



Bij twijfel: gasnet laten liggen



CE Delft

Committed to the Environment

Bij twijfel: gasnet laten liggen

Dit rapport is geschreven door:
Cor Leguijt, Frans Rooijers, Reinier van der Veen, Emiel van den Toorn

Delft, CE Delft, januari 2025

Publicatienummer: 25.230379.047

Opdrachtgever: Enexis Netbeheer B.V.
Uw kenmerk: 4800010137

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Cor Leguijt (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	3
1	Inleiding	5
	1.1 Aanleiding	5
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	5
	1.3 Afbakening	6
	1.4 Leeswijzer	6
2	Huidige situatie gasdistributie	7
	2.1 Gasnetbeheerders	7
	2.2 Volumes, lengtes, aantallen aansluitingen	9
	2.3 Huidige kosten gasnetbeheer	10
	2.4 Huidige ontwikkelingen	12
3	Geleerde lessen tot nu toe	17
	3.1 Wat leert de energietransitie tot nu toe over de toekomst van 'gas'?	17
	3.2 Relevante factoren voor regionale gasnet van de toekomst	20
4	Toekomst gasnetten per soort gebied, in 2050	22
	4.1 Opzet van de analyse	22
	4.2 Onderscheid naar verschillende soorten gebieden	23
	4.3 Huidige aantallen en korte termijn (2030)	28
	4.4 Lange termijn (2050, MIN en MAX)	30
	4.5 Bedrijventerreinen	34
	4.6 Korte vergelijking MIN- en MAX-scenario	34
	4.7 Gas in de I13050-scenario's van Netbeheer Nederland	35
5	Wat als....?	37
	5.1 Wat als: Ingezet op MIN-scenario, maar gas toch ruim voorradig	37
	5.2 Wat als: Ingezet op MAX-scenario, maar gas toch duur	38
	5.3 Wat als: goedkope waterstof?	39
	5.4 Wat als: het gasnet geschikt is voor verschillende gaskwaliteiten?	40
	5.5 Wat zijn de opties voor Enexis om, om te gaan met de onzekerheden?	41
6	Conclusies en aanbevelingen	45
	Referenties	46
A	Bijlage: toekomstige ontwikkeling netkosten per aansluiting	48



Samenvatting

Uit de analyse hoe de regionale netbeheerder Enexis het beste kan anticiperen op een klimaatneutrale energievoorziening en een andere rol voor hun gasnetwerk, is de conclusie dat het beste is om het gasnet te laten liggen, behalve als een warmtenet wordt aangelegd of als in een gebied alle gasaansluitingen worden opgezegd. Met deze strategie kunnen onzekerheden met betrekking tot de prijs en het volume van klimaatneutraal gas het beste worden opgevangen.

De energievoorziening van Nederland verandert drastisch, richting een klimaatneutraal Nederland in 2050. Het huidige netgebonden energiesysteem bestaat nu voor circa 70% uit aardgas en voor 30% uit elektriciteit en warmte. Aardgas zal uiteindelijk uitfaseren en deels vervangen worden door groengas en waterstof. De rol van elektriciteit en ook van warmte-distributie neemt toe. Regionale netbeheerder Enexis heeft CE Delft gevraagd om een beeld te schetsen van de regionale gasnetten in 2050, welke gassen gedistribueerd worden en welke factoren de belangrijkste rol spelen bij de vraag naar gassen. En om aanbevelingen te doen hoe Enexis daarop het best kan anticiperen en welke onderzoeken door Enexis gestart/gesteund kunnen worden.

De komende 25 jaar zal het gasnet niet verdwijnen en heeft het een essentiële rol in het toekomstige klimaatneutrale energiesysteem en in het pad daar naar toe. De belangrijkste functies zijn:

- het distribueren van klimaatneutrale gassen (groengas, waterstof, e-methaan);
- in een aantal gevallen blijft klimaatneutraal gas de goedkoopste oplossing om gebouwen te verwarmen;
- het biedt de mogelijkheid om piekbelasting van het elektriciteitsnetwerk te beperken;
- het biedt eenvoudige en goedkope opslagmogelijkheden voor energie;
- voor bedrijven geldt dat in een aantal gevallen gas een grondstof is of de optimale energiedrager voor de procesenergie.

In deze studie gaat veel aandacht uit naar de gebouwde omgeving, omdat die het grootste deel uitmaakt van de gebieden waar het bestaande regionale gasnet ligt. Daarbinnen hebben de huishoudens het grootste aandeel in het gasgebruik en de aantallen aansluitingen. In 2023, voor Nederland als geheel, gebruikten ruim 7 miljoen huishoudens met een gasaansluiting ruim 8 miljard m³ aardgas.

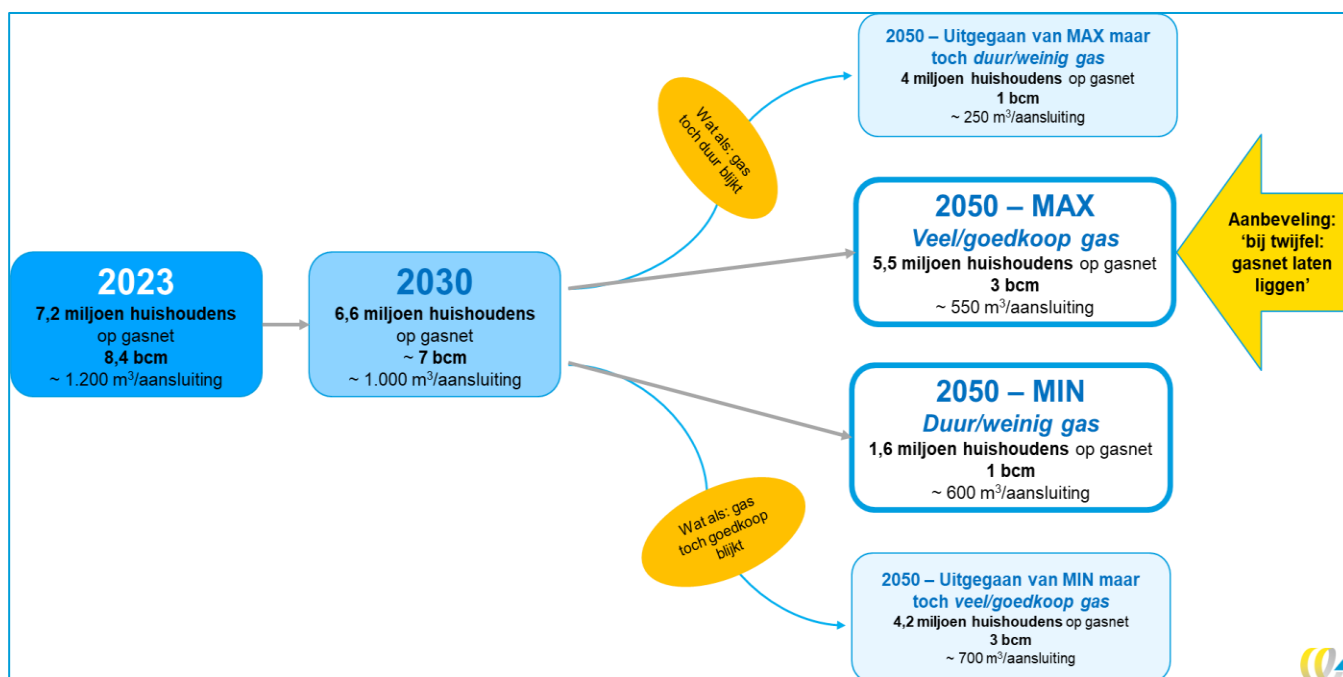
Het regionale gasnet ziet er in 2050 als volgt uit: De hogedruk-distributienetten (HD-netten, met een druk tussen de 200 mbar en 16 bar) blijven overal in stand, voor zakelijke groengasgebruikers, voor de voeding van de lagedruk-distributienetten (LD-netten, met een druk tot en met 200 mbar), voor de piek- en back-upketels van stadswarmtenetten in gebieden met een warmtenet en voor invoeding van groengas¹. Daar waar warmtenetten komen zal het LD-gasnet op termijn volledig verdwijnen. In de andere gebieden is er maatschappelijk gezien de optie om in wijken met veel elektrische warmtepompen het LD-gasnet te verwijderen. Er zijn twee scenario's uitgewerkt voor 2050. De één met een MINimum aantal gasaansluitingen, uitgaande van een situatie dat klimaatneutraal gas duur en weinig beschikbaar is, de ander met een MAXimum aantal gasaansluitingen, uitgaande van een situatie dat er voldoende relatief goedkoop gas beschikbaar is.

¹ In gebieden met een geclusterde grote potentiële waterstofvraag zal sprake zijn van aanleg van nieuwe HD-leidingen voor waterstof.



Kijkend naar verschillende soorten gebieden en rekening houdend met de verschillende manieren om gebouwen klimaatneutraal te verwarmen, is een range tussen de 1,6 (MIN) en 5,5 (MAX) miljoen woningaansluitingen op het LD-gasnet te verwachten. Bepalende factor is daarbij de beschikbaarheid van relatief goedkoop gas (groengas, e-methaan of waterstof) ten opzichte van de kosten van andere verwarmingsopties. Het aantal woningen in gebieden waar een LD-gasnet in stand gehouden blijft laat een range zien tussen de 4,2 (MIN) en 6,1 (MAX) miljoen. Vervolgens zijn er ‘wat-als’ analyses uitgevoerd en is geanalyseerd wat er gebeurt als de regionale netbeheerder zich heeft voorbereid op het MINimum-scenario, maar er uiteindelijk toch veel relatief goedkoop gas beschikbaar komt, en andersom als in het MAXimum-scenario toch de prijs en het beschikbare volume van klimaatneutraal gas tegenvalt. De resultaten van de analyses staan weergegeven in Figuur 1.

Figuur 1 - Uitkomsten van de scenario-analyses



Uit de analyses volgt dat de beste strategie is om zoveel mogelijk LD-gasnetten te laten liggen ('bij twijfel laten liggen'), met uitzondering van de gebieden waar warmtenetten gerealiseerd worden. Zowel de netbeheerder als de aangesloten energiegebruikers en de niet-aangesloten energiegebruikers in het gebied zijn daarmee het meest flexibel voor de ontwikkelingen van de prijs/volumes van klimaatneutraal gas. De aanbeveling daarbij is ten eerste om die ontwikkelingen van techniek en van prijs/volumes te blijven volgen en periodiek te bezien of de strategie aanpassing behoeft. Ten tweede om nader onderzoek te doen naar de mogelijke gevolgen van deze strategie op onder andere de veiligheid, de betrouwbaarheid van de gasvoorziening, de operationele kosten van het in stand houden, de uitgespaarde kosten van het niet-verwijderen, de impact op de ondergrondse ruimte.

Om zich met alle onzekerheden zo goed mogelijk voor te bereiden op de toekomst is de aanbeveling dat Enexis daarnaast nader onderzoek verricht naar:

- De ontwikkeling van netwerkkosten en tarieven voor zowel het voorzieningsgebied van Enexis als geheel, in verschillende scenario's, als voor de wat als? Situatie dat er in specifieke gebieden nog maar enkele gasaansluitingen overblijven.
- Mogelijkheden voor het veilig laten liggen (na buiten bedrijf stelling), herbestemmen of efficiënt verwijderen van bestaande gasnetten.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

De energievoorziening van Nederland verandert drastisch, richting een klimaatneutraal Nederland in 2050. Het huidige netgebonden energiesysteem bestaat nu voor circa 70% uit aardgas en voor 30% uit elektriciteit en warmte (EBN, 2024). De rollen van elektriciteit en van warmtedistributie neemt toe. Aardgas zal uiteindelijk uitfaseren en deels vervangen worden door groengas en waterstof. Die veranderingen in de aardgasvoorziening zijn nu al in volle gang. Belangrijke ontwikkelingen zijn:

- lagere vraag per aansluiting door energiebesparingsmaatregelen;
- afbouwen en sluiting van het Groningengasveld waardoor de nationale gasproductie sterk is afgenomen;
- wegvallen van gasimport uit Rusland via pijpleidingen;
- sterke toename van LNG-importen in Nederland als gevolg van bovenstaande twee ontwikkelingen;
- groeiende decentrale invoeding van groengas, wat bijdraagt aan de verduurzaming van de gasvoorziening.

Daarnaast wordt er hard gewerkt aan het opbouwen van een waterstofketen in Nederland. De focus ligt daarbij op het ontwikkelen van een nationale waterstofinfrastructuur en het verbinden van de vijf grote industrieclusters (Gasunie, 2024). Dit waterstofnetwerk wordt daarmee onderdeel van de gasnetten van de toekomst. De eerste inzet is ter vervanging van grijze waterstof die wordt ingezet als grondstof in de grote industrieclusters. Daarna komt ook vervanging van de aardgasvraag voor industriële hogetemperatuurprocessen in beeld, en voor regelbaar klimaatneutraal elektriciteitsproductievermogen. Parallel wordt gewerkt aan inzet van waterstof(dragers) als brandstof in mobiliteit en transport. De Nederlandse havens zetten in op doorvoer van waterstof naar o.a. Duitsland. In het project HyRegions (Trinomics & BlueTerra, 2024) is verkend waar als eerste regionale concentratiegebieden ontstaan in Nederland, van waaruit ook waterstof naar bedrijventerreinen en naar de gebouwde omgeving zou kunnen worden gedistribueerd. Over de vraag of er daadwerkelijk waterstof naar de gebouwde omgeving moet gaan zijn de meningen verdeeld.

Enexis heeft CE Delft opdracht gegeven om een visie te helpen ontwikkelen op het toekomstige regionale gasnet. Aardgas verdwijnt weliswaar vanwege de klimaatdoelstellingen, maar gas is meer dan aardgas.

1.2 Doel en onderzoeksvragen

Het doel van het project is input leveren voor de strategie en de innovatievisie (onderzoeksagenda) van Enexis.

Het project kent vier deelvragen:

1. Hoe ziet het regionale gasnet er uit in 2050?
2. Welke factoren bepalen het gebruik van gas bij verschillende gebruikers?
3. Wat moet Enexis nu doen om te komen tot het gasnet van 2050? (en hoe kan Enexis het beste anticiperen op de mogelijke ontwikkelingen)
4. Zijn er innovaties/onderzoeken die Enexis kan starten?

1.3 Afbakening

Gedurende het project zijn er twee uitgebreide werksessies gehouden met een groep stakeholders. De inputnotities voor die twee werksessies en de inzichten die tijdens de discussies opkwamen zijn gebruikt om dit eindrapport te schrijven. De verslagen zelf zijn geen onderdeel van dit eindrapport.

De focus in dit rapport ligt op de gasnetten van de regionale gasnetbeheerders.

De transportnetten van GTS worden wel regelmatig benoemd en beschreven omdat ze nu eenmaal deel uitmaken van ‘het gasnetsysteem’ van Nederland. Toekomstige, nieuwe regionale gasnetten, zoals voor waterstof, maken nadrukkelijk onderdeel uit van de scope van deze studie.

In een aantal paragrafen staan punten voor verdere uitbreiding of verdieping benoemd, die door beperking van tijd en budget buiten de ruimte van dit rapport vielen.

1.4 Leeswijzer

Eerst wordt de huidige situatie beschreven en de huidige ontwikkelingen (Hoofdstuk 2). Vervolgens worden enkele geleerde lessen to nu toe getrokken over de energietransitie (Hoofdstuk 3). Daarbij wordt ook ingegaan op de bepalende factoren voor het regionale gasnet van de toekomst. In Hoofdstuk 4 staat eerst de methodologische opzet van de kwantitatieve analyse beschreven, waarna de soorten gebieden beschreven staan die we in deze studie hanteren. Daarna worden cijfers gepresenteerd voor een minimaal en een maximaal-scenario voor de toekomst van de regionale distributienetten. Hoofdstuk 5 is gewijd aan een aantal ‘wat als’-analyses. Aan het eind van dat hoofdstuk staan de analyses hoe Enexis kan omgaan met de onzekerheden, gevolgd door mogelijke onderzoeksoplossingen. Conclusies en aanbevelingen staan in Hoofdstuk 6.

Gasvolumes in dit rapport staan vaak uitgedrukt in bcm (billion cubic metre), een gangbare maat in de ‘gaswereld’. 1 bcm is 1 miljard kubieke meter.

2 Huidige situatie gasdistributie

Het overgrote deel van het ‘netgebonden’² energiegebruik in Nederland bestaat in de huidige situatie uit het gebruik van aardgas. Het totale primaire energiegebruik in 2022 in Nederland bestond voor circa 70% uit aardgas (CBS, 2024a; EBN, 2024), als aardolie en steenkool buiten beschouwing worden gelaten. Het andere netgebonden energiegebruik bestaat uit elektriciteit en warmte. Het aardgasgebruik vertoont een gestaag dalende trend over de jaren heen. In 2023 lag het verbruik op 30 miljard m³ (30 bcm). Er worden in Nederland twee kwaliteiten aardgas geleverd: hoogcalorisch (vooral industrie en elektriciteitsproductie) en laagcalorisch (gebouwde omgeving en een deel van de industrie). Daarnaast is er een geleidelijk groeiende invoeding van groengas, in 2023 bedroeg dit 280 miljoen m³ (CBS, 2024c), oftewel 0,9% van het binnenlands gebruik van aardgas in dat jaar.

Dit hoofdstuk gaat achtereenvolgens in op de Nederlandse gasnetbeheerders, op cijfers over netlengtes, gasvolumes, aantallen aansluitingen, en kosten van het netbeheer; en op de huidige ontwikkelingen.

2.1 Gasnetbeheerders

Het aardgas bereikt de eindgebruikers via de netten van de gasnetbeheerders. Het zijn gereguleerde monopolies.

