden (CBS, 2023), bestaan zonnecollectoren veelal uit ‘glazed polymer FPC’ , een polymeer dat in Verenigde Staten, Oostenrijk en Canada geproduceerd wordt (IEA-ETSAP. & IRENA, 2015).

Deze lagere afhankelijkheid van landen buiten de EU en haar partners maakt het risico op kostprijsstijgingen voor zonthermie-installaties door geopolitieke ontwikkelingen lager dan de prijsstijgingsrisico's die aan pv-installaties verbonden zijn.

Verdere aandachtspunten van zonthermie

Samengevat biedt zonthermie vooral kansen als bron voor een warmtenet als er aan de volgende voorwaarden voldaan wordt:

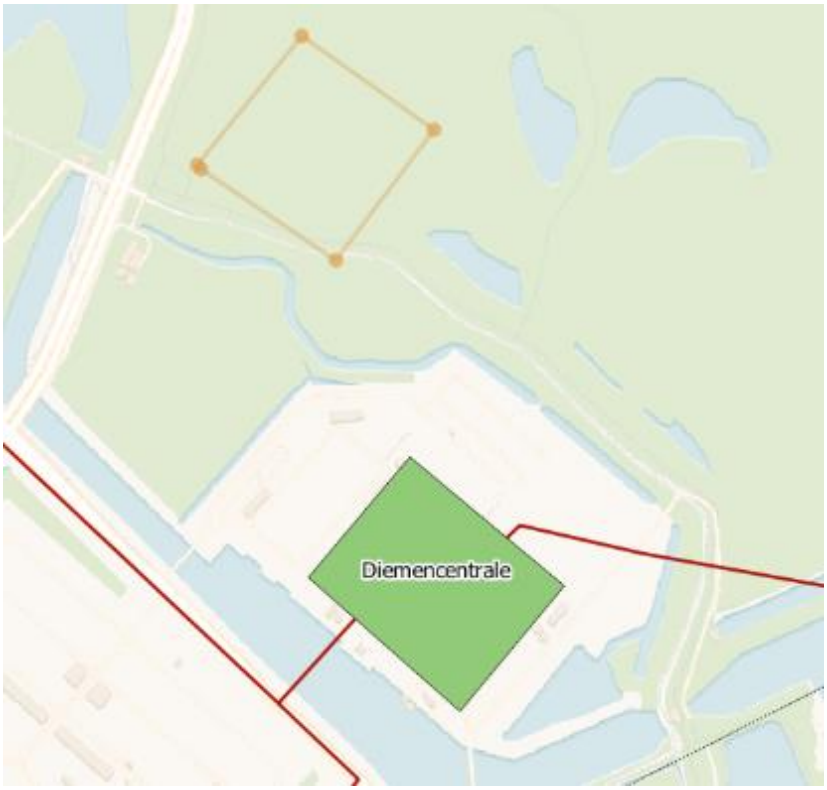
- er zijn weinig of minder interessante alternatieve warmtebronnen beschikbaar;
- er is voldoende (goedkope) ruimte beschikbaar, bijvoorbeeld in nabijgelegen landelijke gebieden;
- er zijn nabije clusters warmte-afnemers (woningen, utiliteit, glastuinbouw) die met een lokaal distributienet gevoed kunnen worden;
- er zijn mogelijkheden voor collectieve (HT-)opslag aanwezig.

A.3.2 Haalbaarheid zonthermie Diemennet

Waar en hoeveel zonthermie kan er worden gerealiseerd?

Voor het produceren van genoeg warmte om een thermische seizoensopslag te vullen die voor 3.500 vollasturen 10 MW_{th} aan warmte kan leveren is ongeveer 35 ha aan oppervlakte nodig. Het oranje vierkant linksboven in Figuur 9 toont aan hoeveel oppervlakte 35 ha ongeveer beslaat ten opzichte van de Diemencentrale.

Figuur 9 - Benodigde oppervlak voor de realisatie van 10 MWth aan zonthermie



Bron: Op basis van (CE Delft, 2021)

In het sterk verstedelijkte gebied in de omgeving van het Diemenwarmtenet is ruimte beperkt beschikbaar en daarmee ook erg duur. Daarnaast concurreert zonthermie in veldopstelling met andere functies zoals de landbouw, de industrie en de natuur (CE Delft, 2020). Bovendien moet er op locatie van zonthermie ook ruimte voor thermische seizoensopslag in de ondergrond beschikbaar zijn. Vanwege deze ruimtelijke en financiële beperkingen schatten we de haalbaarheid van zonthermie laag in.

Is de benodigde (capaciteit) infrastructuur aanwezig of kan deze aangelegd worden?

Voor de integratie van een potentieel collectief zonthermiesysteem in het Diemenwarmtenet hoeft enkel een warmteleiding worden aangelegd tussen het zonthermiesysteem en het Diemennet.

Stappen in ontwikkelen

Om een zonthermiesysteem te ontwikkelen moeten de volgende zes stappen worden doorlopen:

1. Open veld dat geschikt is voor een collectief warmteveldsysteem en (ondergrondse) seizoensopslag selecteren en aanschaffen.
2. Vergunningsprocedure voor zonne-energie in agrarisch gebied doorlopen.
3. (Ondergrondse) seizoensopslagsysteem ontwikkelen.
4. Zonthermie-installatie realiseren.
5. Deze installatie door middel van een warmteleiding aansluiten op het warmtedistributienet.
6. Meet- en regelsysteem ontwikkelen en integreren met het regelsysteem van Diemennet.

Voor het exploiteren van zonthermie op veld is een vergunning nodig. Hiervoor dient een uitgebreide aanvraagprocedure doorlopen te worden die soms vereist dat een wijziging in een bestemmingsplan vereist. De Nederlandse overheid heeft daarnaast aangegeven geen voorkeur voor zon op veld te hebben. In de zonneladder, die de voorkeursvolgorde voor locaties voor het plaatsen van zonnepanelen aangeeft, wordt agrarisch gebied onderaan geplaatst (RVO, 2023).

Inschatten rol zonthermie in het Diemennet

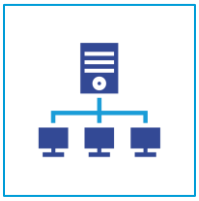
Vanuit een technisch perspectief kan zonthermie in combinatie met thermische seizoensopslag een beperkte rol spelen in het vervullen van de basislast van het Diemennet. Per hectare aan beschikbaar oppervlakte kan zonnewarmte een thermische opslaglocatie met ongeveer 1.000 MWh vullen.

Indien een zonthermie-installatie eenmaal gerealiseerd is, zijn de warmtekosten van deze bron vrij laag. Ook de investeringskosten voor alleen de zonthermie-installatie zijn relatief goedkoop ten opzichte van andere warmtealternatieven. Er wordt echter sterk geconcurreerd om de beperkt beschikbare ruimte nabij het Diemennet, waardoor het grootste gedeelte van de investering in het bemachtigen van een geschikt stuk grond zal gaan zitten. Deze aanschafkosten en de investeringen die nodig zijn voor de thermische seizoensopslag zullen de te totale kosten van zonthermie aanzienlijk verhogen.

Vanwege de zeer beperkende ruimtelijke mogelijkheden, de kleine potentiële bijdrage in het vervullen van de basislast, de uitgebreide procedure die doorlopen moet worden voor het verkrijgen van een vergunning en een overheid die zonthermie op veld onderaan op haar zonneladder plaatst, schatten wij zonthermie niet als haalbare optie als warmtebron voor het Diemennet in.

A.4 Restwarmte datacenters

Bij het koelen van de servers in een datacenter komt warmte vrij. Deze lagetemperatuurwarmte van tussen de 20 en 55 ˚C kan worden uitgekoppeld en worden opgewaardeerd voor inzet in het Diemennet. Dit concept heet ook wel datacenter restwarmte.

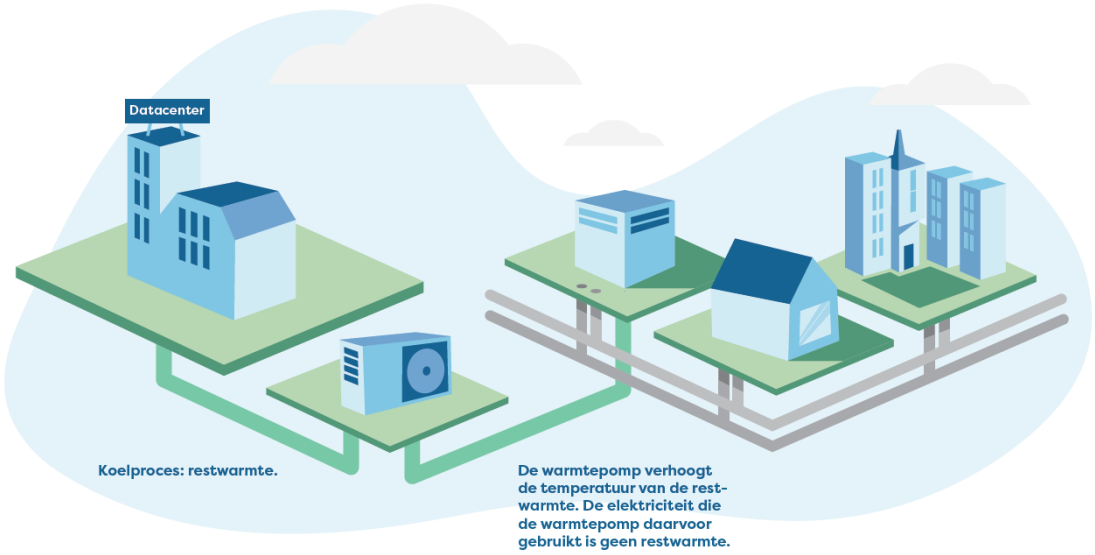


A.4.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt datacenter restwarmte in een warmtenet?

Restwarmte van datacenters kan direct gekoppeld worden aan de gebouwen in de omgeving, aan een wko-buffer of via een warmtenet aan de gebouwde omgeving. Het warmtenet kan een lokaal warmtenet zijn met lage-aanvoertemperatuur of de warmte kan opgewaardeerd worden tot hogere temperaturen met een collectieve warmtepomp en daarna ingevoerd worden in een transportleiding van een warmtenet.

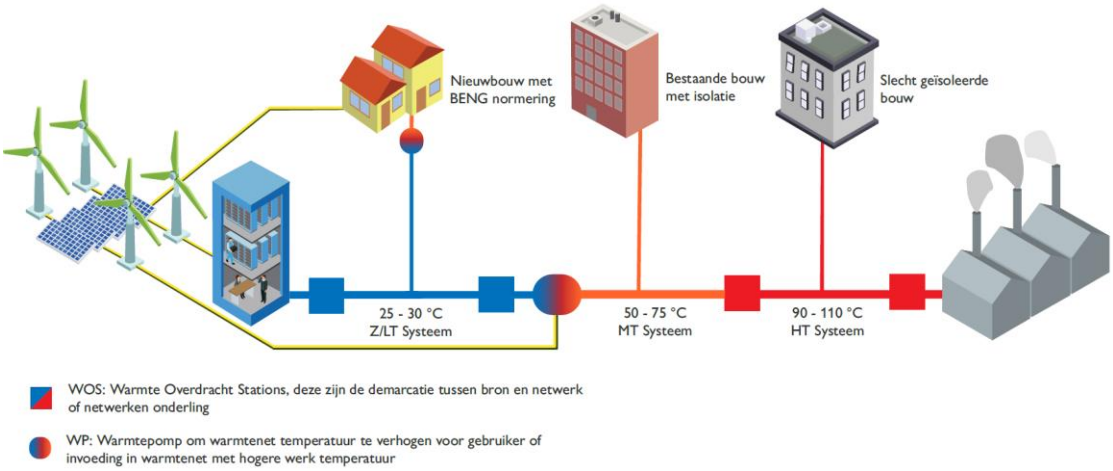
Figuur 10 - Restwarmte uit een datacenter wordt opgewaardeerd en gekoppeld aan de gebouwde omgeving via een warmtenet



Bron: NPLW.

De restwarmte uitkoppeling van datacenters neemt een relatief klein extra ruimte in beslag binnen het datacenter, deze ruimte is nodig voor de installaties zoals pompen (circa 100 m^2) en de leidingen (circa 250 m^2). De benodigde oppervlakte van een technische ruimte voor een warmtepompinstallatie bedraagt 20-50 m^2/MW_{th} (CE Delft, 2023c).

Figuur 11 - Temperatuurniveau van datacenter restwarmte



Bron: (Dutch Data Center Association, 2023).

De typische temperatuur van de restwarmte van een datacenter ligt tussen 25 en 30 ˚C, het is daarmee een (zeer)lagetemperatuurbron[7]. Datacenters hebben een zeer vlak verbruiksprofiel waardoor deze temperatuur vrijwel constant door het jaar beschikbaar is. Voor SDE++-berekeningen wordt uit gegaan van 5.500 vollasturen voor een datacenter restwarmtebron. Nieuwe generatie datacenters kunnen gebruik maken van vloeistofkoeling systemen en kunnen daardoor warmte beschikbaar hebben op een hogeretemperatuur-niveau tot 55 ˚C.

Zoals opgenomen in Tabel 16, momenteel zijn er 189 datacenters met totaal 386.000 m^2 vloeroppervlakte in Nederland, volgens het rapport van Dutch Data Center Association (DDCA) (Dutch Data Center Association, 2023). Volgens de data van DDCA zijn 72% van deze datacenters (op basis van netto vloeroppervlakte) gevestigd in Metropool Regio Amsterdam. We schatten op basis van gemiddeld verbruik van 2.000 kWh/m^2 in dat er rond de 60 MW_{th} restwarmte beschikbaar is van de colocatie datacenters in de regio Amsterdam.

Tabel 16 - Datacenters (colocatie) vloeroppervlakte in Nederland in 2023

	Colocatie	2019	2020	2021	2022	2023
Netto vloeroppervlakte [1.000 m^2]	267	328	353	369	377	386
# Datacenters	198	189	189	184	185	189

Bron: (Dutch Data Center Association, 2023).

7 Volgens MMIP zijn de volgende temperatuurniveaus ten opzichte van brontemperaturen:
- zeer lage temperatuur (ZLT): 10-30˚ C;
- lage temperatuur (LT): 30-55˚ C;
- midden temperatuur (MT): 55-75˚ C;
- hoge temperatuur (HT): >75˚ C.

Kosten van datacenter restwarmte

Datacenters bieden hun restwarmte aan de warmtenetten doorgaans zonder kosten aan voor de warmteleveranciers of gebruikers. Investeringskosten en vaste/variabele operationele zijn vastgelegd in SDE++-advies, zoals weergeven in Tabel 17.

Tabel 17 - Kosten voor het benutten van datacenter restwarmte (aangesloten op een warmtenet met een warmtepomp)

Parameter	Eenheid	Eindadvies SDE++ 2023
Vollasturen *	uur/jaar	5.500
Investeringskosten uitkoppeling	€/kW_{th},output	380
Investeringskosten pijpleidingen**	€/kW_{th},output	23-945
Investeringskosten warmtepomp***	€/kW_{th},output	300
Investeringskosten overig	€/kW_{th},output	158-251
Totale investeringskosten	€/kW_{th},output	861-1876
Vaste operationele kosten*	€/kW_{th},output/jaar	59-81
Variabele operationele kosten*	€/kWh_{th},output	0,0262-0,0269
Basisbedrag	€/kWh_{th},output	0,0610-0,0899

Bron: (PBL, 2023a)

* Een datacenter vrijwel continu opereert door het hele jaar maar in deze SDE-categorie is er uitgegaan van 5.500 vollasturen.

** Afhankelijk van het afstand tussen de restwarmtebron en het warmtenet

*** Gebaseerd op een warmtepomp die de restwarmte tot circa 80 °C kan opwaarderen. Zie Bijlage B van dit rapport voor de investeringskosten van een hogetemperatuurwarmtepomp.

De investeringskosten voor datacenter restwarmte zijn sterk afhankelijk van de afstand tussen de bron en het warmtenet en de kosten voor een warmtepompinstallatie. Zoals opgenomen in Bijlage B van dit rapport, de investeringskosten voor een hogetemperatuur-warmtepomp die de warmte tot 110 °C kan opwaarderen kan oplopen tot 700 €/kW_{th} en deze projecten worden op dit moment niet gesubsidieerd door SDE++-regeling vanwege het lagere rendement.

Toekomstbestendigheid van datacenter restwarmte

datacenter restwarmte is beschikbaar gedurende de levensduur van een datacenter. Datacenters hebben een economische levensduur van tien tot vijftien jaar, de apparatuur wordt ongeveer elke vijf jaar vervangen.[8] Gezien de levensduur van een warmtenet is dit een zeer korte termijn wat een aandachtspunt is voor leveringszekerheid. Op het gebied van koeltechnologie is het mogelijk dat toekomstige datacenters een betere bron vormen voor restwarmtebenutting, omdat de afgiftetemperatuur door liquid cooling omhoog kan. Daar staat ook tegenover dat efficiëntie van computerchips naar verwachting zal toenemen waardoor de hoeveelheid restwarmte die vrijkomt mogelijk afneemt. Naast de efficiëntie neemt echter ook de vraag naar capaciteit toe.

In Nederland wordt voorlopig wel verwacht dat het datacenter oppervlakte blijft door-groeien, ongeveer 7% per jaar (Dutch Data Center Association, 2023). Dat betekent ook dat de restwarmtecapaciteit voorlopig zal meegroeien. Met de opkomst van AI technologieën wordt verder verwacht dat de restwarmtecapaciteit van datacenters per m^2 rek zal groeien.

[8] www.compact.nl/articles/strategische-keuzen-rondom-datacenters-2/

Aandachtspunten datacenter restwarmte

Het belangrijkste aandachtpunt voor het benutten van restwarmte uit datacenters is de benodigde opwaardering. Bij een datacenter van 10 MW betekent dit als nel een warmtepomp met een vermogen van 3,3 MW. Naast het niet goed aansluiten van de huidige SDE++-subsidie speelt op korte en middellange termijn de problematiek van netcongestie een belangrijke rol bij de aansluiting van een warmtepompinstallatie, hoewel naar verwachting de congestiedruk wordt opgelost tussen 2030 en 2035.

