

*Deze notitie valt geheel onder de verantwoordelijkheid van
CE Delft. Het bevat de onderwerpen die zijn besproken door de
Denktank, maar geeft niet de mening weer van afzonderlijke leden
van de Denktank.*

Aardgas in transitie

Denktank Vernieuwing Energiemarkt Bijlage 5

Bijlage 5

Delft, november 2014

Opgesteld door:

F.J. (Frans) Rooijers

B.L. (Benno) Schepers



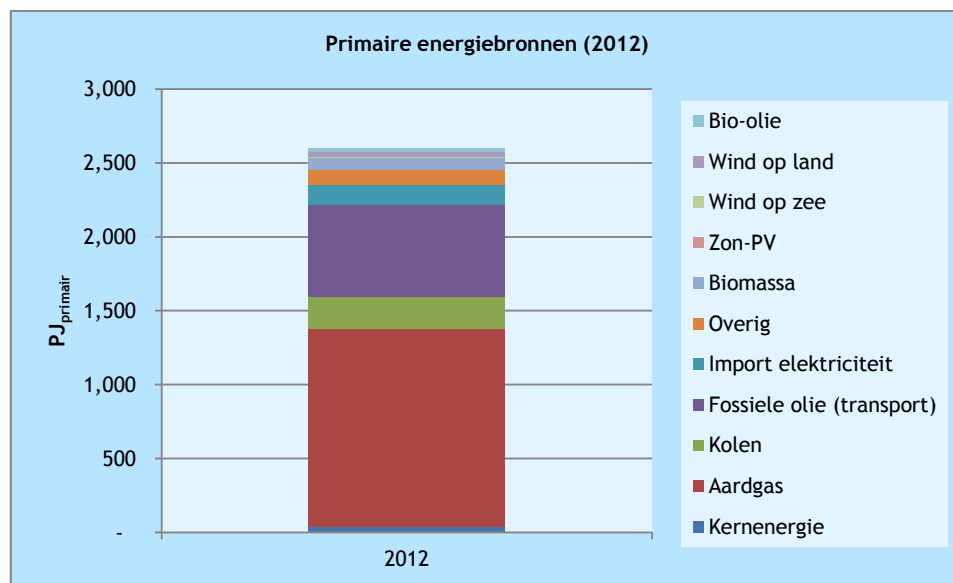
1 Aardgas, meest gebruikte brandstof

1.1 Gasgebruik

De energiemarkt verandert in een rap tempo, en dat zal ook de komende decennia niet anders zijn. De opkomst van hernieuwbare, intermitterende bronnen in Nederland en daarbuiten, de toename van interconnectiviteit met onze buurlanden, de ontwikkeling van opslagcapaciteit voor elektriciteit, van nieuwe technieken in bijvoorbeeld mobiliteit en warmte, dit zijn allemaal ontwikkelingen die een impact hebben op het energieaanbod en -vraag, en daarmee op de energiemarkt.

De eerste vijf sessies van de denktank hebben we vooral aandacht besteed aan de elektriciteitsmarkt. Tijdens de sessie van 15 oktober 2014 zullen we vooral kijken naar de rol van aardgas in de verduurzamende energievoorziening. Dan gaat het vooral over de warmtemarkt waar aardgas vanaf de jaren '60 een hoofdrol vervult. Ook hier zijn veranderingen waarschijnlijk als de verduurzaming doorzet. Het verbranden van aardgas gaat gepaard met de emissie van CO₂ en afvangen lijkt bij de vele miljoenen kleinverbruikers niet goed voorstelbaar.

Figuur 1 Energiebronnen voor energetisch gebruik 2012 (CBS)



Dominant is het gebruik van aardgas van 52% (exclusief het gebruik voor feedstock) gevolgd door aardolie (24%).

1.1 Gasgebruik in 2030?

De rol van de fossiele brandstoffen, in het bijzonder aardgas, zal sterk veranderen. Niet door het afnemen van de voorraden, deze zijn nog steeds erg groot en zelfs Nederland kan zeker tot 2030 in de eigen aardgasbehoefte op het huidige peil voorzien, nog los van de eventuele winning van schaliegas en nieuwe voorraden ten gevolge van nieuwe winningstechnieken. De verandering zal het gevolg zijn van het klimaatbeleid (40% CO₂-reductie in 2030) en van het beleid dat streeft naar een aandeel van 14% hernieuwbare energiebronnen in 2020, groeiend naar 27% in 2030. Hierdoor zullen niet alleen op de elektriciteitsmarkt, maar ook de warmtemarkt veranderingen ontstaan.

Op de gasmarkt worden voorzichtige stappen gezet met invoeding van groen gas waarbij het tot nu toe vooral om kleine installaties gaat. Wat zijn de potenties voor waterstofinvoeding (Power-to-Gas) en voor vergassing van import-biomassa? Hoe zal de vraag naar aardgas voor de warmtemarkt zich ontwikkelen, wat betekent dit voor de benodigde infrastructuur en business modellen? Deze vragen worden in de komende hoofdstukken beantwoord.

Het accent is gericht op de lage en hoge temperatuur warmtemarkt, maar voor de volledigheid worden ook de transport- en elektriciteitsmarkt kort meegenomen om een volledig beeld te krijgen van de rol van (aard)gas in de Nederlandse energievoorziening.

In deze bijlage hebben we vooral gebruik gemaakt van twee studies:

- aardgasbeleid in Nederland: actuele ontwikkelingen (oktober 2014);
- energiescenario's 2030 voor Netbeheer Nederland (juni 2014);

De genoemde scenario's A, B, C, D, E en BAU zijn daar uitvoerig beschreven en geanalyseerd. De scenario's A en B passen in de voorstellen voor de CO₂-doelen zoals die momenteel voorliggen in Brussel. De scenario's D en E worden door velen als niet realistisch bestempeld en zullen daarom in deze bijlage slechts beperkte aandacht krijgen. Als Bijlage A zijn de belangrijkste kenmerken van de scenario's opgenomen.



2 Gasgebruik in lage temperatuur warmtemarkt

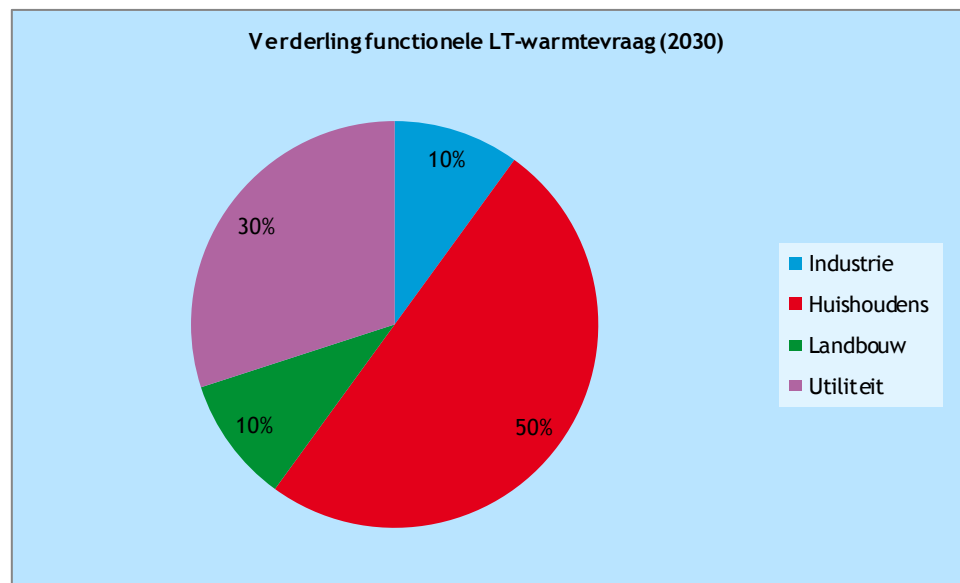
2.1 Lage temperatuur (LT) warmtevraag fors, maar dalend

De meeste energie die we gebruiken is voor verwarming op lage temperaturen (woningen, gebouwen, bedrijven en glastuinbouw) temperaturen. Transport van deze warmte is duur in vergelijking met transport van elektriciteit en gas. Maar doordat warmte relatief goedkoop (restwarmte) of hernieuwbaar (geothermie, biomassa, warmtepompen) is, ontstaan er door de politieke doelen (CO₂-reductie, aandeel hernieuwbare bronnen en energiebesparing) nieuwe kansen voor innovatieve oplossingen. Warmte uit fossiele bronnen (aardgas in gebouwde omgeving) krijgt het daarentegen moeilijker.