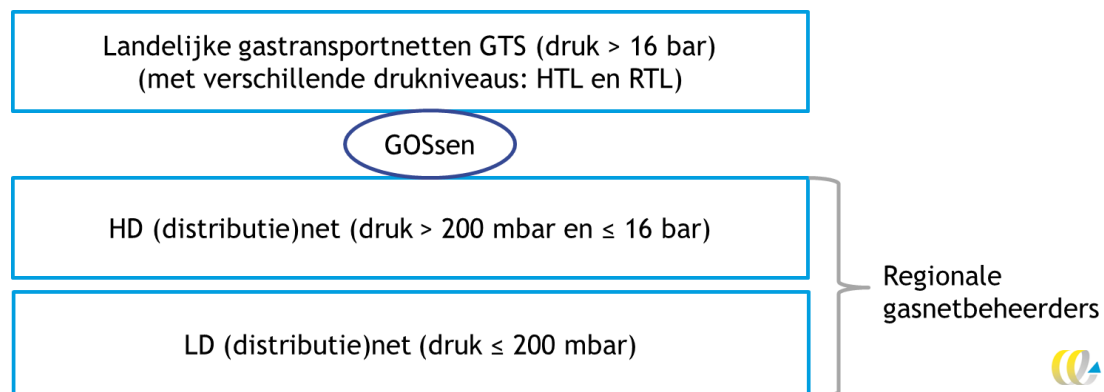
Er is in Nederland één beheerder van de nationale transportnetten: Gasunie Transport Services GTS (GTS, 2024), een onderdeel van Gasunie. GTS beheert het hogedruk-transportnet (HTL) en de regionale transportnetten (RTL). Het HTL (hoge druk, grote leidingen) zorgt voor het transport door het land; het RTL is het fijnmaziger net (middendruk, kleinere leidingen) waar de netten van de gasdistributiebedrijven op zijn aangesloten. Het HTL is op basis van de gassoort verdeeld in een hoogcalorisch netwerk (H-gas) en een laagcalorisch netwerk (G-gas). Het RTL begint met een meet- en regelstation waar vanuit het HTL gas wordt ingevoerd. Het RTL wordt vrijwel alleen gebruikt voor het transport van G-gas.

Vanuit het RTL worden de gasdistributienetten van de regionale gasnetbeheerders gevoed, via GOSsen (de Gas Overdracht Stations) die fungeren als koppelpunt. Er zijn in totaal zes regionale gasnetbeheerders, drie grotere (Alliander, Enexis, Stedin) en drie kleinere (Rendo, Westland Infra, Coteq). De regionale gasdistributienetten kennen ook weer verschillende drukniveaus. Er is onderscheid tussen de lagedruk-distributienetten met een druk van kleiner of gelijk aan 200 mbar, en de hogedruk-distributienetten, met een druk tussen de 200 mbar en de 16 bar, zie Figuur 2. De gasnetten van de regionale netbeheerders vervoeren laagcalorisch gas. De focus in dit document ligt op de netten van de regionale gasnetbeheerders.

Invoeding van groengas vindt op alle drukniveaus plaats, maar op dit moment vooral op de HD-distributienetten. Enexis heeft ook de (Internet Archive) beleidslijn om groengas-invoerders alleen bij hoge uitzondering op de LD-distributienetten aan te sluiten.

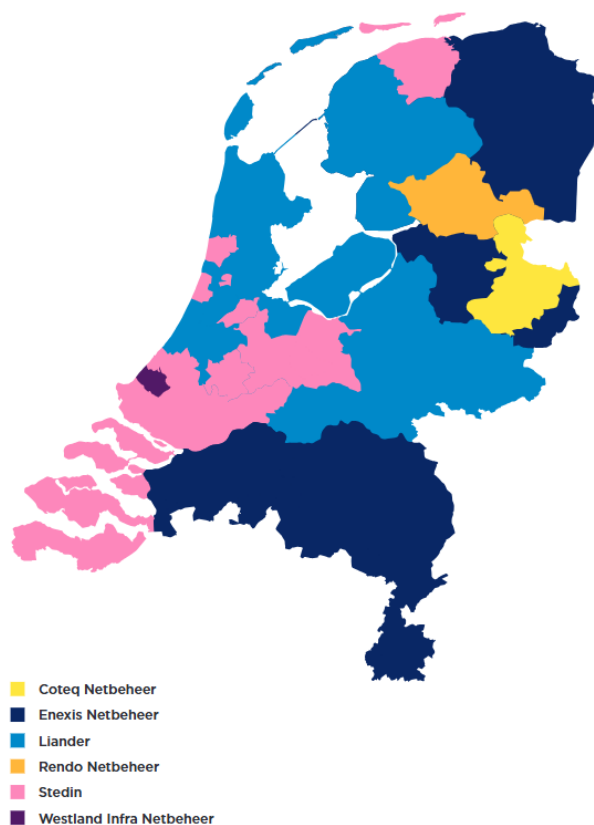
² Het andere grote deel van het energiegebruik, het niet-netgebonden deel, is het gebruik van aardolie-producten, zoals benzine en diesel.

Figuur 2 - Schematische indeling van de gasnetten³



De verdeling van de zes regionale gasnetbeheerders over Nederland staat weergegeven in Figuur 3.

Figuur 3 - Regionale gasnetbeheerders in Nederland in 2022



Bron: (Netbeheer Nederland, 2022).

³ Het HD-net van de regionale netbeheerders is in de praktijk overal maximaal 8 bar. De 16 bar in het schema is de formele grens met de netten van GTS

2.2 Volumes, lengtes, aantallen aansluitingen

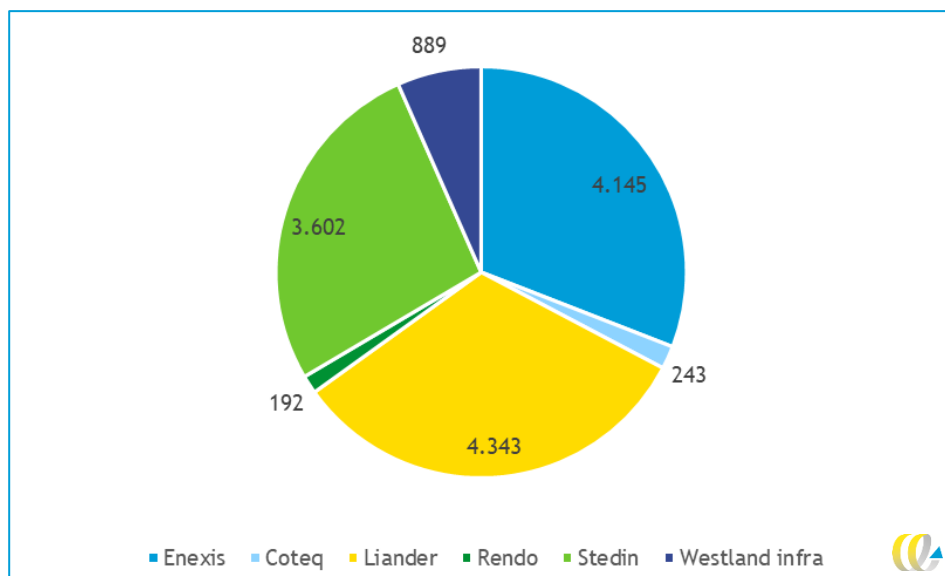
De cijfers in deze paragraaf zijn ontleend aan de jaarverslagen over 2023 van de zes regionale netbeheerders en van GTS. Niet alle netbeheerders geven een onderverdeling naar LD- en HD-distributienetten. Daardoor is een opsplitsing naar LD- en HD-netten niet mogelijk voor de nationale totalen.

De netten van de zes regionale gasnetbeheerders transporteerden in 2023 in totaal 13,4 bcm aan gas, zie Figuur 4. Dat is 45% van het nationale totale verbruik van 30 bcm. Uitgezonderd het groengas, dat nu⁴ grotendeels wordt ingevoerd en gebruikt vanuit de netten van de regionale gasnetbeheerders, vervoerden de GTS-netten het volledige volume van 30 bcm⁵. Het verschil tussen de genoemde 30 en 13,4 bcm is het gas dat rechtstreeks werd afgenomen van de GTS-netten, door de industrie (voor energetisch gebruik en voor gebruik als grondstof), door glastuinbouw en door elektriciteitscentrales.

De totale netlengte van de gasnetten van de regionale netbeheerders bedroeg bijna 116.000 kilometer. Zie Figuur 5. Ruim 80% daarvan bestaat uit het LD-distributienet.

De regionale gasnetten bedienden in 2023 ruim 7,2 miljoen aansluitingen, zie Figuur 6, waarvan ruim 99% op de LD-distributienetten. Dat betreft woningen, winkels, kleine kantoren, kleine scholen, etc.

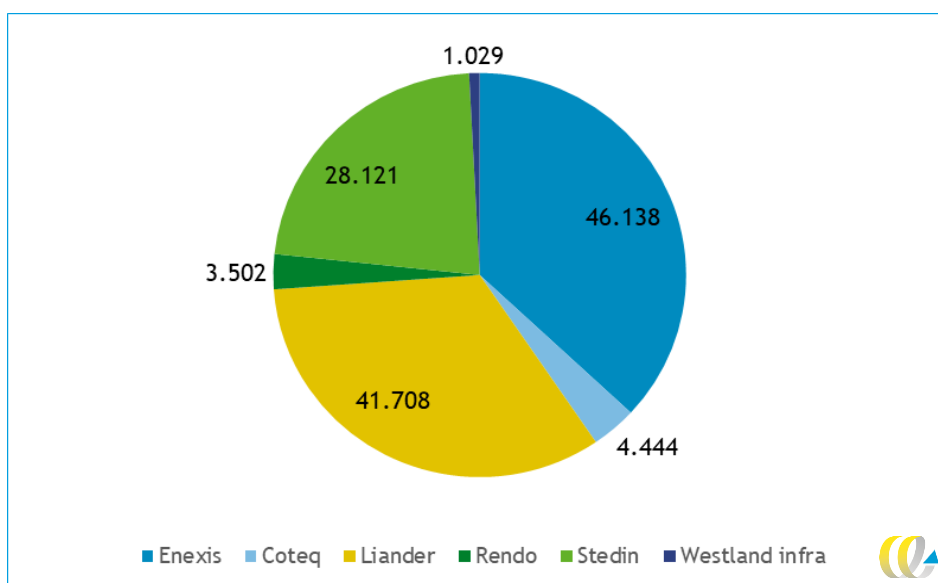
Figuur 4 - Verdeling gasstromen over de zes regionale netbeheerders in miljoenen m³ per jaar. Het totaal bedraagt 13.414 miljoen m³ per jaar



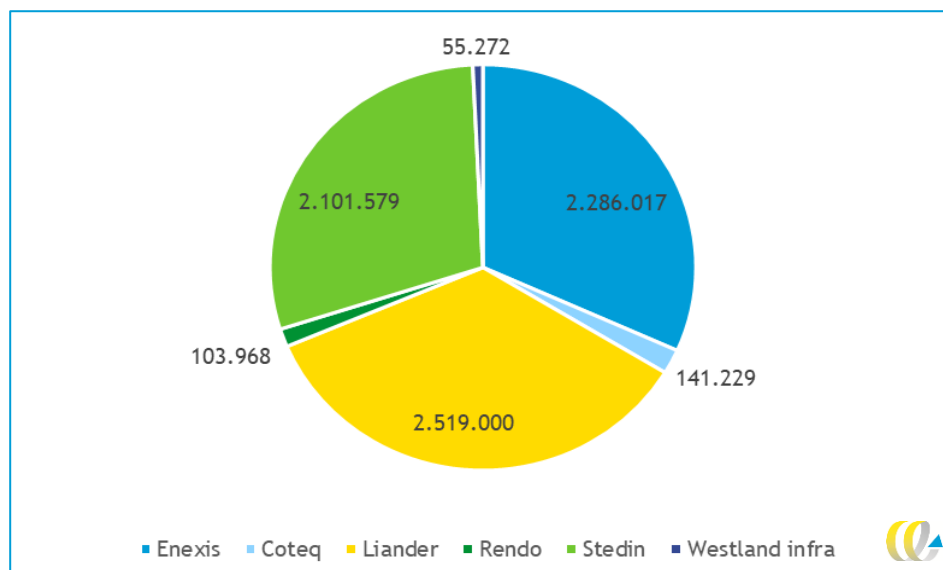
⁴ N.B. Dat kan in de toekomst wijzigen, onder andere met de opkomst van grote vergassers.

⁵ En daarnaast nog het aardgas dat wordt doorgevoerd door Nederland. Het totale volume dat werd getransporteerd in 2023 is ruim 99 bcm. De totale lengte van het GTS-net is 12.000 kilometer.

Figuur 5 - Verdeling netlengtes over de zes regionale netbeheerders in kilometers. Het totaal bedraagt 124.942 kilometer



Figuur 6 - Verdeling aantallen aansluitingen over de zes regionale netbeheerders. Het totaal bedraagt 7.207.065



2.3 Huidige kosten gasnetbeheer

De cijfers en teksten in deze paragraaf zijn grotendeels gebaseerd op (CE Delft, 2024a).

Kosten die de regionale gasnetbeheerder maakt voor kleinverbruik-gasaansluitingen⁶ komen via de factuur van de gasleverancier bij de klant terecht. De gasleverancier heeft daardoor

⁶ Bij grootverbruik-gasaansluitingen op de regionale gasnetten factureert de regionale netbeheerder zelf de periodieke netkosten.

het contact met de klant. De netbeheerder komt alleen in beeld in geval van een storing, bij een meterwissel, en bij nieuwe en gewijzigde aansluitingen. Dit heet het leveranciersmodel.

De tarieven van de regionale gasnetbeheerders zijn gereguleerd en worden vastgesteld door de ACM. Er is onderscheid naar eenmalige kosten en periodieke kosten. In het tarief zitten verschillende onderdelen, zoals kosten voor de aansluiting op het gasnet, kosten van het regionale gasnet, kosten voor de gasmeter, kosten voor de bedrijfsvoering en storingsafhandeling. In 2023 bedroeg het gemiddelde tarief van de regionale gasnetbeheerders voor een huishouden met een standaard gasaansluiting € 217,69 per jaar incl. btw. Dat was ongeveer 12% van de totale gasrekening van een gemiddeld huishouden (van € 1.866 per jaar incl. btw, gebaseerd op een gemiddeld gasgebruik van circa 1.200 m³ per jaar per huishouden⁷, waarbij rekening is gehouden met het prijsplafond voor levering zoals dat gold in 2023).

De kosten van de regionale gasnetbeheerders bestaan voor circa 50% uit kapitaalkosten, en 50% uit operationele kosten voor instandhouding en bedrijfsvoering.

Sinds februari 2024 hoeven huishoudens die ‘van het gas afgaan’ niet meer zelf te betalen voor de kosten van het afsluiten en van het verwijderen van de aansluitleiding. Dit is althans het geval indien ze de planning van het verwijderen van de aansluitleiding aan de gasnetbeheerder overlaten. In dat geval dient die om veiligheidsredenen de aansluitleiding te verwijderen, en worden de kosten daarvan ‘gesocialiseerd’, met andere woorden: die kosten worden in de tarieven verwerkt en worden aldus betaald door alle anderen met een aansluiting op de gasnetten.

Tekstkader 1 - Opslagen voor de nationale gastransportnetbeheerder GTS

De kosten van het nationale gastransportnet worden anders verdeeld over de gebruikers dan bij de regionale gasnetbeheerders. De beheerder van het nationale gastransportnet is GTS, de GTS-tarieven zijn gereguleerd en worden eens per jaar vastgesteld door de ACM. De kosten worden verdeeld over de gebruikers van het gastransportnet. Dat zijn zowel de invoeders als de afnemers. De kosten worden verdeeld op basis van de gasstromen over de zogenaamde entry- en exitpunten van het GTS-net, en komen aldus terecht in de prijzen per kubieke meter aardgas. Een aardgasleverancier met een huishouden als klant koopt aardgas bij de gasproducenten voor ‘de groothandelsprijs’. Bovenop die groothandelsprijs komen dan de GTS-kosten. De gasleverancier rekent daarnaast nog een winstmarge en risico-opslagen.

De GTS-tarieven leiden tot een prijsopslag van circa 2 eurocent per m³ gas voor ‘kleinverbruikers’ zoals huishoudens. Voor een huishouden met een jaarverbruik van circa 1.200 m³ betekent dat een bedrag van circa 23 euro per jaar, oftewel circa 10% van het tarief van het regionale gasnetbeheer.

N.B. In de GTS-tarieven zitten ook kosten voor de stikstofbijmenging verwerkt (van circa 0,25 eurocent per m³).

Die stikstofbijmenging is nodig om van het internationaal verhandelde hoogcalorisch gas de gaskwaliteit met lager methaangehalte te maken die nodig is voor levering aan de Nederlandse kleingebruikers.

⁷ De exacte waarde waar mee gerekend is in dat onderzoek is 1.169 m³ per jaar.

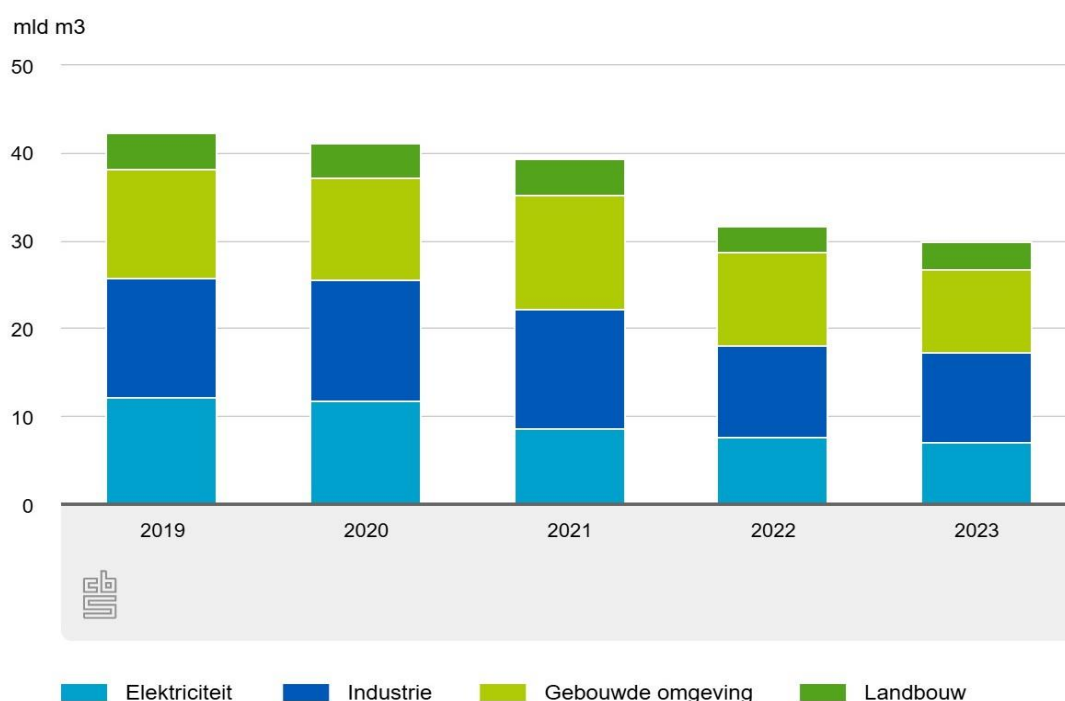
2.4 Huidige ontwikkelingen

Op dit moment zijn de volgende ontwikkelingen zichtbaar met betrekking tot de gebruiksvolumes van gas en gaskwaliteiten.