Een ander belangrijk aandachtpunt is de afstand tussen het datacenter en het warmtenet. Uitkoppeling van datacenters kan relatief (vergeleken met andere bronnen) goedkoop, maar de kosten stijgen snel indien er veel warmtetransport nodig is (zoals in theorie voor Schiphol-Rijk). De SDE++ houdt hier rekening mee in de vorm van categorieën met verschillende lengte-vermogensverhoudingen.

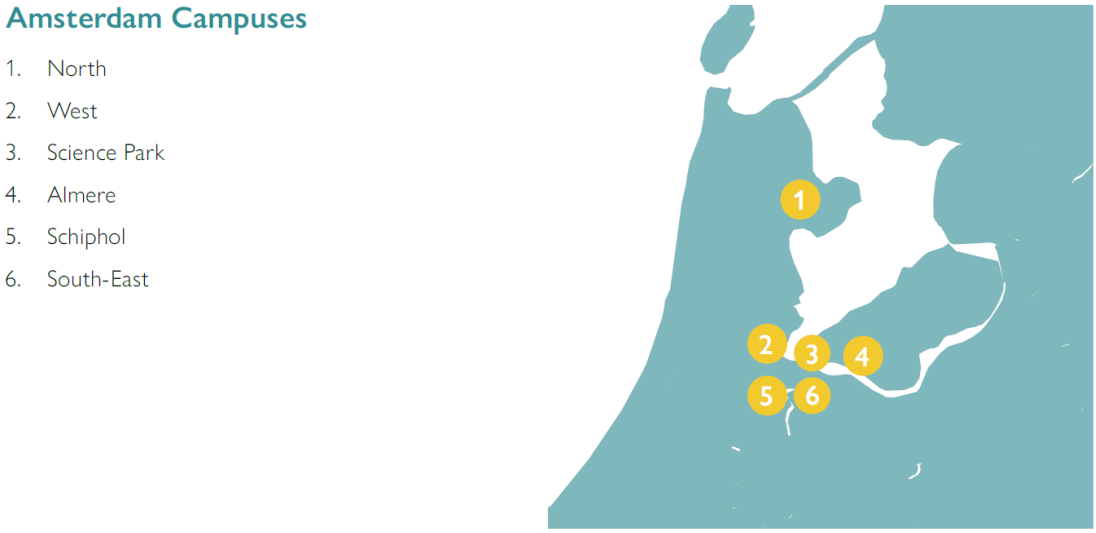
De belangrijkste uitdaging voor datacenter restwarmte is leveringsgarantie. De meeste datacentereigenaren zijn terughoudend om voor lange termijn (bijvoorbeeld vijftien jaar gedurende de economische levensduur) leveringsgarantie te bieden. Dit komt met name omdat de afhankelijkheid een ondernemingsrisico vormt voor de commerciële exploitant gegeven de beschreven ontwikkelingen in de sector en technologie. Er zijn echter ook voorbeelden van vooral lokale datacentereigenaren die wel interesse hebben in het leveren van restwarmte. Daarbij zijn onder andere maatschappelijk ondernemen en verbeteren van het imago van datacenters bij gemeenten en burgers overwegingen voor.

A.4.2 Haalbaarheid datacenter restwarmte in het Diemennet

Waar en hoeveel datacenter restwarmte kan er worden gerealiseerd?

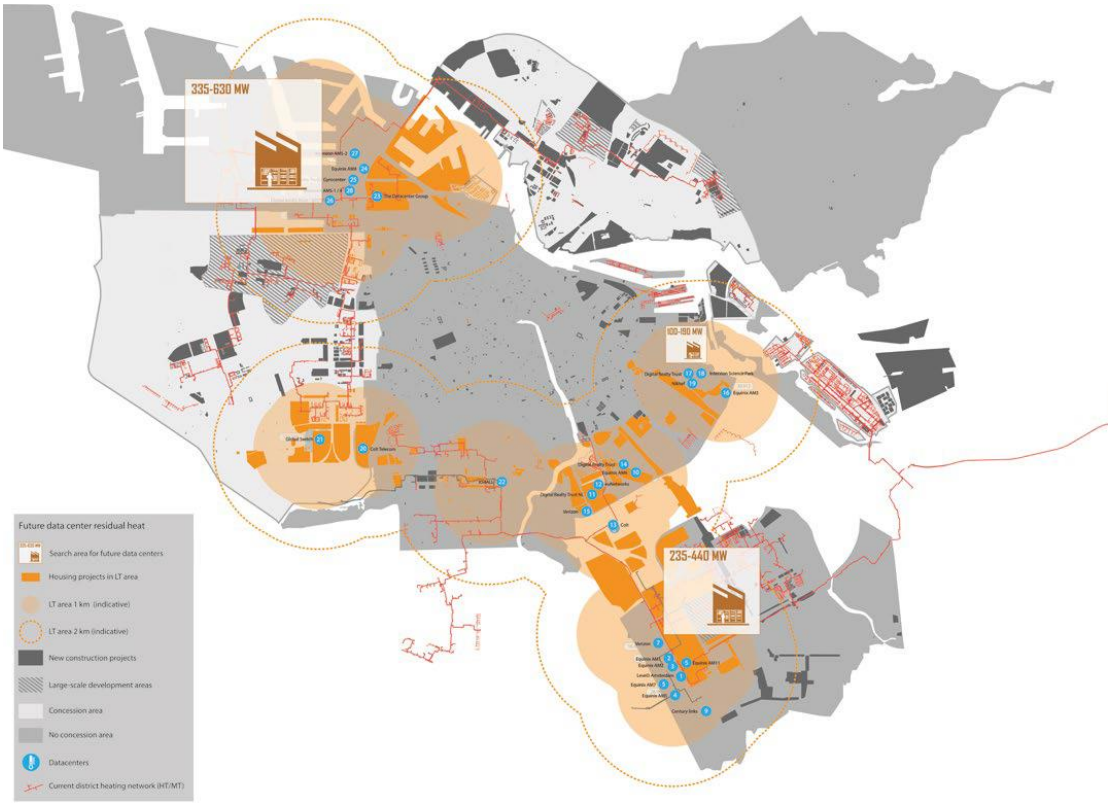
Zoals weergeven in Figuur 12, zijn er momenteel zes datacenter campussen/clusters in Metropool Regio Amsterdam (MRA). Voor het Diemennet zijn de clusters in Science Park, Almere en Zuidoost het meest interessant voor restwarmte-uitkoppeling. De datacenters in regio Schiphol (Schiphol-Rijk) liggen op ongeveer 10 km afstand van het warmtenet. Uitkoppeling is technisch mogelijk maar daarvoor is een lange transportleiding nodig (ordegrootte € 75 miljoen) waardoor het uitkoppelen van dichterbij gelegen en nieuwe datacenters waarschijnlijk de voorkeur heeft.

Figuur 12 - Huidige datacenter campussen in Amsterdam regio



Bron: (Dutch Data Center Association, 2023).

Figuur 13 - Huidige en toekomstige datacenters in Amsterdam



Bron: [Warmtebronnen: Het Amsterdamse Bronnenboek - openresearch.amsterdam]

Volgens het Amsterdamse Bronnenboek zijn er in de directe omgeving van het Diemennet 20 datacenters met een totale capaciteit van 83,5 MW (ingeschat op basis van 50% bezettingsgraad[9]). De restwarmte van deze datacenters is totaal 1,2 PJ volgens het bronnenboek. Volgens de datacenterstrategiedocument van provincie Noord-Holland zijn er in Diemen geen datacenters maar wel lopende initiatieven met 35 MW capaciteit (ingeschat op basis van 50% bezettingsgraad).

Tabel 18 - Overzicht van datacenter restwarmtebronnen voor het Diemennet

Locatie datacenter	Thermisch vermogen (MW_{th})	Afstand tot warmtenet
Science Park	15*	4-5 km
Zuid	12,5*	2-3 km
Zuidoost	36*	1-2 km
Amstel	20*	1-2 km
Subtotaal Amsterdam	*83,5*	Gemiddeld 2-3 km
Almere	15**	1-2 km
Diemen	0***	1-2 km
Totaal	**98,5**	**Gemiddeld circa 2 km**

* Bron: Het Amsterdamse Bronnenboek 2019.

** Bron: Dutch Data Center Association 2023.

*** Bron: Datacenterstrategie Noord-Holland 2022-2024

Volgens het bronnenboek en recent beleid van gemeente Amsterdam wordt er tot 2030 tot 335 MW extra datacentercapaciteit verwacht in dezelfde gebieden van Amsterdam, namelijk in Zuidoost en Science Park, zoals te zien in Figuur 9. Dat betekent dan tot 160 MW restwarmtecapaciteit (op basis van 50% bezettingsgraad van een datacenter) en circa 5 PJ extra restwarmte tot 2030 voor het Diemennet.

Volgens de datacenterstrategie van de provincie Noord-Holland wordt in Diemen tot 2030 minder dan 30 MW extra datacenter capaciteit verwacht. In theorie is dit geheel voldoende om te voldoen aan de volledige basislastbehoefte van het Diemennet (op termijn circa 200 MW).

Stappen in ontwikkelen

Er zijn twee mogelijke ontwikkelpaden voor datacenter restwarmte, voor de bestaande datacenters en een de nieuwe datacenters. Voor de bestaande datacenters zijn er de volgende zes stappen nodig:

1. Bepalen van restwarmtecapaciteit van geschikte datacenters op een redelijke afstand tot het warmtenet.
2. In gesprek gaan met de datacentereigenaren, gemeenten en netbeheerders onder ander voor de aansluiting van de warmtepomp installatie.
3. Planvormingsfase, inclusief de business case voor de restwarmte-uitkoppeling.
4. Leveringsovereenkomst tussen het datacenter en de warmteleverancier.
5. Realisatie van de uitkoppeling en installatie van de grootschalige hogetemperatuur-warmtepomp voor opwaardering.
6. Installatie door middel van een warmteleiding aansluiten op het warmtenet.

[9] Datacenters zijn grotendeels colocatiefaciliteiten, wat betekent dat de servers worden gehuurd door externe partijen. De bezettingsgraad geeft aan hoeveel van de totale beschikbare ruimte in gebruik is in een colocatie datacenter.

Voor de nieuwe datacenters zijn de stappen bijna dezelfde maar dan met een andere aanpak:

1. Bepalen van restwarmtecapaciteit tijdens de vergunningsproces van een nieuwe datacenter.
2. In gesprek gaan met de netbeheerder voor de aansluiting van de warmtepomp-installatie.
3. Planvormingsfase inclusief de businesscase voor de restwarmte-uitkoppeling.
4. Leveringsovereenkomst datacenter en warmteleverancier.
5. Realisatie van uitkoppeling en de grootschalige hogetemperatuurwarmtepomp voor opwaardering.
6. Installatie door middel van een warmteleiding aansluiten op het warmtenet.

Inschatting rol datacenter restwarmte in het Diemennet

In potentie is er genoeg vermogen rond het Diemennet aanwezig om de toekomstige warmtebehoefte in te vullen met datacenter restwarmte. Door het relatief stabiele profiel van warmtelevering kan het een belangrijke rol spelen voor de basislast en middenlast van het warmtenet.
We zien twee belangrijke uitdagingen voor datacenter restwarmte, leveringsgaranties van private datacentereigenaren en de noodzaak om de warmte op te waarderen met warmte-pompen. Op dit moment lijken veel datacentereigenaren niet bereid leveringsgaranties af te geven voor een langere periode, waardoor de ontwikkeling van de bron niet door kan gaan. Daarnaast vereist de temperatuursprong die voor het Diemennet nodig is investering in grote, relatief dure warmtepompen. De SDE-regeling is op dit moment niet toereikend voor de nodige investering, bovendien is er tot 2030-2032 naar verwachting geen netcapaciteit in Liander-gebied te contracteren voor een vaste netaansluiting. Het is wel mogelijk om de wachttijd te overbruggen met een flexibele netaansluiting. Daarnaast is het een voordeel dat sommige datacenters mogelijk transportcapaciteit over hebben, met name omdat de warmtepomp in de plaats komt van de koelvoorziening.

A.5 Geothermie



Vanuit de diepe ondergrond kan aardwarmte worden gewonnen en gebruikt voor de verwarming van gebouwen. Afhankelijk van de diepte kan de warmte direct worden ingevoed of is opwaardering met een warmtepomp noodzakelijk.

A.5.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt geothermie in een warmtenet?

Geothermie gebruikt warmte uit de diepe ondergrond (500 meter of dieper) als bron om water op te warmen. De warmte kan dan boven de grond via een warmtewisselaar afgegeven worden aan een warmtenet. De uiteindelijke installatie bestaat uit een doublet (injectie- en productieput), warmtewisselaars, pompen, filters, ontgassingsinstallaties, opslagvaten. In de productieput stroomt met behulp van een pomp het warme water omhoog, in de injectieput gaat het afgekoelde water terug in dezelfde aardlaag als waar het vandaan kwam. De bovengrondse pompen en installaties staan in een gebouw bij het doublet (Atriensis, 2021). Tijdens de aanleg is tussen de 0,6 en 1 ha nodig. Na de boring is voor de uiteindelijke installatie ongeveer 0,3 ha nodig. Het terrein rondom de installatie moet wel beschikbaar blijven voor onderhoud verglijkbaar met ruimte tijdens installatie). In Tabel 19 staan relevante kenmerken van geothermie-putten (CE Delft, 2023b; PBL, 2023a).

Tabel 19 - Belangrijkste kenmerken geothermie

Kenmerk	Waarde
Indicatieve vollasturen	6.000
Ruimtegebruik	200-900 m^2/MW_{th} (tussen de 0,3 en 1 ha en afhankelijk van het vermogen)
Reactiesnelheid tot levering warmte	Enkele uren (koude start)
Rendement	COP is afhankelijk van de locatie.
Economische levensduur	30 jaar
Technische levensduur	> 30 à 40 jaar (hierna neemt de temperatuur af)
Realisatietijd	3,5 tot 9,5 jaar (exclusief aanleg warmtenet) (Nationaal Programma RES, 2023b)

Geothermie wordt op dit moment vooral als basislast toegepast. De belangrijkste overweging voor basislast is het terugwinnen van de investeringskosten. Technisch gezien zou geothermie ook ingezet kunnen worden voor middenlast, waarbij de pompen op een lager vermogen draaien (of eventueel, mits mogelijk voor putintegriteit en effecten op het reservoir, tijdelijk afgeschakeld worden).

De temperatuur is afhankelijk van de diepte van de meest geschikte aardlaag.
De temperatuur op 1 km diepte is rond de 40 ˚C, en op 2 km ongeveer 70 ˚C (en zo verder). Met een warmtepomp is uiteraard een hogere temperatuur te leveren. Voor het oppompen van het geothermische water is elektriciteit nodig. De hoeveelheid elektriciteit hangt af van de doorlatendheid van de laag. Bij gebruik van een warmtepomp is extra elektriciteit, en een hogere aansluitcapaciteit nodig.

Geothermie is niet weersafhankelijk omdat de ondergrond op diepte door het jaar heen dezelfde temperatuur houdt. Hierdoor is op elk moment warmte te leveren om in de vraag te voorzien. Wel is er sprake van onderhoud aan de put en andere delen van de installatie, zoals bijvoorbeeld vervanging van filters. In de SDE++ 2023 wordt uitgegaan van 6.000 vollasturen per jaar (PBL, 2023a).

Er zijn op dit moment 22 installaties in gebruik in Nederland, die gezamenlijk 6,2 PJ energie leveren. Dat is ongeveer 280 TJ per installatie. De vermogens verschillen per installatie en zijn vooral afhankelijk van de doorlatendheid en dikte van de aardlagen onder de locatie. We gaan hier uit van een gemiddelde installatie van ongeveer 15 MW_{th}. Een installatie kan uit meer dan één doublet bestaan, maar bestaat in de meeste gevallen uit één doublet. Het werkelijke vermogen is afhankelijk van de temperatuur van het water dat omhoog komt en de te bereiken uitkoeling, en of daarnaast een warmtepomp wordt gebruikt om het water verder op te warmen.

Wat zijn de kosten van geothermie?

Tabel 20 - Financiële kenmerken diepe geothermie (1.500 tot 4.000 meter diepte) als basislast, in combinatie met een warmtepomp. Uitgaande van een geothermisch vermogen van 13,2 MWth, een warmtepomp COP 4 en 6.000 vollasturen (installatiegrootte 18 MW). Op basis van SDE++ 2023

Kenmerk	Waarde
Investeringskosten	2203 €/kW_{th}
Vaste operationele kosten	115 €/kW/jaar
Variabele operationele kosten	0,0335 €/kWh

Voor geothermie zijn SDE-subsidies beschikbaar voor een periode van vijftien jaar.

Hoe toekomstbestendig is geothermie?

Door het onttrekken van warmte uit de ondergrond koelt de ondergrond af. Na ongeveer 30 jaar zal de productietemperatuur normaliter langzaam gaan dalen. De installatie is dan nog bruikbaar, maar de productietemperatuur zal lager zijn dan bij aanvang. Wel bereikt het systeem dan het technische levenseinde (door bijvoorbeeld slijtage) en kunnen nieuwe boringen noodzakelijk zijn.
Geothermie wordt al ingezet in de glastuinbouw en heeft zich daar bewezen. Of de techniek ergens ingezet wordt hangt niet af van de stand van de techniek maar is afhankelijk van de lokale ondergrond.

Uitgebreid geologisch onderzoek is vereist om de kans op trillingen in de ondergrond te verkleinen en om een adequaat putontwerp te kunnen maken dat lekkages voorkomt. Geothermie is een mijnbouwactiviteit met de bijbehorende veiligheidsvoorschriften en. Zo is bij het inpassen in de gebouwde omgeving rekening te houden met de veiligheidscontouren van de ontgassingsinstallatie en de aan- en afvoer van materialen. De realisatie van een geothermiesysteem (afgezien van het warmtenet) duurt zo'n 3,5 tot 10 jaar. Eén en ander is sterk afhankelijk van de vraag of en welke ondergrondonderzoeken nodig zijn, of een locatie beschikbaar is en van de doorlooptijd van vergunningsaanvragen. De 'pure bouwtijd' bedraagt ongeveer een half jaar.