2.1.1 Functionele vraag

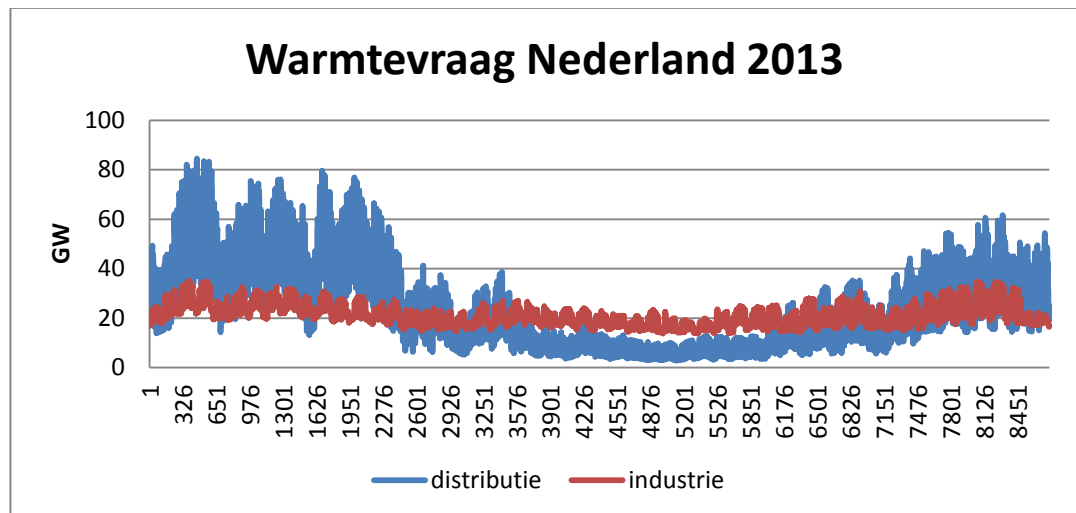
Uit de scenariostudie van CE Delft (CE Delft, 2014) voor Netbeheer Nederland blijkt dat de finale warmtevraag in 2012 ongeveer 740 PJ bedroeg. Voor 2030 wordt afhankelijk van het scenario een vraag van 330 tot 600 PJ/jaar verwacht, afhankelijk van de mate van energiebesparing (gebouwschil). In Figuur 2 wordt de verdeling van deze vraag over de sectoren weergegeven.

Figuur 2 Verdeling LT-warmtevraag over sectoren



Naast de vraag in volume is ook de vermogensvraag van belang. In Figuur 3 is de vermogensvraag als functie van de tijd (8.760 uren in het jaar) weergegeven voor de kleinverbruikers en voor de industrie. Duidelijk is te zien dat de vermogensvraag ruim boven de 80 GW uitkomt voor de gebouwde omgeving (en boven de 30 GW voor de industrie). Fors meer dan het vermogen dat door de elektriciteitssector kan worden geleverd.

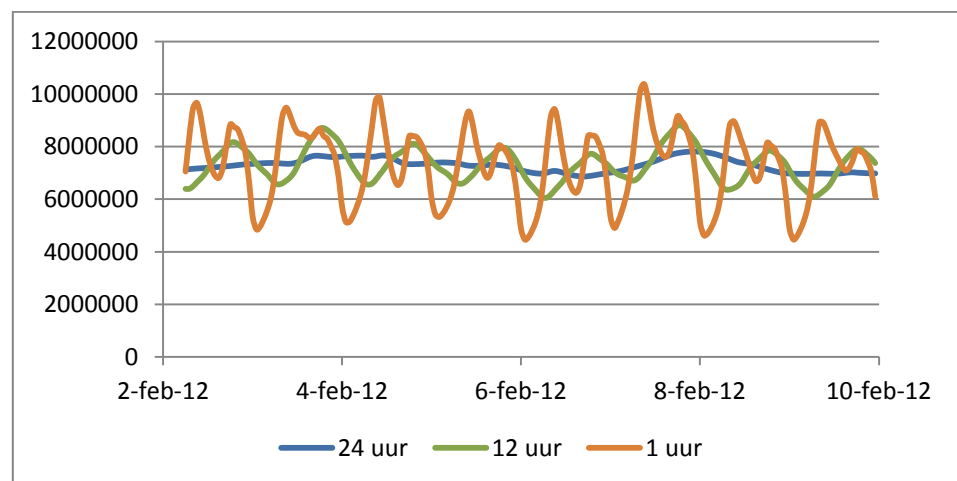
Figuur 3 Warmtevraag (capaciteit) in 2013



Bron: Gasunie.

Omdat 2013 een milde winter had is deze maximale piek niet de piek waar rekening mee gehouden moet worden bij de uitleg van het systeem voor levering van energiedragers. In 2012, tijdens de koude piek in februari bedroeg de maximale vraag 100 GW.

Figuur 4 Warmtevraag (capaciteit) in februari 2012



In Figuur 3 is het afnameprofiel weergegeven van de distributiebedrijven in Nederland in de eerste, relatief koude, week van februari 2012. De groene en blauwe curves betreffen gemiddelden van 12 of 24 uur.

Het afvlakken van de oranje curve naar 24-uurs gemiddelden vergt waterbuffers met grootte orde circa 360 liter per huishouden (studie 'Groningen 2035'); de 12-uur curve vergt ongeveer de helft. Een buffervat van 360 liter is in de meeste woningen niet eenvoudig te plaatsen.

2.2 Besparingen

Voor LT-warmte zijn forse besparingen goed mogelijk en deze worden daarom in bijna alle scenario's (10-50%) aangenomen. Met name als de besparingen richting de 50% gaan, worden deze onrendabel. Hoewel de besparingen van 50% wel technisch haalbaar zijn, zijn deze niet waarschijnlijk. Voor de LT-warmtevraag betekent dit dat binnen zeer korte tijd ongeveer 500.000 woningen, tienduizenden kantoren, scholen en winkels én honderden hectares glastuinbouw *per jaar* grondig moeten worden aangepakt. Hiervoor ontbreekt op dit moment de uitvoeringscapaciteit.

Voor de vraag naar laagwaardige warmte wordt momenteel vooral aardgas gebruikt. Dit zal afnemen door substitutie naar efficiëntere opties als elektrische/hybride warmtepompen, het gebruik van geothermie en rest-warmte en grote WKO-projecten. Dit gebeurt in alle scenario's. De last die de LT-warmtevraag op de primaire energiebronnen legt, neemt daardoor ook sterk af.

2.3 Enkele belangrijke alternatieven voor aardgas HR-ketel

De rol van de aardgas CV zal veranderen afhankelijk van de mate van CO₂-reductie die wordt vastgelegd voor 2030. Hiervoor zijn de volgende alternatieven voorhanden:

- elektrische verwarming:
 - elektrische of hybride warmtepompen;
 - weerstandverwarming.
- warmtelevering:
 - stadsverwarming en restwarmte van de industrie;
 - WKK-installaties;
 - WKO.
- groen gas in CV, al dan niet met brandstofcel;
- vaste biomassa:
 - houtpellets;
 - haardhout.

2.3.1 Warmtepompen

De huidige winterpiek in gasconsumptie zal zich vertalen naar een winterpiek in elektriciteitsafname. Er is echter een aantal redenen waarom de winterpiek minder hoog zal zijn dan de 80 GW die nu door gas wordt geleverd:

- energiebesparing;
- lagere gelijktijdigheid mede door buffervat;
- COP: voor een warmtepomp wordt een COP¹ van 3,5 gemiddeld aangehouden. Dat betekent dat iedere kW aan warmtevraag zich vertaalt naar een elektriciteitsvraag van slechts 0,29 kW.

Het elektrisch piekvermogen van een warmtepomp kan daarom beduidend lager zijn dan het huidige gevraagde thermische piekvermogen op basis van de aardgasvraag voor ruimte- en tapwaterverwarming. Op basis van een COP van 3,5 blijkt daarom grootschalige opslag van elektriciteit niet noodzakelijk in dit scenarioberekening.

Echter, de genoemde COP-waarde hangt sterk af van de gebruikte warmtepomptechniek. Daarom is een eindbeeld doorgerekend waarin wordt aangenomen dat een andere mix van technieken wordt gebruikt die gemiddeld

¹ De COP (Coëfficiënt of Performance) is de verhouding tussen de geleverde warmte en de gevraagde elektriciteit.



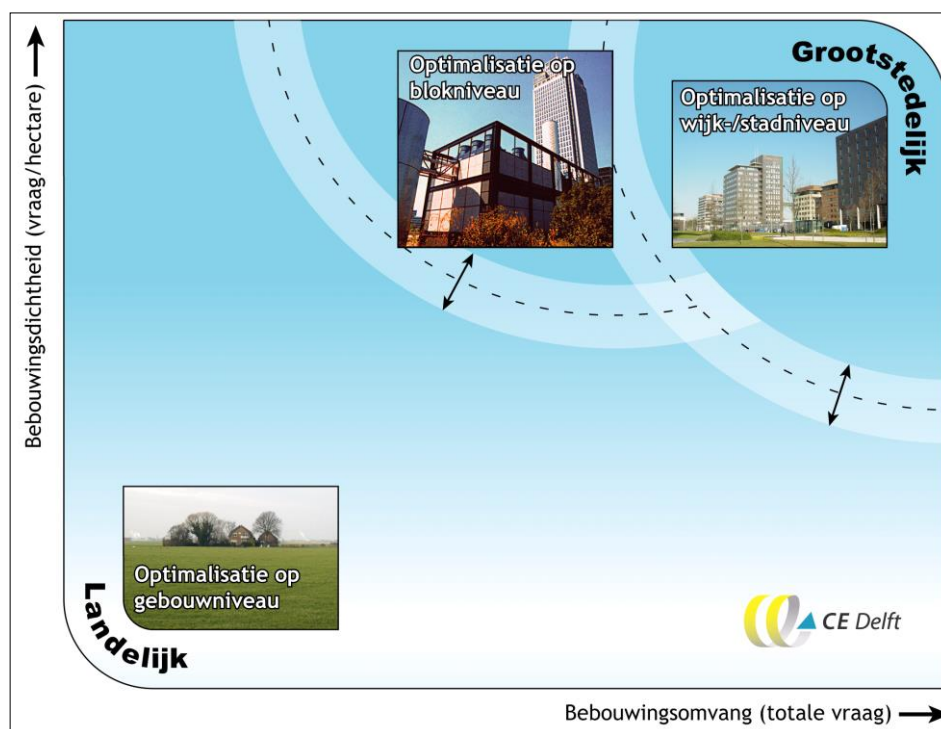
wel een COP van 3,5 realiseert, maar bij een lage buitentemperatuur gemiddeld nog maar een COP van 1,55 bereikt. Woonwijken met elektrische warmtepompen vergen een minimaal twee keer zo zwaar net als gewone wijken. Het is nog onduidelijk of door extreme isolatie en/of belastingsturing dit kan worden beperkt.