Afname aardgasgebruik

Het Nederlands aardgasgebruik neemt gestaag af. In het wat verdere verleden lag dat op 40-60 bcm per jaar, in 2023 op 30 bcm, zie Figuur 7. Tussen 2021 en 2022 is er een neerwaartse sprong geweest. De verwachting in de verschillende toekomstscenario's is dat het aardgasverbruik geleidelijk verder afneemt, naar nul in 2050 of naar een relatief klein restgebruik voor de productie van 'blauwe waterstof' (waterstofproductie uit aardgas, met afvang en opslag van de daarbij vrijkomende CO²).

Figuur 7 - Aardgasverbruik Nederland per sector van 2019 tot en met 2023, in miljard m³



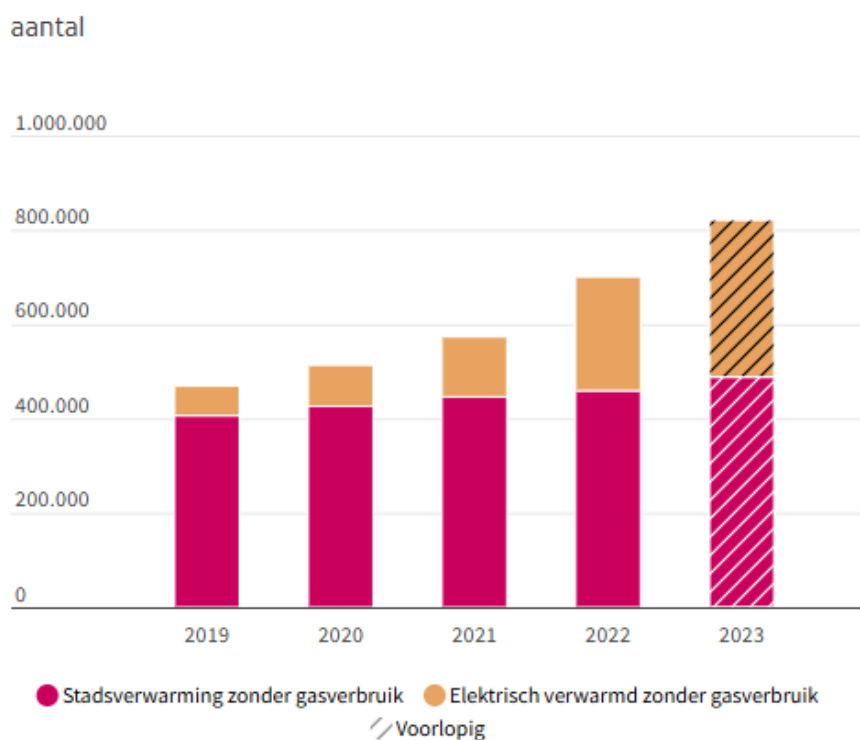
Bron: CBS.

De nationale cijfers zoals Figuur 7 geven het totaal van de gebouwde omgeving. Inzoomend op de Nederlandse woningen, als deelverzameling van de gebouwde omgeving, is er sprake van een geleidelijke toename van het aantal woningen zonder aardgasaansluiting, zoals te zien in Figuur 8. De figuur onderscheidt twee categorieën: woningen met stadsverwarming zonder aardgasaansluiting en woningen met elektrische verwarming en alleen een elektriciteitsaansluiting ('all electric'). Het voorlopig totaal in 2023 bedroeg 821.000. Het totaal aantal woningen in 2023 bedroeg volgens CBS⁸ 8,046 miljoen. Daaruit volgt dat het aantal woningen met een gasaansluiting 7,2 miljoen bedroeg. Als dat aantal

⁸ <https://longreads.cbs.nl/nederland-in-cijfers-2023/hoeveel-woningen-zijn-er/>

vermenigvuldigd wordt met het gemiddeld gasverbruik⁹ per woning met een gasaansluiting, (1.169 m³ per jaar in 2023), dan resulteert een gasverbruik in 2023 voor woningen van 8,4 bcm. Uit Figuur 7 is af te leiden dat dat geleidelijk daalt.

Figuur 8 - Ontwikkeling in de tijd van het aantal woningen in Nederland zonder aardgasaansluiting



CBS, bewerking RVO | 2019 - 2023

Bron: Dashboard klimaatbeleid.¹⁰

Importafhankelijkheid aardgas

De winning van aardgas uit het grote aardgasveld bij Slochteren is gestopt per 1 oktober 2024. Sinds 2018 is Nederland een netto-importeur van aardgas (CE Delft, 2022). De binnenlandse winning bestaat uit een aantal kleinere winningsputten op land en winningsputten op het Nederlands deel van de Noordzee. Het merendeel van het aardgas in Nederland komt nu via pijpleidingen uit Noorwegen en via LNG-importen, op dit moment vooral afkomstig van schaliegas uit de VS. Met het geleidelijk verder afnemen van het aardgasgebruik neemt ook de huidige importafhankelijkheid weer af. Ook de toename van de groengasproductie draagt daar aan bij.

⁹ <https://www.milieucentraal.nl/energie-besparen/inzicht-in-je-energierekening/gemiddeld-energieverbruik/>

¹⁰ <https://dashboardklimaatbeleid.nl/mosaic/mosaic/gebouwde-omgeving>

Toename invoeding groengas

De binnenlandse productie van groengas vertoont een heel geleidelijk oplopende curve over de jaren heen. Om die toename te versnellen is het de bedoeling dat per 2026 de bijmengverplichting groengas voor gasleveranciers ingaat, met een verplichte omvang die jaar op jaar toeneemt tot en met 2030. In 2030 zal het aandeel groengas in het nationale aardgasgebruik circa 4% bedragen¹¹. Het merendeel van dat groengas zal worden ingevoerd op de HD-distributienetten van de regionale netbeheerders, zie (CE Delft, 2024b).

In bepaalde netdelen kan in de zomer een situatie ontstaan van meer productie dan vraag¹². Oplossingen daarvoor zijn onder andere invoeding op een hoger netvlak (met grotere afname in die periode), boosters om het gas naar hogere drukkiveaus te brengen, en het leggen van koppelleidingen tussen verschillende gasnetgebieden waardoor een groter aaneengesloten netgebied met gasvraag ontstaat.

De opschaling van de productie van groengas heeft overigens weer te lijden van netcongestie elektriciteit omdat er een elektriciteitsaansluiting voor nodig is. Hetzelfde geldt ook voor de productie van groene waterstof en zeker voor e-methaan (ook al doen ze dienst als flexoptie).

Gas is onder andere nodig voor beperken piekvraag op het elektriciteitsnet

De gasvoorziening zal een andere rol gaan spelen in combinatie met het elektriciteitsnet. Tot nu toe is aardgas vooral de brandstof om de pieklastcentrales van de elektriciteitsvoorziening te voeden. Dat zal vooralsnog zo blijven, maar wel met een veel geringer volume dan voorheen. De elektrificatie en beschikbaarheid van grote volumes goedkope elektriciteit uit zon en wind zorgen voor een kleiner volume aan aardgas in elektriciteitscentrales bij gelijkblijvende vermogens. Op termijn kan die rol worden overgenomen door waterstof.

Volledige elektrificatie van de warmtevoorziening leidt tot grote pieken in de elektriciteitsvraag en daarmee toenemende netcongestie. Technieken als de hybride warmtepomp maken het mogelijk dat een groot deel van de aardgasvervanging bij een woning met een basislastvoorziening met een elektrische warmtepomp wordt uitgevoerd, terwijl de piekvoorziening met een hr-ketel wordt gedaan. Zo wordt een groot deel van de CO₂-emissiereductie gerealiseerd met een relatief klein beslag op de schaarse netcapaciteit van de elektriciteitsnetten.

Waterstofnetten

Er wordt in Nederland gewerkt aan de totstandkoming van een landelijk waterstof-transportnetwerk. De realisatie daarvan is in handen van Gasunie-dochter HyNetwork. Het waterstoftransportnetwerk bestaat voor meer dan de helft uit gesepareerde voormalige aardgastransportleidingen. Het netwerk gaat de grote industrieclusters verbinden met elkaar, met de importlocaties in de Nederlandse zeehavens en met de nationale waterstofopslag bij Zuidwending. Daarnaast zal het aftakkingen krijgen naar Duitsland en België.

¹¹ Uitgaand van circa 30 bcm aardgasgebruik en een hoogte van de bijmengverplichting in 2030 van (omgerekend) circa 1,1 bcm.

¹² En vice versa in de winter: meer vraag dan lokaal aanbod. In die situatie voorziet nu het huidige 'top-down-aardgassysteem'. In de klimaatneutrale toekomst gaat dat niet 'vanzelf' goed.



Naast de realisatie van het landelijke transportnetwerk wordt er ook gewerkt aan de ontwikkeling van regionale waterstofdistributienetten. Naast de vijf grote industrieclusters wordt hierbij ook gekeken naar andere gebieden waar zich een geclusterde potentiële vraag naar waterstof bevindt. Dit laatste wordt onderzocht onder de werktitel HyRegions (Trinomics & BlueTerra, 2024), waarbij nu elf concrete concentratiegebieden in beeld zijn, zie Figuur 10. De waterstofnetten maken deel uit van de scope van deze studie.

InfraVisie Gasunie, toekomstbeeld van de landelijke transportnetten

Gasunie voorziet in haar InfraVisie landelijke transportinfrastructuur in 2050 voor zowel methaan als voor waterstof (Gasunie, 2024).

Figuur 9 - Toekomstbeeld van de transportnetten



De figuur laat zien dat Gasunie landelijk dekkende transportnetten voorziet voor zowel waterstof als voor aardgas/groengas, beide verbonden met import via havens en pijplijnen, en met pijplijnen naar onder andere Duitsland en België.

Hans Coenen, Gasunie: ‘Soms denken we dat we in Nederland al heel ver zijn met elektrificatie. Toch bestaat de energievraag op dit moment nog voor circa 80 procent uit moleculen, meestal fossiel zoals aardgas. Het aandeel van elektriciteit in de energiemix zal wel toenemen, waarschijnlijk tot ongeveer 50 procent in 2050. Voor de andere helft zijn dan dus nog steeds moleculen nodig. Met alleen windmolens en zonneparken komen we er niet. Moleculen blijven belangrijk, maar het moeten dan wel duurzame moleculen zijn. Daarom moeten we niet alleen inzetten op groene stroom. Het nu verduurzamen van moleculen is net zo hard nodig. Parallel, anders zijn we straks te laat.’

Het landelijke HTL-gastransport is meervoudig met parallelle leidingen aangelegd. Dat maakt dat Gasunie in de bestaande tracés leidingen die nu in gebruik zijn voor aardgastransport kan ‘separeren’ voor transport van waterstof, zodat in essentie een en/en-oplossing ontstaat voor de landelijke transportnetten.

Bij de regionale distributienetten is de situatie anders. Deze gasnetten zijn vermaasd aangelegd achter een GOS (een Gas Ontvangst Station), soms met een koppeling tussen regionale netten, maar *niet* met parallelle leidingen zoals in de landelijke HTL-transportnetten¹³. De consequentie hiervan is dat een individuele aangesloten partij niet

¹³ Datzelfde geldt voor de RTL-netten van GTS, ook die zijn enkelvoudig aangelegd.

zonder meer kan overstappen van de huidige levering van methaan via het netwerk, naar levering van waterstof.

Er zal bij een GOS geen ombouw vinden van aardgas naar waterstof. Voor aftakkingen van het waterstoftransportnet naar een regionaal waternet zullen nieuwe waterstofontvangst-stations (Mulatu et al.) worden gebouwd. Vanwege de ligging van het waterstoftransportnet en de huidige GOSsen hoeven een GOS en een WOS niet bij elkaar in de buurt te liggen.

In het geval van een volledige overgang van aardgas naar waterstof in een gebied, met gebruik van het bestaande aardgasnet voor waterstof, zal er een WOS moeten komen en zal vervolgens het aardgasnet (en de aansluitingen daarop) gesegmenteerd overgezet worden naar waterstof. In één keer overgaan van aardgas naar waterstof kan alleen bij kleine netten met een zeer beperkt aantal aangesloten klanten. Dit vanwege de ombouwtijd per klant en om te voorkomen dat klanten voor lange tijd zonder gas (aardgas of waterstof) zitten.

Figuur 10 - Uitkomst uit het HyRegionsproject (de figuur is daaruit overgenomen)



3 Geleerde lessen tot nu toe

In dit hoofdstuk worden eerst enkele algemene lessen getrokken uit de voortgang van de energietransitie tot nu toe. Er wordt ingegaan op de kosten van de verschillende energiedragers en op de belangrijkste factoren die van belang zijn voor de toekomst van de regionale gasnetten.

3.1 Wat leert de energietransitie tot nu toe over de toekomst van ‘gas’?

3.1.1 Algemene lessen

Veel landen gebruiken aardgas als transitiebrandstof, omdat het veel minder CO₂-rijk is bij verbranding dan huisbrandolie, steenkool en bruinkool. Vanwege het klimaatbeleid zal echter ook het gebruik van aardgas zo spoedig mogelijk naar nul moeten worden teruggebracht, of de bijbehorende CO₂-emissie moet worden afgevangen en buiten het leefmilieu worden gehouden. In het ETS1 (voor de grote industrie en de elektriciteitsproductie) worden (zoals zich het nu laat aanzien) per 2040 geen nieuwe emissierechten meer uitgegeven, in het ETS2 (voor de rest van de economie) is dat per 2044.

Met het terugdringen van aardgasgebruik ontstaan (Tijdelijke commissie Breed welvaartsbegrip) problemen. Aardgasvrij is vaak vertaald als gasvrij, maar daar zit ook een keerzijde aan. Namelijk dat:

- In een aantal gevallen koolstof als grondstof nodig is voor productieprocessen. Dit kan zijn in de vorm van groengas, of liever (want minder conversies nodig) in de vorm van biomassa. De omvang van de koolstofbehoefte van de industrie hangt sterk af van de ontwikkeling in de tijd van het industriële landschap in Nederland en kan dus concurrerend zijn met het gebruik van groengas (of met de daarvoor benodigde biomassa) in de gebouwde omgeving.
- Het elektriciteitsgebruik sterk toeneemt als gevolg van elektrificatie (de overschakeling van aardgas naar elektriciteit), waarbij het elektriciteitsnet de snelle toename van de capaciteitsvraag niet aan kan. Dat is een situatie die nog lang zo zal blijven, er wordt ingeschat tot circa 2040. Met de kanttekening dat de huidige ernstige congestieproblemen wel geleidelijk afnemen, zowel door verzwaring van de elektriciteitsnetten als door de flexmiddelen die worden ontwikkeld.
- Het voorzien in een wintervraagpiek naar elektriciteit, met gelijktijdige terugval van elektriciteitsproductie uit zon en wind zeer kostbaar is, zowel qua netcapaciteit (want lage benutting van dat piekvermogen) als qua piekcentrales (idem: heel weinig draaiuren).
- Aanleg van warmtedistributie kostbaarder is dan enkele jaren terugverwacht werd, met name in bestaande gebouwen waar de verwarmingseenheid niet bij de voordeur zit.
- Het transporteren van waterstof in de vorm van moleculen zonder koolstofatomen, zoals vloeibare waterstof of ammoniak, kan technisch lastig zijn en/of gepaard gaat met veiligheidsrisico's en energieverliezen. Die zijn op zich te pareren, maar dat kan soms erg kostbaar zijn.

Daarbij groeit het besef dat met gasvormige energiedragers op basis van koolstofatomen de afgelopen eeuwen zeer veel ervaring is opgedaan en er, zeker in Nederland, een uitgebreid gasnetwerk ligt. Met de voortzetting van het gebruik van bestaande gasinfrastructuur en bestaande apparatuur bij verbruikers kunnen in principe veel kosten worden bespaard. Voorwaarde daarbij is dan wel dat de fossiele CO₂ buiten het milieu wordt gehouden. Dat kan met groengas, aardgas+CCS en met e-methaan. Inzet van waterstof is mogelijk in de



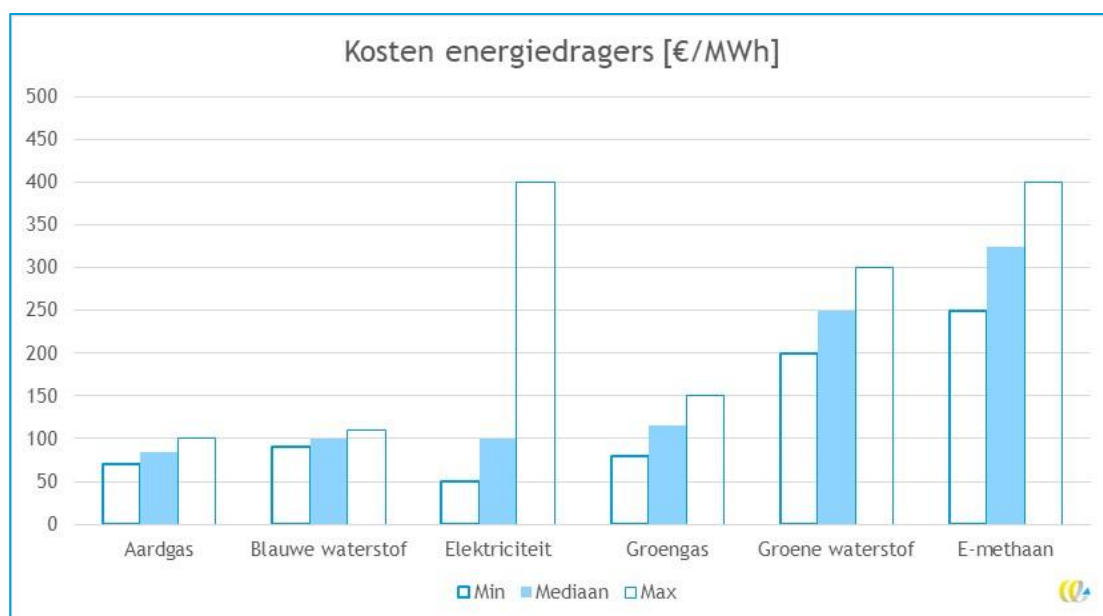
bestaande gasinfrastructuur, maar vergt aanpassing van apparatuur aan de zijde van gebruikers.

3.1.2 Kosten van energie nemen toe

Uitgangspunt bij de discussie over gas blijft het zo snel mogelijk stoppen met de emissies van fossiele CO₂, het duurzaam gebruiken van andere dan fossiele energiebronnen en het beperken van de kosten.

Dit betekent dat gebruik van klimaatneutrale energie, direct of met kortcyclische CO₂-emissie (biomassa) voor de periode na 2040 een gegeven is en dat energie daarmee duurder wordt dan de huidige kostprijs voor energie.

Figuur 11 - Bandbreedte van kostprijzen van energiedragers in een klimaatneutraal Nederland



De kostprijzen zijn exclusief belastingen. Bij aardgas is de ETS-prijs meegerekend. Bij elektriciteit, groene waterstof en e-methaan is de (gebruikte) elektriciteit 100% hernieuwbaar. Alle bedragen zijn exclusief kosten voor infrastructuur.