A.5.2 Haalbaarheid geothermie Diemennet

Waar en hoeveel geothermie kan worden gerealiseerd?

Er zijn vooralsnog twee plekken in de buurt van het Diemennet waar een geothermie-installatie mogelijk lijkt: in de regio Ouder-Amstel, en in de buurt van Almere. Om de geothermische potentie beter in beeld te brengen is een zogenaamde onderzoeksboring gedaan in Ouder-Amstel. Over de potentie in Almere is minder informatie bekend.

Amstelland

De onderzoeksboring in Ouder-Amstel heeft informatie opgeleverd over de potentie van geothermie voor een groot gebied, waaronder Amsterdam-Zuidoost. Uit deze boring blijkt dat zich op 2.050 meter diepte een zandsteenlaag bevindt van meer dan 100 meter dik. Op deze diepte is de temperatuur ongeveer 75 °C. Op dit moment wordt onderzocht in welke mate de laag waterdoorlatend is. De mate van doorlatendheid is bijvoorbeeld belangrijk voor de pompgrootte en daarmee voor de financiële haalbaarheid.

Het inpassen van een geothermiebron is lastig, met name in de gebouwde omgeving, omdat in de boorfase en bij groot onderhoud zoals hierboven al aangegeven een oppervlakte van 0,6-1 ha nodig kan zijn. Op één locatie zijn twee bronnen denkbaar als hier van tevoren rekening mee gehouden is en de geologische structuur dit toestaat. De twee putten van een doublet staan bovengronds zo'n 8 meter uit elkaar, ondergronds buigen zij af tot normaliter 1,5 kilometer. Daarnaast is een aansluiting op het huidige warmtenet nodig. Om kosten laag te houden is het daarom wenselijk om relatief dichtbij het bestaande warmtenet geothermiesystemen aan te leggen.

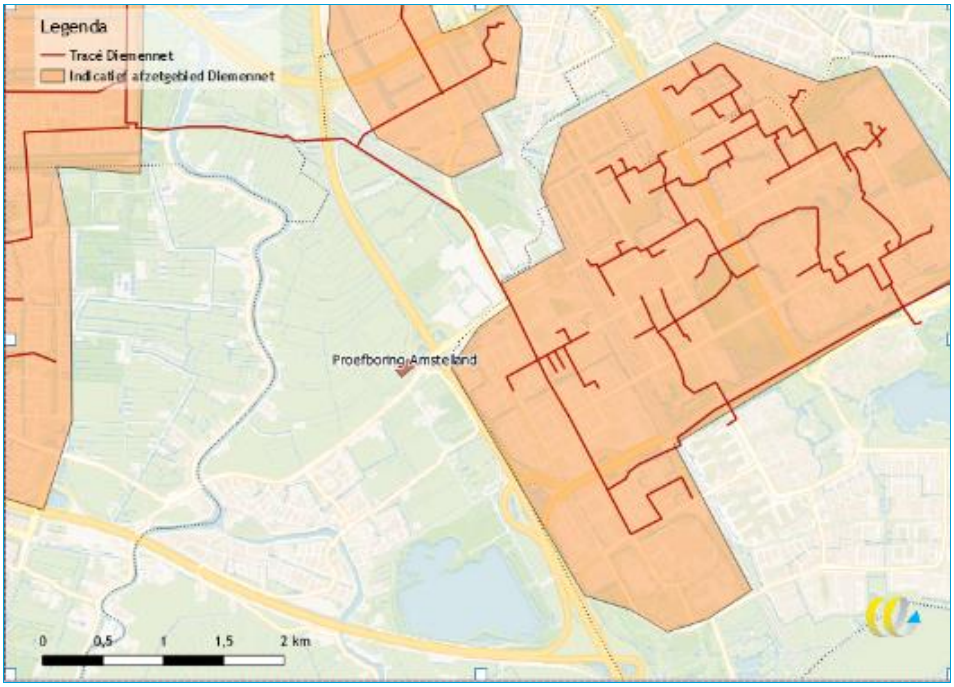
De gesteentelaag die geschikt is voor geothermie in deze regio is de Slochteren formatie. Boringen zijn alleen toegestaan indien ondergronds voldoende afstand tot breuken gehouden wordt. Dit om seismiciteit (ondergrondse bevingen) te vermijden. Uit verder seismisch onderzoek moet blijken waar zich in de ondergrond breuken bevinden. Voor nu nemen we aan dat het geschikte gebied ongeveer overeen zal komen met het zoekgebied zoals aangegeven in Figuur 15. Uitgaande van de ruimtebehoefte zijn slechts enkele locaties geschikt om verder te onderzoeken.

Op basis van gesprekken met EBN schatten we grof in hoeveel putten er kunnen worden gerealiseerd. Twee mogelijke locaties op respectievelijk 2 km ten noordwesten, en 2 km ten zuidoosten van de onderzoeksboring Amstelland (zie Figuur 14).Bij een afstand van minder dan 3 km van het warmtenet kunnen ten zuid oosten van het Diemennet nog zo'n drie locaties verkend worden. De locaties kunnen ook dichter bij de proefboring gekozen worden, zolang er maar voldoende afstand tussen twee bronnen in zit. Van een afstand van 2 kilometer[10] tussen boring uitgaande, en rekening houdend met de afstand tot het warmtenet, komen we op vijf, maximaal zes bronnen in deze omgeving.

Op basis van deze zeer grove inschatting zijn er mogelijk zo'n vijf geothermie bronnen te realiseren, mits de resultaten van de onderzoeksboring in Amstelland voldoende potentieel laten zien. Uitgaande van 15 MW per doublet (dit kan lager of hoger zijn in de praktijk) is hiermee een potentieel van 30-75 MW aan geothermie in beeld voor het gebied Amstelland. Het werkelijke vermogen hangt af van de eigenschappen van de ondergrond op de locatie van de boring. Dit kan dus meer of minder zijn dan 15 MW, en ligt hier naar inschatting tussen de 11 en 18 MW.

[10] Is in sommige, maar niet alle gevallen wenselijk of nodig.

Figuur 14 - Locatie onderzoeksboring Amstelland en tracé Diemennet



Bron: www.scanaardwarmte.nl

Figuur 15 - SCAN zoekgebied



Bron: www.maps.amsterdam.nl/stadswarmtekoude/

Almere

Almere en omgeving wordt geologisch gezien gescheiden van de omgeving Ouder-Amstel door een breuk die van noordwest naar zuidoost loopt. Dit betekent dat de informatie die uit de proefboring in Ouder-Amstel niet direct vertaalbaar is naar geschiktheid van de regio Almere. Wel zijn met de resultaten voor Ouder-Amstel, in combinatie met een interpretatie van gegevens uit eerdere boringen en seismische gegevens in de regio Almere, meer kwalitatieve uitspraken te doen over de potentie in de regio Almere.

Om meer informatie te krijgen over de geschiktheid van de regio Almere voor geothermie zijn een proefboring en seismische acquisitie nodig. Daaruit moeten de diepte, de dikte en de doorlaatbaarheid van de Slochteren formatie in dit gebied blijken. Op basis van de huidige informatie kunnen we geen inschatting maken voor deze regio.

Stappen in ontwikkelen geothermiebronnen

De volgende acht stappen zijn nodig voor het ontwikkelen van geothermiebronnen:

1. Start omgevingsproces (als onderdeel van de putontwikkeling).
2. Uitvoeren onderzoeksboring (geldt voor de regio Almere).
3. Inschatten potentie op basis van de onderzoeksboring.
4. Aanvullend seismisch onderzoek om de geschikte gesteentelaag en de aanwezigheid van breuken in de buurt van mogelijke boorlocaties locaties in beeld te krijgen.[11]
5. Kiezen van de meest geschikte boorlocatie(s).
6. Aanleg van de putten en overige installatiedelen.
7. Aanleg infrastructuur: warmtenet tussen locatie boring en huidige warmtenet, elektriciteitsnetverzwaring (voor bron en warmtepomp).
8. Installeren van warmtepomp(en) voor het opwaarderen van de temperatuur van 60-8 0˚C naar 105 ˚C.

Inschatting rol geothermie in het Diemennet

Een voordeel van de inzet van geothermie in het Diemennet is dat het een basislastbron is met, als de boring succesvol is en de doorlaatbaarheid goed, een redelijk vermogen per bron (rond de 15 MW), waardoor rond de vijf bronnen een grote bijdrage kunnen leveren aan de basislast te leveren in 2040. De doorlooptijd kan (aanzienlijk) oplopen doordat er mogelijk onvoldoende capaciteit in het elektriciteitsnet is. Het aanvragen van de aansluiting aan het elektriciteitsnet zorgt door grote vraag bij de netbeheerders op dit moment tot vertragingen.

Een belangrijk voordeel is dat een geothermiebron niet afhankelijk is van de omgevingstemperatuur en een constante temperatuur kan leveren. Belangrijke aandachtspunten zijn de milieuaspecten die horen bij een geothermiebron, en daarnaast de hoge investeringskosten van de bron en mogelijk de hoge kosten van een aansluitleiding van de bron naar het huidige warmtenet.

[11] De seismische acquisitie voor het ontwikkelen van een of meerdere geothermiebronnen is niet opgenomen in de kosten en hiervoor kan geen SDE-subsidie aangevraagd worden. De exacte kosten zijn afhankelijk van de omvang van de acquisitie, maar kent een orde-grootte van zo'n € 5 miljoen. De provincie Noord-Holland kent een subsidieregeling met een bedrag van € 2 miljoen voor een dergelijke seismische acquisitie.

De milieurisico's kunnen leiden tot zorgen bij de bewoners. Het is dan ook van essentieel belang om omwonenden vroeg te betrekken bij bijvoorbeeld de locatiekeuze en de (overige) inrichting van de omgeving. Van belang hierbij is dat gedegen ondergrondonderzoeken en veiligheidseisen, zoals ,monitoring, leidend zijn voor de locatiekeuze en bedrijfsvoering.
De investeringskosten van een geothermiebron zijn hoog (en moeten goedgemaakt worden door de lagere exploitatiekosten in vergelijking met andere systemen), maar er bestaat onzekerheid over de hoeveelheid warmte die geleverd kan worden. Deze onzekerheid is tot op zekere hoogte te beperken door uitgebreid onderzoek, zoals een onderzoeksboring in combinatie met seismische acquisitie. De kosten voor een onderzoeksboring hebben een ordegrootte van € 15 miljoen, en de seismische acquisitie een ordegrootte van € 4 miljoen. Voor Amstelland en omgeving heeft de onderzoeksboring in principe dus al plaatsgevonden. Daarnaast is rekening te houden met de forse investeringskosten voor een hogetemperatuurwarmtepomp.

A.6 Restwarmte elektrolyser



Elektrolysers produceren waterstof uit elektriciteit. Op dit moment zijn deze installaties er nog nauwelijks, maar het toekomstig energiesysteem zal (groene) waterstof nodig hebben wat ergens moet worden opgewekt. Bij waterstofproductie komt restwarmte vrij die nuttig gebruikt zou kunnen worden in een warmtenet.

A.6.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt elektrolyser restwarmte in een warmtenet

Elektrolysers, gebruikt voor de productie van waterstof uit water door middel van elektriciteit, produceren naast waterstof ook restwarmte. Afhankelijk van de elektrolyser wordt een rendement van rond de 70% behaald, wat betekent dat circa 30% in de vorm van warmte beschikbaar is voor een warmtenet (CE Delft, 2023b). In de praktijk zal het uitkoppelbare percentage door verliezen altijd nog iets lager liggen.

De temperatuur van de restwarmte ligt tussen rond de 55 en 85 ˚C, en is daarmee voornamelijk een middentemperatuurbron. Dat betekent dat opwaardering vereist is voor toepassing in het Diemennet.

Een elektrolyser produceert waterstof idealiter op momenten dat elektriciteit het goedkoopst is. Anders dan bijvoorbeeld een elektrische boiler zijn elektrolysers echter CAPEX-intensief. Hoewel ze flexibel aan en uit kunnen worden gezet leidt dit lagere efficiëntie waardoor uitbaters dit zullen vermijden. Om deze redenen is het nog niet eenduidig te zeggen hoeveel en welke draaiuren de elektrolyser warmte zal produceren, behalve dat deze waarschijnlijk voor een deel gelijk zullen vallen met de uren dat elektrische boilerwarmte rendabel is. Door de mismatch tussen het elektriciteitsprijs-gebaseerde productieprofiel van de elektrolyser en het buitentemperatuur gebaseerde warmtevraagprofiel is het operationeel waarschijnlijk nodig om tevens een warmtebuffer te realiseren.

Wat zijn de kosten van elektrolyser restwarmte?

Indien de elektrolyser businesscase is gebaseerd op alleen de waterstofproductie dan is de restwarmte zelf kosteloos. In dit geval zijn de kosten voor elektrolyser restwarmte voor de initiële investering in de infrastructuur voor uitkoppeling, warmtepomp en transport naar het warmtenet, plus operationele kosten. Tabel 21 geeft een beeld van wat deze kosten zouden zijn. Deze kosten zijn exclusief kosten voor een eventuele warmtebuffer.

Tabel 21 - Financiële kenmerken restwarmtebenutting met warmtepomp volgens SDE++ (PBL, 2023b)

Kenmerk	Restwarmtebenutting met warmtepomp
Investeringskosten	861 – 1.876 €/kW_{th} afhankelijk van lengte/vermogensverhouding
Vaste operationele kosten	59,4 – 80,7 €/kW_{th}/jaar afhankelijk van lengte/vermogensverhouding
Variabele operationele kosten	0,027 €/kWh
Warmteprijs 2023	17 tot 25 €/GJ afhankelijk van lengte/vermogensverhouding

Hoe toekomstbestendig is elektrolyser restwarmte?

De toekomstbestendigheid van het benutten van restwarmte van elektrolysers hangt sterk af van de ontwikkeling van de waterstofeconomie en de transitie naar duurzame energiebronnen. De integratie van deze restwarmte in warmtenetten kan daarnaast bijdragen aan de flexibiliteit en duurzaamheid van het energiesysteem, mits er voldoende aandacht is voor de integratie van fluctuerende energiebronnen en de optimalisatie van warmtevraag en -aanbod. We verwachten daarom dat een elektrolyser, zodra gerealiseerd, voor langere tijd waterstof en daarmee restwarmte zal blijven produceren.

Verdere aandachtspunten elektrolyser restwarmte

De eerste elektrolysers worden op dit moment in Nederland gebouwd. Door hun grote vermogensvraag is het nettechnisch belangrijk dat deze in de buurt van opwek komen te staan. Hoewel de Diemenlocatie een opweklocatie is, zal de goedkope elektriciteit in de toekomst vanuit duurzame bronnen komen. De aanlandingslocaties van wind op zee en locaties met industriële afnemers vormen hierin de beste kandidaten. Om deze achterliggende redenen zijn er wèl initiatieven voor elektrolyse rond Tata Steel (H2ermes, circa 100 MW (HyCC, n.d.)) en in het westelijk havengebied (H2era, circa 500 MW (HyCC, 2024)), maar vooralsnog niet rond de Diemenlocatie of andere plekken in het net.

A.6.2 Haalbaarheid elektrolyser restwarmte in het Diemennet

Waar en hoeveel warmte uit elektrolyser restwarmte kan worden geproduceerd?

Er is op dit moment geen zicht op elektrolysers rond het Diemennet en daarmee ook geen potentie voor elektrolyser restwarmte. In theorie kan een elektrolyser worden neergezet op de Diemenlocatie waarbij de waterstof in een omgebouwde STEG kan worden gebruikt, maar zonder andere waterstofafnemers in de buurt is waterstof uit een pijpleiding energetisch efficiënter en goedkoper.

Het H2era project van HyCC in het westelijk havengebied en Vattenfall's eigen plannen met elektrolyse rond de Hemwegcentrale bieden overigens wel kansen voor benutting van restwarmte voor Westpoort Warmte. Daarbij merken we aan dat de ontwikkellocatie van H2era relatief ver ligt van de AEB, hierdoor wordt de transportafstand dus nog groter.

Alleen in combinatie met een transportleiding tussen Westpoort Warmte en het Diemennet kan deze warmte nuttig worden gebruikt.

Inschatting rol elektrolyser restwarmte in het Diemennet

Gegeven dat er geen concrete projecten zijn rond het Diemennet voorzien we voorlopig alleen een mogelijke rol van elektrolyser warmte in het westelijk havengebied.
Het ontwikkelen van een elektrolyser op of rond de Diemenlocatie is geen doel op zich zodat restwarmtecapaciteit beschikbaar zou zijn, aangezien elektrolyse het best kan plaatsvinden daar waar elektriciteit duurzaam wordt opgewekt, transportvermogen beschikbaar is en/of er lokaal geen waterstof via pijpleiding of tanks kan worden aangevoerd.

A.7 Elektrische boiler



Een elektrische boiler (e-boiler) zet elektriciteit grofweg een-op-een om in warmte. Op dit moment wordt er een nieuwe elektrische boiler gebouwd met vermogen van 150 MW op de locatie van de Diemencentrale. Dit zal de grootste elektrische boiler van Nederland zijn.

A.7.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt een elektrische boiler in een warmtenet?

Een elektrische boiler gebruikt elektriciteit om warmte op te wekken en bestaat uit een drukvat waarin water met elektrodes wordt verwarmd. In Tabel 22 staan de belangrijkste kenmerken van elektrische boilers samengevat. Met een elektrische boiler kunnen zeer hoge temperaturen worden bereikt.