2.3.2 Warmtelevering

Warmte leent zich niet tot transporteren over grote afstanden en in tegenstelling tot bij elektriciteit en aardgas, bestaat er voor warmte geen landelijk netwerk. Warmtelevering is daarmee altijd een lokale of regionale aangelegenheid, waarbij het aanbod moet worden gekoppeld aan de vraag (zowel in geografisch aspect als in tijd).

Op dit moment vindt warmtelevering al op vele locaties plaats. Van grote stadsverwarmingsnetten met tienduizenden woningen, tot blokverwarming bij een enkele flat. Het potentieel voor warmtelevering is echter aanzienlijk groter. Dit potentieel wordt met name bepaald door de omvang van de vraag en de dichtheid van de vraag in een bepaald gebied. Het Afwegingskader Locaties van RVO (2013) geeft een indicatie van de minimale waarde voor deze omvang (in GJ) en dichtheid (in GJ/m²), wil warmtelevering interessant zijn. In Figuur 5 wordt dit weergegeven.

Figuur 5 Schematische weergave mogelijkheden warmtelevering



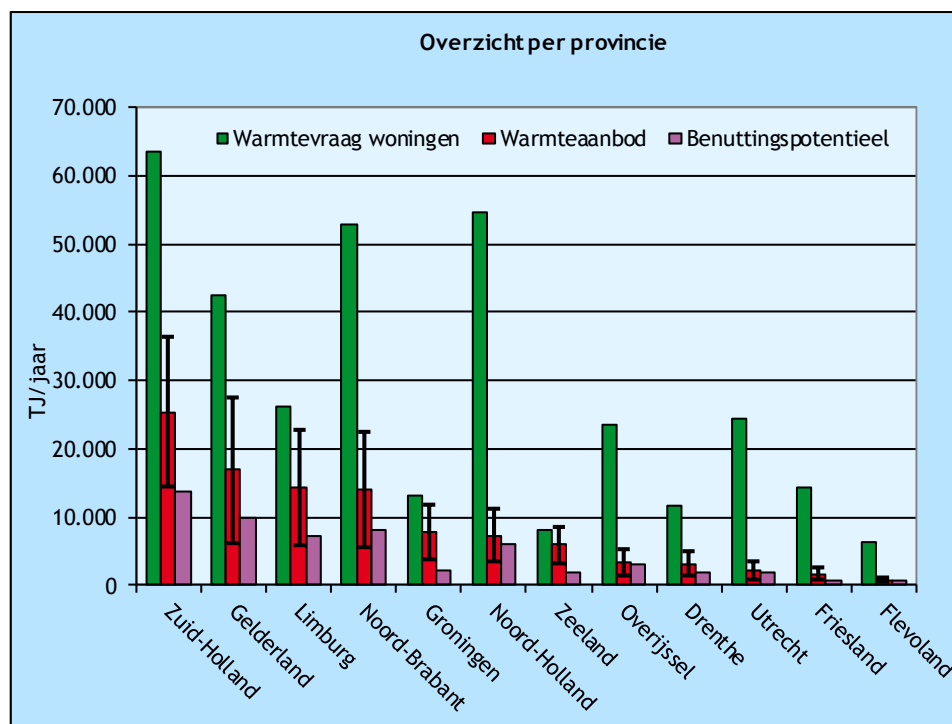
Indien de criteria uit het Afwegingskader Locaties worden toegepast op de warmtevraag van alle wijken in Nederland (gegevens CBS), dan blijkt dat ongeveer 220 PJ van de huidige warmtevraag hieraan voldoet en dus potentieel interessant is voor warmtelevering (CE Delft, 2011)². Deze vraag

² Op dit moment wordt 40-50 PJ aan warmte geleverd via alle vormen van warmtelevering via collectieve netten (CE Delft, 2011).

bevindt zich hoofdzakelijk in de steden en provincies als Zuid-Holland, Noord-Holland en Noord-Brabant.

Het aanbod van warmte past op dit moment echter nog lang niet altijd bij de vraag. En grote verschillen in Nederland zijn dan ook zichtbaar. Zo blijkt uit een studie van CE Delft (CE Delft, 2011) dat in de provincie Utrecht bijna het volledige, huidige aanbod van restwarmte gebruikt zou kunnen worden voor warmtelevering aan omliggende woningen. In Groningen bedraagt dit slecht een kwart. Dit komt door de *mismatch* van de geografische aspecten van vraag en aanbod.

Figuur 6 Overzicht van warmtevraag en -aanbod per provincie



Bron: (CE Delft, 2011).

Wanneer naar de scenario's wordt gekeken, dan lijkt er voor het leveren van LT-warmte in geen enkel scenario tot grote problemen te leiden³, mits vroegtijdig rekening wordt gehouden met het aanleggen van de benodigde infrastructuur voor het verplaatsen en benutten van de warmte. Hierbij zijn dus met name de grootstedelijke gebieden en gebieden met veel glastuinbouw interessant.

Voor alle vormen van warmtelevering bestaat de vraag wie verantwoordelijk wordt voor de infrastructuur, zowel bij de aanleg als beheer, omdat dit niet standaard is belegd bij een partij. Voor alle scenario's levert dit de komende jaren een grote uitdaging om dit in te richten, om het beoogde potentieel waar te maken.

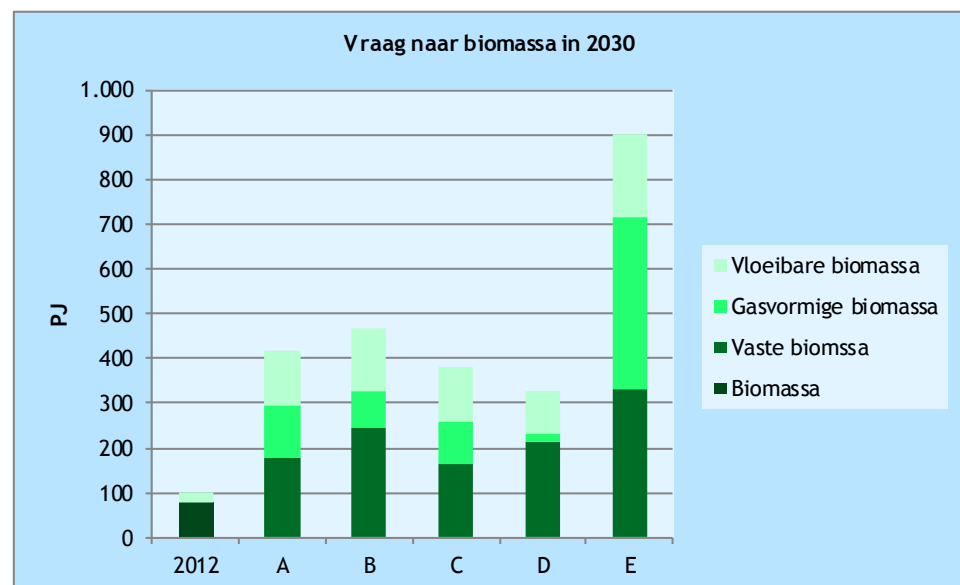
³ In alle scenario's vindt er minder LT-warmtelevering uit energiecentrales, WKK's, geothermie en industriële restwarmte plaats dan het totale potentieel van geschikte warmtevraag uit huishoudens, zelfs met een aanzienlijke besparing daarop. Deze vraag is in werkelijkheid nog groter, omdat ook de glastuinbouw (totale warmtevraag 80 PJ) en utiliteit (totale warmtevraag 200 PJ) voorzien kan worden door dit aanbod.

In de meeste scenario's is er een toename van kleine en grotere warmtenetten op basis van diverse bronnen (WKO, geothermie, restwarmte, bio-WKK). De risico's voor investeerders in warmtenetten zijn groter dan in gas- en elektriciteitsnetten. Bovendien is hier nog steeds sprake van één leverancier. Innovatie is gewenst op het gebied van nieuwe beheersvormen van warmtenetten waarbij een onderscheid kan worden gemaakt tussen transportnetten en distributienetten. Bij voorkeur worden ook meerdere producenten van warmte betrokken om de risico's te minimaliseren. Zowel lage als hoge temperatuurnetten kunnen een belangrijke rol spelen om hernieuwbare energiebronnen te gebruiken voor de warmtemarkt. Een belangrijk aspect hierbij is dat warmtenetten niet gesocialiseerd zijn en gas- en elektriciteitsnetten wel. Hierdoor betalen burgers in elke buurt verschillende tarieven voor hun warmte. Het is goed denkbaar dat gebieden worden aangewezen voor warmtelevering en dat voor alle gebieden de kosten worden gesocialiseerd en de netten worden beheerd door de netbeheerder. Leveranciers met verschillende bronnen kunnen invoeden en klanten zijn vrij in hun keuze voor de leverancier, maar vanuit beheersoogpunt is nutsbeheer met logische monopolies voor het distributiedeel ook mogelijk.