In Figuur 11 staat de bandbreedte van kostprijzen van energiedragers in een klimaatneutraal Nederland weergegeven. Belangrijk daarbij is dat de kostprijzen van de energiedragers staan weergegeven zonder de kosten van energie-infrastructuur. Dat is bijvoorbeeld van belang omdat voor verdere elektrificatie de elektriciteitsnetten moeten worden verzwaaard, terwijl voor gebruik van groengas de bestaande gasnetten gebruikt kunnen worden.

De waarden in de figuur zijn gebaseerd op de volgende berekeningen en aannames:

- Aardgas kost de consument momenteel circa 60-70 €ct per m³ (€ 60-70 per MWh), zonder belastingen.¹⁴ Daar komen steeds hogere ETS-kosten bij. Als de ETS-prijs € 110 per ton is (de prognose uit de KEV 2022 voor 2030 (PBL, 2022)) betekent dat ongeveer € 22 extra per MWh. De verwachting is dat de prijs voor ETS2-rechten zich ontwikkelt naar

¹⁴ Dit is het variabel leveringstarief voor consumenten. De bandbreedte is gebaseerd op de gemiddelde tarieven in januari t/m augustus 2024. Zie: <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/85592NED/table>

€ 50 per ton in 2030 (PBL, 2023), wat neerkomt op ongeveer € 10 extra per MWh.¹⁵ Uitgaande van gelijkblijvende consumentenprijzen van aardgas tussen 2024 en 2030 kan een bandbreedte van de aardgaskostprijs worden gevormd van € 70 per MWh (minimumwaarde voor ETS2-plichtigen) tot € 100 per MWh (maximumwaarde voor ETS1-plichtigen).

- Waterstof kost circa € 3-4 per kg (€ 90-110 per MWh) om te produceren met aardgas+CCS ('blauw') bij bovenstaande aardgasprijzen (TNO, 2022) en € 7-11 per kg uit hernieuwbare bronnen (groen, € 200-300 per MWh) (TNO, 2022, 2024).¹⁶
- Groengas uit biomassa kost € 80-150 per MWh om te produceren (PBL, 2024).
- E-methaan kost circa € 250-400 per MWh bij productie uit groene waterstof (Concawe, 2024; TNO, 2022, 2024).¹⁷
- Elektriciteit kost circa 10-12 €ct per kWh (€ 100-120 per MWh) om te produceren (gemiddeld over het jaar met goedkope en dure voorzieningen) als het volledig klimaatneutraal moet worden. Tijdens de goedkope uren met zon en wind bedragen de kosten circa € 50 per MWh en tijdens de dure uren, als regelbaar vermogen moet worden ingezet, bedragen de kosten circa € 200 - 400 per MWh (afhankelijk van de prijs van waterstof) (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024).

Kortom: De kosten voor energie stijgen om de afgesproken reductie van CO₂-emissies te kunnen realiseren. Ook belangrijk om te beseffen is dat elektriciteit (uitgezonderd de momenten van hoge vraag en lage productie uit zon en wind) de goedkoopste energievorm wordt als energie uit hernieuwbare bronnen moet komen (waarmee blauwe waterstof buiten scope valt).

3.1.3 Efficiëntie; verschillen tussen elektriciteit en gas

Ondanks dat elektriciteit van alle energiedragers op de goedkope uren de laagste kosten per MWh zal hebben in een hernieuwbare energievoorziening, in combinatie met ruime beschikbaarheid, geldt ook dat elektrische installaties meestal efficiënter zijn dan installaties op gas. Het rendement van een hr-ketel is maximaal 107% (op onderwaarde); dat van een warmtepomp kan 300-500% zijn (afhankelijk van de brontemperatuur). Ook geldt dat groengas niet ruim beschikbaar is.

Het voordeel van gas is dat het makkelijk opgeslagen kan worden. Het distribueren van gas en gebruik ervan, is door de rol van aardgas sterk geoptimaliseerd de afgelopen 65 jaar. Klimaatneutrale gassen kunnen daarvan profiteren. Voor groengas en e-methaan is geen ombouw nodig van distributiesystemen en gebruiksapparatuur.

Distributie van elektriciteit is ongeveer tien keer zo duur per MWh als distributie van gas (zowel groengas als waterstof na ombouw van het aardgasnet). Dat kostenverschil zit vooral in het verschil in kosten voor aanleg, instandhouding en bedrijfsvoering van de netten.

Seizoensopslag van elektriciteit op grote schaal is in Nederland, bij gebrek aan stuwmeren, mogelijk via conversie naar waterstof, gevolgd door opslag en reconversie naar elektriciteit wanneer de productie uit zon en wind onvoldoende is. Hierdoor komt de kostprijs van

¹⁵ Er is voor het ETS-2 een prijsplafond van 45 euro per ton CO₂ afgesproken. Als de prijs langdurig boven die waarde uitkomt worden er extra emissierechten geveild, vanuit de marktstabiliteitsreserve van het ETS-2. Dit prijsplafond geldt tot en met 2029.

¹⁶ De bandbreedte van de kostprijs van blauwe waterstof is gebaseerd op de projectie voor 2030 uit TNO (2022). Voor de schatting voor groene waterstof is de kostendaling tussen 2020 en 2030 uit TNO (2022) toegepast op de bandbreedte van de huidige kostprijs uit TNO (2024).

¹⁷ Berekend door het aandeel van de kostprijs van groene waterstof in de schatting van de kostprijs van e-methaan voor Noord-Europa in 2030 uit Concawe (2024) toe te passen op de kostprijs groene waterstof uit het overzicht.



elektriciteit op die momenten op circa € 200 - 400 MWh, terwijl die bij overvloedige zon/wind circa € 50 per MWh bedraagt. De seizoensopslag van elektriciteit, als gevolg van het proces van conversie en reconversie, zou daarmee circa € 150 - 350 per MWh kosten. De kosten van opslag van gas bedragen € 10 à 20 per MWh.

3.2 Relevante factoren voor regionale gasnet van de toekomst

De factoren die relevant zijn voor het regionale gasnet van de toekomst, als aardgas niet langer gebruikt kan worden, zijn zowel technisch als financieel van aard. Hierbij zijn er ontwikkelingen die het gasgebruik verder beperken en factoren die juist extra gasgebruik rechtvaardigen. Hieronder staan de belangrijkste, met de kanttekening dat de lijst niet uitputtend is, en ook dat er altijd nieuwe innovaties zijn:

1. Technische ontwikkelingen

Belangrijkste uitgangspunt is dat de energievraag voor verwarming afneemt door isolatie van de gebouwschil.

Vervolgens zijn er diverse concurrerende opties voor verwarming van gebouwen, grosso modo op te delen in de (hybride) warmtepomp en warmtelevering. Een doorbraak van hogetemperatuurwarmtepompen, mét een hoge efficiëntie ondanks de grote temperatuursprong¹⁸, kan veel meer woningen relevant maken voor een warmtepomp. De bestaande bouw kan dan all electric worden zónder noodzaak van investering in zware isolatiepakketten en zonder nieuwe warmteafgiftesystemen in gebouwen, omdat de bestaande cv-radiatoren kunnen worden gebruikt.

Een andere technische ontwikkeling is de doorbraak in de uitrol van warmtedistributiesystemen. Tot nu toe loopt die uitrol sterk achter bij de plannen, ondanks dat berekeningen aantonen dat een warmtenet in dichtbebouwde gebieden de optie is met de laagste maatschappelijke kosten. Als een forse kostenreductie wordt bereikt komen meer gebouwen in aanmerking voor warmtelevering.

2. Preferent gebruik gas buiten de gebouwde omgeving

Groengas is beperkt in beschikbaarheid vanwege schaarste aan de voor de productie benodigde biograndstoffen. Daarbij is de vraag is waar het gebruik van het groengas het meest maatschappelijk nuttig is; is dat in de industrie (als grondstof en eventueel ook voor hogetemperatuurprocessen) of juist in de gebouwde omgeving waar men bereid is om meer te betalen voor gas dan in de industrie, of wellicht in de transportsector bijvoorbeeld in de vorm van bio-LNG. Een vergelijkbaar vraagstuk is er voor de korte termijn¹⁹ ook bij de inzet van waterstof voor ruimteverwarming in de gebouwde omgeving. Er is discussie over de wenselijkheid daarvan, onder andere omdat het de aandacht afleidt van investeringen in gebouwisolatie, en vanwege de behoefte aan groene waterstof voor de industrie (als grondstof en voor hogetemperatuurtoepassingen). Dit staat nog los van de huidige hoge kosten van groene waterstof²⁰.

3. Betaalbaarheid

Doordat een deel van de gebruikers van het huidige gasnet overschakelt op warmte of elektriciteit blijven er minder gasaansluitingen over terwijl de kosten van het gasnet gelijk blijven, misschien zelfs toenemen. Dit laatste omdat gebruikers kosteloos (ten laste van de overige gasgebruikers) afgesloten moeten worden en in bepaalde wijken de gasnetten geamoveerd moeten worden. Dit betekent dat de kosten per aansluiting

¹⁸ De HT-warmtepompen die nu in ontwikkeling zijn, met propaan als koelmiddel, hebben als nadeel dat ze weliswaar hogere temperatuursprongen aankunnen, maar daarbij wel inboeten op het conversierendement. Door het grotere aandeel elektriciteit stijgen de kosten van de warmteproductie. Het voordeel is wel dat investeringen in gebouwisolatie en warmte-afgiftesysteem in de gebouwen kunnen worden beperkt.

¹⁹ Ervan uitgaand dat waterstof op de langere termijn niet meer schaars zal zijn.

²⁰ Voor blauwe waterstof ligt dat anders, zie ook Figuur 11.



stijgen. Indien dat op heel grote schaal gebeurt kan de kostenbalans op gegeven moment omslaan waardoor steeds meer gasgebruikers zich laten afsluiten. Hoe die kostenontwikkeling precies zal zijn, en hoe dat verschilt in de verschillende soorten gebieden, valt buiten scope van deze studie, maar is wel relevant voor de netbeheerders nader te onderzoeken.

4. Beschikbaarheid

Een belangrijke factor is ook de beschikbaarheid van betaalbaar klimaatneutraal gas. Stel bijvoorbeeld dat gas, in de vorm van groengas, waterstof en/of e-methaan, op grote schaal beschikbaar is, al dan niet via import, en tegen acceptabele prijzen. In die situatie is er geen noodzaak vanuit schaarste meer om van het gas af te gaan in de gebouwde omgeving of de industrie. Dit is bijvoorbeeld een beeld dat in Denemarken ontstaat, waar de aardgasvoorziening wordt omgebouwd naar een groengasvoorziening, in combinatie met inzet op energiebesparing. De situatie is overigens niet een-op-een vergelijkbaar met die in Nederland omdat Nederland een veel hoger aardgasgebruik heeft dan Denemarken.

4 Toekomst gasnetten per soort gebied, in 2050

Dit hoofdstuk beschrijft eerst de methodologische opzet van de kwantitatieve analyse. Daarna staan de soorten gebieden beschreven die in deze studie worden onderscheiden, elk met een eigen dynamiek voor de (soort) energievraag en daarmee voor de regionale gasnetten. Vervolgens worden cijfers gepresenteerd voor een minimaal en een maximaal-scenario voor de toekomst van de regionale distributienetten. Tot slot staat een vergelijking van die cijfers met de cijfers uit de I13050-scenario's van de netbeheerders.

4.1 Opzet van de analyse

De opzet van de analyse is schematisch weergegeven in Figuur 12. Er wordt onderscheid gemaakt tussen de HD- en de LD-distributienetten. Voor de LD-netten is per soort gebied verkend of er een gasnet aanwezig zal blijven en hoeveel aansluitingen er op die netten blijven.

Figuur 12 - Het analyseschema voor de toekomst van de regionale gasnetten

HD-netten	Instandhouden voor: - invoeding groengas - bedrijven - voeding van LD-netten - Piek- en back-upketels in warmtegebieden Parallelle nieuwe aanleg voor bedrijvenclusters met waterstof		
LD-netten	MIN: Bestaande bouw	Rijtjes (niet warmte) gemengde gebieden landelijk	Met relatief weinig aansluitingen (i.v.m. all electric en deels warmte)
	MAX: Bestaande bouw	Idem, plus in deel gestapelde bouw deel rijtjes (warmte)	

Het doel is niet om koste wat kost de gasvoorziening overeind te houden, maar om een afweging te maken welke energiedrager op korte- en lange termijn optimaal is met het oog op de CO₂-reductiedoelstellingen en vanuit een kostenperspectief. Op korte termijn kan, door de aanwezigheid van installaties en infrastructuur die geoptimaliseerd zijn voor het gebruik van methaan, een andere keuze ontstaan dan op de lange termijn, zeker omdat er op de korte termijn een beperkte elektrische netcapaciteit is en niet alles van de ene op de andere dag kan worden omgezet.

Korte termijn (2030)

Er zijn verschillende redenen om het gasnet voorlopig in stand te houden. Ten eerste omdat door netcongestie er niet overal voldoende capaciteit is om elektrificatie mogelijk te maken. Dit duurt zeker tot 2040. Ideale oplossingen kunnen in die periode niet overal getroffen worden, zodat langer gebruik van gas waarschijnlijk onvermijdelijk is. Dit kan

gericht zijn op het beperken van het elektriciteitsgebruik in de pieken of het uitstellen van het aansluiten op het elektriciteitsnet.

Ten tweede omdat warmtelevering nog niet gerealiseerd kan worden in de gebieden waar dat uiteindelijk wel het geval zal zijn. Tot die tijd zal ook in gebieden waar een warmtenet is voorzien het gasnet in stand blijven. Het te distribueren gas zal een 'methaangas' zijn (aardgas, groengas); ombouw naar waterstof ligt voor de korte termijn nog niet voor de hand, demonstratieprojecten uitgezonderd.

Lange termijn (2050)

Er zijn gastoepassingen die, ook als er voldoende elektrische netcapaciteit zou zijn, voor de maatschappij en ook voor specifieke gebruikers nuttig zijn.

- Allereerst kan gas het noodzakelijk piekvermogen van het elektriciteitsstelsel (zowel infrastructuur als piekcentrales) beperken. Dat geldt voor zowel infrastructuur als voor piekcentrales als ook voor gebruikersapparatuur zoals bij hybride warmtepompen.
- Ook in het regionale gasnet zijn er bedrijven die hun productieproces niet kunnen elektrificeren, omdat de proces temperaturen te hoog zijn hiervoor. Elektrificatie is in dat geval niet mogelijk of erg kostbaar ten opzichte van inzet van gas.
- Door gebruik te maken van hybride warmtepompen in plaats van een cv-ketel kan niet alleen op korte termijn het aardgasgebruik in de gebouwde omgeving met circa 75% worden teruggebracht, maar kan ook op de lange termijn het gebruik van dure elektriciteit in de winter worden voorkomen. Op de middellange termijn kan het aardgas tijdens de winterpiek vervangen worden door groengas of e-methaan (gebruikmakend van dezelfde installatie en infrastructuur) of door waterstof (met een aangepaste huisinstallatie en aanpassing infrastructuur).
- Gas (groengas, waterstof) is ook nodig voor toepassing als grondstof in de industrie, met de kanttekening dat dergelijke industriële gebruikers, maar in beperkte mate op de netten van de regionale gasnetbeheerders aangesloten zijn of worden.

4.2 Onderscheid naar verschillende soorten gebieden

Om de discussie scherp te kunnen voeren is de gebouwde omgeving opgesplitst in enkele segmenten met verschillende kenmerken:

- nieuwbouwwijken;
- bestaande woonwijken met vooral gestapelde woningen;
- bestaande woonwijken met overwegend rijtjeswoningen en een warmtenet;
- bestaande woonwijken met overwegend rijtjeswoningen;
- bestaande wijken, gemengd woningen en kleine bedrijven;
- landelijk gebied;
- bedrijventerreinen (met niet-ETS1-bedrijven).

Om de discussie helder en goed voorstelbaar over het voetlicht te kunnen brengen, is gerekend in aantallen woningen. Bedrijventerreinen zijn afzonderlijk behandeld.

Er zijn bewust grove archetypische gebieden genomen als basis. De praktijk is vaak complexer, met bijvoorbeeld laagbouw bij of tussen de gestapelde bouw, die echter wel op eenzelfde gasnet is aangesloten. Die complexiteit is hier bewust weggelaten zodat de analyses overzichtelijk blijven. In een vervolgonderzoek kan verdere complexiteit worden toegevoegd.

In de meeste gevallen zal de energievraag per aansluiting afnemen door isolatie en door efficiencymaatregelen (en door de gestage opwarming van het klimaat). Dus voor de aansluitingen waar de verwachting is dat gas een rol blijft spelen zal het gasverbruik veelal (sterk) afnemen ten opzichte van het huidige verbruik.

4.2.1 Nieuwbouwwijken

In nieuwbouwwijken is het aanleggen van een gasinfrastructuur niet nodig en zelfs wettelijk verboden. Omdat de energievraag laag gehouden kan worden, is verwarming met een warmtepomp, al dan niet in combinatie met een laagtemperatuurwarmtenet, meestal optimaal. De elektriciteitsvraagpiek kan beperkt blijven door zeer goede isolatie.



Bron: Google maps.

4.2.2 Bestaande woonwijken: stapel

In veel wijken met gestapelde bouw is aanleg van een warmtenet de goedkoopste manier om klimaatneutraal te verwarmen. Het realiseren van een warmtenet en warmte-aansluitingen is wel kapitaalintensief en vergt een lange doorlooptijd.



Bron: Google maps.

4.2.3 Bestaande woonwijken: rijtjes met warmtenet

Een beperkt deel van de bestaande woonwijken heeft of krijgt binnenkort een warmtenet. Het betreft de stedelijke gebieden, veelal in combinatie met omliggende gestapelde bouw.



Bron: Google maps.

4.2.4 Bestaande woonwijken: rijtjes overig

In veel woonwijken met rijtjeswoningen is een volledig elektrische warmtepomp of een hybride warmtepomp de goedkoopste manier om de woningen te verwarmen. Warmtenetten zijn in het algemeen duurder dan die opties, vanwege de benodigde leidinglengtes per aansluiting, tenzij er een menging is met gestapelde bouw. De volledig elektrische warmtepomp zorgt voor een forse piek in elektriciteitsverbruik tijdens de winterperiode omdat bestaande woningen ondanks isolatie nog een grote warmtevraag met grote gelijktijdigheid hebben. De piekvraag naar elektriciteit kan beperkt worden door hybride verwarmingsinstallaties te stimuleren (nu in verband met schaarse netcapaciteit, later in verband met vermijden van de duurste kilowatturen).