Tabel 22 - Belangrijkste kenmerken elektrische boilers

Kenmerk	Waarde
Indicatieve vollasturen	Afhankelijk van elektriciteitsprijs en alternatieven
Ruimtegebruik	1-40 m^2/MW_{th}
Reactiesnelheid tot levering warmte	30 sec (warme start) 5 min (koude start)
Productietemperatuur	Tot 350 ˚C
Rendement	99%
Economische levensduur	15 jaar
Technische levensduur	> 20 jaar
Realisatietijd	5-8 jaar

Bron: (CE Delft, 2023c).

Een elektrische boiler levert doorgaans warmte op piekmomenten wanneer de elektriciteitsprijs laag is (CE Delft, 2023c). Hierdoor draait de boiler typisch een beperkt aantal vollasturen en kan de bron alleen tegen relatief hoge kosten flexibel worden ingezet. De boiler kan op een centrale locatie voor het gehele warmtenet warmte produceren of dieper in het net op de locaties van piekvoorzieningen worden geplaatst indien daar ruimte beschikbaar is. Daarmee is de elektrische boiler het best te typeren als middenlastbron, die tevens gebruikt kan worden om de warmtebuffer aan te vullen. Een elektrische boiler kan dienen als piekvoorziening als deze een vaste netaansluiting heeft, maar zal in die situatie vaak zeer dure warmte produceren.

Wat zijn de kosten van elektrische boilerwarmte?

De elektrische boiler heeft relatieve lage investeringskosten en hoge operationele kosten. De prijs van warmte uit een elektrische boiler is typisch voor een belangrijk deel afhankelijk van de prijs van elektriciteit op de uren dat de boiler nodig is. Echter zijn de afgelopen jaren de nettarieven sterk gestegen waardoor deze kosten nu het grootste deel van de warmteprijs vormen. In Bijlage D beschrijven we deze ontwikkeling. In Tabel 19 staan de aannames die PBL hanteert voor de SDE++-subsidie.

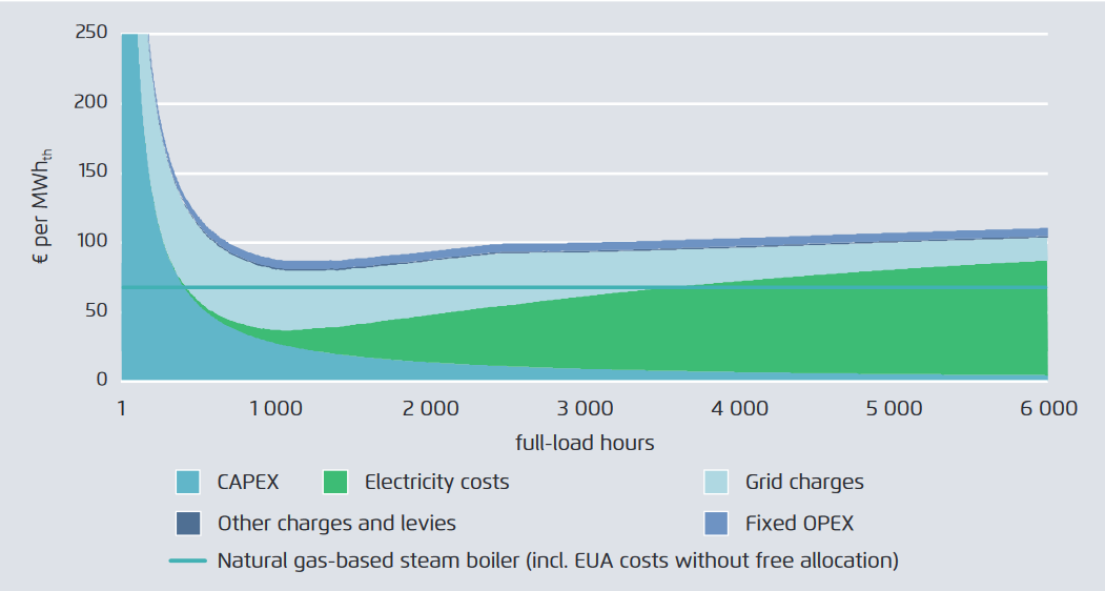
Tabel 23 - Financiële kenmerken elektrische boiler volgens SDE++

Kenmerk	Waarde
Investeringskosten	214 €/kW_{th}
Vaste operationele kosten	152,5 €/kW_{th}/jaar
Variabele operationele kosten	10,39 €/GJ (bij goedkoopste 3.600 uur/jaar)
Warmteprijs 2023	26,50 €/GJ (bij goedkoopste 3.600 uur/jaar)

Bron: (PBL, 2023b).

In Figuur 16 staan de kostenopbouw van de elektrische boiler in 2030 weergegeven. De eerste 500 vollasturen zijn de CAPEX-kosten bepalend voor de warmteprijs. Vervolgens zijn tot circa 2.500 vollasturen de netkosten de belangrijkste kostenpost, bij hogere inzet wordt de elektriciteitsprijs maatgevend. De netkosten die hierbij werden verondersteld door Agora zijn afhankelijk van het netvlak een factor 2 tot 4 lager dan de Nederlandse nettarieven in 2024. Daarmee zijn nettarieven tot circa 4.000 a 5.000 draaiuren de dominante kostenfactor.

Figuur 16 - Vollast-uur afhankelijke kostenopbouw elektrische boiler in 2030. Let op: de nettarieven zijn in de afgelopen jaren sterk gestegen en vormen nu een groter deel van de kosten dan de elektriciteit zelf



Bron: (Agora Industry, 2022).

Hoe toekomstbestendig is elektrische boilerwarmte?

De vraag naar flexibiliteit in het elektriciteitssysteem stijgt en een elektrische boiler kan hier als flexibele afname-installatie een rol in vervullen. Waar de inzet van de Diemen-centrale daalt doordat er meer wind- en zonnestroom het net op komt, stijgt het aantal uren waarop een elektrische boiler tegen lage prijzen warmte kan produceren.

Hier staat tegenover dat de nettarieven voor elektrisch transportvermogen de laatste jaren sterk zijn gestegen. In Bijlage D beschrijven we deze ontwikkeling in meer detail.
De netkosten stegen met name door hoge investeringen in uitbreiding en verzwaring, maar ook door de hogere kosten voor het inkopen van energie, oftewel inflatie. De netkosten stegen het hardst voor grootverbruikersaansluitingen op het hoogspanningsnet van TenneT, waarop ook de 150 MW elektrische boiler naast de Diemencentrale is aangesloten. Mogelijk is korting op nettarieven mogelijk indien flexibele transportcapaciteit gecontracteerd kan worden. Indien dit niet mogelijk is, en nettarieven in dezelfde ordegrootte blijven als in 2024, zal de elektrische boilerwarmte in de toekomst duur zijn en blijven.

Verdere aandachtspunten rond elektrische boilers

Elektrische boilers vragen veel vermogen. Door netcongestie is extra vermogen op het MS-net van Liander niet of nauwelijks beschikbaar. Op het (E)HS-net van TenneT is voorlopig nog wel een en ander mogelijk, indien voldoende fysieke ruimte beschikbaar is.

A.7.2 Haalbaarheid Diemennet

Hoeveel warmte kan er met een elektrische boiler worden opgewekt?

De huidige elektrische boiler van 150 MW zal bij een jaarinzet van 2.000-4.000 uur circa 1 tot 2 PJ warmte produceren, grofweg 20-40% van de (huidige) warmtevraag. Zonder dat nieuwe elektrische boiler ontwikkeld worden zien we deze range als voorlopige bovengrens voor elektrische boiler warmte in het Diemennet. De eerste jaren dat de elektrische boiler operationeel is zal dit aandeel door hoge netkosten, en daardoor hoge warmtekosten, waarschijnlijk lager liggen.

Inschatting rol elektrische boilers in het Diemennet

Additioneel elektrische boiler vermogen, bijvoorbeeld in de vorm van kleinere boilers bij hulpwarmtecentrales a 30 MW per boiler is een optie maar waarschijnlijk onwenselijk. Elektrische boilerwarmte inzetten in de pieklast is duur omdat er beperkt voordeel uit lage elektriciteitsprijzen kan worden gewonnen. Bovendien zal de elektrische netcapaciteits-vraag door elektrificatie in toenemende maten samenvallen met de vraag naar warmte waardoor NFA-capaciteit voor deze ketels waarschijnlijk niet beschikbaar komt. Alleen met een grote thermische buffer zou dit eventueel kunnen. Hoewel elektrische boilers theoretisch overal in het net kunnen worden neergezet voorzien we voorlopig geen grote toename van elektrische boiler vermogen in het Diemennet.

Als gevolg van de hoge netkosten is het de vraag hoeveel de boiler de komende tijd wordt ingezet in het Diemennet. Deze situatie verandert waarschijnlijk pas wanneer de netkosten dalen, het rendabel aantal vollasturen stijgt of wanneer alternatieve warmtebronnen (in de huidige situatie meestal de Diemencentrale zelf of gasketels) duurder worden of wegvallen. Naar verwachting blijven de investeringskosten van de netbeheerders de komende jaren op een hoog niveau (Netbeheer Nederland, 2023a). De kosten van energie-inkoop zullen door gedaalde gasprijzen waarschijnlijk dalen. Mogelijk bieden nieuwe contractvormen voor flexibel transportvermogen (NFA) een kans op de netkosten omlaag te brengen.

Omdat de investering al is gedaan verwachten we daarom dat de elektrische boiler in de komende jaren een bescheiden aantal vollasturen in de zomer gaat draaien om te voorzien in basislastvraag wanneer de STEG uit de markt wordt gedrukt. Naarmate het aantal draaiuren door lage prijzen stijgt zal ook de elektrische boiler inzet toenemen.

A.8 Vaste biomassa



Vaste biomassa, bestaande uit hoofdzakelijk hout- en plantresten, kan direct worden verbrand om warmte op te wekken.

A.8.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt vaste biomassa in een warmtenet

Vaste biomassa, zoals houtpellets, houtsnippers of landbouwresten, kan in een grootschalig warmtenet gebruikt worden als bron van hernieuwbare energie. De biomassa wordt verbrand in ketels of wkk's. Vaste biomassa kan ook als bijstook in onder andere kolencentrales worden verbrand, deze toepassing laten wij hier buiten beschouwing. Biomassaketels- of wkk's kunnen relatief eenvoudig aan- en uitschakelen en produceren warmte op hoge temperaturen. Daarmee is vaste biomassaverbranding in theorie geschikt voor de basis-, midden- en pieklastvoorziening. Praktisch produceert het verbranden van biomassa naast kortcyclische CO_2 ook andere luchtemissies zoals fijnstof en stikstof. Om aan milieueisen te voldoen moeten deze worden uitgefilterd.

Wat zijn de kosten van vaste biomassa?

In Tabel 24 staan indicatieve kosten voor verbranding van biomassa in de SDE-regeling. Anders dan andere technieken is de looptijd van de subsidie voor biomassa twaalf jaar (waar andere bronnen voor vijftien jaar worden gesubsidieerd). Over het algemeen wordt de prijs van biomassawarmte bepaald door de grondstofprijs. Deze prijs kan sterk variëren afhankelijk van waar de biomassa vandaan komt.

Tabel 24 - Kosten warmte uit vaste biomassa, SDE++ 2023

Kenmerk	Waarde	Ketel op vaste biomassa 5 MWth (4.500h)	Warmte uit houtpellets (> 10 MWth)
Investeringskosten	€/kW_{th}	623	718
Vaste operationele kosten	€/kW/jaar	35	32
Variabele operationele kosten	€/kWh	0,0063	0,0053
Warmteprijs	€/GJ	17	24

Hoe toekomstbestendig is vaste biomassa?

Verbranding van vaste biomassa is niet onomstreden. Vaste biomassa is voornamelijk houtig van oorsprong en kan als rest- of afvalproduct worden gebruikt. Echter kan hout ook direct worden geoogst en daarmee bijdragen aan ontbossing en biodiversiteitsverlies. Naarmate er meer vraag ontstaat naar vaste biomassa is het risico dat dit laatste gebeurt groter. Daarnaast is er discussie over de vraag of de verbranding van biomassa wel echt koolstofneutraal is. Nederlands klimaatbeleid prioriteert hierom lokale biomassa als grondstof in plaats van brandstof. Naar mate vaste biomassa ook een grotere rol als grondstof zal spelen, zal de beschikbaarheid van lokale biomassa voor verbranding ook afnemen. Op de lange termijn is biomassa daarom waarschijnlijk niet of beperkt inzetbaar als warmtebron.

Verdere aandachtspunten vaste biomassa

Vattenfall was al enige tijd bezig met het ontwikkelen van een biomassacentrale. Naar aanleiding van maatschappelijke en politieke weerstand hebben Vattenfall en gemeenten in 2019 een convenant over de rol die biomassa zou spelen gesloten (Gemeente Diemen et al., 2019). Hierin worden drie strikte condities vastgesteld voor het realiseren van de biomassacentrale:

1. Het minimaliseren van negatieve effecten op luchtkwaliteit.
2. *Tijdelijkheid* van de inzet van biomassa voor warmtelevering.
3. *Duurzaamheidscriteria* met betrekking tot de oorsprong van de biomassa.

Deze drie condities vormen daarmee ook de belangrijke verdere aandachtspunten van biomassa. Bij biomassaverbranding komt fijnstof en ook stikstof vrij en hierop bestaan strenge milieueisen die moeten worden behaald. Daarnaast speelt de vraag waar de biomassa vandaan komt, en waar het nog meer voor gebruikt had kunnen worden. Hoewel gemeenten en Vattenfall een convenant over tijdelijke inzet van biomassa hadden is uiteindelijk de vergunning voor de biomassacentrale vernietigd omdat de milieueffecten niet op de juiste manier in kaart waren gebracht.

Een laatste aandachtspunt is de logistiek van de toelevering en opslag van biomassa, hiervoor dient een transportroute (over water via binnenvaartschepen of over wegen via vrachtwagens) en een opslaglocatie te worden gevonden.

A.8.2 Haalbaarheid vaste biomassa in het Diemennet

Hoeveel warmte uit vaste biomassa kan worden geproduceerd?

Het warmtepotentieel wordt in theorie alleen beperkt door de hoeveelheid vaste biomassa die (het liefst lokaal) als reststof uit onder andere land- en bosbouw beschikbaar is. De competitie om deze biomassa zal de komende jaren toenemen en daarmee daalt ook de hoeveelheid warmte die met biomassa kan worden geproduceerd. Vattenfall zette oorspronkelijk in op een installatie van 100 MW bij inzet van 6.000 vollasturen, hiermee zou circa 30 tot 40% van de toekomstige warmtevraag kunnen worden ingevuld.

Inschatting rol vaste biomassa in het Diemennet

Voor vaste biomassa voorzien we over het algemeen een aflopende rol als brandstof en een toenemende rol als grondstof. Biomassa zal op de langere termijn in elk geval een beperkte rol spelen in de warmtevoorziening. Voor het Diemennet specifiek blijkt uit gesprekken die voor dit onderzoek zijn gevoerd dat er op dit moment geen politiek draagvlak bestaat voor doorstart van ontwikkeling van de 100 MW biomassaketel. Indien hierin op korte termijn geen veranderingen optreden voorzien we geen of zeer beperkte rol voor biomassa als basis- en middenlast. In de pieklast zouden kleinschaliger ketels nog wel een rol kunnen spelen.

A.9 Waterstof

Waterstofgas kan worden verbrand in een ketel of wkk of worden gebruikt in een brandstofcel om warmte te produceren.



A.9.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt waterstof in een warmtenet

Waterstof kan ingezet worden in een piekketel om hoge temperatuur warmte te leveren op momenten dat de vraag hoger is dan het aanbod van basis- en middenlast bronnen. Hiervoor is de beschikbaarheid van CO_2 neutraal geproduceerde waterstof (groen) een voorwaarde. Daarnaast moeten piekketels die nu aardgas verbranden aangepast worden zodat waterstof verbrand kan worden. Het gaat dan onder andere om de brander en de vlamsensor.

Waterstof zou ook ingezet kunnen worden in een STEG, mits daar aanpassingen gedaan worden. Bijmengen tot een bepaald (laag) percentage kan eventueel zonder aanpassingen. Voor het leveren van waterstof voor middenlast in de STEG is een groot volume nodig. Daarvoor moet een waterstofleiding gelegd worden vanaf de geplande waterstofbackbone.

In het Diemennet staan meerdere piekketels opgesteld, hiervoor zou waterstof in tanks geleverd kunnen worden (DNVGL, 2020).

Wat zijn de kosten van waterstof?

Er wordt in Nederland nog geen groene waterstof geproduceerd. Er is dan ook nog geen vaste kostprijs bekend van de inzet van deze techniek. De kosten zullen met name afhankelijk zijn van de prijs van waterstof, en het aanpassen van de piekketels die nu op aardgas draaien.

De kostprijs van groene waterstof is onzeker, omdat deze nog niet geproduceerd wordt. In Tabel 25 geven we een indicatie op basis van de modellering uit (CE Delft & TNO, 2023). Hieruit komt dat in 2030 de commodityprijs van groene waterstof tussen de 7,3 (geïmporteerd uit Marokko) en 8,3 €/kg (geproduceerd uit Nederlandse wind op zee) ligt.[12]

Tabel 25 - Kosten waterstof

Kenmerk	Waarde
Commodityprijs waterstof (2030)	7,3 tot 8,3 €/kg (0,19 tot 0,21 €/kWh) (CE Delft, 2023a)
Operationele en onderhoudskosten (3% van de investeringskosten)	2,1 €/kW/jaar (DNVGL, 2020)
Investeringskosten (10 MW installatie)	0,7-0,9 miljoen € (DNVGL, 2020)

Een piekvoorziening met een gebruik van 2.8 GWh/jaar (aangenomen voor een warmtevraag van 50 TJ/jaar) vertaalt naar 71 ton waterstof/jaar (DNVGL, 2020). De kosten voor waterstofgebruik zijn dan meer dan € 500.000.