2.4 Groen gas

Zonder veel maatregelen in de gebouwen te hoeven treffen kan toch aan de klimaatdoelen worden beantwoord, namelijk door het aardgas gaandeweg te vervangen door groen gas (zelfde kwaliteit, maar biomassa als bron). Dit kan worden gemaakt met mestvergisting, GFT-vergisting, als restproduct bij de waterzuivering, maar ook door grootschalige vergassing van biomassa dat geïmporteerd wordt. De kosten van groen gas, los van subsidies en belastingen, is ongeveer drie keer zo hoog als de huidige commodityprijs van aardgas.

In de scenarioanalyse is er in de vijf scenario's een groot verschil in gebruik van biomassa, voor groen gas, maar ook voor andere toepassingen die aardgas en/of steenkool vervangen. De beschikbaarheid van grote hoeveelheden biomassa dat duurzaam is geteeld is nog onzeker.



De gasinfrastructuur is geschikt voor levering van groen gas in plaats van aardgas, voor de gehele gasvraag bij een autonome besparing op de vraag en uitbreiding van het aantal woningen.

2.5 Welke systemen in 2030

De huidige LT-warmtevoorziening berust bijna volledig op aardgas. In de verschillende eindbeelden vindt hier een verschuiving in plaats. In de studie zijn verschillende productietechnieken onderscheiden:

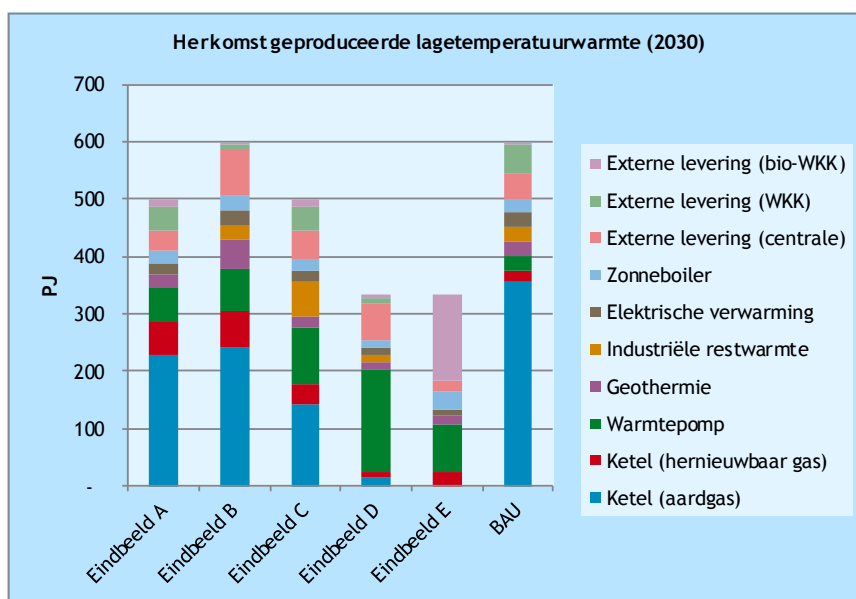
- CV-ketel (deels aardgas, deels groen gas);
- warmtelevering;
 - grote warmtepomp WKO;
 - geothermie;
 - industriële restwarmte;
- elektrische verwarming (warmtepomp en weerstand);
- zonneboiler.

Tabel 1 Productiemix LT-warmte 2030

	A	B	C	D	E	BAU
CV-ketel	70%	60%	45%	10%	15%	75%
Warmtepomp	15%	15%	25%	70%	50%	5%
Geothermie	5%	10%	5%	5%	10%	5%
Industriële restwarmte		5%	15%	5%		5%
Elektrische verwarming	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Zonneboiler	5%	5%	5%	5%	20%	5%

In de scenariostudie voor Netbeheer Nederland zijn vijf eindbeelden uitgewerkt waarbij in de eindbeelden A, B en C de besparing fors is en in de eindbeelden D en E zeer fors. Uit kostenberekening blijkt dat de besparingsniveaus voor D en E niet rendabel zijn. In 2030 is er in de scenario's A, B en C nog een CO₂-emissie van circa 50% t.o.v. 1990. Dit leidt tot de productiemix LT-warmte zoals weergegeven in Figuur 7.

Figuur 7 Productiemix LT-warmte



De productiemix komt via keuze op zowel gebouw, installatie als netwerkniveau tot stand. Deze keuzes zijn niet los van elkaar te maken en liggen vaak niet in handen van de gebouw eigenaren.

Netwerk	Gebouwinstallaties	Bron	Uitwisseling
Gas	HR-ketel Micro/mini-WKK Hybride warmtepomp	Aardgas Groen gas (decentraal)	Naar E/W via WKK Naar W: Bijstookketels
Elektriciteit	Hybride Warmtepomp Elektrische Warmtepomp Weerstandverwarming	Zon-PV (decentraal) Diverse centrale bronnen	Naar W: power to heat Naar G: power to Gas
Warmte	Warmtewisselaar, WKO-installatie	Restwarmte, Geothermie, (bio)WKK	-

In alle systemen kan thermische zonne-energie voor tapwater ter ondersteuning worden ingezet.

2.6 Welke energiedragers indien klimaatneutraal?

Omdat het verwarmen van de gebouwen gepaard gaat met langlopende investeringen in het gebouw (minimaal 25 jaar), installaties (15 jaar) en infrastructuur (40 jaar) is het nuttig om bij de situatie 2030 ook al een doorkijkje te hebben naar 2050. Voorkomen wordt dat investeringen worden gedaan in concepten die niet passen in een klimaatneutrale situatie. Voor GasTerra is een berekening gemaakt voor de situatie dat de gebouwde omgeving klimaatneutraal moet zijn (2050). In de bijlage zijn hiervoor de cijfers gepresenteerd.

2.7 Conclusies voor LT-warmtemarkt bij forse CO₂-reductie

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving met een CO₂-reductie van 40 à 50% in 2030 zal de levering van aardgas, die nu dominant is voor de LT-warmtemarkt, fors veranderen:

- Doordat de gaslevering verandert van aardgas naar groen gas, zal de invoeding van groen gas dominant worden en zullen er grote opslag-systemen nodig blijven om de piekvraag in de winter te kunnen blijven leveren.
- Lang niet overal zal een gasnet nodig zijn.
- De piekcapaciteit van het gas zal naast de gebieden met gaslevering ook in gebieden met warmtelevering nodig zijn.
- Moet in gebieden met een sterke positie van warmtelevering het gasnet nog vervangen worden als dat aan de orde is?
- In gebieden met elektrische warmtepompen zullen de netten verzwakt moeten worden met minimaal 100%. Het is nog niet duidelijk of slimme netten dit substantieel kunnen beperken.
- Vooral de aanleg en onderhoud van warmtenetten vergt een ingrijpende investeringen met grote risico's zolang de warmtenetten moeten concurreren met het goedkopere aardgas. Een belangrijk aspect hierbij is ook dat warmtenetten niet gesocialiseerd zijn en gas- en elektriciteits-netten wel. Hierdoor betalen burgers in elke buurt verschillende tarieven voor hun warmte. Het is goed denkbaar dat gebieden worden aangewezen voor warmtelevering en dat voor alle gebieden de kosten worden gesocialiseerd en de netten worden beheerd door de netbeheerder.



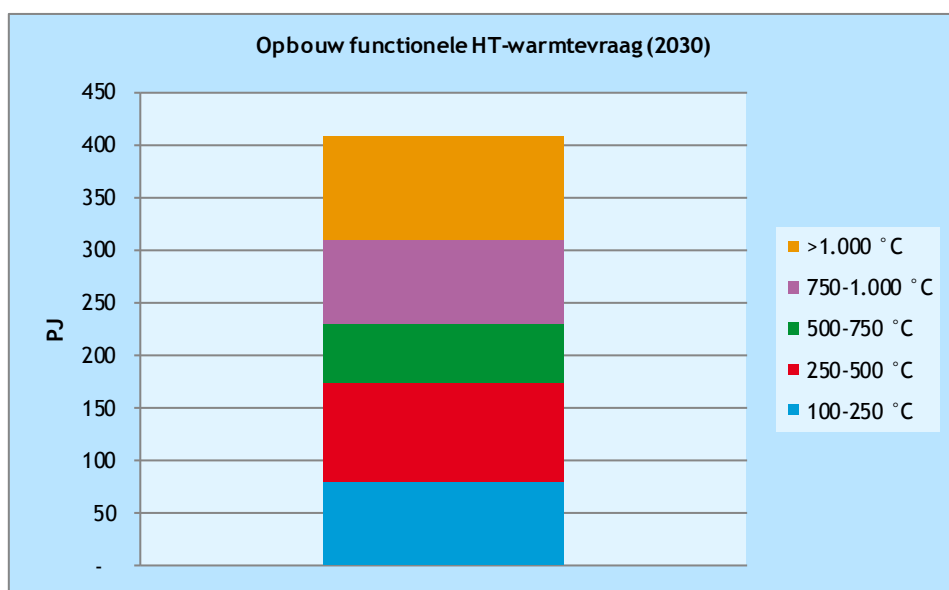
3 Gasgebruik in hoge temperatuur warmtemarkt

3.1 Hoge temperatuur (HT-)warmte

De warmtevraag in Nederland is al jaren min of meer constant. Voor de functionele vraag naar HT-warmte voor processen (exclusief de productie van elektriciteit) is dan ook aangenomen dat de vraag in 2030 gelijk is aan die van 2012. Uit een studie van CE Delft (CE Delft, 2014) blijkt dat de finale HT-warmtevraag in de industrie in 2012 ongeveer 450 PJ bedraagt. Als wordt aangenomen dat dit met een gemiddeld rendement van 90% wordt geproduceerd, dan is de functionele HT-warmte-vraag 410 PJ. In deze studie wordt aangenomen dat dit ook de functionele vraag in 2030 is. In Figuur 8 wordt de verdeling van deze vraag over de verschillende temperatuurniveaus weergegeven.