Bron: Google maps.

4.2.5 Bestaande wijken: gemengd wonen en kleine bedrijven, stedelijk

In stedelijk gebied is er een verzameling van oude gebouwen voor wonen en bedrijvigheid. Een bakker die gas gebruikt om te bakken, een monumentaal gebouw dat beperkt te isoleren is, een school, een museum, een appartementencomplex. De ondergrond is beperkt te gebruiken voor warmtebenutting met een warmtepomp/bodemopslag zodat all electric slechts incidenteel toegepast kan worden. De warmtevraag is moeilijk te minimaliseren en er zijn enkele toepassingen die zeer moeilijk zonder gas kunnen worden gerealiseerd. Het alternatief dat overblijft is groengas, of wellicht waterstof.



Bron: Google maps.

4.2.6 Landelijk gebied

Het landelijk gebied wordt gekenmerkt door veel vrijstaande woningen met veel ruimte tussen de woningen. Veel van de woningen zijn relatief oud, en vaak zijn de bewoners zelf eigenaar van de woning. Warmtenetten zijn geen realistische optie vanwege de benodigde grote netlengtes. All electric-warmtepompen vergen een zware isolatiegraad en een ander warmte-afgiftesysteem. Her en der zullen eigenaren echter wel overstappen op een all electric-warmtepomp, op basis van lucht-water of water-water (bodemwarmtepomp). Het gangbare alternatief in de toekomstanalyses is groengas, of wellicht waterstof.



Bron: Google maps.

Invoeding groengas

De invoeding van groengas vindt vooral plaats in landelijk gebied²¹, met name op de HD-distributienetten maar in voorkomende gevallen (bijvoorbeeld bij kleine monomest-vergisters) ook op de LD-netten. Een actueel overzicht staat in (CE Delft, 2024b). Daarin staan ook toekomstprognoses opgenomen.

4.2.7 Bedrijventerreinen met niet-ETS-1-bedrijven

Bedrijventerreinen zijn er in vele soorten en maten (CE Delft, 2023). Het gaat hier *niet* over de vijf²² grote industrieclusters, ook niet over bedrijven en utiliteitsgebouwen in de gebouwde omgeving en ook niet over verspreide zakelijke gasgebruikers, maar over de kleinere bedrijventerreinen. Daarvan zijn er circa 3.700 in Nederland. Het betreft mkb-bedrijventerreinen, meubelboulevards, distributieparks, etc. Het gasverbruik van de bedrijven op die 3.700 bedrijfsterreinen is circa 5%²³ van het totale gasverbruik in Nederland. De bedrijven die op het LD-net zijn aangesloten gebruiken het gas voornamelijk voor ruimteverwarming. Bedrijven die op het HD-net of wellicht het RTL-net zijn aangesloten gebruiken het gas voor zowel proceswarmte als voor ruimteverwarming. Een klein deel van de bedrijven is all electric of aangesloten op een warmtenet of wko(-net) voor hun ruimteverwarming.

Om een indicatie te geven van ordegrottes en van het belang van welke afbakening wordt gekozen in de cijfers: voor Enexis is circa 3,5% van de 2,3 miljoen gasaansluitingen van Enexis een zakelijke aansluiting, met een totaal gasgebruik van circa 50% van de totale gasafname via de gasnetten van Enexis. Dit omvat bijvoorbeeld ook ziekenhuizen, scholen, kantoren et cetera die in de gebouwde omgeving staan en niet op een bedrijventerrein. Dat is dus een groter percentage gasgebruik dan de eerder genoemde 5%, en reflecteert een andere groep. De spreiding in gasgebruik binnen die groep is groot.

²¹ Het grootste gedeelte van de groengasproductie vindt nu plaats in vergisters. Er zijn daarnaast enkele biomassavergassers in Nederland operationeel. De verwachting is dat dat aantal gaat toenemen, en dat deze vooral op het RTL of zelf het HTL worden aangesloten, in industriegebieden.

²² Er wordt ook een 'Cluster 6' onderscheiden. Dit zijn grotere industriële bedrijven die niet zijn gevestigd op één van de vijf grote industrieclusters, maar vaak wel zelfstandig gevestigd zijn, oftewel niet samen met andere bedrijven op een bedrijventerrein.

²³ Zie <https://ce.nl/publicaties/verduurzaming-van-bedrijventerreinen/>. Het betreft specifiek bedrijven op de bedrijventerreinen, en niet de zakelijke gasaansluitingen in de gebouwde omgeving (waaronder ook kantoren, ziekenhuizen, etc.), niet de grootverbruikers in de grote industrieclusters, en ook niet de verspreide zakelijke gasgebruikers buiten de industrieterreinen. Cijfers zijn daarom moeilijk te vergelijken met andere indelingen die werken op basis van onderscheid naar huishoudelijke aansluitingen en zakelijke aansluitingen.



Bron: Google maps.

4.2.8 Opzet van de analyse

In de analyse is er het volgende stappenplan gevolgd:

- Er wordt uitgegaan dat de bestaande HD-distributienetten van de regionale netbeheerders in stand blijven, ten behoeve van de daar op aangesloten verbruikers, van de voeding van de LD-distributienetten, en van de invoeding van groengas. N.B. In geval van uitrol van waterstof zullen naar verwachting, en zeker bij de start van die uitrol, nieuwe HD-leidingen worden aangelegd, bijvoorbeeld als verbinding tussen het nationale waterstoftransportnet en de eerste afnemers in de industrie.
- Vervolgens is gekeken naar het aantal aansluitingen op de LD-distributienetten.
- In de cijfers is onderscheid gemaakt tussen de aantallen woningen in de verschillende soorten wijken en de aantallen woningen in die wijken met een aansluiting op een gasnet. Dat tweede zal lager liggen, doordat individuele huishoudens besluiten om over te schakelen op all electric.
- Eerst wordt gekeken naar de korte termijn (2030). Vervolgens wordt er gekeken naar de lange termijn (2050), en daarbij naar een MINimale-variant met een minimum aantal aansluitingen op de LD-gasnetten, en een MAXimale-variant.
- Het relevantst voor de toekomst van de regionale gasnetten en de te volgen strategie is het beeld op de lange termijn.

Bedrijventerreinen zijn apart behandeld, in Paragraaf 4.5.

4.3 Huidige aantallen en korte termijn (2030)

De in dit stuk genoemde toekomstcijfers zijn eigen inschattingen van CE Delft voor heel Nederland, gebaseerd op eigen kennis en ervaring.

N.B. in 2023 waren er 550.000 woningen met een warmtenetaansluiting. Warmtenetten zijn er vooral in de hoogstedelijke gebieden met gestapelde woningen, en een klein deel in gebieden met rijwoningen. Het uitgangspunt is dat in de gebieden met een warmtenet geen LD-gasnet ligt, uitzonderingen daargelaten voor situaties met bijvoorbeeld kookgasaansluitingen.

In de gebieden met bestaande bouw waar een warmtenet wordt aangelegd is de verwachting dat het LD-gasnet uiteindelijk wordt verwijderd. Dat is in 2030 nog niet het geval. De wetgeving daartoe voorziet een overgangstermijn van 8 jaar.

Voor de korte termijn (2030) is de verwachting van de ontwikkelingen met betrekking tot de regionale gasnetten als volgt:

- nieuwbouwgebieden krijgen geen LD-gasnet;
- de bestaande gestapelde bouw die nog niet al op een warmtenet is aangesloten gaat voor een substantieel deel over op warmtenetten²⁴ (en daar wordt het LD-gasnet op de langere termijn verwijderd);
- in de rijtjesbouw gaat een klein deel (100.000 van de 500.000) over op warmtenetten, maar blijft het gasnet meestal in stand;
- in alle andere gebieden blijven de LD-gasnetten in stand, waarbij er wel verspreid bij circa 10% sprake zal zijn van het opzeggen van gasaansluitingen, doordat huishoudens individueel overstappen op all electric en/of op kleinschalige warmtenetten;
- Het gasverbruik van de woningen zal in 2030 circa 7 bcm zijn
- de HD-distributienetten blijven overal in stand, voor de voeding van de LD-netten, voor de piek- en back-upketels van stadswarmtenetten in warmtegebieden, voor bestaande grootverbruikers (die niet voor 2030 een alternatief hebben), en voor invoeding van groengas.

Voor alle duidelijkheid: de verwachting is dat er tussen nu en 2030 nog geen gasnet-verwijderingen zijn, maar wel verwijdering van gasaansluitingen.

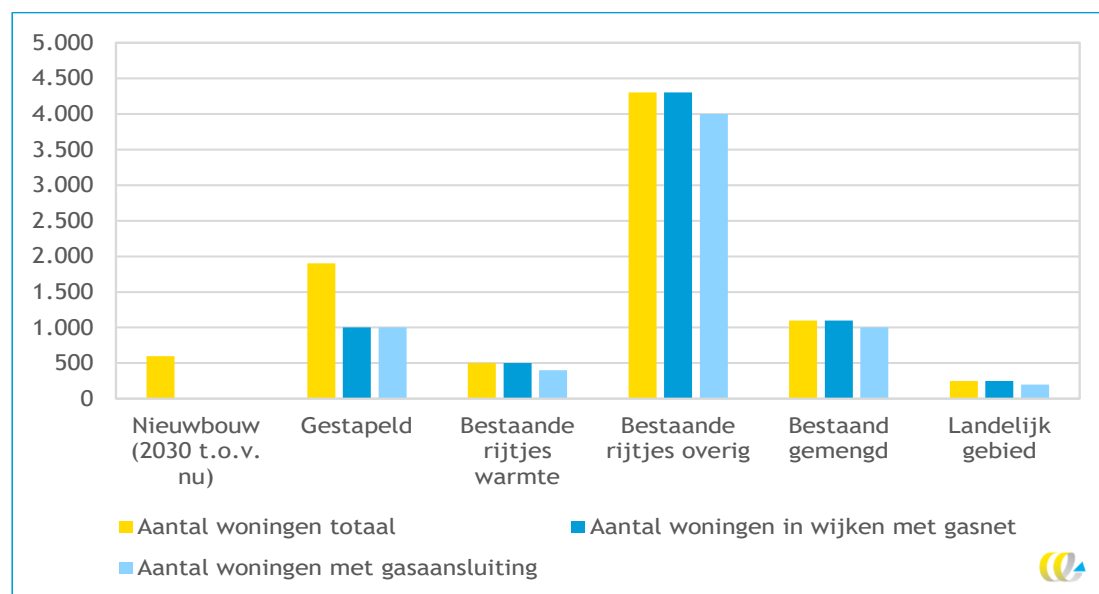
Als dat vertaald wordt naar cijfers ontstaat de volgende tabel, met daaronder de grafiekweergave:

Tabel 1 - Verdeling woningaantallen over de soorten wijken, en de ontwikkeling van de regionale gasnetten op de korte termijn (2030) voor wat betreft de woningaansluitingen op de LD-distributienetten. Aantallen zijn x1.000, en voor Nederland als geheel

Soort gebied	Aantallen woningen totaal in 2030	Aantallen woningen in de wijken met een gasnet in 2030	Aantal woningen met een gasaansluiting
Nieuwbouw (2030 t.o.v. nu)	600	0	0
Gestapeld	1.900	1.000	1.000
Bestaande rijtjes warmte	500	500	400
Bestaande rijtjes overig	4.300	4.300	4.000
Bestaand gemengd	1.100	1.100	1.000
Landelijk gebied	250	250	200
Totaal	8.650	7.150	6.600

²⁴ In cijfers: de genoemde 550.000 woningen met warmtenetaansluiting in 2023 betreffen voor het grootste deel gestapelde bouw. We verwachten dat dat aantal tot en met 2030 toeneemt tot 900.000. Mogelijk is dit gezien de recente ontwikkelingen rond de aanleg van warmtenetten een te hoge schatting voor dit tussenpunt, en worden die aantallen pas later dan in 2030 gerealiseerd. Hetzelfde geldt voor de bestaande rijtjesbouw, ook daar loopt de eerder geplande uitrol van warmtenetten op dit moment vertraging op.

Figuur 13 - Verdeling woningaantallen over de soorten wijken, en de ontwikkeling van de regionale gasnetten op de korte termijn (2030) voor wat betreft de woningaansluitingen op de LD-distributienetten. Aantallen zijn x1.000, en voor Nederland als geheel



4.4 Lange termijn (2050, MIN en MAX)²⁵

Voor de lange termijn (2050) is de verwachting van de ontwikkelingen met betrekking tot de regionale gasnetten als volgt. Eerst staat het MINimale-scenario beschreven, en vervolgens het MAXimale.

In de periode tussen 2030 en 2050 zullen ook weer nieuwe woningen worden gebouwd en een deel van de bestaande woningen wordt gesloopt (en vaak weer vervangen door nieuwbouw in die wijken zelf). De aantallen woningen in die wijken zijn gelijk gehouden aan 2030, maar die nieuwe woningen krijgen geen gasaansluiting. De aanname is dat 10% van de woningen in 25 jaar in de bestaande wijken die op deze manier wordt vervangen. Op nieuwbouwlocaties is de aanname dat er 500.000 extra woningen komen ten opzichte van 2030.

Tabel 2 - Verdeling woningaantallen in 2050 over de soorten wijken. Aantallen zijn x1.000, voor heel Nederland

Soort gebied	Aantallen woningen totaal
Nieuwbouw	600 + 500 = 1.100
Gestapeld	1.900
Bestaand rijtjes-warmte	500
Bestaand rijtjes	4.300
Bestaand gemengd	1.100
Landelijk gebied	250
Totaal	9.150

²⁵ Ook de in dit stuk genoemde toekomstcijfers zijn eigen inschattingen van CE Delft voor heel Nederland, gebaseerd op eigen kennis en ervaring

MINimaal-scenario (minimaal aantal gasaansluitingen)

Dit scenario gaat uit van de volgende ontwikkelingen en aannames:

- Duurzaam gas (methaan én waterstof) is duur (ten opzichte van de alternatieven zoals warmtelevering en all electric) en met lage beschikbaarheid van groengas (of van e-methaan). Er is ongeveer 1 bcm per jaar beschikbaar voor de gebouwde omgeving, waarbij het gemiddeld gasgebruik per jaar per aansluiting (circa 600 m³/woning) fors lager is dan nu. Dat laatste is het gevolg van inzet van isolatie, hybride warmtepompen, elektrische boilers en elektrisch koken. Met de kanttekening dat deze groep relatief veel woningen bevat waarvan de eigenaren niet kunnen investeren in een warmtepomp en/of isolatie. Daardoor ligt het gemiddeld gasgebruik per woning weliswaar lager dan nu, maar is toch nog aan de hoge kant.
- De gestapelde bouw gaat geheel over naar warmtenetten, de LD-gasdistributienetten worden uiteindelijk verwijderd in die gebieden. Het HD-net blijft in die gebieden wel in stand ten behoeve van piek- en back-upketels.
- Hetzelfde geldt voor de rijtjeswoningen waar warmtenetten gepland zijn, die plannen worden in dit scenario alle uitgevoerd, de LD-gasdistributienetten worden daar uiteindelijk verwijderd.
- Een deel (circa 30%) van de andere rijtjeswoningengebieden gaat vanwege de hoge gasprijzen en het schaarse gas ook over naar warmtenetten en daar wordt het LD-gasnet verwijderd. In de resterende gebieden met rijtjeswoningen gaat twee derde van de woningen van het gas af door inzet van all electric-warmtepompen, maar blijft het gasdistributienet gehandhaafd. Er blijven in deze gebieden 1 miljoen woningen over met een gasaansluiting.
- In de gemengde gebieden blijft het LD-gasnet vrijwel geheel in stand in 90% van de gebieden, in 10% van de gebieden worden kleinschalige warmtenetten gerealiseerd en wordt het LD-gasnet verwijderd. In de andere gebieden gaat circa 50% van de woningen van het gas af. De half miljoen woningen die een gasaansluiting houden zijn veelal uitgerust met hybride warmtepompen, want gas is duur in dit scenario.
- In de landelijke gebieden blijft het LD-gasnet geheel in stand, en gaat circa de helft van de woningen van het gas af. Het betreft veel vrijstaande woningen met grote tuinen en ruimte voor warmtepompen op basis van bodemwarmte. De 125.000 andere woningen, die een gasaansluiting behouden, zijn in 2050 veelal woningen met hybride warmtepompen.
- Daar waar gasaansluitingen worden opgezegd worden de aansluitleidingen verwijderd (in verband met veiligheid).
- De HD-distributienetten blijven overal in stand, voor zakelijke groengasgebruikers, voor de voeding van de LD-netten, voor de piek- en back-upketels van stadswarmtenetten in warmtegebieden, en voor invoeding van groengas.

Als dat vertaald wordt naar cijfers ontstaat Tabel 3. De grafische weergave staat in Figuur 14

Tabel 3 - Verdeling gasaansluitingen in 2050 in MIN-scenario. Aantallen zijn x1.000 voor heel Nederland.