Ter vergelijking: Grijze waterstof is in 2030 2,9€/kg. De prijs van groene waterstof wordt dan ongeveer 2,5 keer zo hoog ingeschat. Een commodityprijs van ongeveer 1 €/m^3 aardgas vertaalt naar ongeveer 0,10 €/kWh. De prijs van het gebruik van groene waterstof is naar schatting ongeveer twee maal zo hoog. De investeringskosten van een waterstofketel zijn tot zo'n 1,5 keer de prijs van een aardgasketel.

[12] De commodityprijs is aangenomen met een winstmarge van 10% boven op de kostprijs. Dat betekent dat de kostprijs 10% lager is dan deze getallen. We benoemen de commodityprijs omdat we uitgaan van inkoop van waterstof, dus niet van eigen productie.

Hoe toekomstbestendig is waterstof?

De vraag naar groene waterstof is vooralsnog groter dan het aanbod. Waterstof gemaakt uit aardgas wordt nu met name in de industrie gebruikt voor processen zoals kraken, of de productie van plastics. Mogelijk komt in 2030 een verplichting om hiervoor groene waterstof te gebruiken, waardoor een enorme toename in de vraag naar groene waterstof ontstaat (CE Delft & TNO, 2022). Vanuit de transportmarkt ontstaat ook een vraag naar groene waterstof omdat dit als hernieuwbare brandstof geldt en met groene waterstof aan de bijmengverplichting voor hernieuwbare brandstoffen kan worden voldaan. Deze toename in marktvraag kan de prijs van groene waterstof doen stijgen.

Daarbij is de prijs van groene waterstof afhankelijk van de prijs van groene elektriciteit, de wereldprijs van groene waterstof en eventuele afspraken die hierover zijn gemaakt. Een hoge elektriciteitsprijs drijft de kostprijs van groene waterstof op. Potentiële afnemers van groene waterstof geven aan dat aanbieders prijsindicaties geven van 8 tot 15 €/kg voor de periode 2027-2030 (CE Delft & TNO, 2023), wat gedeeltelijk verklaard kan worden door hoge elektriciteitsprijzen in een Power Purchase Agreement (PPA).

Verdere aandachtspunten waterstof

Voor waterstofopslag gelden zwaardere veiligheidsnormen dan voor aardgas. Dit kan een ruimtelijke impact hebben (bij gebruik van waterstof in tanks).

A.9.2 Haalbaarheid waterstof in het Diemennet

Waar en hoeveel waterstofwarmte kan worden geproduceerd?

Waterstof wordt in de toekomst waarschijnlijk op een beperkt aantal locaties centraal geproduceerd (of geïmporteerd) en ingevoerd in de waterstofbackbone. Om waterstof te kunnen gebruiken is dus aansluiting nodig op het transportleidingnetwerk. Indien dit lukt is de waterstofwarmteproductie van de STEG vervolgens afhankelijk van de elektriciteits-prijzen. Omdat elektriciteitsproductie met waterstof duur is, zal de STEG maar een beperkt aantal uren per jaar elektriciteit- en dus restwarmte produceren. De STEG kan zo nodig ook voor aftapwarmte worden ingezet, maar dit verhoogt de kostprijs van de waterstofwarmte. Warmteproductie uit waterstofpiekvoorzieningen volgt uit de vraag naar warmte en de relatieve kosten van waterstof tegenover groengas, biomassa en elektriciteit.
(Groene) waterstof zal waarschijnlijk tot 2035 niet ruim beschikbaar zijn in Nederland. De ontwikkeling van de beschikbaarheid erna is aannemelijk maar nog niet zeker.

Inschatting rol waterstof in het Diemennet

Omdat de kosten van waterstof erg hoog kunnen zijn verwachten wij dat waterstof op de lange termijn een (beperkte) rol zal spelen als het gaat om inzet in piekketels. In eerste instantie kan dan waterstof tot een bepaald percentage bijgemengd worden met het aardgas en op termijn kan volledig overgestapt worden op waterstof. Wanneer de piekketels gecentreerd zijn, en niet te ver van de waterstofbackbone, zou een leiding gelegd kunnen worden. Dan wordt er een afweging gemaakt tussen wegtransport (bij een kleine hoeveelheid waterstof) of transport via een leiding (bij een grotere hoeveelheid). Verder is ook de inzet van waterstof in de Diemencentrale op termijn ook mogelijk, maar is het de vraag of dit met een beperkt aantal draaiuren een rendabele investering blijkt. Hiervoor dient een nadere analyse op de businesscase gedaan te worden.

A.10 Groengas



Groengas is van samenstelling identiek aan aardgas maar wordt uit klimaatneutrale bronnen geproduceerd.

A.10.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt groengas in een warmtenet?

Groengas is gas dat wordt geproduceerd uit biomassa reststromen. De CO_2-emissies die vrijkomen bij de verbranding van groengas gelden daarom als biogene en niet fossiele emissies. Daarom kan het ingezet worden ter verduurzaming van bronnen voor een warmtenet. Groengas heeft een vergelijkbare samenstelling als het aardgas in het Nederlandse gasnet. Het kan dan ook vergelijkbaar ingezet worden. Dat betekent dat bij inzet in een warmtenet er geen aanpassingen gedaan hoeven te worden aan de bronnen die nu gas gebruiken om warmte te leveren. Omdat groengas en aardgas gemengd worden in het bestaande gasnet wordt er gebruik gemaakt van een verhandelbaar certificatensysteem wat op een vergelijkbare manier werkt als de garanties van oorsprong voor groene elektriciteit.

Wat zijn de kosten van groengas?

Tabel 26 - Kosten productie groengas uit biomassa (>95% biogeen)

Kenmerk	Eenheid	Waarde
Investeringskosten	€/kW_{th}	2.860
Vaste operationele kosten	€/kW/jaar	175
Variabele operationele kosten	€/kWh	0,0110
Warmteprijs	€/GJ	33

Bron: (PBL, 2023a)

Door schaarste in vraag en aanbod kan de prijs van certificaten voor groengas sterk oplopen. Daarbij merken we op dat voor de duurzaamheidswaardering van warmte, allocatie door middel van certificaten waarschijnlijk niet wordt toegestaan. Er moet een directe verbinding via een pijpleiding zijn om als duurzaam te tellen. Er is nu en in de nabije toekomst te weinig groengas beschikbaar om in de vraag op basis van verduurzamingsplannen van gemeenten, mobiliteit (in de vorm van bio-LNG) en industrie te voorzien. De productie van groengas is op dit moment iets meer 200 miljoen m^3.

De rijksoverheid heeft voor 2030 de productie van 2 miljard m^3 als ambitie gesteld[13]. Dat betekent een vertienvoudiging in zes jaar tijd, en is daarmee ambitieus. Toch is ook 2 miljard m^3 slechts een klein deel van het jaarlijks aardgasverbruik in Nederland (ruim 30 miljard m^3). Voor de meeste gebruikers van aardgas geldt dat groengas een makkelijke directe vervanger is omdat geen investeringen en aanpassingen nodig zijn. Hierdoor kan de vraag naar certificaten in de praktijk groot zijn.

De kosten van het gebruik van het gasnet zouden in de verre toekomst met minder afnemers toe kunnen nemen.

[13] Dit is op basis van in Nederland geproduceerd groengas, geproduceerd uit in Nederland beschikbare biomassa reststromen.

Verdere aandachtspunten groengas

Groengas kan gemaakt worden van biomassa reststromen als mest, GFT en ONF en uit bijvoorbeeld houtige biomassa. Biomassa kan een negatieve connotatie hebben. Het is daarom belangrijk om helder te communiceren over de afkomst van de biomassa rest-stromen.

Het niet hoeven aanpassen van het gasnet en bestaande gasketels is zowel een voordeel als een nadeel. Groengas is een toepassing die op de korte en midden termijn interessant is, maar moet daarmee investeringen die gedaan moeten worden voor langetermijnaanpas-singen niet in de weg staan.

A.10.2 Haalbaarheid groengas in het Diemennet

Waar en hoeveel groengas kan worden geproduceerd?

Groengas kan ingekocht worden middels certificaten, maar zou ook geproduceerd kunnen worden in de regio. Op dit moment is de productie uit mest het meest succesvol.
Voor productie uit ‘natte’ biomassa zoals mest, kan de productie het best geplaatst worden in de buurt van de biomassa, omdat het kostbaar is om de biomassa met een hoog water-gehalte en laag organisch gehalte over lange afstanden te vervoeren.

Het warmtenet in Diemen ligt in een stedelijk gebied. Het ligt dan ook niet voor de hand om een vergister in de buurt van het warmtenet te plaatsen. Technieken die gebruik maken van houtige biomassa, wat makkelijk te transporteren is, zijn nog niet commercieel beschikbaar. Superkritische watervergassing, waarin allerlei soorten biomassa ingevoed kunnen worden, is ook nog niet commercieel beschikbaar.

Inschatting rol groengas in het Diemennet

Groengas kan ter vervanging van aardgas in de STEG een rol spelen als overbrugging terwijl andere basislastbronnen ontwikkeld worden. Op de lange termijn kan groengas een rol blijven spelen voor het leveren van de piekvraag.

A.11 Kernenergie

Kernenergie levert elektriciteit door kernbrandstof te splijten in een kerncentrale. De warmte die bij de splijting vrijkomt, wordt gebruikt om elektriciteit op te wekken. Nucleaire warmtekrachtcentrales leveren naast elektriciteit ook warmte, die vervolgens ingevoed kunnen worden in een warmtenet.



Op drie plekken in Nederland wordt momenteel strategisch rekening gehouden met de mogelijke komst van een nieuwe, reguliere kerncentrale (Maasvlakte I, Borssele en Eemshaven). In meerdere provincies bestaat daarnaast de interesse om small modular reactors (SMRs) te bouwen, kleinere reactoren die ten opzichte van conventionele centrales, minder kernafval produceren en minder veiligheidsrisico’s met zich meebrengen. De provincie Flevoland heeft in haar coalitieakkoord uitgesproken om de mogelijkheden van een kleine thorium reactor te onderzoeken (Provincie Flevoland, 2023). De restwarmte van een kernreactor zou in theorie ingevoed kunnen worden in het Diemennet.

A.11.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt kernenergie in een warmtenet?

Kernenergie is een vorm van energie die vrijkomt uit de kern van een atoom, die bestaat uit protonen en neutronen. Kerncentrales gebruiken de energie die vrijkomt bij kernsplijting om elektriciteit op te wekken. In een kerncentrale wordt ongeveer één derde van de warmte die vrijkomt uit de gesplitste kernbrandstof omgezet in elektrische energie. De restwarmte van reguliere kerncentrales wordt doorgaans in de atmosfeer of in water geloosd (Lipka & Rajewski, 2020).

De Diemencentrale produceert nu warmte voor het net op circa 120 ˚C. Een kerncentrale met een stoomcyclus, waarin de stoomtemperatuur ongeveer 280-300 ˚C bedraagt, kan gemakkelijk een gedeelte van zijn restwarmte gebruiken om voor warmte van deze temperaturen te voorzien. Dit vraagt wel een technische uitbreiding van de centrale; door middel van een extractie-condensatiestoomturbine aan de centrale toe te voegen kan een gedeelte van de stoom uit het elektriciteitsopwekkingsproces onttrokken worden. Deze stoom kan vervolgens als warmtebron voor een warmtenet ingezet worden (Lipka & Rajewski, 2020).

Omdat het Diemennet niet in de buurt ligt van één van de aangewezen locaties voor een reguliere kerncentrale, beschouwen we deze optie voor dit onderzoek als niet relevant. De optie om een thorium SMR-kerncentrale te bouwen wordt echter besproken in de provincie Flevoland en de gemeente Noordoostpolder (Omroep Flevoland, 2023). SMR-concepten die in ontwikkeling zijn hebben doorgaans een elektrisch vermogen van minder dan 300 MW_e.

Wat zijn de kosten van thermische energie uit een kerncentrale?

SMR's vereisen zeer hoge investeringskosten om te realiseren. De verwachte constructiekosten voor de eerste generatie SMR's zijn 8.000 €/kW_e. Deze kosten zijn exclusief bouwrente, de rentevergoedingen die tijdens de bouw ontstaan en nodig zijn om de bouw te financieren (Turkenburg, 2024). Omdat de onzekerheden en daarmee de risico's bij de constructie en exploitatie van een kerncentrale hoog zijn, zal de bouwrente bij het realiseren van een kerncentrale relatief hoger uitvallen dan bij het bouwen van andere warmtebronnen. Afhankelijk van projectverloop en financieringswijze (privaat, zoals doorgaans het geval, of maatschappelijk), zijn meerkosten van 1.000 tot 4.000 €/kW_e mogelijk. Als de restwarmte van de SMR volledig benut wordt voor warmtelevering aan een warmtenet rekenen kan (bij een verhouding thermisch:elektrisch van 2:1) 4.500–6.000 €/kW_{th} worden gerekend. Deze kosten vallen significant hoger uit dan de kosten van de andere geïnventariseerde warmtetechnieken.

Indien de SMR-techniek zich in de komende decennia gaat bewijzen en hetzelfde type reactor al een aantal keer gebouwd is, zullen de constructiekosten naar verwachting dalen tot ongeveer 3.000-4.000 €/kW_e (Turkenburg, 2024), maar omdat deze kostendalingen zich pas na 2040 zullen inzetten, is het inprijzen van deze ontwikkeling voor het Diemennet te optimistisch.

Kerncentrales worden naast hoge investeringskosten ook gekenmerkt door relatief lage operationele kosten. Zo zijn de variabele kosten van kerncentrales lager dan die van kolen-, gas- of waterstofcentrales. De totale kosten van kerncentrales kunnen echter hoger uitvallen indien ook de externe kosten veroorzaakt door het ontmantelen van kerncentrales en het beheren van radioactief afval meegerekend worden.

Hoe toekomstbestendig is thermische kernenergie?

Levensduur

Kerncentrales hebben een verwachtte technische levensduur van 40 jaar en worden na 30 jaar afgeschreven. In de praktijk blijkt echter dat kerncentrales veel langer meegaan en met technische aanpassingen die de centrale gedurende zijn levensloop moderniseren wel 60 jaar operationeel kunnen zijn (Carlier et al., 2008). Zo is de kerncentrale in Borssele bijvoorbeeld al meer dan 50 jaar operationeel.
SMR's hebben een vergelijkbare verwachte levensduur al de klassieke kerncentrales. Zo gaat Rolls Royce, één van de meer dan 100 ontwikkelaars van SMRs, uit van een levensduur van 60 jaar (Rolls-Royce, 2024). Indien een SMR gebouwd zou worden en zijn warmte zou leveren aan het Diemennet, beschikt het Diemennet dus voor een zeer lange tijd over een CO_2-vrije warmtebron.

Beschikbaarheid

Thorium, dat als splijtstof kan worden gebruikt in SMR's, is wereldwijd beschikbaar en eenvoudig te winnen uit zand, steen of erts. De globale thoriumvoorraad wordt drie tot vijf keer zo groot geschat als de voorraden van de alternatieve splijtstof uranium. De grootste commerciële winbare voorraden bevinden zich voornamelijk in India, de Verenigde Staten en Australië (NEA, 2016), waarmee het risico op niet-beschikbaarheid door geopolitieke spanningen beperkt is. Echter is het type thorium-reactor nog niet marktvolwassen. Kerncentrales worden over het algemeen ingezet om in de basislast van de elektriciteitsvraag te voorzien. Daarmee draaien de centrales volcontinu en hebben ze een capaciteitsfactor van boven de 80% (KPMG, 2021). Doordat kerncentrales continue draaien, hebben ze ook constant restwarmte beschikbaar dat aan een warmtenet geleverd kan worden.

Kernafval

Een nadeel van het inzetten van kernenergie als warmtebron, is het kernafval dat daarbij vrijkomt en voor langdurige periodes opgeslagen moet worden. Een bijkomstig voordeel van het gebruiken van thorium, in plaats van uranium, als splijtstof; is dat de halfwaarde tijd van de radioactieve isotopen relatief laag is. Hierdoor hoeft het kernafval niet (tien-) duizenden jaren, maar ongeveer vijfhonderd jaar opgeslagen te worden. Ook hier geldt dat het thoriumreactoren nog nergens operationeel zijn.

Verdere aandachtspunten van thermische kernenergie

In West-Europa is er nog weinig kennis of ervaring met het gebruiken van kernenergie als warmtebron in warmtenetten. In andere landen wordt deze techniek echter al decennia lang toegepast. Zo levert de Zwitserse Beznau Nuclear Plant 70 MW_{th} aan het warmtenet van Zürich en staat er in de Russische stad Bilibno Rusland een kerncentrale die 14.000 mensen van warmte voorziet (Energy Technologies Institute, 2016).

A.11.2 Haalbaarheid thermische kernenergie Diemennet

Waar en hoeveel thermische kernenergie kan er gerealiseerd worden?

Zoals eerder vermeld is het gebied rond het Diemennet niet aangewezen door de landelijke overheid als een voorkeurslocatie voor een reguliere kerncentrale. Wel zou er potentieel in de provincie Flevoland een SMR gebouwd kunnen worden. Omdat warmte verloren gaat bij transport over grote afstanden, zouden een SMR in de gemeentes Almere, Lelystad,

Zeewolde en eventueel in de gemeente Dronten voor warmtelevering aan het Diemennet het meest voor de hand liggen.
De SMRs van Rolls-Royce (2024) zijn relatief groot en hebben een thermisch vermogen van 1.358 MW_{th} per reactor op een elektrisch vermogen van 470 MW_e. Eén enkele SMR van dit formaat zou dus al kunnen voorzien in de complete toekomstige warmtevraag van het Diemennet.

Past het ruimtebeslag van een SMR binnen de beschikbare ruimte op de locaties?

Het type SMR van Rolls-Royce beslaat een oppervlakte van 21.500 m^2 wat neer komt op ongeveer drie voetbalvelden. Flevoland beschikt ruimte-technisch gezien waarschijnlijk over geschikte locaties voor de realisatie van een SMR. Ook op de Diemenlocatie zou een SMR ruimte-technisch kunnen worden ingepast.