Alleen als Nederland een afwijkend beleid gaat voeren t.o.v. de andere EU-landen, zoals 100% hernieuwbare energie in 2030, zal de functionele warmtevraag sterk veranderen. Hier gaan we daar niet van uit. Wel kunnen (Europees) grote veranderingen ontstaan als de productie van olieproducten zou verdwijnen, bijvoorbeeld door ingrijpende regelgeving in de transportsector.

Figuur 8 Functionele HT-warmtevraag



Bron: (CE Delft, 2014).

3.2 Efficiency achter de meter

Energiebesparingsmaatregelen voor HT-warmte zijn over het algemeen minder beschikbaar dan voor LT-warmte. Omdat bedrijven die werken met HT-warmte veelal goed op de hoogte zijn van hun energieverbruik voor warmte en het grote aandeel in de productiekosten van het energieverbruik, worden veel besparingsmaatregelen ook al getroffen. De efficiencyverbetering volgt de economische groei.

Desalniettemin blijft er nog een fors besparingspotentieel over. Zo is isolatie van stoomleidingen niet adequaat en kan procesvernieuwing nog een belangrijke bijdrage leveren. Hiervoor is een hoge CO₂-prijs al dan niet in combinatie met verdergaande afspraken (MEE, MJA3, Wet milieubeheer) noodzakelijk. Ook al zijn veel maatregelen rendabel, de weerstandskosten binnen het bedrijf zijn toch te vaak te hoog om deze aan te pakken.

3.3 Productie van HT-warmte

Er is voor 2030 een aantal productiemogelijkheden voor HT-warmte. Dit zijn de volgende opties:

- aardgas;
 - decentrale WKK's op basis van aardgas;
 - aardgas CCS.
- HT-warmte uit elektriciteitscentrales (kolen- en gas);
- biomassa:
 - vaste biomassa;
 - decentrale WKK's op basis van biomassa;
- elektrische verwarming.

Deze opties zijn verantwoordelijk voor de productie van de finale vraag. Per eindbeeld is in de scenariostudie voor Netbeheer Nederland een aanname gedaan voor het aandeel van deze optie, waarmee wordt voldaan aan de criteria van het betreffende eindbeeld.

De levering van HT-warmte aan de industrie is over het algemeen complexer dan de levering van LT-warmte, omdat bedrijfsprocessen in grote mate op elkaar afgestemd moeten zijn (gelijktijdigheid van aanbod en vraag) en het aanleggen van de fysieke infrastructuur tot complexe situaties kan leiden. Het overbruggen van grote afstanden met HT-warmte is niet efficiënt en beperkt zich tot levering aan de burens.

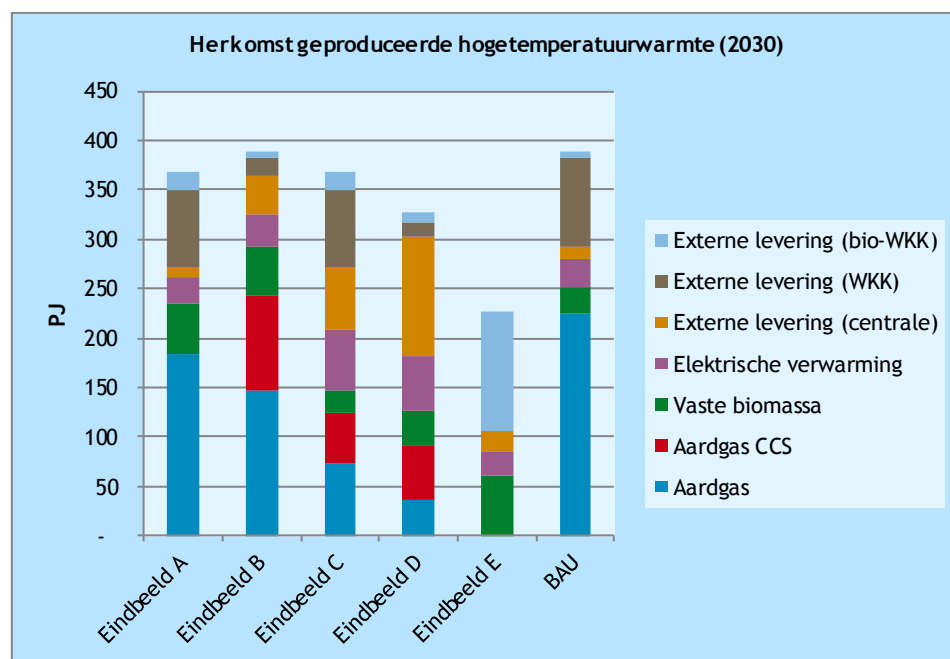
Een groot deel van de belemmeringen kan worden opgelost door vroegtijdig te sturen op co-siting van industriële processen, waarbij partijen aan elkaar worden gekoppeld om maximale synergie te bereiken.

De rentabiliteit van WKK-installaties staat onder grote druk en leidt er nu toe dat veel installaties in de mottenballen zijn gegaan of niet meer worden vervangen. De lage elektriciteitsprijs en de hoge gasprijs is hier debet aan.

Een bijzondere optie wordt power-to-heat, waarbij elektriciteit uit zon en wind op momenten van overschot tegen lage kosten wordt gebruikt voor substitutie van aardgas voor de productie van HT-warmte. De bedrijfstijd van deze optie is beperkt (naar verwachting tussen de 500 en 1.500 uren medio jaren '20) en kan alleen naast een andersoortige verwarmings-techniek worden gebruikt. Het potentieel wordt op dit moment geschat op 6 GW voor temperaturen tot 260°C. De bijdrage is qua volume beperkt (circa 10-30 PJ).



Figuur 9 Productiemix HT-warmte



Opmerking: Het primaire energieverbruik van de externe warmtelevering wordt meegenomen bij de elektriciteitsproductie.

3.4 Veranderingen ten gevolge van de CO₂-prijs

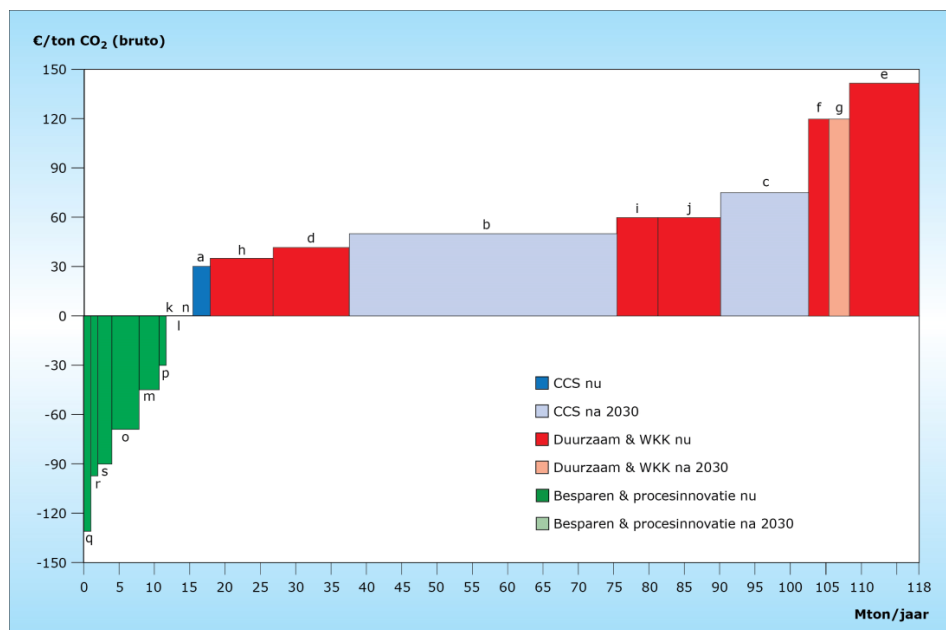
De snelheid waarmee de veranderingen in de industrie zullen plaatsvinden hangen sterk af van de CO₂-prijs. In Tabel 2 zijn de maatregelen geordend met vermelding van de CO₂-prijs. Als er meer dan 14 Mton CO₂ bespaart moet worden dan zijn maatregelen in de sfeer van de energiebronnen en -dragers onvermijdelijk.

Uit de tabel blijkt duidelijk dat als de CO₂-emissie in de HT-markt met meer dan 14 Mton per jaar moet worden beperkt, duurdere opties als CCS en hernieuwbare energie aan de orde zijn.