2050 MIN-scenario Soort gebied	Aantallen woningen totaal in 2050	Aantallen woningen in de wijken met een gasnet	Aantal woningen met gasaansluitingen	Toelichting
Nieuwbouw	1.100	0	0	Alles all electric of warmte
Bestaand-Gestapeld	1.900	0	0	Alles warmte
Bestaand rijtjes- warmte	500	0	0	Alles warmte
Bestaand rijtjes	4.300	3.000	1.000	30% warmte Van de rest 66% all electric
Bestaand gemengd	1.100	1.000	500	10% kleinschalige warmte Van de rest 50% all electric
Landelijk	250	250	125	50% all electric
Totaal	9.150	4.250	1.625	Maximaal warmtelevering

MAXimaal-scenario (maximaal aantal gasaansluitingen)

Voor een bepaling van het maximaal aantal gasaansluitingen in 2050 is de andere zijde van de bandbreedte uitgewerkt. De redenering achter de cijfers in het MAX-scenario is als volgt:

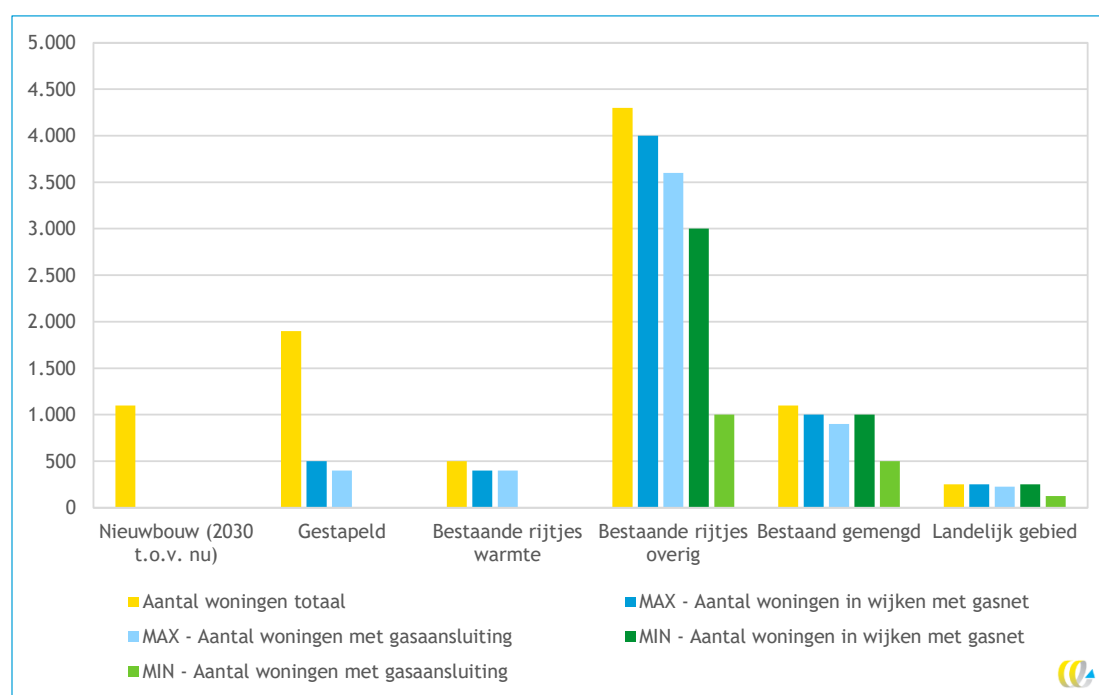
- Gas, ook waterstof, is relatief goedkoop ten opzichte van de alternatieven, en met hoge beschikbaarheid van groengas (of van e-methaan), ongeveer 3 bcm per jaar voor de gebouwde omgeving. Het gemiddelde gasverbruik is dan circa 550 m³/woning/jaar. Dit is iets minder dan het gemiddeld verbruik per woning in het MIN-scenario. De reden daarvoor is dat de groep die in het MAX-scenario een gasaansluiting houdt aanmerkelijk groter is dan in het MIN-scenario en meer woningen bevat waarvan de eigenaren kunnen investeren in hybride warmtepompen en isolatie.
- De gestapelde bouw gaat deels over naar warmtenetten, de LD-distributienetten worden verwijderd in die gebieden. In het andere deel blijft het LD-gasnet in stand, daar zijn wel circa 20% verspreide woningen die ook een warmteaansluiting krijgen.
- Hetzelfde geldt voor de rijtjeswoningen waar warmtenetten gepland waren, die plannen stranden grotendeels. Er zijn wel verspreide woningen die van het gas afgaan.
- In de andere gebieden met bestaande rijtjeswoningen komen in een klein deel van de gebieden kleinschalige warmtenetten tot stand. In alle andere wijken blijft het LD-gasnet in stand, en vrijwel iedereen blijft aangesloten op gasnet, behalve de nieuwbouwwoningen die binnen die gebieden worden ingevoegd, en een enkele woning waarvan de eigenaar toch kiest voor all electric. Hetzelfde geldt voor de gemengde gebieden en de landelijke gebieden.
- Daar waar gasaansluitingen worden opgezegd worden de aansluitleidingen verwijderd (in verband met veiligheid).
- De HD-distributienetten blijven overal in stand, voor zakelijke groengasgebruikers, de voeding van de LD-netten, de piek- en back-upketels van stadswarmtenetten in warmtegebieden en voor invoeding van groengas.

Als dat vertaald wordt naar cijfers ontstaat Tabel 4, met daaronder in Figuur 14 de grafische weergave van zowel het MAX- als het MIN-scenario.

Tabel 4 - Verdeling gasaansluitingen in 2050 in het MAX-scenario. Aantallen zijn x1.000, voor heel Nederland

MAX-Scenario Soort gebied	Aantallen woningen totaal in 2050	Aantallen woningen in de wijken met een gasnet	Aantal woningen met gasaansluitingen	Toelichting
Nieuwbouw	1.100	0	0	Alles all electric of warmte
Bestaand-Gestapeld	1.900	500	400	Deel warmte
Bestaand rijtjes-warmte	500	400	400	In gebieden waarin 2030 al een warmtenet lag wordt het LD-gasnet verwijderd. Plannen voor verdere uitrol van warmtenetten gaan niet door
Bestaand rijtjes	4.300	4.000	3.600	Klein deel op kleinschalige warmtenetten, 10% all electric
Bestaand gemengd	1.100	1.000	900	Klein deel op kleinschalige warmtenetten, 10% all electric
Landelijk	250	250	225	10% all electric
Totaal	9.150	6.150	5.525	

Figuur 14 - Verdeling gasaansluitingen in 2050 in scenario's MAX en MIN. Aantallen zijn x1.000 voor heel Nederland



4.5 Bedrijventerreinen

Het uitgangspunt is dat op bedrijventerreinen zowel de HD-netten als de LD-netten op de in Paragraaf 4.2.7 genoemde 3.700 bedrijventerreinen op de lange termijn in stand blijven, en op de korte termijn het overgrote deel van de aansluitingen ook. In sommige gebieden wordt momenteel gestudeerd op aanleg van een HD-waterstofnet, waarvoor dan nieuwe leidingen worden aangelegd. Dat zal op de korte termijn (2030) nog niet of nauwelijks gerealiseerd zijn.

Het uitgangspunt is dat ook op de grotere industrieterreinen (de terreinen buiten de genoemde 3.700 bedrijventerreinen) de HD-netten en bijbehorende aansluitingen in stand blijven waarop kleinere industrieën zijn aangesloten. De grote procesindustrie op die industrieterreinen is veelal aangesloten op de GTS-netten.

Gasaansluitingen op regionale gasnetten op bedrijventerreinen in 2050, MIN-scenario

- Op de bedrijventerreinen blijft het HD- en het LD-gasnet in stand. Bedrijven die op het LD-gasnet waren aangesloten (i.e. voor ruimteverwarming) zeggen voor circa 25% hun aansluiting op, de anderen schakelen veelal over op hybride warmtepompen of (bij kantoren, e.d.) daar waar mogelijk op warmte-koudeopslag (wko). Bij bedrijven die op het HD-net zijn aangesloten hangt de ontwikkeling af van de procestemperaturen die ze nodig hebben. Elektrificatie is in principe goed mogelijk tot procestemperaturen van circa 200°C, daarboven worden de technische uitdagingen steeds groter om het proces te elektrificeren. Voor een deel (met hogeprocestemperaturen van typisch 500°C en meer) is groengas of waterstof op dit moment de enige realistische optie om klimaat-neutraal te worden, met de kanttekening daarbij dat er wel veel innovatie plaatsvindt op het gebied van elektrificatie van dat soort processen. In de gebieden met bedrijven met hogebedrijfstemperaturen worden HD-netten voor waterstof distributie aangelegd, een deel van die bedrijven zal verdwijnen, omdat ze de hoge energiekosten niet kunnen dragen.

Gasaansluitingen op regionale gasnetten op bedrijventerreinen in 2050, MAX-scenario

- Op de bedrijventerreinen blijven de HD- en LD-gasnetten in stand. Bedrijven zeggen niet hun gasaansluiting op. In de gebieden met bedrijven met hoge bedrijfstemperaturen worden HD-netten met waterstof aangelegd.

4.6 Korte vergelijking MIN- en MAX-scenario

Vanuit de redenaties voor MIN en MAX ontstaat een bandbreedte, zowel voor de omvang van de LD-gasnetten als voor het aantal aansluitingen op die netten. Of de ontwikkeling richting MIN of MAX zal gaan hangt met name af van de beschikbaarheid en kosten van groengas (c.q. e-methaan, of waterstof), ten opzichte van de kosten van alternatieven zoals warmtenetten en all electric.

In het MIN-scenario gaan de netbeheerders (heel Nederland) het aantal (woning)aansluitingen in de gebouwde omgeving terugbrengen van de 6,6 miljoen in 2030, naar circa 1,6 miljoen in 2050. Dit wordt zowel gedaan door collectieve verwijdering van het LD-gasnet in 40% van de wijken ten opzichte van 2030 (daar waar warmtenetten gerealiseerd worden) als door individuele verwijdering van de gasaansluiting (met handhaving van het gasnet in de betreffende wijk). De kosten voor de verwijdering van die 5 miljoen woningaansluitingen bedragen in totaal circa € 7,5 miljard (uitgaand van 5,5 miljoen te verwijderen

aansluitingen, en kosten van circa € 1.500 per woning²⁶). Dit is een indicatief bedrag, zonder rekening te houden met inflatie of met mogelijke efficiencyverbeteringen, en zonder de kosten van verwijdering van de LD-gasnetten in de gebieden met een warmtenet mee te rekenen. De beheerkosten van het gasnet nemen naar verwachting af doordat het gasnet in omvang afneemt, maar deze resterende kosten moeten wel gedeeld worden door minder dan een kwart van het aantal aangeslotenen, ten opzichte van de huidige situatie.

In het MAX-scenario blijven de gasnetten grotendeels in stand. Het aantal op gasnetten aangesloten huishoudens daalt met 1,1 miljoen, van 6,6 miljoen in 2030 naar circa 5,5 miljoen in 2050, ten gevolge van overstap op een warmtenet, sloop/nieuwbouw, of individuele overstap naar all electric. Het LD-gasnet verdwijnt in 14% van de gebieden. De kosten van het verwijderen van de 1,1 miljoen woningaansluitingen bedragen in totaal € 1,7 miljard. Daarbij gelden dezelfde opmerkingen als bij deze eerdere berekening voor het MIN-scenario.

In Bijlage A staat een korte kwalitatieve analyse opgenomen van de ontwikkeling van de netbeheerderskosten per gemiddelde gasaansluiting. De aanbeveling is om nader onderzoek te doen naar die kostenontwikkeling, bijvoorbeeld aan de hand van enkele modelwijken.

4.7 Gas in de II3050-scenario's van Netbeheer Nederland

De netbeheerders hebben in II3050 (Netbeheer Nederland, 2023) vier scenario's ontwikkeld voor de ontwikkeling van het netgebonden energiesysteem in Nederland, waarbij de energievraag en de inzet van verschillende energiedragers (gas, elektriciteit, warmte, etc.) per scenario verschilt. Waterstof is naast elektriciteit de belangrijkste energiedrager in alle scenario's, maar de inzet verschilt per scenario. De II3050-scenario's spannen een speelveld op van mogelijke toekomst, met de insteek dat de werkelijke ontwikkeling ergens op dat speelveld zal komen te liggen.

Eerst volgt nu korte cijfermatige informatie vanuit de II3050-scenario's, met daarna een analyse hoe de hier gegeven MIN- en MAX-cijfers voor de ontwikkeling van gasaansluitingen zich daartoe verhouden.

Tabel 5 - Vraag (finaal en flex) naar methaan, waterstof en elektriciteit in de vier II3050-scenario's voor Nederland in 2050 (TWh/jaar). De bovenste rij bevat cijfers voor 2019. 1 TWh is gelijk aan 0,11 bcm aardgas (op onderste verbrandingswaarde (LHV)). De cijfers tussen haakjes geven het energiegebruik van de energiedrager in de gebouwde omgeving weer

	Methaan	Waterstof	Elektriciteit
In 2019	374 (109)	0 (0)	119 (56)
Nationaal Leiderschap	16 (9)	159 (0)	433 (63)
Europese Integratie	121 (22)	114 (4)	339 (70)
Decentrale Initiatieven	19 (10)	102 (0)	364 (70)
Internationale Handel	12 (0)	174 (33)	269 (73)

De inzet van methaan in de gebouwde omgeving (woningen plus utiliteitbouw) in de II3050-scenario's varieert tussen de 0 en 22 TWh per jaar in 2050. In het II3050-scenario

²⁶ Dit is het tarief dat Stedin hanteert voor verwijdering op verzoek van een gasaansluiting van een laagbouwwooning (waarbij het gasnet in de wijk in stand blijft, het betreft alleen de kosten van verwijderen van de aansluiting).

Internationale Handel met 0 TWh methaan in de gebouwde omgeving is de aanname dat er, in plaats van methaan, 33 TWh waterstof in de gebouwde omgeving wordt gebruikt. De range aan ‘gasgebruik’ in de gebouwde omgeving in I13050 is daarmee 9-33 TWh per jaar.

In de analyses in dit rapport hebben zijn met een andere blik gedaan dan de aanpak die in I13050 is gevolg, namelijk naar het aantal aansluitingen met ‘gas’, en apart een ‘wat als’-analyse gedaan voor de situatie dat groengas vervangen wordt door waterstof. Er is daarbij top-down²⁷ per soort gebied gekeken naar de ontwikkeling van het aantal gasaansluitingen in het gebied en wat dat betekent voor het LD-gasnet, voor een situatie dat klimaatneutraal gas schaars en relatief duur is en een situatie dat het ruim beschikbaar en relatief goedkoop is. Daarnaast is er verschil in scope van de cijfers, namelijk gebouwde omgeving (I13050) en woningen (deze studie). In de werksessies en analyses in deze studie is wel informatie vanuit I13050 meegenomen, zodat de range in het gasgebruik in 2050 grofweg overeenkomt met die in I13050. Beide zijn weer gebaseerd op inzichten over het potentieel van groengas op de lange termijn. In deze studie is daarvoor een range in de MIN en MAX-scenario’s gehanteerd, van respectievelijk 1 (MIN) en 3 (MAX) bcm groengas, of omgerekend 9-26 TWh.

Tabel 6 - I13050 - aantallen woningen met een aansluiting op een gasnet in 2050 (aantallen x1.000)

Scenario I13050	Hybride warmtepomp methaan	Hr-combi-ketel methaan	Hybride warmtepomp waterstof	Hr-combi-ketel waterstof	Totaal aantal met methaan-aansluiting	Totaal aantal met waterstof-aansluiting	Totaal ‘gas’
Decentrale initiatieven	2.300				2.300		2.300
Nationale Leiderschap	920	460			1.380		1.380
Europese integratie	3.680	460	920		4.140	920	5.060
Internationale handel			4.600	920		5.520	5.520

Methaan in 2050 is allemaal groengas in I13050.

De aantallen woningaansluitingen met ‘gas’ in deze studie in het eindbeeld variëren tussen de 1,6 miljoen (MIN) en 5,5 miljoen (MAX). Die range is, gezien de verschillen in aanpak van de analyses, goed vergelijkbaar met die in I13050.

²⁷ Dus geen bottom-up bepaling op basis van onder andere warmtevraag van gebouwen en beschikbaarheid en kosten van groengas. Dergelijke analyses zijn wel bekend en zijn in het achterhoofd gehouden bij de kwantificering.

5 Wat als....?

Wat gebeurt er als wordt ingezet op de ene ontwikkeling en de praktijk wordt de andere? Oftewel wat gebeurt er als ingezet is op het scenario-MIN in de veronderstelling dat gas veel duurder is dan de alternatieven, er weinig aansluitingen nog zijn en gas dat toch relatief goedkoop en ruim voorradig is? En andersom? En wat gebeurt er als waterstof veel goedkoper wordt dan de alternatieven om gebouwen te verwarmen? Deze en andere wat-als analyses staan uitgewerkt in dit hoofdstuk. Waar mogelijk is steeds beschreven wanneer zo'n situatie kan optreden (waar hangt dat van af?), en welke risico's het met zich meebrengt. Vervolgens staat beschreven hoe, met welke strategie en met welke onderzoeken, Enexis kan anticiperen op de mogelijkheden en de onzekerheden daarbij.

5.1 Wat als: Ingezet op MIN-scenario, maar gas toch ruim voorradig

Stel dat de samenleving inzet op de MIN-ontwikkeling. Dat is passend bij een verwachte situatie van lage beschikbaarheid van groengas tegen hoge kosten. Er is in die verwachting ook geen perspectief voor waterstof, zodat er ook geen aanleiding is om aardgasnetten geschikt te maken voor waterstof. De verhaallijn in het MIN-scenario is dat niet alleen huishoudens individueel hun aardgasaansluitingen opzeggen en overschakelen op een andere verwarmingsbron, maar dat dit ook gebiedsgewijs gebeurt met overschakeling op warmtenetten en dat in veel gebieden de LD-gasnetten worden verwijderd. Stel vervolgens dat de praktijk wordt, tegen de oorspronkelijk heersende verwachtingen in, dat groengas (c.q. e-methaan of waterstof) wél in veel grotere hoeveelheid beschikbaar komt en tegen relatief lage kosten ten opzichte van de alternatieven? De mensen die in buurten wonen waar het gasnet is verwijderd zullen mogelijk weer een gasaansluiting willen terwijl dat niet meer kan. Een deel van de mensen die in buurten wonen waar het gasnet nog wel ligt, maar die hun gasaansluiting hebben opgezegd zal daar spijt van krijgen en opnieuw een gasaansluiting nemen. Een deel van de huishoudens heeft hogere kosten dan nu geprognosticeerd als de optimale oplossing, maar maakt daar niet om en laat het zoals het is, niet iedereen is immers sterk kostengedreven.

Deze situatie kan bijvoorbeeld optreden als er doorbraken komen in de productie van groengas, e-methaan of waterstof. Denk aan vergassingstechnieken, of aan direct air capture (DAC) bij e-methaan, maar ook aan geopolitieke verschuivingen waardoor importen van groengas, e-methaan of waterstof tegen lage kosten beschikbaar komen.

Het risico is dat de maatschappij als geheel hogere kosten maakt voor gebouwverwarming dan uiteindelijk nodig was geweest, en dat de huishoudens die een aansluiting op een warmtenet hebben gekregen zich bekocht voelen. Er zijn ook hoge kosten gemaakt om gasnetten te verwijderen. De kans bestaat dat er verwijten worden geuit naar de netbeheerder dat het gasnet is verwijderd. Spijtoptanten die zich weer willen laten aansluiten zullen daarvoor betalen. Het gasnet kan die vraag al aan, dus daar waar het gasnet niet was verwijderd is er feitelijk geen probleem.

Kortom:

- er zijn kosten gemaakt om het gasnet in veel gebieden te verwijderen;
- De kosten van het gasnet worden gedragen door een kleinere groep huishoudens;
- een deel van de huishoudens wordt een optie onthouden die goedkoper blijkt dan ze in 2050 hebben;
- er worden extra kosten gemaakt om toch weer aan te sluiten op het gasnet;

- er resteren naar verwachting circa 4,2 miljoen gasaansluitingen, met een totaal gasgebruik van 3 bcm per jaar, en een gemiddeld gasgebruik van circa 700 m³ per jaar;
- dit is een ontwikkeling waarbij in eerste instantie relatief veel kosten worden gemaakt voor aanleg van bijvoorbeeld warmtenetten en door de gasnetbeheerder om gasnetten te verwijderen en waarbij - indien de ontwikkeling zich voordoet - gaandeweg niet goed meer kan worden bijgestuurd.