Stappen in ontwikkelproces

Om een SMR te realiseren moet een langdurig proces doorlopen worden waarbij het bouwen van een centrale naar verwachting al tien jaar duurt:
1. Geschikte locatie selecteren.
1. Omgevingsproces om realisatie vergunningstechnisch en voor belanghebbenden mogelijk te maken.
2. Afspraken maken met een kernafval-opslag locatie (COVRA) over opslag van kernafval.
3. Afspraken maken of regels opstellen met betrekking tot de ontmantelingskosten van de centrale.
4. Tenderproces uitschrijven waaruit:
    - een geschikt bouwbedrijf of consortium gevonden wordt dat de SMR wilt realiseren;
    - een geschikte energiebedrijf of consortium gevonden wordt dat de kerncentrale wilt exploiteren.
5. Small Modular Reactor(en) bouwen en testen.
6. SMR aansluiten op het elektriciteitsnet.
7. Warmteleiding aanleggen naar het Diemenwarmtenet.

Daarbij lopen kerncentrales door hun controversiële karakter op vertraging vanwege maatschappelijk en politiek debat en eventuele rechtsgang door betrokkenen. Dit heeft in het verleden ontwikkelprocessen voor kerncentrales aanzienlijk doen vertragen. Ook volgen er vaak ontwerpaanpassingen uit een publiek discours. Samen met vertraging lopen hierdoor bouwkosten vaak op.

Inschatten rol thermische kernenergie in het Diemennet

In theorie kan één enkele SMR genoeg warmte produceren om te voorzien in de basis- en middenlastbehoeften van het Diemennet. Desondanks spelen er enkele grote nadelen waardoor we kernenergie niet als kansrijke klimaatneutrale warmtebron voor het Diemennet beschouwen.

Ten eerste kent kernenergie een zeer lange ontwikkeltermijn. Indien in 2024 nog gestart wordt met ontwikkeling van een SMR verwachten we de kans klein dat deze voor 2040 warmte aan het net levert. Een alternatieve bron zal voor die tijd al nodig zijn om de leveringszekerheid en betaalbaarheid in stand te houden. De SMR komt dus waarschijnlijk te laat.

Ten tweede zijn de investeringskosten van SMR's hoger dan die van andere warmtebronnen. Investeren in een SMR kost volgens onze inventarisatie twee tot drie keer zo veel als dat van de duurste alternatieve bronnen. Hoewel Vattenfall (internationaal) een rol voorziet voor kernenergie in haar portfolio, is het de vraag of het bereid is deze hoge investeringskosten te nemen zonder vergaande zekerheden.

Ten slotte voorzien we dat er vanuit lokale politiek en maatschappij veel weerstand zal zijn in het bouwen van een kernreactor in de nabijheid van grote bevolkingsclusters. Gebrek aan draagvlak zal een eventueel ontwikkelproces bemoeilijken, vertragen en mogelijk geheel blokkeren.

A.12 Transportleiding Westpoort Warmte



Een nieuwe transportleiding tussen de twee grote Amsterdamse warmtenetten zou warmtebronnen uit het westelijk havengebied kunnen ontsluiten en daarmee de leveringszekerheid kunnen vergroten.

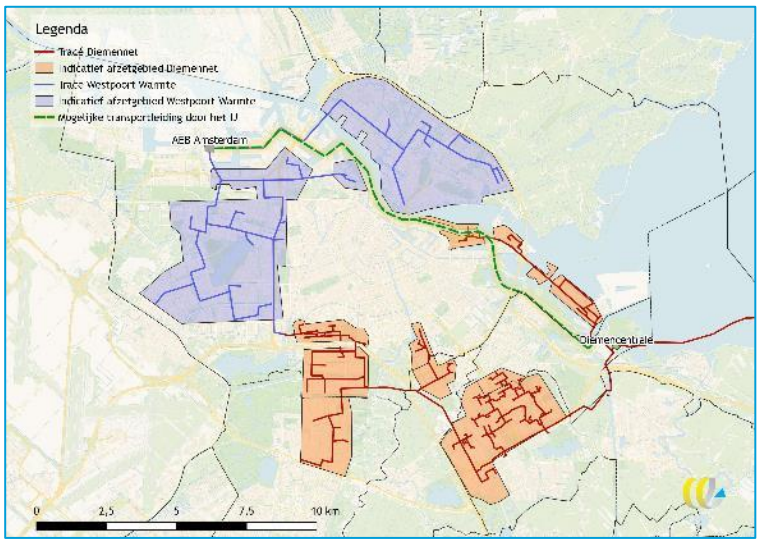
A.12.1 Beschrijving oplossingsrichting

In de potentie-inschatting voor alternatieve bronnen zien we dat er theoretisch genoeg vermogen beschikbaar is, maar dat er nog veel onzekerheid is over het potentieel. Aan de westzijde van Amsterdam lijkt er veel meer capaciteit beschikbaar voor in ieder geval TEA. Daarnaast biedt de aanlanding van wind-op-zee kansen voor elektriciteitsconversie naar bijvoorbeeld waterstof. De restwarmte van elektrolyse kan nuttig worden gebruikt en de waterstof kan theoretisch worden ingezet voor piekmomenten. Hoewel de South Connection doorlevering van 60 MW aan warmte mogelijk maakt, is er niet voldoende transportcapaciteit vanuit het westelijk havengebied naar de South Connection. Een nieuwe leiding zou de opties vergroten.

Hoe zou de transportleiding lopen?

We hebben voor dit onderzoek drie opties uitgewerkt waarmee het Westpoort Warmtenet verder aan het Diemennet wordt gekoppeld: een grote transportleiding door het IJ, een kleine transportleiding over noord die het IJ doorkruist en vergroten van de bestaande transportleiding over zuid (South Connection). In Figuur 17 en Figuur 18 zijn de nieuwe tracés in groen uitgetekend. Doordat het IJ een drukke en relatief diepe vaargeul is zal de aanleg hoe dan ook uitdagend zijn.

Figuur 17 - Mogelijk tracés transportleiding tussen AEB Amsterdam en de Diemencentrale door het IJ

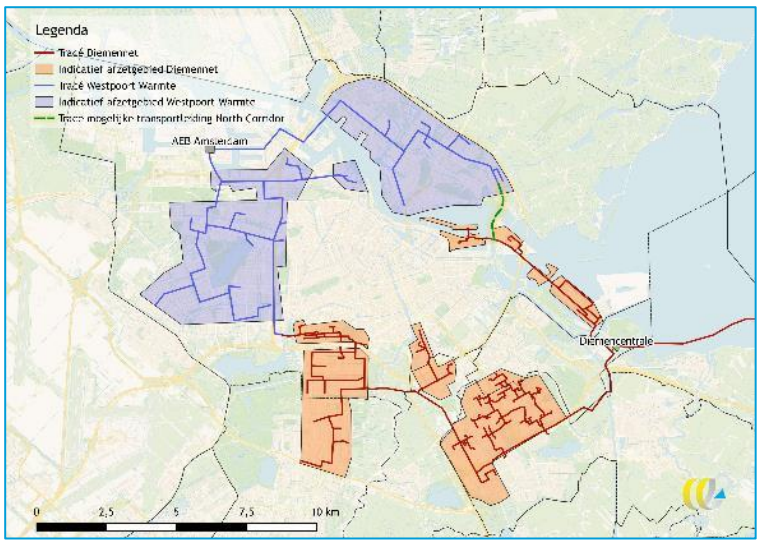


Bron: www.maps.amsterdam.nl/stadswarmtekoude/

Transportleiding door het IJ

AEB Amsterdam en de Diemencentrale liggen hemelsbreed op een afstand van 16,2 km. Als we er vanuit gaan dat deze twee locaties via een transportleiding door het IJ met elkaar verbonden worden heeft het ingetekende tracé een lengte van circa 19 km. Qua omvang is dit vergelijkbaar met het WarmtelinQ tracé tussen Vlaardingen en Den Haag (23 km, 250 MW_{th}).

Figuur 18 - Mogelijk tracés transportleiding tussen AEB Amsterdam en de Diemencentrale via een North Connection



Bron: www.maps.amsterdam.nl/stadswarmtekoude/

Transportleiding North Connection

Als alternatief kan er net als bij de South Connection gebruik gemaakt worden van bestaande transportleidingen in Noord en de eilanden in het IJ. Het ingetekende tracé heeft een lengte van circa 2,2 km, ongeveer de helft zo lang als de South Connection. Waar de South Connection de Nieuwe Meer doorkruist zou de North Connection waarschijnlijk uitdagender zijn doordat het IJ moet worden doorkruist. We hebben deze optie voorgelegd aan Vattenfall. Zij gaven aan dat het vermogen wat hierdoor getransporteerd zou kunnen worden zeer beperkt is. Alleen met het verzwaren van de warmteleidingen over Noord en langs eilanden zou hier een betekenisvolle hoeveelheid warmte mee kunnen worden ontsloten. We sluiten daarom deze optie verder uit.

Vergroten South Connection

Als derde optie kan worden gedacht aan het vergroten van de bestaande South Connection, waar nu 60 MW_{th} uit ontsloten zou kunnen worden. In de winter is hiervoor op dit moment niet genoeg vermogen beschikbaar. Het vergroten van leidingen langs dit bestaande tracé is een mogelijkheid om meer vermogen vanuit Westpoort Warmte te ontsluiten. Deze warmte zou dan in regio Amsterdam-Zuidoost gebruikt kunnen worden.

Hoeveel warmte kan er met een transportleiding door het IJ worden ontsloten?

Met een grote transportleiding tussen de centrale productielocaties van het Diemennet en Westpoort Warmte is het mogelijk om grote vermogens te transporteren in de basislast. Om een dergelijke transportleiding financieel interessant te maken is het ook wenselijk om in dit scenario warmteproductie in West te concentreren en grootschalig te transporteren. Op basis van ruwe aannames schatten we in dat een dergelijke leiding een transportvermogen in de ordegrootte van 150-200 MW_{th} zal hebben.

Op dit moment is er niet genoeg basislastwarmteproductie ontsloten in het westelijk havengebied om de leiding te voeden. Er zullen dus ook in dit gebied meer warmtebronnen moeten ontwikkeld. Zoals eerder genoemd voorzien we in dit gebied relatief meer opties voor TEA, industriële restwarmte, datacenter restwarmte, en mogelijkheden vanuit de aanlanding van wind op zee (P2H/$P2H_2$) dan aan de oostzijde van Amsterdam.

A.12.2 Haalbaarheid Diemennet

Warmte AEB, hoeveel warmte is er beschikbaar nu en in de toekomst?

We baseren ons hiervoor op input van Vattenfall en gemeenten. Afval Energiebedrijf Amsterdam (AEB) heeft zes afvalverbrandingsinstallaties, waarvan vier installaties uit 1993 en twee HRC-installaties (hoog rendement krachtcentrale) uit 2007. De stoom die door de ketels wordt geproduceerd, wordt omgezet in elektriciteit en warmte. De maximale elektrische capaciteit is 155 MW_e en er is nu circa 200 MW_{th} aan warmtewisselaars beschikbaar voor hoogwaardige warmteafgifte van 95 tot 120 ˚C. De zes verbrandingslijnen zijn volgeboekt tot 2030 voor het verbranden van afval uit Nederland en buurlanden.

Warmte van AEB wordt momenteel ingezet in de basislast, middenlast en pieklast bij Westpoort Warmte (WPW) en tijdens piekmomenten is er weinig capaciteit beschikbaar voor het Diemennet. Volgens Vattenfall, is er genoeg capaciteit, rond 120 MW, om de basislast van Diemennet te voorzien met de AEB warmte. De capaciteit bij AEB zelf is niet het probleem maar de transportcapaciteit van het net om het vermogen vanuit AEB richting de South Connection en vervolgens verder naar Diemennet te transporteren.

Daardoor nemen we de warmte van AEB als een mogelijke bron voor de transportleiding van WPW naar het Diemennet.

Na 2030 zal de AEB voor Westpoort Warmte waarschijnlijk vaker ingezet worden als middenlast, pieklast en back-up en minder voor de basislast verantwoordelijk zijn. Daarvoor zijn twee redenen. Enerzijds is er de verduurzaming van elektriciteit in Nederland, waardoor AEB minder elektriciteit en ook warmte opwekt. Hier speelt dus hetzelfde als bij de Diemencentrale. Anderzijds is er de totale warmteproductie met behulp van andere warmtebronnen, als gevolg van het overheidsbeleid om afval te verminderen[14], wat leidt tot een afname van het aandeel van warmteproductie in het net . Om de warmte van afvalverbranding te blijven leveren ontwikkelt AEB een stoomnetwerk in samenwerking met Port of Amsterdam tot 2026. Verder is gemeente Amsterdam bezig met een nieuw verkooptraject voor AEB, met uitzondering van de scheidingsinstallatie.[15]

Na 2030 zijn er dus onzekerheden over de hoeveelheid warmte en het draagvlak om de dan beschikbare warmte in het Diemennet te gebruiken. Ondanks deze onzekerheden gaan wij ervan uit dat AEB gedeeltelijk in tact zal blijven na 2030. Hoewel de energie uit een afvalcentrale niet geheel klimaatneutraal is (alleen het biogene gedeelte), is het ook verspilling van energie om geen gebruik te maken van de beschikbare warmte. Tegen 2030 is het streven om 30% van het afval voor hoogwaardige verwerking in te zetten. Op basis daarvan nemen we aan dat de maximale warmtecapaciteit van AEB vanaf 2030 140 MW zal zijn.
De plannen rond de AEB zijn om tegen 2030 minimaal 1.000 MWh[16] aan warmtebuffercapaciteit (in samenwerking met derden) gerealiseerd te hebben. Daarmee kan de AEB nog altijd als basislast benut worden voor het Westpoort Warmtenet, en deels voor het Diemennet.

Wat zijn de kosten van de transportleiding?

Het tracé door het IJ is zeer uitdagend doordat drukke wateren moeten worden doorkruist. We maken gebruik van informatie van warmtebedrijven en WarmtelinQ om een kostenindicatie te doen van de tracés (CE Delft, 2022). Daarbij doen we een 30% opslag op de maximale kostenranges van de warmtebedrijven om te compenseren voor inflatie en de waterdoorkruising. Het betreft grove kosteninschattingen die dienen als indicatie van de ordegrootte van de investering.

Vergeleken met de bestaande leiding door het IJmeer (circa 8 km) is de leiding door het IJ langer en dieper gelegen. De leiding door het IJmeer is 1,5 m ingegraven en het meer heeft een gemiddelde diepte van 2,6 meter, ten opzichte van de 11[17] meter diepte van het IJ. Aangenomen dat een DN500 tot DN700 leiding wordt toegepast om bij en delta T van 50 ˚C een vermogen tussen de 100 en 200 MW_{th} te kunnen transporteren schatten we de kosten voor een dergelijke leiding op € **200 tot 250 miljoen**.

14 https://www.nvde.nl/wp-content/uploads/2023/09/Verduurzaming-bronnen-voor-warmtenetten.pdf
15 https://www.aebamsterdam.nl/nieuws/gemeente-amsterdam-start-nieuw-verkooptraject-voor-aeb/
16 Strategie Afval Energie Bedrijf (AEB) Amsterdam 2024-2030 - openresearch.amsterdam
17 https://www.rijkswaterstaat.nl/water/vaarwegenoverzicht/ij

Wat zijn de kosten van de warmte?

Warmte AEB

De kosten van warmte van AEB zijn gecorreleerd aan de elektriciteit-prijs. Als we ervanuit gaan dat de warmte produceert tussen 4 en 5 eenheden warmte in plaats van 1 eenheid stroom, kunnen we concluderen een kostprijs van 20 €/MWh.
Er zijn geen subsidies gekoppeld aan de uitkoppeling van warmte van een afvalverbrandingsinstallatie.

Stappen in ontwikkelen transportleiding

Allereerst dient een haalbaarheids- en tracéstudie te worden uitgevoerd. Naast commerciële belangen in en rond het IJ zal rekening moeten worden gehouden met milieueisen. Praktisch zal de doorkruising van vaargeulen (North Connection) ook voor uitdagingen zorgen.
Voor een tijdsinschatting baseren we ons voor de ontwikkeling van de transportleiding op de ervaringen met de South Connection en WarmtelinQ.
Voor WarmtelinQ[18] is de tijdlijn als volgt:

- 2013: initiatief Warmterotonde;
- 2015: verkennend onderzoek;
- 2016: haalbaarheidsonderzoek;
- 2019: gunning opdracht uitvoering door Gasunie;
- 2021: definitief investeringsbesluit;
- 2023-2025: aanleg.

Hiermee is de totale ontwikkeltijd van WarmtelinQ circa twaalf jaar, waarbij het vooronderzoek zes jaar van de tijd in beslag nam en gunning tot en met realisatie nog eens circa zes jaar. Op basis hiervan, en met de randvoorwaarde van genoeg politieke ondersteuning, denken we dat een transportleiding over het IJ in circa tien tot twaalf jaar gerealiseerd kan worden. WarmtelinQ is een regionaal net waar meerdere gemeentes bij betrokken zijn. Hoewel een tracé door het IJ alleen voor Amsterdam speelt, zullen partijen die het IJ gebruiken zorgen voor complexiteit in de aanleg.

Inschatting rol warmte uit Westpoort Warmte in het Diemennet

Warmte uit de transportleiding zal vooral als basislast en eventueel als middenlast gebruikt kunnen worden, en warmte aan de Diemenlocatie kunnen leveren op een hoge temperatuur. Met deze optie wordt de warmte in het westelijk havengebied beter benut, echter zal het lange transport ook meerkosten met zich meebrengen. Zeker wanneer alternatieve opties tegenzitten kan de leiding daarom een optie zijn te overwegen. Daarvoor is wel eerst meer nodig over de haalbaarheid van een tracé door of langs het IJ.

A.13 Grootschalige thermische opslag

In deze bijlage beschrijven we thermische seizoensopslag die mogelijk geschikt zijn voor de regio. Omdat het gaat om seizoensopslag laten we bovengrondse opslagen buiten beschouwing. Compressed Air Energy Storage (CAES) is niet geschikt omdat er geen geschikte zoutlagen in de ondergrond in de omgeving van Amsterdam zijn.