De uitdaging voor de HT-warmtevraag is om enerzijds procesvernieuwing te ontwikkelen en anderzijds aardgas met CCS en/of biomassa. Logischerwijs is te verwachten dat deze technieken noodzakelijk worden, maar het is angstvallig stil op dit gebied, terwijl innovaties hard nodig zijn om tot kostprijsverlagingen te komen voordat de technieken echt nodig zijn. De uitdaging is om niet te wachten tot dat moment en te experimenteren met nieuwe prikkels voor de industrie bijvoorbeeld met een hoge energie- en/of CO₂-prijs zonder dat de energiekosten voor de industrie hoger worden, en daarmee de concurrentiepositie in gevaar zou kunnen komen.

Tabel 2 CO₂-reductieopties industrie en E-sector in de periode tot circa 2025/2030. Kosten inclusief kosten voor transport en opslag

	Nr.		Mton/ jaar	€/ton CO ₂ (bruto)
CCS	a	Hoogzuivere CO ₂ -bronnen Rotterdam	2,5	25
	b	Kolencentrales, H ₂ -fabrieken	38	55
	c	Grootschalige gasgestookte vuurhaarden	12,5	80
Hernieuwbaar en WKK	d	Wind op land	11	20
	e	Wind op zee	10	173
	f	Zon-PV	3	160
	g	Diepe geothermie maximaal	3	118
	h	Biomassa (s) ketel maximaal	9	33
	i	Meestoken	6	62
	j0	WKK	9	59
			51	
	k	Procesintensivering chemie	2	0
	l	Innovatieve destillatie chemie	1	0
Besparen en procesinnovatie	m	Hisarna staal	3	-45
	n	Optimalisatie metaalproductie	1	0
	o	Alu recycling	4	-69
	p	Verbeteringen raffinaderijen	1	-30
	q	Verbeteren isolatie	1	-131
	r	Optimalisatie stoomcyclus	1	-98
	s	Efficiëntere elektrisch apparatuur	2	-90
			14	



3.5 Conclusies voor HT-warmtemarkt bij forse CO₂-reductie

Als eerste zal bij stijgende CO₂-prijzen nog veel energiebesparing kunnen worden gerealiseerd. Maar zodra de prijs van CO₂ boven de € 25 per ton komt komen onconventionele technieken in beeld om tegen de laagste kosten HT-warmte te produceren. CCS lijkt in principe vanaf 2025 grootschalig te kunnen worden uitgerold, als de prijs boven de € 25 gaat komen en mits de benodigde infrastructuur voor die tijd is gerealiseerd en offshore productieplatforms met oog op opslag van CO₂ in de mottenballen gaan tot moment van uitrol.

HT-warmtemarkt is onderdeel van het ETS: CO₂-prijs heeft dus effect op HT-warmtemarkt en vormt een sturend mechanisme bij CO₂-reductie in de HT- warmtemarkt.

Vanwege geconcentreerd gebruik is CCS een serieuze optie, maar deze krijgt nog weinig prioriteit in lopende onderzoeksprogramma's. Tot nu toe is alle aandacht gericht op het laag houden van de CO₂-kosten voor de industrie, terwijl er nog geen transitiepad is naar een forse CO₂-reductie in deze sector. Door de grote hoeveelheid gratis rechten en lage prijs kan slechts energiebesparing worden gestimuleerd en niet grootschalige toepassing van biomassa of CCS.

De uitdaging voor de HT-warmtevraag is om enerzijds procesvernieuwing te ontwikkelen en anderzijds CCS en/of biomassa.



4 Gasgebruik in de transportmarkt

4.1 Korte termijn

Gas wordt ook in de transportsector toegepast, al is dat op dit moment nog op kleine schaal. In de vorm van CNG wordt aardgas gebruikt in personenauto's, distributietrucks en (stads)bussen, vooral vanwege de lagere uitstoot van luchtvervuilende stoffen. De route van groen gas levert ook de nodige CO₂-reductie. Deze toepassing groeide een aantal jaren geleden maar een grootschalige doorbraak is (nog) niet bereikt. Onder andere de kosten en de opkomst van (nog schonere) elektrische auto's en bussen stond verdere groei in de weg.

De markt voor LNG is pas sinds kort in opkomst, en richt zich vooral op het vrachtverkeer over de weg en de scheepvaart. Met name in de binnenvaart en short sea shipping is veel interesse van marktpartijen. Aanscherping van emissie-eisen (bijv. de invoering van een sulphur emission control area, SECA, in de Noord- en Oostzee in 2015) hebben de business case voor LNG ten opzichte van de vloeibare scheepvaartbrandstoffen sterk verbeterd. Brandstofleveranciers en havens investeren in de benodigde infrastructuur. Zo biedt de GATE-terminal mogelijkheden om vrachtwagens met LNG te laden en is recent besloten voor een breakbulk-terminal die de scheepvaart kan bedienen (re-load en bunkering)⁴. De 'Green Deal Rijn en Wadden' is gesloten, met zeer ambitieuze groeidoelstellingen voor LNG in dit gebied. De eerste binnenvaartschepen op LNG zijn inmiddels in de vaart, en zowel de EU als ook individuele havens en landen zijn betrokken bij ofwel gerichte investeringen ofwel onderzoek naar de kosten en mogelijkheden van LNG in de scheepvaart in NW Europa.

Toch zijn de onzekerheden over toekomstige groei nog groot. De kosten van zowel het gas als van de conventionele scheepvaartbrandstoffen (en daarmee de business case) zijn onzeker, en een dergelijke transitie vergt grote investeringen in infrastructuur en schepen, in verschillende landen. Ook staat de lange levensduur van schepen en scheepsmotoren een snelle transitie naar een ander soort brandstof in de weg. Daarnaast zijn er nog de nodige vraagstukken die moeten worden opgelost, bijvoorbeeld rondom externe veiligheid en normering en optimalisering van gasmotoren.

De klimaatwinst van een overstap van conventionele brandstoffen naar aardgas is in de transportsector beperkt, max. ca. 15%⁵. In de scheepvaart kunnen wel forse reducties van de luchtvervuilende emissies worden behaald. De CO₂-reductie van inzet van duurzaam, hernieuwbaar gas kan fors hoger liggen, maar biogas brengt wel hogere kosten met zich mee. Overigens blijkt uit de 'Natural gas in transport' studie ook dat aardgas wel degelijk tot veel milieuwinst in het wegverkeer kan leiden door het aardgas om te zetten naar elektriciteit of waterstof, en dan in elektrische of waterstofvoertuigen te gebruiken - zeker als de CO₂ dan ook nog wordt opgevangen en opgeslagen.

⁴ <http://www.gate.nl/media/nieuws/nieuwsbericht/gate-terminal-bouwt-nieuwe-installaties-voor-distributie-van-lng-via-kleine-tankers-en-bunkerschepen.html>

⁵ Zie bijv. Natural gas in transport, CE Delft, TNO, ECN, 2013
http://www.cedelft.eu/publicatie/natural_gas_in_transport/1414



4.2 Lange termijn

In de brandstofvisie voor de langere termijn die recent is ontwikkeld in het kader van het SER-Energieakkoord⁶ is de te verwachten rol van gas als volgt samengevat:

- hernieuwbaar gas (biogas of power-to-gas) kan in het wegvervoer dienen als overbruggingsoptie naar elektrisch rijden, en als lange termijn optie voor zwaar vervoer;
- voor de binnenvaart en short sea shipping zet Nederland in op een transitie naar LNG en inzet van duurzame biobrandstoffen (tot 2030 vooral biodiesel, daarna mogelijk een transitie van LNG naar bio-LNG).

Om de lange termijn doelen te halen zal de inzet van aardgas op termijn moeten worden afgebouwd, en moeten worden vervangen door gas van hernieuwbare oorsprong, d.w.z. door biogas/groen gas of power-to-gas. CCS is alleen een optie als het aardgas (centraal) wordt omgezet naar elektriciteit of waterstof.

Gezien de verwachting dat duurzaam, hernieuwbaar gas ook op termijn schaars (en duur) zal blijven leidt dit tot concurrentie met andere toepassingen, binnen transport maar zeker ook voor warmte. Het ligt dan voor de hand om het schaarse biogas in te zetten in die toepassingen die weinig of geen alternatieve duurzame energiedragers kunnen inzetten.

Daarbij is belangrijk te onderkennen dat scheepvaart weinig mogelijkheden heeft om echt te verduurzamen: duurzame (vloeibare) biobrandstoffen en biogas lijken ook voor 2050 de enige opties te zijn. De kans is derhalve groot dat bio-LNG in de scheepvaart en het zware wegtransport onderdeel zal uitmaken van een toekomstige duurzame energiehuishouding.

In het personenvervoer en goederenvervoer over korte afstanden zijn wel andere duurzame alternatieven denkbaar: deze voertuigen kunnen nog veel zuiniger worden, en rijden op hernieuwbare elektriciteit of waterstof. Beide zouden evt. kunnen worden geproduceerd uit aardgas met CCS.

4.3 Conclusies voor gas in transportmarkt bij forse CO₂-reductie

Op korte termijn zal de vraag naar LNG in binnenvaart en zeescheepvaart fors groeien, vooral ten gevolge van strenge emissie-eisen voor NO_x en SO₂ in onze regio. Of deze groei op termijn zal doorzetten is nog wel onzeker, en hangt vooral af van de kostenontwikkelingen (van aardgas/LNG, van conventionele brandstoffen en van de schepen), van de investeringen in de infrastructuur én van het beleid in deze sector.