5.2 Wat als: Ingezet op MAX-scenario, maar gas toch duur

In het omgekeerde geval (de samenleving zet in op MAX, maar in de praktijk blijkt de beschikbaarheid van duurzame gassen laag te zijn en tegen hoge kosten) zullen alsnog meer warmtenetten worden ontwikkeld, en zullen mensen verspreid hun gasaansluiting opzeggen en naar all electric gaan. De situatie gaat dan richting het MIN-scenario, maar echter niet geheel, want door de lange ontwikkeltijd van warmtenetten en door de grotere aantallen van verspreid opgezegde gasaansluitingen en mensen die overstappen op all electric zullen warmtenetten in minder gevallen tot stand komen dan nu het geval zou zijn. Dit is omdat er dan minder klanten zijn die nog een warmte-aansluiting willen (omdat ze al naar all electric zijn overgestapt), zodat de aanleg van warmtenetten vaker dan nu onrendabel zal zijn. Deze situatie kan zich voordoen als de groengasproductie tegenvalt of als groengas wordt weggekocht door de industrie (ten behoeve van stoomproductie en/of grondstof) of door de transportsector (bioLNG als brandstof), of als er gerekend was op import, maar die niet beschikbaar komt. Idem dito voor waterstof en e-methaan: minder beschikbaar door hoge kosten waardoor investeringen uitblijven omdat er geen businesscase is, of door geopolitieke ontwikkelingen met betrekking tot import.

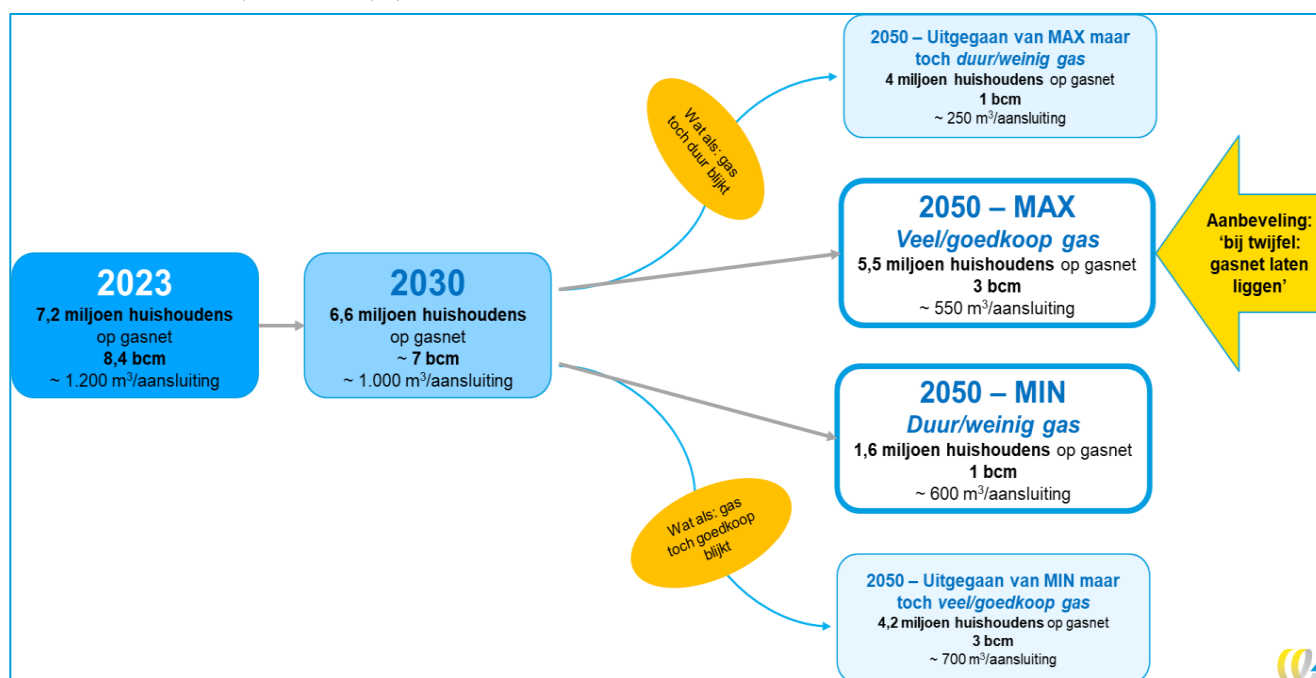
Het risico is dat huishoudens alsnog van het gas af gaan, maar met meer verspreiding per wijk dan in het MIN-scenario. Voor de regionale netbeheerders ontstaat dan ten opzicht van scenario MIN een situatie van meer gebieden waar een LD-gasnet is gebleven, maar met aanzienlijk minder aansluitingen op die netten.

Kortom:

- er zijn in eerste instantie beperkt kosten gemaakt om het gasnet in wijken te verwijderen;
- een deel van de huishoudens laat zich alsnog afsluiten van het gas;
- er resteren naar verwachting circa 4 miljoen gasaansluitingen, met een totaal gasgebruik van 1 bcm per jaar, met de druk om extra zuinig met gas te zijn (gemiddeld 250 m³ per jaar, als gevolg van het toepassen van isolatie en hybride warmtepompen);
- maatschappelijk aantrekkelijke opties zoals een warmteaansluiting kunnen niet meer gerealiseerd worden;
- dit is een ontwikkeling waarbij in eerste instantie relatief weinig kosten worden gemaakt door de netbeheerder, en waarbij - indien de ontwikkeling zich voordoet - gaandeweg kan worden bijgestuurd.

In Figuur 15 staan de uitkomsten van de twee wat-als-analyses uit Paragrafen 5.1 en 5.2 weergegeven, samen met die van het MAX- en het MIN-scenario.

Figuur 15 - Weergave van de uitkomsten van de twee wat-als-analyses uit Paragrafen 5.1 en 5.2, samen met die van het MAX- en het MIN-scenario



5.3 Wat als: goedkope waterstof?

Wat als waterstof goedkoop wordt en beschikbaar komt voor de gebouwde omgeving? Het uitgangspunt bij het ontstaan van die situatie is dan dat waterstof veel goedkoper is dan groengas en dat methanisatie van waterstof tot e-methaan te duur is.

Het zal dan niet zo zijn dat elke wijk kiest óf het methaan wil behouden óf overschakelt op waterstof. Als waterstof echt de goedkoopste oplossing is zullen alle wijken willen overschakelen op waterstof omdat de kostenvoordelen voor alle wijken gelijk zijn. Wel is er dan sprake van een uitrolproces en daarmee van een transitie. Met logischerwijs een eerste start in de gebieden nabij industriële 'Cluster-6-industrie' met hogeprocestemperaturen, waarnaartoe een verbinding met het landelijk waterstoftransportnet een positieve business-case heeft. In het project HyRegions (Trinomics & BlueTerra, 2024) zijn dergelijke concentratiegebieden met industriële waterstofvraag onderzocht (zie Figuur 10).

Vanuit een 'Waterstofoverdrachtstation' kan dan de betreffende industrie worden beleverd via nieuw aan te leggen HD-waterstofleidingen. Als het waterstof daar eenmaal is, kan het net ook verder worden gebracht. Voor distributie naar de gebouwde omgeving zijn dat logische gedachten ten behoeve van de gebouwde omgeving. Nogmaals: het gaat over een situatie waarbij waterstof echt goedkoop wordt ten opzichte van alternatieven, zodat het ondanks de initiële kosten van ombouw van LD-netten en van apparatuur toch een positieve businesscase oplevert. Onder die condities zal waterstof geleidelijk terrein winnen en verder worden uitgerold.

Dit betekent ook dat een eindbeeld van 'standalone' gebieden met waterstofdistributienetten zeer onwaarschijnlijk is. Wellicht wel in een transitiepad, maar als er voor specifieke gebieden een goede businesscase is, dan zal dat ook voor andere gebieden

gelden en zal uiteindelijk de regionale gasvoorziening omschakelen van methaan naar waterstof.

Deze situatie kan zich voordoen als import van waterstof veel goedkoper is dan productie van waterstof in Nederland, zodat warmtelevering en all electric-warmtepompen duurder zijn dan een (hybride)waterstof cv-installatie. In die gebieden waar geen gasnet meer is, zal waterstof hoogstwaarschijnlijk niet beschikbaar komen.

De opbouw van de waterstofketen staat nog in de kinderschoenen, zowel in Nederland als mondiaal. Wat uiteindelijk de kosten worden is nu niet met zekerheid te zeggen. Dat er een landelijk waterstoftransportnet zal komen is wel al een zekerheid. De regionale netbeheerders doen er goed door te gaan met te blijven onderzoeken wat de consequenties zijn van een overstap van methaan naar waterstof, zodat die inzichten bekend zijn als de situatie zich daadwerkelijk gaat voordoen en de vraag komt vanuit de maatschappij om waterstof distributie te gaan faciliteren.

De vraag is wat de rol dan wordt van groengas en wat dat vervolgens betekent voor de gasnetten. Als waterstof veel goedkoper wordt dan groengas, dan zal ook de rol van groengas als aantrekkelijke energiedrager voor ruimteverwarming in de gebouwde omgeving ophouden te bestaan. Hetzelfde geldt voor de toepassing als energiedrager voor hogetemperatuurprocessen in de industrie. Er blijft in die situatie nog wel (afhankelijk van onder andere de kosten) een mogelijke rol voor groengas als bron van groene koolstof voor de grote procesindustrie. Of daar dan een gassysteem bij past met decentrale productie, boosters naar netniveaus met hogere drukken, en uiteindelijk een beperkt aantal afnemers in de procesindustrie lijkt op het eerste gezicht niet logisch. Waarschijnlijk is het logischer dat productie van het groengas in grote installaties dan nabij die grote procesindustrie plaatsvindt, met rechtstreekse leidingen of met invoeding (en wellicht mogelijkheid tot centrale opslag) op het HTL-net van GTS²⁸.

5.4 Wat als: het gasnet geschikt is voor verschillende gaskwaliteiten?

Het is denkbaar dat verschillende kwaliteiten gas gedistribueerd kunnen worden en er een gasscheiding is ergens in het net één soort gas in het net op een gegeven punt, met gasscheider voor alles daarachter. Dit kan bijvoorbeeld zijn bij een GOS, of bij een aansluiting. Stel dat het mogelijk wordt, dan zou niet alleen groengas als 'drop in' bij aardgas kunnen fungeren, maar ook waterstof, in willekeurige concentraties. Dat zou een overgang naar waterstof van een abrupte naar een geleidelijke transitie mogelijk maken. Datzelfde geldt voor de eventuele overstap naar hoogcalorisch in plaats van laagcalorisch. Dat is een additionele keuze gegeven wat er met de gasnetten gaat gebeuren per wijk. In een vervolg is het wellicht relevant om na te gaan hoe Vlaanderen en Duitsland (langs de grensstreek met Nederland) hier mee om zijn gegaan en wat daarvan valt te leren. Conclusie: In essentie levert dit geen ander effect op voor de regionale netbeheerder waar hij nu al op zou moeten anticiperen. Het analyseren van de aanpassingen in het net die dat met zich meebrengt, is pas zinvol als de ontwikkeling toepasbaar is. Het volgen van die ontwikkeling is voorlopig voldoende.

²⁸ Die invoeding op het HTL-net is al gedemonstreerd door SCW-systems in Alkmaar met een superkritische watervergasser



5.5 Wat zijn de opties voor Enexis om, om te gaan met de onzekerheden?

Anticiperen op de onzekerheden, zoals geschetst in de MIN- en MAX-scenario's en de wat-als-analyses, kan door het LD-gasnet pas te verwijderen als zeker is dat dat nodig is, met andere woorden 'bij twijfel laten liggen'. De uitzondering op die regel wordt slechts gevormd door die wijken waar het uiteindelijk verwijderen van het LD-gasnet een voorwaarde is voor de ontwikkeling van een warmtenet²⁹. Het HD-gasnet zal vermoedelijk nodig zijn in die warmtegebieden voor voeding van piek- en/of hulpwarmteketels. Dit alles zal in de praktijk betekenen dat in de meeste wijken het LD-gasnet aanwezig blijft.

Afgebeeld op de MIN- en MAX-scenario's betekent dat netbeheerders in hun gasnetstrategie het beste kunnen uitgaan van een ontwikkeling zoals geschetst in het MAX-scenario. De uiteindelijke cijfermatige uitkomst kán daarmee overigens die van het MIN-scenario zijn, maar dan als uitkomst van een geleidelijk proces. Een bijkomend argument voor 'bij twijfel laten liggen' is dat het aanleggen van fijnmazige infrastructures kostbaar is en lange doorlooptijden kent. Vanuit geopolitieke onzekerheden kan het ook daarom strategisch belangrijk zijn om een bestaande infrastructuur in stand te houden, zodat switches mogelijk zijn als de omstandigheden daar om vragen.

Een eventuele grootschalige omschakeling van methaan naar waterstofgas wordt pas relevant indien duidelijk wordt dat waterstof overduidelijk de goedkoopste optie wordt ten opzichte van alternatieven om gebouwen te verwarmen. Daarbij worden alle kosten voor de maatschappij meegerekend, ook die van de aanpassingen van gasnetten, van gasmeters en van apparaten bij afnemers. Omdat het een mogelijke ontwikkeling is, is het wel raadzaam dat de netbeheerders zich daarop voorbereiden, zodat duidelijk is wat er gedaan moet worden indien die situatie zich aandient.

Daarnaast kan Enexis anticiperen op de toekomst door te zorgen dat de betaalbaarheid van een aansluiting op een gasnet in de toekomst geborgd blijft. Daar zijn verschillende oplossingen voor denkbaar, die binnen de scope van dit project hier niet uitputtend uiteen zijn gezet. Dit onderzoek gaat over het inzichtelijk maken van de ontwikkeling van kosten in de verschillende scenario's en de doorwerking daarvan in tarieven, enerzijds om het starten van een landelijke discussie om (een deel van) de toekomstige kosten anders te laten landen dan het geval is onder de huidige wetgeving, die ze onder de overblijvende aangeslotenen verdeelt. Dit kan daarmee ook een besluit van de ACM inhouden.

Anticiperen op de mogelijke toekomst kan daarnaast ook door onderzoek te starten. Er wordt daarbij onderscheid gemaakt naar onderzoeken die Enexis zelf kan initiëren, en onderzoeken die Enexis kan volgen en eventueel faciliteren. Bij elk onderzoek geven we een korte beschrijving welk probleem of risico het oplost. Dit kan dienen als input voor de innovatievisie van Enexis.

²⁹ Bij 'warmte' is er directe concurrentie op netniveau tussen gas en warmte waardoor er vanuit de warmtenetexploitant druk zal zijn om het gasnet uiteindelijk te verwijderen (als onderdeel van de afspraken over aanleg van een warmtenet). Bij 'all electric' is dat niet het geval, zodat all electric oplossingen in de bestaande bouw verspreid tot stand komen zonder druk om het gasnet weg te halen. Het kan zijn dat gas zo duur wordt ten opzichte van all electric dat de situatie dat iedereen de gasaansluiting opzegt vanzelf ontstaat. In dat geval is het uiteraard logisch om het gasnet te verwijderen. Maar dat is niet wat we verwachten dat er gaat gebeuren.

5.5.1 Onderzoek om zelf te initiëren

Dit zijn onderwerpen van onderzoek dat Enexis zelf kan initiëren:

- De aanbeveling van deze studie is om gasnetten zoveel mogelijk te laten liggen en te anticiperen op het MAX-scenario. Dit roept de vraag op wat daar de mogelijke gevolgen van zijn. Enexis kan in vervolgonderzoek nader ingaan op onder andere de gevolgen voor de veiligheid, de betrouwbaarheid van de gasvoorziening, de operationele kosten van het in stand houden, de uitgespaarde kosten van het niet verwijderen (en wat het break-evenpoint is tussen wel en niet verwijderen), en de impact op de ondergrondse ruimte.
- Onderzoek naar de ontwikkeling van kosten en tarieven met nauwkeurige en specifieke getallen voor het leveringsgebied van Enexis als geheel van de huidige instandhoudingskosten, afsluitkosten e.d. indien het MIN- of MAX-scenario wordt gevolgd. Dit zowel voor de situatie dat de werkelijkheid zo uitpakt als gedacht bij die scenario's, als voor de situatie dat de werkelijkheid anders uitpakt (zie de wat-als-analyses in dit hoofdstuk). Dit is een nadere verbijzondering van het genoemde onderzoek naar de gevolgen van de strategie om het LD-gasnet zoveel mogelijk in stand te houden.
- Onderzoek doen naar de ontwikkeling van de werkelijke kosten per aansluiting *in een specifieke wijk* als er in die specifieke wijk steeds minder aangeslotenen overblijven. Er kan mogelijk een maatschappelijke discussie ontstaan of het eerlijk is om die kosten te socialiseren over alle aangeslotenen op de gasnetten van een regionale netbeheerder. Inzicht kunnen bieden is daarom nuttig. Dat kan bijvoorbeeld door een aantal modelwijken te modelleren en door te rekenen op kosten van het regionale gasnetbeheer. Dit onderzoek lijkt op het vorige, maar wordt nu gericht op wijk-specifieke cijfers in plaats van op gemiddelde cijfers.
- Veilig laten liggen van uitbedrijf genomen gasleidingen. Dit teneinde de hoge kosten voor netbeheerder en dus voor de maatschappij van verwijderen te voorkomen, echter wel onder de randvoorwaarde dat veiligheid geborgd blijft. Enexis kan de verschillende mogelijkheden identificeren, een Maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBAi) laten uitvoeren voor de verschillende mogelijkheden, en dan de opties met een positieve MKBA vervolgens initiëren door ze uit te testen in praktijkproeven.
- Een stap verder is herbestemming van uitbedrijf genomen gasleidingen. Hiervoor geldt hetzelfde als hierboven.
- En nog een stap verder is het onderzoeken van mogelijkheden om het gasnet efficiënt te verwijderen tegen zo laag mogelijke kosten voor zowel netbeheerder als maatschappij en met zo weinig mogelijk overlast voor de omgeving.
- Verzamelen en centraal opwerken en invoeden (op het HD-distributienet) van het biogas van kleine (monomest)vergisters. Dit lost in principe het potentieel probleem op dat er in de zomer overschotten op de LD-gasnetten ontstaan³⁰, daarnaast is centrale invoeding voor het gassysteem kosteneffectiever, energie-efficiënter en toekomstbestendiger. Met dit verzamelen en centraal invoeden zijn overigens al marktpartijen actief bezig. Enexis kan zelfstandig onderzoek doen naar mogelijkheden, actief meewerken aan demonstratieprojecten met centrale invoeding, of die faciliteren.
- Nauwkeuriger meten en vermijden van methaanemissies vanuit de regionale gasnetten. Methaan is een sterk broeikasgas en als het methaannet een rol houdt in het toekomstige klimaatneutrale energiesysteem dan moeten methaanemissies worden gemonitord en tot het absolute minimum teruggebracht worden. Dit punt gaat niet alleen om het minimaliseren van methaanemissies bij groengasproductie, maar ook om methaanemissies vanuit de regionale gasnetten zelf, die bijvoorbeeld kunnen optreden

³⁰ Op de HD-netten kunnen zulke overschotten net zo goed ontstaan, maar daar is meer handelingsperspectief voor de netbeheerder, bijvoorbeeld door boosters te plaatsen.



bij werkzaamheden aan de netten en bij verwijdering van gasaansluitingen en van andere delen van het gasnet.