[18] https://nl.wikipedia.org/wiki/WarmtelinQ

De opslag van waterstof laten we buiten beschouwing omdat deze naar verwachting via een landelijk systeem beschikbaar komen (CE Delft & Pondera, 2023).

A.13.1 Techniekbeschrijving

Hoe werkt seizoensopslag in een warmtenet?

Een seizoensopslag dient om heel het jaar in de warmtevraag te kunnen voorzien.
De overtollige warmte die in de zomer wordt geproduceerd wordt dan opgeslagen om in de winter te gebruiken. Er zijn verschillende vormen van seizoensopslag (mogelijk) geschikt voor de inzet in een warmtenet:

- Aquifer Thermal Energy Storage (ATES):
  - in de vorm van een Warmte-Koude-Opslag (WKO), tot 25 ˚C, diepte < 150 meter;
  - een Midden-Temperatuur-Opslag (MTO), 25 < T < 45 ˚C, diepte ≥ 200 meter;
  - of een Hoge-Temperatuur-Opslag (HTO), 50 < T < 90 ˚C, diepte ≥ 200 meter.
- Pit Thermal Energy Storage (PTES) voor warmtenetten tussen de 1-5 MW.
- Tank Thermal Energy Storage (TTES) voor warmtenetten tussen de 1-5 MW.

MTO's en HTO's leveren alleen warmte, geen koude, wat wel het geval is bij een wko.
Er zijn nog niet veel toepassingen van MTO en nog minder (slechts één) van HTO in Nederland. De HTO in Middenmeer geeft tot nu toe positieve resultaten, maar de techniek moet zich nog op lange termijn verder bewijzen. De onderzoeksfase van HTO Middenmeer loopt tot 2025.

PTES is een opslag van water in een put/kuil tot zo'n 15 meter diepte en kan hoge temperaturen opslaan (tot 90 ˚C). De grootste in de wereld is ruim 200.000 m^3 (18,8 MWh) en is gerealiseerd in Denemarken. Bij PTES wordt meestal warmte van zonnepanelen opgeslagen, en kan ook een warmtenet gekoppeld worden. Bij TTES wordt een tank gebruikt om warm water op te slaan. Deze kan ondergronds worden geplaatst, maar dit hoeft niet. De inpasruimte aan de oppervlakte voor PTES en voor TTES als het om een bovengrondse tank gaat is erg groot voor de hoeveelheid energie die opgeslagen kan worden.

Voor het Diemennet is seizoensopslag voor een hogetemperatuurwarmtenet interessant, we focussen daarom op HTO. Voor kleinere en lageretemperatuurwarmtenetten zijn PTES en TTES meer relevant.

Tabel 27 - Kenmerken HTO

Kenmerk	Waarde
Installatievermogen	Maximaal 30 MW
Productietemperatuur	50 – 90 ˚C
Indicatieve vollasturen	Rond de 3.000 (IF Technology, 2023)
Ruimtegebruik	Bovengronds 2x1x2 m^2 per bron (EBN & IF Technology, 2023). Ongeveer 220 meter afstand tussen de warme en lauwe put (Hamm et al., 2021). Ondergronds is meer ruimte nodig, vergelijkbaar met een WKO.
Reactiesnelheid tot levering warmte	Enkele uren
Rendement	50-85%
Economische levensduur	onbekend
Technische levensduur	onbekend
Realisatietijd	onbekend

Energiebronnen

De bronnen voor het vullen van een seizoensopslag zijn idealiter hoge temperatuur, zodat opwaarderen niet of in beperkte mate nodig is, of die beschikbaar zijn op momenten dat de vraag laag is. Voorbeelden zijn geothermie, mits het vermogen op momenten in het jaar de vraag overschrijdt, of zonthermie dat met name in de zomerperiode beschikbaar is wanneer de vraag naar warmte lager is dan in de winter.

Wat zijn de kosten van seizoensopslag?

Tabel 28 - Kosten MTO en HTO inclusief warmtepomp (HTO en MTO: business case verbeteraar in de warmtetransitie | IF Technology)

Parameter	Eenheid	
Investeringskosten	Miljoen €	1 tot 4 (MTO) 2,5 tot 5 (HTO) (Godschalk, 2022)
Investeringskosten	€/MWh	200 – 300 (Nationaal Programma RES, 2023a)
Kostprijs warmte	€/GJ	5 tot 35

Hoe toekomstbestendig is seizoensopslag?

Voor een wko gaan we uit van een levensduur van 30 jaar (DWA installatie- en energieadvies, 2011). Voor een HTO is dit nog onbekend, maar omdat het volgens dezelfde principes werkt, schatten we dit op eenzelfde orde grootte.

Een seizoensopslag kan warmte leveren op momenten dat hiernaar vraag is, mits er voldoende warmte van een bron in de seizoensopslag aanwezig is. De warmte die te veel geproduceerd wordt in de zomer wanneer de vraag laag is, is beschikbaar om in de winter, wanneer de vraag naar warmte hoger is, omhoog te pompen. De beschikbaarheid is dus afhankelijk van de bron, niet van de opslag zelf.

De uiteindelijke kosten zijn, net als bij geothermie, afhankelijk van de lokale ondergrond. Onder andere de permeabiliteit en de omvang van de aquifer bepalen hoeveel warm water opgeslagen en terug gewonnen kan worden. De combinatie met een warmtepomp maakt het systeem gevoelig voor kostprijsstijgingen van elektriciteit.

Verdere aandachtspunten bij seizoensopslag

Omdat MTO- en HTO-technieken zijn die gebruik maken van de ondergrond is er altijd een risico op effecten op de ondergrond, zoals bijvoorbeeld geochemische effecten en warmte afgifte aan drinkwater.

Een ander aandachtspunt is de vergunningsverlening. Voor een diepte minder dan 500 meter zijn temperaturen tot 25 graden ˚C toegestaan vanwege het Waterbesluit. Een HTO valt net als een wko onder de juridische definitie Open Bodemenergiesysteem, maar voor dieptes onder 500 meter geldt de Mijnbouwwet.

A.13.2 Haalbaarheid seizoensopslag Diemennet

Waar en hoeveel seizoensopslag kan worden gerealiseerd?

PTES en TTES hebben een groot oppervlak nodig voor de hoeveelheid warmte die opgeslagen kan worden. In de regio van het Diemennet is ruimte schaars. Om deze reden zien wij PTES of TTES niet als geschikte technieken voor de seizoensopslag van warmte voor het Diemennet.

Voor de realisatie van een HTO met een (voldoende) hoog rendement zijn een aantal eigenschappen van de bodem belangrijk. Zo moet het opslagpakket een voldoende debiet en rendement kunnen leveren, en is een goed afsluitende kleilaag boven de opslag wenselijk om warmteverliezen te beperken en effecten op ondiepere lagen te dempen. Daarnaast mag de opslag niet in een waterwingebied liggen.

In principe is de ondiepe ondergrond in Nederland, met een afwisseling van klei en zandlagen, geschikt voor een HTO. In Middenmeer is een HTO in gebruik, die tot nu toe naar verwachting functioneert. Het bovengronds ruimtegebruik van HTO is klein. Om deze redenen is het niet onwaarschijnlijk dat meerdere potentiële locaties voor HTO gevonden kunnen worden.

Seizoensopslag wordt pas interessant als er meer duurzame basislastbronnen zijn dan basislast. Ook moet de warmte die wordt gebruikt om de HTO te laden een lage warmteprijs hebben.

Stappen in ontwikkelen seizoensopslag

Voor het ontwikkelen van een seizoensopslag moeten een aantal stappen worden doorlopen:
1. Ontwikkelen van een potentiekaart.
2. Onderzoek naar een geschikte locatie samen met de gemeenteraad.
3. Start omgevingsproces.
4. Maken van een investeringsplan.
5. Proefboring en testen doorlaatbaarheid (deze stap is wel of niet nodig afhankelijk van context en locatie).
6. Ontwikkelen van de bron en installatie van de pomp en technische ruimte.
7. Aanleg infrastructuur: warmtenet tussen locatie HTO en huidige warmtenet.

Inschatting rol seizoensopslag in het Diemennet

Seizoensopslag in de vorm van een HTO kan waardevol zijn voor het Diemennet.
Voordelen zijn het verlagen van leveringskosten door het leveren van warmte op momenten dat de vraag hoog is en de kosten voor productie van ook hoog zijn.

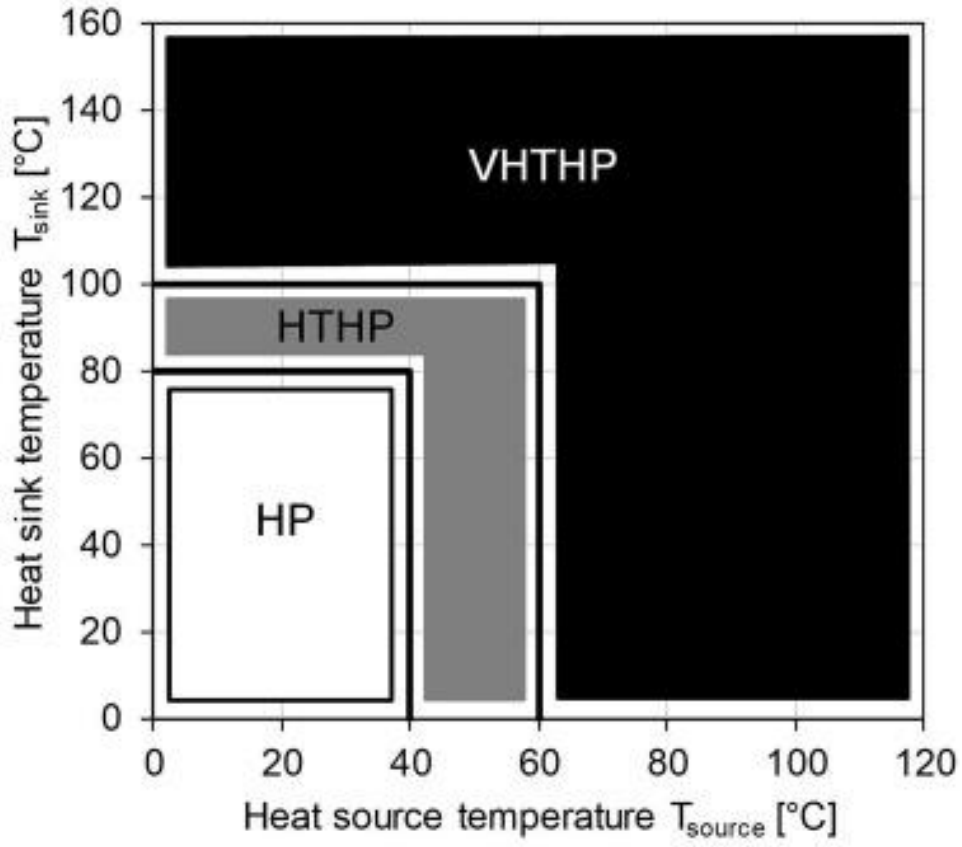
Een belangrijk nadeel is dat er in Nederland slechts één HTO operationeel is en er daarmee nog geen inzicht is op de werking op de lange termijn. Daarnaast is het zo dat de investeringskosten en de productiviteit afhankelijk zijn van de locatie, en daarmee onzekerheden met zich meebrengt.

B Opwaardering met warmtepompen

Het Diemennet levert doorgaans warmte aan aansluitingen tussen de 70 en 90 ˚C. Door de grotere hoeveelheid warmte die getransporteerd moet worden in de wintermaanden is het nodig dat de temperatuur van de warmtebron bij productie hoger ligt, tussen de 95 en 110 ˚C. De meeste warmtebronnen produceren warmte op een lagere temperatuur waardoor opwaardering met een warmtepomp noodzakelijk is. In deze bijlage beschrijven we welke warmtepompen hiervoor geschikt en beschikbaar zijn.

De meeste commerciële warmtepompen kunnen warmte leveren tot maximaal 80 ˚C. Zoals weergeven in Figuur 19, zijn speciale warmtepompen nodig voor het opwaarderen naar hogere temperaturen, bijvoorbeeld 110 ˚C in de transportleidingen van het Diemennet. Deze warmtepompen worden ook wel zeerhogetemperatuurwarmtepompen (ZHTWP) genoemd. Grootschalige ZHTWP-installaties zijn nog beperkt commercieel beschikbaar en worden vooral toegepast in pilotprojecten.

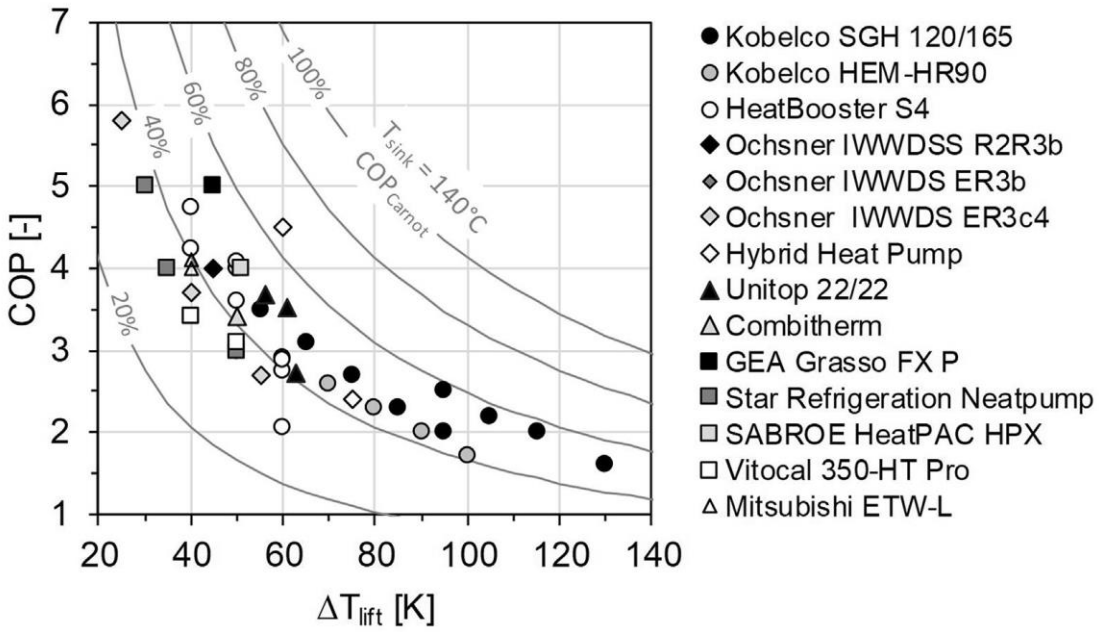
Figuur 19 - Ontwikkeling van temperatuurniveaus voor compressiewarmtepompen, HP: conventionele warmtepomp, HTHP: warmtepomp met hoge temperatuur, VHTHP: warmtepomp met zeer hoge temperatuur



Bron: (Arpagaus, 2018).

Het opwaarderen van warmte van lage-temperatuurbronnen naar hogere temperaturen resulteert in een lagere efficiëntie (Coëfficiënt of Performance, COP). Figuur 20 illustreert hoe de COP van een hogetemperatuurwarmtepomp varieert op basis van het temperatuur-verschil tussen de warmtebron en de gewenste temperatuur van de warmteafgifte, oftewel de temperatuurstijging door opwaardering van warmte.

Figuur 20 – Efficiëntie van hogetemperatuurwarmtepompen



Bron: (Arpagaus, 2018).

In Tabel 29 staan de SDE-voorbeeldprojectkosten van een warmtepomp met een output-vermogen van 2,8 MW_{th} (COP 3,5) voor opwaardering tot 70 ˚C (SDE++ 2023). De SDE++-regeling vereist een minimale COP van 3. Als we de helling in Figuur 20 volgen dan betekent dat op dit moment een lift van maximaal 60 ˚C subsidiabel is. Om 110 ˚C te halen is zo een brontemperatuur van circa 50 ˚C nodig.

Tabel 29 - Kosten grootschalige warmtepompen voor opwaardering tot 70 ˚C

Parameter	Eenheid	Conceptadvies SDE++ 2023
Vollasturen	uur/jaar	8.000
Investeringskosten	€/kW_{th},output	1.035
Vaste operationele kosten	€/kW_{th},output/jaar	60,5
Variabele operationele kosten	€/kWh_{th},output	0,0245
Basisbedrag SDE++	€/kWh_{th},output	0.0530

Bron: SDE++ 2023.

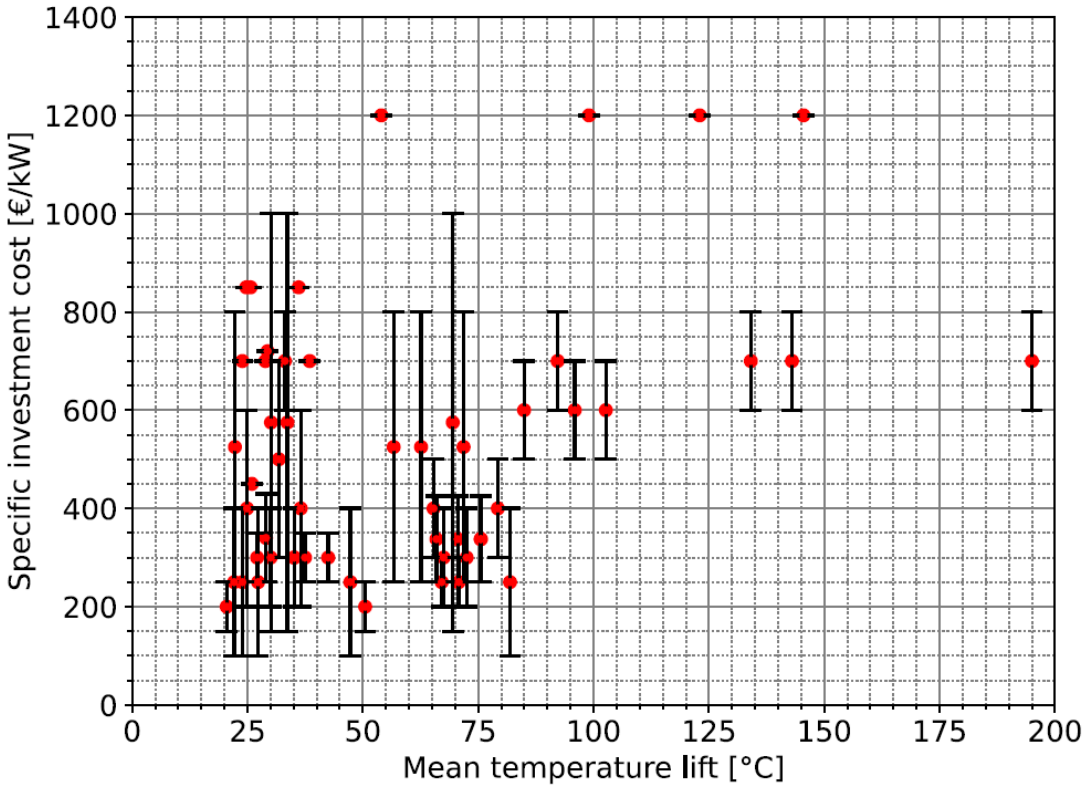
Deze investeringskosten zijn inclusief:
- warmtepompsysteem;
- warmtewisselaars;
- aanpassingen infrastructuur binnen het hek;
- civiele werken;

- afkoppelen huidige warmtevoorziening;
- pompen;
- engineering.