Op de lange termijn zal LNG moeten worden vervangen door bio-LNG om aan de klimaatdoelen te voldoen. Beperkte beschikbaarheid, concurrentie met andere toepassingen en hogere kosten kunnen deze ontwikkeling in de weg staan. Er zijn echter weinig alternatieven, met name in de scheepvaart en het zware wegverkeer: deze zullen ofwel op duurzame biodiesel ofwel op duurzaam bio-LNG moeten overstappen.

In de personenvervoer zal waterstof en elektrisch vervoer met elkaar concurreren, in voertuigen die veel efficiënter zijn dan de huidige voertuigen.

⁶ Een Duurzame Brandstofvisie met LEF, Ministerie van I&M, 2014.



5 Gasgebruik in de elektriciteitsmarkt

5.1 Toenemende rol hernieuwbare energie

Het aandeel hernieuwbare energie, doel 16% in 2023, wordt overwegend gerealiseerd in de elektriciteitssector door bijstook van biomassa (25 PJ = 8 TWh), wind op land (6 GW, 15 TWh) en wind op zee (5 GW, 15 TWh). Zon-PV zal naar verwachting in 2023 (5 GW, 5 TWh) bijdragen. In totaal is daarmee het aandeel hernieuwbare elektriciteit 45 TWh, oftewel 35% van de totale jaarlijkse elektriciteitsvraag in 2023. Maar bij veel zon en wind zal het aandeel richting 90% gaan, terwijl het op andere momenten verwaarloosbaar kan zijn.

Conventionele centrales en flex-opties (vraagsturing inclusief opslag) zullen moeten zorgen voor een juiste match van vraag en aanbod.

5.2 Aandeel gas in conventionele centrales

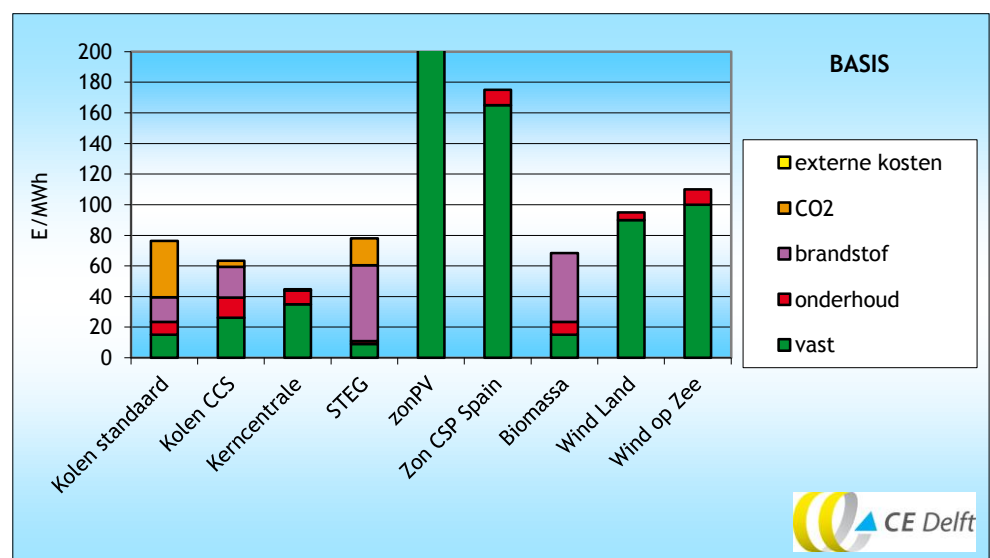
Het aandeel van aardgas in de elektriciteitsvoorziening wordt bepaald door:

- de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in Nederland;
- het aandeel hernieuwbare energie (uit zon en wind);
- de hoogte van de CO₂-prijs;
- het prijsverschil tussen kolen en aardgas; en
- de beschikbaarheid van (goed regelbare) kolencentrales.

CCS voor aardgas, kolen en biomassa is op zich een optie, maar de ontwikkelingen staan nu stil.

Zolang er kolencentrales operationeel zijn zullen deze als eerste worden ingezet en pas daarna gasgestookte centrales. Pas boven een CO₂-prijs van € 50 per ton CO₂ wordt elektriciteit uit kolen duurder.

Figuur 10 Elektriciteitsprijs bij CO₂-prijs van € 50 per ton CO₂

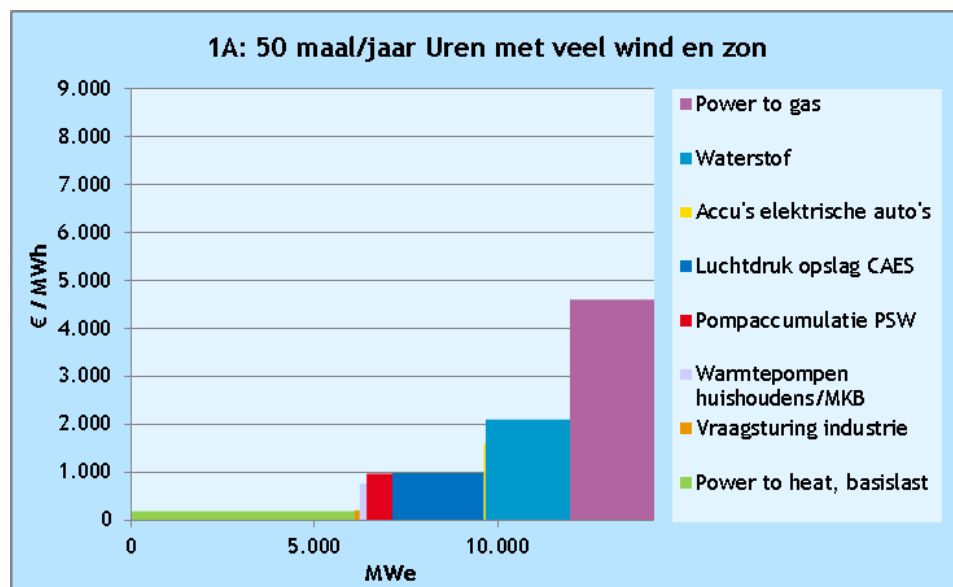


In Figuur 10 is de prijs van elektriciteit uit een kolencentrale en STEG-centrale vergelijkbaar bij een prijs van € 50 per ton CO₂.

Een verschuiving naar steeds meer decentrale elektriciteitsproductie zou inzet van gas kunnen verplaatsen van centrale naar decentrale opwekking. Ook meer decentrale elektriciteitsproductie zou kunnen leiden tot meer decentrale balancerende, met een decentrale balansrol voor gas.

5.3 Gas als opslagmedium

Zoals in de eerste bijlage van de denktank benoemd is, is er behoefte aan flexibel vermogen al dan niet in de vorm van opslag. Uit de analyse bleek dat voor overschotsituaties nog voldoende potentie is in power-to-heat en dat er voorlopig voldoende conventionele centrales met aardgas beschikbaar zijn om de momenten van hoge vraag en geen zon/wind op te vangen. Er is daarmee geen noodzaak om zon/wind-electriciteit op te slaan in dure gasvormige energiedragers. Dat zal pas nodig zijn als er gebufferd moet worden van zomer naar winter en/of alleen nog hernieuwbare energie ingezet mag worden. De verwachting is dat beide situaties niet in de zichtperiode tot 2030 zullen optreden, maar in de periode naar 2050 wel relevant kan worden.



5.4 Conclusies voor gas in elektriciteitsmarkt bij forse CO₂-reductie

De belangrijkste reden dat aardgas geen belangrijke rol speelt als transitie-brandstof in de elektriciteitsmarkt, is dat de marginale prijs van elektriciteit uit kolen, inclusief CO₂, laag is in vergelijking met aardgas. Bovendien kunnen nieuwe kolencentrales sneller op- en afregelen dan de oudere kolencentrales. Slechts voor het hele snelle op- en afregelen is een beperkte hoeveelheid gascentrales voldoende. Pas bij een CO₂-prijs van circa € 50 per ton CO₂ zal, bij de huidige kolen en aardgasprijzen, elektriciteit uit een STEG-eenheid goedkoper zijn dan uit een kolencentrale.

6 Gasvoorraden en -inkomsten

6.1 Gasvoorraden

6.1.1 Aardgas

In Tabel 3 is weergegeven dat de productie van Groningen en de kleine velden afneemt van 67,6 bcm naar 16,2 bcm in 2030. Dit betekent dat de geprognostiseerde vraag niet meer geleverd kan worden door de eigen productie. Het omslagpunt zit rond 2025.

Tabel 3 Indicatieve ontwikkeling totale Nederlandse gasproductie (in miljard m³)

	Groningen	Kleine velden	Totaal
2015	42,5	25,1	67,6
2016	40,0	22,5	62,5
2017	40,0	20,3	60,3
2018	40,0	18,3	58,3
2019	40,0	17,4	57,4
2020	40,0	16,3	56,3
2021	36,0	14,5	50,5
2022	33,0	13,5	46,5
2023	31,0	12,6	43,6
2024	29,0	10,9	39,9
2025	26,0	9,3	35,3
2026	22,0	8,0	30,0
2027	18,5	6,9	25,4
2028	16,0	5,6	21,6
2029	14,5	4,8	19,3
2030	12,0	4,2	16,2

Bron: 'Focus on Dutch Oil & Gas 2014', EBN. Cijfers gebaseerd op het winningsplan van NAM.