- Onderzoek (laten) uitvoeren naar te verwachten gasflows (volumes en capaciteiten) en de te verwachten behoefte aan opslagcapaciteit van een toekomstig gassysteem op basis van klimaatneutraal gas. Dit niet alleen voor de RNB-netten, maar ook voor de wisselwerking met de GTS-netten, zodat er een beter beeld ontstaat hoe zo'n systeem daadwerkelijk zal kunnen gaan functioneren, inclusief de interactie met de marktpartijen. Enexis kan optreden als opdrachtgever en/of ook als uitvoerder, mogelijk samen met de andere gasnetbeheerders. Enexis kan er ook voor kiezen om zo'n onderzoek te faciliteren. Een relevante aanvullende vraag daarbij vanuit marktpartijen kan ook zijn wat er nodig is om een liquide gasmarkt in stand te houden. Zit daar een ondergrens aan en zo ja, waar ligt die dan en door welke factoren wordt die bepaald?
- Samen met Gasunie het onderzoek naar de toekomst van het regionale gasnet van dit rapport uitbreiden naar de RTL-netten van GTS, aangezien daar veel parallellen mee zijn.

5.5.2 Onderzoeken om te volgen en eventueel te faciliteren

Dit zijn onderwerpen van onderzoek dat Enexis kan volgen, participeren of eventueel faciliteren. De onderwerpen staan niet in onderlinge prioritaire volgorde:

- Ontwikkeling van e-methaan. Mits tegen acceptabele kosten, maakt dit de transitie naar een klimaatneutraal gassysteem aanzienlijk eenvoudiger en levert ook de mogelijkheid van een veel grotere hoeveelheid klimaatneutraal methaan dan met groengas mogelijk is (dat laatste vanwege de beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen). Dit kan betekenen dat het huidige methaangebaseerde gassysteem grotendeels in stand kan blijven en de maatschappij niet hoeft te betalen voor de kosten van ombouw en afbouw.
- Ontwikkeling van een 'allesbrander'; een cv-ketel die een mengvorm van aardgas en waterstof aan kan in willekeurige verhoudingen, inclusief bijbehorende zaken zoals de gasmeter (volume en/of calorische waarde), gedrag van de bestaande gasnetten, veiligheid in het gebouw et cetera. Zo'n 'allesbrander' maakt het mogelijk om de omschakeling van aardgas naar klimaatneutraal gas eenvoudiger en geleidelijker te laten verlopen. Het wordt met name relevant indien waterstof de goedkoopste verwarmingsoptie wordt.
- Ontwikkeling van 'gasscheiding' van aardgas en waterstof, in twee varianten:
 - scheiden bij de aansluiting (dus met een mengsel van aardgas en waterstof in de leidingen);
 - scheiden bij het GOS (dus in het HTL/RTL een mengsel van aardgas en waterstof, maar in het RNB-net na het GOS één van beide).

Hiervoor geldt hetzelfde als beschreven bij de 'allesbrander': als het mogelijk is wordt de transitie naar een klimaatneutraal gassysteem er aanzienlijk eenvoudiger door en kan die ook aanzienlijk geleidelijker verlopen.

- Voortgaan met onderzoeken wat de consequenties zijn voor het regionaal gasnetbeheer van een overstap van methaan naar waterstof, zodat die inzichten bekend zijn indien de situatie zich daadwerkelijk gaat voordoen.
- Onderzoek naar een eventuele omschakeling van laagcalorisch naar hoogcalorisch aardgas. Dit kan het huidige probleem oplossen dat Nederland hoogcalorisch gas importeert, maar dat de verbruikersapparatuur van aangeslotenen op de regionale distributienetten (en ook veel van de RTL-aansluitingen) nog is afgestemd op laagcalorisch aardgas. Met het sluiten van het Groningengasveld is dat laatste onhandig geworden, het leidt onder andere tot de noodzaak van het bijmengen van stikstof bij het hoogcalorisch gas, wat kostenverhogend is. De vraag is of er strategische en economische winst voor de maatschappij is die zo'n omschakeling rechtvaardigt.

- Ontwikkeling HT-warmtepomp met een hoog omzettingsrendement. HT-warmtepompen maken het in principe mogelijk dat de bestaande oudbouw kan elektrificeren tegen lagere kosten, omdat geen investering nodig is in extra gebouwinstallatie en in aanpassing van het warmte-afgiftesysteem in het gebouw.
- Discussies over marktordeningsvraagstukken (en oplossingen) die naar verwachting gaan ontstaan bij een drastische afname van de gasvolumes. Is het bijvoorbeeld denkbaar dat er weer standalone gasnetten gaan ontstaan, zoals in de jaren 60 van de vorige eeuw, voordat het landelijke aardgasnet gerealiseerd werd?
- Eventuele pilots waarbij de aansluitingen in een gebied geheel ‘van het gas’ af gaan (met een warmtenet of met overstap naar all electric) en een gemeente op een gegeven moment besluit dat ook laatste nog resterende gasgebruikers van het gas af moeten. Die situatie is nog niet voorgekomen, maar is voor de toekomst voorstelbaar, en met de nieuwe wetgeving krijgen gemeenten die bevoegdheid ook (ingebod in een zorgvuldig besluitvormingsproces). Er is daar in Nederland nog geen praktijkervaring mee.
- Onderzoeken naar de mogelijkheid en wenselijkheid van standalone gastanks (met ‘groene’ LPG of propaan) als alternatief voor situaties waar nog maar enkele aansluitingen overblijven op een bepaald gasnetdeel, waarbij de maatschappelijke kosten van instandhouding hoog kunnen oplopen.



6 Conclusies en aanbevelingen

De komende 25 jaar zal het gasnet niet verdwijnen en heeft het een essentiële rol in het toekomstige klimaatneutrale energiesysteem en in het pad daar naar toe. De belangrijkste functies zijn:

- het distribueren van klimaatneutrale gassen (groengas, waterstof, e-methaan);
- in een aantal gevallen blijft gas de goedkoopste oplossing om gebouwen te verwarmen, ook al worden alle energiedragers duurder;
- het biedt de mogelijkheid om piekbelasting elektriciteit te beperken;
- het biedt eenvoudige en goedkope opslagmogelijkheden voor energie;
- voor bedrijven geldt dat in een aantal gevallen gas een grondstof of de optimale energiedrager is voor de procesenergie.

Het regionale gasnet ziet er in 2050 als volgt uit: De HD-distributienetten blijven overal in stand, voor zakelijke groengasgebruikers, voor de voeding van de LD-netten, voor de piek- en back-upketels van stadswarmtenetten in warmtegebieden, en voor invoeding van groengas. In gebieden met een geclusterde grote potentiële waterstofvraag zal sprake zijn van aanleg van nieuwe HD-leidingen voor waterstof. Daar waar warmtenetten komen zal het LD-gasnet op termijn volledig verdwijnen. In alle andere gebieden zal een mix van gas en verspreide volledig elektrische aansluitingen ontstaan, waarbij het LD-gasnet in stand gehouden blijft. Kijkend naar verschillende soorten gebieden en rekening houdend met de verschillende manieren om klimaatneutraal te verwarmen, is een range tussen de 1,6 (MIN) en 5,5 (MAX) miljoen aan aansluitingen op het gasnet te verwachten. Bepalende factor is daarbij de beschikbaarheid van relatief goedkoop gas (groengas, e-methaan of waterstof) ten opzichte van de kosten van andere verwarmingsopties. Het aantal woningen in gebieden waar een LD-gasnet in stand gehouden blijft laat een range zien tussen de 4,2 (MIN) en 6,1 (MAX) miljoen.

Uit de analyses volgt dat de beste strategie is om zoveel mogelijk LD-gasnetten te laten liggen ('bij twijfel laten liggen'), met uitzondering van de gebieden waar warmtenetten gerealiseerd worden. Zowel de netbeheerder als de aangesloten energiegebruikers en de niet-aangesloten energiegebruikers in het gebied zijn daarmee het meest flexibel voor de ontwikkelingen van de prijs/volumes van klimaatneutraal gas. De aanbeveling daarbij is ten eerste om die ontwikkelingen van techniek en van prijs/volumes te blijven volgen en periodiek te bezien of de strategie aanpassing behoeft. Ten tweede om nader onderzoek te doen naar de mogelijke gevolgen van deze strategie op onder andere de veiligheid, de betrouwbaarheid van de gasvoorziening, de operationele kosten van het in stand houden, de uitgespaarde kosten van het niet-verwijderen, de impact op de ondergrondse ruimte.

Om zich met alle onzekerheden zo goed mogelijk voor te bereiden op de toekomst is de aanbeveling dat Enexis daarnaast nader onderzoek verricht naar:

- De ontwikkeling van netwerkkosten en tarieven met getallen voor zowel het voorzieningsgebied van Enexis als geheel in verschillende scenario's, als voor de stel-dat situatie dat er in specifieke gebieden nog maar enkele gasaansluitingen overblijven.
- Mogelijkheden voor het veilig laten liggen (na buiten bedrijfstelling), herbestemmen of efficiënt verwijderen van bestaande gasnetten.

Referenties

- Aedes, & 33 Partners. (2021). *Samen werken aan goed wonen: Actieagenda wonen*. <https://aedescms.getbynder.com/m/40d9069ce1416bc6/original/Actieagenda-Wonen.pdf>
- CBS. (2024a). *Gasverbruik nederland opnieuw lager*. Centraal Bureau voor de Statistiek. <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2024/07/gasverbruik-nederland-opnieuw-lager>
- CBS. (2024b). *Gemiddelde energietarieven voor consumenten*. CBS.
- CBS. (2024c). *Hernieuwbare energie in nederland 2023*.
- CE Delft. (2022). *Gaswinning op de noordzee, en de afspraken daarover in het akkoord voor de noordzee*.
- CE Delft. (2023). *Verduurzaming van bedrijventerreinen. Typering, barrières en oplossingen*.
- CE Delft. (2024a). *Hoe blijft de gasrekening betaalbaar?*
- CE Delft. (2024b). *Scenariostudie groengasproductie rond 2030*.
- CE Delft, & Witteveen+Bos. (2024). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 co2-vrij elektriciteitssysteem*.
- Concawe. (2024). *E-fuels: A techno-economic assessment of european domestic production and imports towards 2050 - update*.
- Denktank energieagenda 2018-2023. (2017). *Eerste eilandelijke energieagenda: Samen op weg naar een energieneutraal schouwen-duiveland in 2040. Deel 2: Visiedocument 2018-2023*.
- E22. (2023). *Datasheet 250kw 1,000kwh*.
- EBN. (2024). *Energie in cijfers 2024*.
- Gasunie. (2024). *Infravisie: Gasunies inzet voor het energiesysteem in 2050*.
- GTS. (2024). *Het transportnetwerk*. <https://www.gasunietransportservices.nl/netwerk-operations/het-transportnetwerk>
- Internet Archive. (2008). *Anp estima que consumo de álcool supere gasolina*.
- MKBAi. (2024). *Niet-gebruikswaarde*. Informatie over de Maatschappelijke kosten- en batenanalyse voor beginners en gevorderden. <https://www.mkba-informatie.nl/mkba-basics/abc-van-de-mkba/niet-gebruikswaarde/>
- Mulatu, A., Gerlagh, R., Rigby, D., & Wossink, A. (2010). Environmental regulation and industry location in europe. *Environmental and Resource Economics*, 45(4), 459-479. <https://doi.org/10.1007/s10640-009-9323-3>
- Netbeheer Nederland. (2022). *Overzichtskaart gas met legenda 2022*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: De ii3050-scenario's*.
- PBL. (2022). *Klimaat- en energieverkenning 2022*.
- PBL. (2023). *Klimaat- en energieverkenning (kev) 2023: Ramingen van broeikasgasemissies, energiebesparing en hernieuwbare energie op hoofdlijnen*.
- PBL. (2024). *Eindadvies basisbedragen sde++ 2024*.
- SAE international. *Aerospace Recommended Practice (ARP) 6320*. (2018). Procedure for the continuous sampling and measurement of non-volatile particulate matter emissions from aircraft turbine engines. <https://doi.org/https://doi.org/10.4271/ARP6320>
- Tijdelijke commissie Breed welvaartsbegrip. (2015). *Plan van aanpak parlementair onderzoek breed welvaartsbegrip*.
- TNO. (2022). *Ontwikkeling productiekosten klimaatvriendelijke waterstof*.
- TNO. (2024). *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the netherlands: Renewable hydrogen cost element evaluation tool (rhyceet)*.



Trinomics, & BlueTerra. (2024). *Hyregions: Onderzoek naar de aanpak voor de mogelijke uitrol van regionale waterstofnetwerkinfrastructuur.*



A Bijlage: toekomstige ontwikkeling netkosten per aansluiting

In de analyses die in Hoofdstuk 4 staan beschreven is het beeld dat de HD-netten in stand blijven en dat dat voor een belangrijk deel ook geldt voor de LD-netten, terwijl het aantal gasaansluitingen op de netten afneemt.

Een vraag die daarbij opkomt, is wat dat betekent voor de ontwikkeling van de kosten die de regionale gasnetbeheerder moet maken voor de instandhouding van de netten en de resterende aansluitingen, en wat dat betekent voor de kosten per aansluiting. Die kosten zijn een belangrijke grondslag voor de netbeheerderstarieven.

De kosten per aansluiting worden bepaald door:

- kosten die gemaakt worden voor Instandhouding en bedrijfsvoering van de netten;
- afschrijvingen;
- kosten van afsluiting en van verwijdering van opgezegde aansluitingen;
- kosten van buitengebruikstelling en van verwijdering van netdelen die daarvoor eventueel in aanmerking komen;
- kosten voor invoeding van groengas.

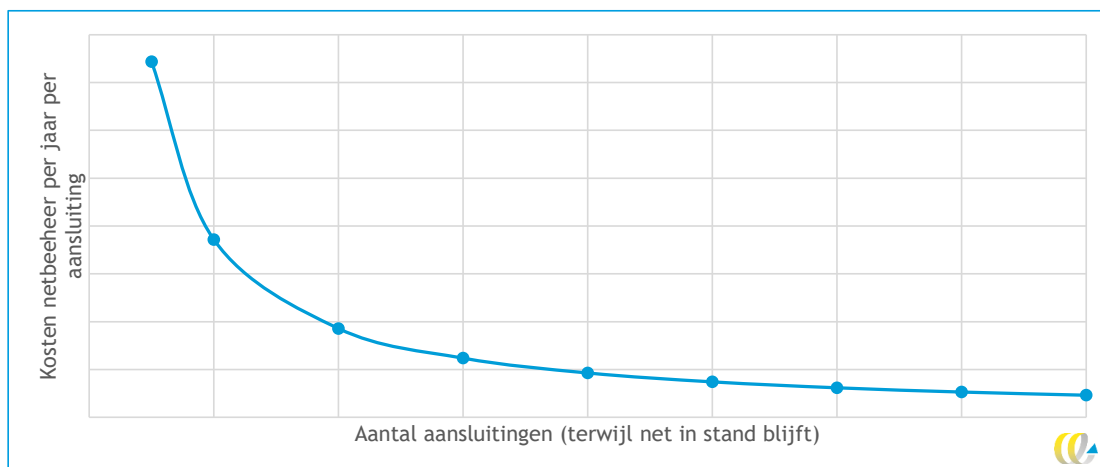
Indien het net in stand blijft, de netbeheerkosten gelijk blijven, het aantal aansluitingen afneemt, en de kosten worden verdeeld over de resterende aansluitingen, dan vertoont de curve een vorm van '1 gedeeld door x', met x het aantal resterende aansluitingen. De gestileerde vorm daarvan staat getoond in Figuur 16. De figuur laat zien dat de curve min of meer lineair oploopt naarmate het aantal gasaansluitingen daalt (dus van rechts naar links in de figuur). Indien dat aantal steeds minder wordt, dan begint de figuur asymptotisch gedrag te vertonen³¹.

Een precieze kwantificering van deze curve valt buiten scope van deze studie.

De aanbeveling is om daar vervolgonderzoek naar te doen, bijvoorbeeld op basis van doorrekening van enkele modelwijken. Er zullen naar verwachting in de praktijk situaties kunnen gaan voorkomen waarbij nog slechts enkele aansluitingen overblijven op een gasnet in een wijk. De vraag zal dan opkomen of dat gasnet dan in die specifieke wijk in stand gehouden moet blijven c.q. of het eerlijker is om de kosten van die instandhouding te verdelen over alle aansluitingen, of dat het bijvoorbeeld realistischer zou zijn om een kostenveroorzakingsprincipe toe te passen bij de toedeling. Door hier modelmatig onderzoek naar te doen kunnen netbeheerders anticiperen op dergelijke discussies.

³¹ De asymptoot ligt bij nul aansluitingen; dan zijn de kosten per aansluiting oneindig bij deze aannames.

Figuur 16 - Sterk versimpelde berekening van kosten van het regionaal netbeheer per gasaansluiting (incl. btw, en prijspeil 2024) bij afnemend aantal aansluitingen, indien de gasnetten in stand blijven en met gelijkblijvende kosten



Voor een indicatie van de huidige situatie: Voor een huishouden was het netbeheerders-tarief gas in 2024 circa € 230 per jaar (CBS, 2024b), inclusief btw. Ter vergelijking: de totale gasrekening van een gemiddeld huishouden in 2024, inclusief de netbeheerders-kosten, bedroeg circa € 1.800 per jaar, incl. btw (CE Delft, 2024a).

N.B. De kosten van het netbeheer van GTS komen tot uitdrukking in de gasprijzen van de gasleveranciers. Ze worden toebedeeld aan de gasstromen over de entry- en exit points van de GTS-netten. Het deel van de GTS-kosten dat wordt toebedeeld aan de exit points (de GOSSen) naar de regionale gasnetten is op dit moment omgerekend circa 2 eurocent per m³ aardgas (CE Delft, 2024a), oftewel circa € 20-30 per woningaansluiting per jaar in 2024, afhankelijk van het gasgebruik.