Voor gesloten warmtepompen worden ook meegenomen: kosten voor aanpassingen infrastructuur buiten het hek.

De investeringskosten van hogetemperatuurwarmtepompen, die warmte tot 160 ˚C kunnen opwaarderen zijn in verschillende bronnen opgenomen. Figuur 21 laat zien hoe de specifieke investeringskosten variëren afhankelijk van temperatuurstijging. Gezien de grote variatie in kosten gebruiken we deze grafiek om de gemiddelde kosten te schatten van deze systemen op basis van de temperatuurstijging per warmtebron. We gaan ervan uit dat de specifieke investeringskosten van een warmtepomp installatie circa 50% van de totale kosten van realisatie zijn. Bijvoorbeeld, bij een temperatuurstijging van 70-90 ˚C gaan we uit van 700 €/kW_{th} specifieke investeringskosten en 1.400 €/kW_{th} totale investeringskosten.

Figuur 21 - Specifieke investeringskosten van warmtepompen als functie van de gemiddelde temperatuurstijging



Bron: Task 1 - Technologies - Annex 58 (2023)

Op basis van COP en de temperatuurstijging bepalen we in Tabel 2925 en Tabel 3026 het thermische vermogen van de warmtepomp(en) om de warmte van verschillende bronnen te opwaarderen tot 90 ˚C, of tot 110 ˚C voor het Diemennet. Hierdoor laten we het verschil van investeringskosten voor opwaardering van warmte vanuit verschillende bronnen zien, en drukken we de investeringskosten uit in miljoenen euro's per megawatt van de broncapaciteit.

Tabel 30 - Overzicht warmtebronnen en de kosten van opwaardering met een hogetemperatuurwarmtepomp tot 90 ˚C

Bronnen	Temp. Bron (˚C) Gemiddeld	COP WP	Investeringskosten (mil€/MW_{th})
TEO	15	2,5	2,4
TEA	18	2,5	2,4
Zonthermie	65	5	0,7
datacenter restwarmte	32	3	1,5
Geothermie	70	6	0,8
Warmte AEB	110	N.v.t.	N.v.t.

Tabel 31 - Overzicht warmtebronnen en opwaardering met warmtepomp tot 110 ˚C

Bronnen	Temp. Bron (˚C) Gemiddeld	COP WP	Investeringskosten (mil€/MW_{th})
TEO	15	2	2,8
TEA	18	2	2,8
Zonthermie	65	3	0,9
datacenter restwarmte	32	2,5	2,0
Geothermie	70	4	1,0
Warmte AEB	110	N.v.t.	N.v.t.

De kostenkengetallen die zijn opgenomen in de SDE++-regeling en als basis dienen voor de kostenschatting, hebben de kosten van industriële hogetemperatuurwarmtepompen slechts beperkt opgenomen. De vergelijking die hierboven gedaan is illustreert het verschil in kosten per opwaarderingsniveau. Bovendien ligt de COP bij opwaardering naar 110 ˚C voor de meeste bronnen onder de efficiëntie-eis van de regeling (3).

Concluderend stellen we dat de warmtepompen die voor het Diemennet nodig zijn een wezenlijk hogere investering en lagere COP hebben dat de warmtepompen waarmee standaard (in de SDE++ en bij nieuwere warmtenetten) wordt gerekend.

C Beschikbaarheid transport-vermogen elektriciteit

Ontwikkelingen in elektrificatie van het energiesysteem zijn de afgelopen jaren sneller gegaan dan wat de netwerken kunnen faciliteren, waardoor er op veel plekken in Nederland sprake is van netcongestie. Bij netcongestie wordt lokaal meer vermogen gevraagd dan wat er fysiek vandaan of naartoe getransporteerd kan worden. Netcongestie valt te mitigeren door slimmer om te gaan met de bestaande transportinfrastructuur, maar zal voor een groot deel moeten worden opgelost door verzwaring van het net.

Voor het Diemennet is specifiek afnamecongestie relevant omdat er voor veel bronnen elektrisch vermogen nodig is om de kwaliteit van warmte op te waarderen met een warmte-pomp. Hoewel de netbeheerders inspanningen doen om meer vermogen te faciliteren is er de komende jaren sprake van een ‘maakbaarheidsgat’. Door de doorlooptijd van vergun-ningsprocessen, ruimtegebrek en tekorten aan uitvoerend personeel, materiaal en/of financiële middelen zullen de grootste problemen met netcongestie naar verwachting pas over tien tot vijftien jaar zijn verholpen. In deze periode zullen alternatieve warmte-bronnen voor het Diemennet moeten worden ontwikkeld en transportvermogen moeten verkrijgen. Hoewel transportvermogen dus schaars is en waarschijnlijk blijft, is het aan-sluiten van warmtebronnen met warmtebronnen iets wat netcongestie beperkt als dat betekent dat gebouwen niet op individuele warmtepompen worden aangesloten.

Het vermogen van de installatie is indicatief voor op welk netvlak aangesloten dient te worden. Op het hoogspanningsnet van TenneT worden aansluitingen met een vermogen van 100 MW of meer aangesloten, vermogens onder de 60 MW worden aangesloten op het middenspanningsnet van Liander. Dat betekent dat de e-boiler van Vattenfall (op de locatie van de Diemencentrale, naast een TenneT onderstation) op het hoogspanningsnet is aan-gesloten, maar dat veel kleinere bronnen waarschijnlijk op het middenspanningsnet zullen worden aangesloten.Dat betekent dat de elektrische boiler van Vattenfall
(op de locatie van de Diemencentrale, naast een TenneT onderstation) op het hoogspan-ningsnet is aangesloten, maar dat veel kleinere bronnen waarschijnlijk op het midden-spanningsnet zullen worden aangesloten.

Figuur 22 - Verwachtte ontwikkeling beschikbaar elektrisch transportvermogen op onderstations voor afname rond Diemennet. Huidige situatie (boven) en verwachtte situatie over 10 jaar (onder)



Bron: (VIVET, 2023). Data januari 2024.

In Figuur 22 laten we de verwachtte ontwikkeling van het beschikbaar transportvermogen voor afname op het middenspanningsnet zien, gebaseerd op publieke informatiebronnen. Deze ruimte én de ontwikkeling zijn sterk indicatief, inzichten over netcongestie veranderen snel. Er kan meer elektrificatie plaatsvinden dan voorzien, netbeheerders blijven daarnaast hun verzwaringen opschalen en ook de flexibilisering van netgebruik kan de situatie over tien jaar sterk doen veranderen. Op de bovenste kaart de huidige situatie. Op veel plekken in en rond Amsterdam en Almere is nog een beperkte hoeveelheid capaciteit beschikbaar op onderstations. Dat betekent niet direct dat nieuwe afname kan worden aangesloten, omdat deze ruimte bijvoorbeeld is gereserveerd voor autonome ontwikkelingen.

Inzichten interviews Liander

We valideerden de inzichten over beschikbare netcapaciteit in interviews met gebiedsregisseurs van Liander over netcapaciteit in regio's Almere en Amsterdam.
Door congestie is er geen nieuwe transportcapaciteit beschikbaar. Congestie speelt zowel op het niveau/netvlak van TenneT als dat van Liander. Gebrek aan capaciteit bij TenneT is nu de directe aanleiding voor de tekorten op Liander-niveau, maar als Liander niets parallel haar stations zou verzwaren dan zou er na verzwaring van Tennet al snel weer tekort ontstaan op het netvlak van Liander.

Liander bouwt parallel aan TenneT aan nieuwe onderstations. Idealiter is de nieuwe infrastructuur van Liander voor of tegelijkertijd klaar aan die van TenneT, zodat in één keer weer veel meer capaciteit beschikbaar komt.

Het verzorgingsgebied rond het Diemennet kan, bekeken vanuit het elektriciteitsnet en bijbehorende netcongestieknelpunten, opgedeeld worden in twee gebieden: Almere en Amsterdam. In beide gebieden is er op dit moment vrijwel geen nieuwe capaciteit beschikbaar voor afname. De knelpunten en ontwikkelingen per gebied zoals deze nu bekend zijn en ingeschat worden, zijn als volgt.

In Almere verwacht men weer capaciteit vanaf 2029/2030. Op TenneT-niveau hangt dit samen met de verzwaring van vier stations Lelystad, Breukelen, Dodewaard en Doetinchem. Deze stations vormen op dit moment één 'pocket', een geïsoleerd of afgescheiden deel van het net waar de energievoorziening en -vraag lokaal in balans wordt gebracht, los van het bredere netwerk. De netbeheerder is bezig de topologie van het net zo aan te passen dat dit vier aparte pockets worden waardoor er minder onderlinge afhankelijkheid is. In Almere heeft Liander nu drie onderstations: Almere de Vaart, Almere (centraal gelegen) en Pampus. Liander is bezig met realisatie van een nieuw station aan de oostkant van de stad.

Capaciteit in Amsterdam is naar verwachting vanaf 2032/2033 weer beschikbaar.
Het knelpunt in dit gebied ligt wederom bij TenneT en hangt om de verzwaring van stations Weesp en Beverwijk. Ook hier moet Liander in haar eigen net parallel verzwaringen uitvoeren, maar ze verwacht deze uitgevoerd te hebben voordat TenneT klaar is met aanpassingen bij Weesp en Beverwijk.

Op basis van de huidige ontwikkelingen verwacht de netbeheerder met de verzwaringen voldoende netcapaciteit te realiseren voor de energietransitie. In haar ramingen is echter geen grootschalige elektrificatie van de bronnen van het Diemennet meegenomen.

Alternatieve transportrechten

Alternatieve transportrechten zouden in theorie soelaas kunnen bieden, bijvoorbeeld een non-firm aansluit- en transportovereenkomst (ook wel NFA). Deze contractvorm wordt op dit moment door netbeheerders en ACM ontwikkeld en wordt nog niet gestandaardiseerd aangeboden. Dit is transportcapaciteit die slechts bepaalde momenten van de dag, week of seizoen beschikbaar is voor aangesloten partijen. Non-firm afnamecapaciteit kan voor netgebruikers alleen uit wanneer zij hun elektriciteitsbehoevende processen kunnen inregelen. Een elektrische boiler zou een warmtebuffer bijvoorbeeld tijdens uren met NFA-vermogen kunnen opladen, om vervolgens de buffer tijdens uren met beperkte netcapaciteit leeg te produceren. De NFA is niet voor alle warmtebronnen een logische optie. Een warmtepomp die een basislastbron opwaardeert heeft een constant vermogen nodig en zou bij gebrek aan firm-capaciteit een alternatieve elektriciteitsbron nodig hebben. Een batterij, aggregaat of wkk zouden hier bijvoorbeeld bij moeten worden gezet. Desgevraagd geeft Liander aan hier momenteel beperkt potentieel voor te zien.

In specifieke gevallen zouden alternatieve contracten wel mogelijk kunnen zijn, maar dit is maatwerk.

Conclusie

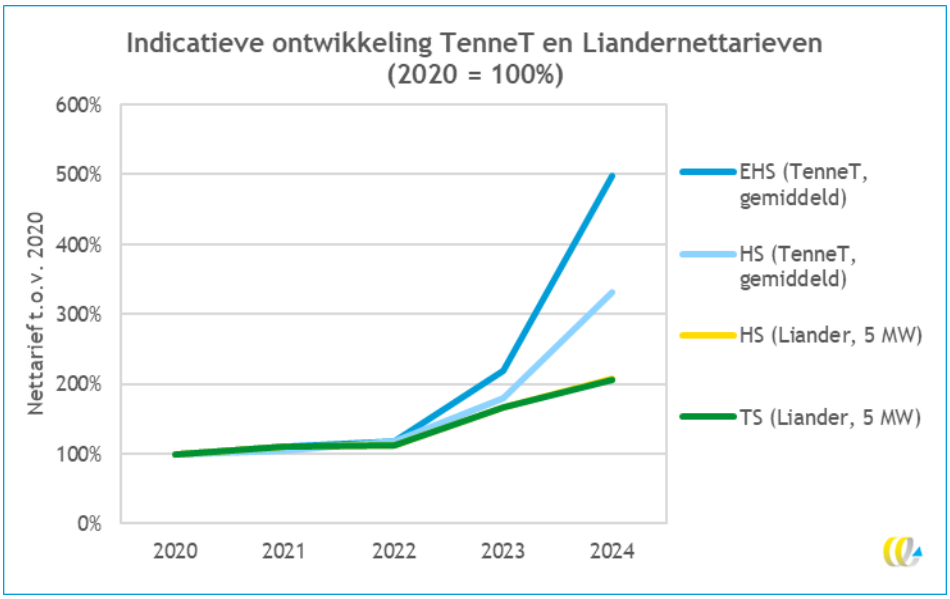
We verwachten op basis van de broninventarisatie dat nieuw te ontwikkelen bronnen hoofdzakelijk op het middenspanningsnet. In Almere is naar verwachting 2029/2030 nieuw vermogen beschikbaar, in Amsterdam pas in 2032/2033. Totdat de verzwaringen zijn afgerond ziet de netbeheerder geen mogelijkheden voor grote hoeveelheden vast transportvermogen voor het Diemennet. Voor alternatieve transportrechten is er mogelijk, maar waarschijnlijk beperkt potentieel. Om tot die tijd toch vermogen aan te sluiten zijn alternatieve transportrechten en/of lokale elektriciteitsvoorzieningen als batterijen, aggregaten of wkk's nodig. In het geval van een aggregaat of wkk is een nieuwe bron dus tijdelijk niet klimaatneutraal. Omdat er in Almere eerder weer vermogen beschikbaar is kan dit aanleiding geven om hier te beginnen met het ontwikkelen van bronnen met warmte-pomp.

D Ontwikkeling nettarieven

Tarieven van netbeheerders voor aansluitingen zijn de afgelopen jaren sterk gestegen. Deze ontwikkeling zet de businesscase voor elektrificatie onder druk. Omdat veel van de potentiële klimaatneutrale warmtebronnen opwaardering naar een hogere temperatuur nodig hebben is het nodig deze ontwikkeling richting 2030 en daarna mee te nemen in de potentie-inschatting.

In Figuur 23 staat een indicatieve ontwikkeling van nettarieven voor grootschalige aansluitingen in het Diemennet-gebied (TenneT, 2023), (Liander, lopend). We zien dat de kosten voor aansluitingen op het net van de regionale netbeheerder in 2024 twee keer hoger liggen dan vier jaar eerder. De kosten voor aansluitingen op het hoogspanningsnet van TenneT zijn nog harder opgelopen, voor het HS-net ruim drie keer en voor het EHS-net zijn deze bijna vijf keer hoger dan in 2020. De stijgingen vonden voornamelijk plaats tussen 2022 en 2024.

Figuur 23 - Indicatie van ontwikkelingen in TenneT en Liandertarieven over periode 2020-2024. Voor Liandertarieven is een versimpelde aansluiting verondersteld van 5 MVA met 5 MW_{max}. Liander's TS/MS & HS/MS aansluitingen volgen dezelfde trend. Bewerking CE Delft op TenneT en Liandertarieven



Er zijn twee hoofdredenen voor de stijgende tarieven. Enerzijds investeren de netbeheerders de afgelopen jaren veel meer in een toekomstbestendig energiesysteem en moeten deze investeringen worden gedekt in de tarieven. De tweede rede is de hogere inkoopkosten voor netbeheerders. Dit zijn de kosten voor onderhoud en beheer van het net. Onder andere de stijgende prijzen voor materiaal en arbeid spelen hier een rol, maar ook de kosten voor netverliezen stijgen door hogere energieprijzen. Ten slotte stijgen de onbalanskosten, de kosten om het net op elk moment van de dag in balans te houden. Door elektrificatie van het energiesysteem komt er aan de ene kant meer afname bij, en door de groei van wind en zon zijn er steeds meer momenten met overschot.

Om invoeding en afname op elkaar te blijven afstemmen is de ontwikkeling en benutting van flexibiliteit in het systeem nodig.
De netbeheerders en ACM zijn bezig met het ontwikkelen van nieuwe producten voor transportvermogen, zogenaamde Alternatieve Transportrechten (Netbeheer Nederland, 2023b). De kern van deze producten is dat transportvermogen niet meer vast beschikbaar is op elk moment van de dag, maar dat alleen tijdens specifieke momenten op de dag (extra) vermogen mag worden afgenomen. Met deze contracten kan in theorie de restcapaciteit op het elektriciteitsnet beter worden benut, mits aangeslotenen in staat zijn hun proces of productie hierop af te stemmen.

Hoewel er veel wordt verwacht van alternatieve transportrechten is het op dit moment onduidelijk hoe veel potentieel transportvermogen hierdoor ontsloten wordt en wat voor tariefstelling de rechten gaan hebben.