Uit deze tabel volgt dat gasimporten noodzakelijk zijn om te komen tot evenwicht tussen vraag en aanbod. Dit weerspiegelt het open karakter van de Nederlandse gasmarkt en hoeft niet te leiden tot problemen met de leveringszekerheid, ook omdat er al marktpartijen zijn die voor import reeds langetermijncontract hebben afgesloten. Uit de tabel volgt tevens dat de eerstkomende jaren de (benodigde) importen minder omvangrijk zijn dan de voorziene exporten. Eerst rond 2025 is de te importeren hoeveelheid licht groter dan de te exporteren hoeveelheid en wordt de omslag naar netto-importeur gemaakt.

Extra gasimport zal nodig zijn om de Noordwest-Europese gasbehoefte, inclusief die van Nederland, te dekken. Het gaat dan om meer pijpleidinggas uit Rusland en Noorwegen en om LNG uit andere delen van de wereld. Het streven van de Nederlandse gassector is om in de komende jaren naar een situatie toe te groeien waarin gas van verschillende leveranciers de gasrotonde bereikt, zonder dat één leverancier dominant wordt.



LNG kan in Nederland worden ontvangen bij de GATE-terminal die door de initiatiefnemers Gasunie en Vopak is gebouwd op de Maasvlakte. De totale maximale doorvoercapaciteit is momenteel 12 miljard m³ per jaar. Deze capaciteit kan worden uitgebreid tot 16 miljard m³ per jaar. Gezien de huidige onderbezetting van de terminal is uitbreiding nu niet aan de orde, maar dit kan (weer) op de agenda komen als de vraag naar en de aanvoer van LNG toenemen als gevolg van de teruglopende productie in Noordwest-Europa.

De uit twee pijpleidingen bestaande Nord Stream leiding is in 2011 en 2012 in gebruik genomen en zorgt ervoor dat gas uit Rusland rechtstreeks naar Noordwest-Europa kan worden getransporteerd. De gezamenlijke jaar-capaciteit is 55 miljard m³, hetgeen gelijk staat aan het jaarlijkse gasverbruik van 35 miljoen huishoudens in Noordwest-Europa. Momenteel wordt gestudeerd op de uitbreiding van de Nord Stream leiding met nog twee pijpleidingen waardoor de directe aanvoercapaciteit voor Russisch gas naar Noordwest-Europa aanzienlijk kan worden vergroot.

Ook elders in de wereld (Iran, Middellandse Zee, gashydraten in Stille Oceaan) zijn er nog immense gasvoorraden. De beperkingen zullen eerder komen van de CO₂-emissie die nog mogelijk is om binnen de 2C-doelstelling van de EU te blijven.

De conclusie die hieruit getrokken kan worden is dat er meer aardgas is dan verstoekt kan worden zonder CCS. Alleen met toepassing van CCS kan aardgasvoorraad worden gewonnen binnen de klimaatdoelen.

6.1.2 Groen gas

De productie van groen gas in Nederland ligt in 2030 tussen de 1,5 en 3,5 mld m³ per jaar. Dit komt overeen met 50-110 PJ. Dit groene gas wordt geproduceerd uit natte stromen (30-40%), vaste biomassa (10-15%) en aquatische biomassa (ECN, 2013).

Het groene gas wordt ingevoerd op het aardgasnetwerk ter vervanging van aardgas. Hierbij wordt aangenomen dat de landelijke productie enkel op het lage- en middendruknet wordt ingevoerd.

In regio's waar binnen het LD-net voldoende vraag is naar het gas, worden geen problemen verwacht. Echter, wanneer het groen gas naar een hoger drukniveau moet worden gebracht, omdat het aanbod groter is dan de vraag, ontstaan er wel problemen, omdat de huidige gasnetten technisch niet geschikt zijn om deze stroom te faciliteren. Binnen Nederland is dus te verwachten dat in regio's met veel aanbod van groen gas en weinig vraag (agrarische regio's met veel mestproductie) er problemen ontstaan bij het transporteren van het gas naar andere regio's. Bij het inpassen van grote hoeveelheden groen gas dient hier rekening mee gehouden te worden.

Bij grotere hoeveelheden groen gas zal biomassa of groen gas geïmporteerd moeten worden. Rotterdam en Eemshaven zijn hiervoor de meest voor de hand liggende locaties. Technisch hoeft dit geen problemen op te leveren qua omzetting en invoeding in het Nederlandse gasnet. De prijs zal echter veel hoger zijn dan de huidige prijs van aardgas (€ 0,75 in plaats van de huidige commodity prijs van € 0,20 à € 0,25 per m³).

Wat te doen bij zeer lage vraag (in de zomer in de nacht)? Of verlagen van de productie, of overstorten naar hoger drukniveau (van GTS) waarbij investeringen in compressie noodzakelijk zijn. Lijkt op Zon PV probleem in de zomer overdag!



Hoe om te gaan met juiste calorische verrekening? Door verandering van eenrichtingsverkeer zijn extra metingen noodzakelijk voor juiste verrekening voor het gehele distributienet. Hiervoor zijn grote investering in meetapparatuur noodzakelijk.

6.2 De positie van de gasinfrastructuur

De rol van gas zal langzaamaan verschuiven van een energieleverancier, naar back-up voorziening. Dit heeft echter relatief weinig gevolgen voor de piekcapaciteit van het netwerk, omdat er in de winter geen zon is en het soms nauwelijks waait. En zeker als er back-up vermogen komt van relatief inefficiënte Open-Cycle GasTurbines (ipv de WKK die er nu is). Vermoedelijk, zeker bij all-electric en warmtelevering, zal het afgiftepunt van gas deels verschuiven van woonwijken naar (decentrale) piek-installaties.

Daarnaast zijn er robuuste ontwikkelingen zoals het verdwijnen van de export van gas van 'Groningen-kwaliteit'. Er zal een grotere scheiding komen tussen de transitstromen (gasrotonde) en het binnenlandse distributienet. Qua transport en distributie-capaciteit zijn er in Nederland geen knelpunten te verwachten, de binnenlandse piekvraag neemt af. Dit vraagt om een herbezinning van de rol van het gasnet, niet van het HD- en MD-net maar wel van het LD-net. Deze kan liggen in het faciliteren van de transitie naar duurzaam door het faciliteren van de invoeding van groen gas. Daarnaast biedt de gasinfrastructuur zeer flexibele opslagcapaciteit die in de toekomst alleen maar uitgebreid wordt. Met power-to-gas-opties kan deze flexibiliteit ingezet worden voor de elektriciteitsmarkt, met name voor seizoensopslag. Maar zolang er goedkopere flex-opties zijn voor de overvloed aan elektriciteit (power-to-heat) en conventionele eenheden aardgas kunnen verstoren, zal power-to-gas nog niet relevant zijn.

Tegelijkertijd blijft (aard)gas nodig om in de vraag naar verwarming op piek-momenten te voorzien, voor bijstook in de bebouwde omgeving en voor hulpwarmteketels. De benodigde capaciteit voor het leveren van deze gas-vraag voor de koude piek (thans rond de 120 GW) zal afnemen door verbeterde gebouwisolatie, maar zal niet eenvoudig met elektriciteit of lokale warmte-bronnen kunnen worden gedekt. daar bovenop komt de piekvraag naar elektriciteit uit gas als er onvoldoende zon/wind is.

De gasinfrastructuur biedt een grote flexibiliteit en opslagcapaciteit, zowel op het gebied van dag-nachtopslag als op het gebied van seizoensopslag. Deze flexibiliteit wordt gebruikt om winterpieken in de warmtevraag op te vangen.

In gebieden waar door veroudering van lagedruk netten vervanging moet plaatsvinden zullen de netbeheerders in samenspraak met stakeholders moeten nagaan of vervanging nog wel zinvol is of dat alternatieven moeten worden ontwikkeld. Daarbij ontstaat voor de netbeheerder de afweging of een gasnet dat gepland is te worden vervangen wel zijn geld gaat opbrengen. De lange afschrijvingstijden zoals die nu worden voorgeschreven door de ACM zijn voor een transitie zoals doorgerekend in de vijf scenario's een kans op stranded assets.



6.3 Inkomsten uit aardgas

In de prognoses voor de staatsinkomsten nemen de inkomsten uit aardgas af van € 11,5 miljard in 2015 naar € 6,5 miljard in 2025. Dit wordt vooral veroorzaakt door afnemende opbrengsten van Nederlandse velden en niet door een afname van de vraag.

6.4 Conclusies voor gasvoorraden en -netten

Er is voldoende aardgas om in de vraag naar gas te voorzien voor de Nederlandse energievraag. Wel zal het aardgas na 2025 ook geïmporteerd moeten worden omdat de Nederlandse gasproductie afneemt.

De CO₂-doelen zullen leidend worden voor de vraag of het aardgas kan worden gebruikt en of dat met CCS gepaard zal moeten gaan.

De netten zullen geschikt moeten worden gemaakt voor invoeding van groen gas (decentraal) inclusief de noodzakelijke metingen hiervoor.



7 Conclusies

De rol van aardgas zal, afhankelijk van welk scenario werkelijkheid wordt, sterk veranderen. In Figuur 11 zijn voor de vier grote vraagsectoren de belangrijkste ontwikkelingen weergegeven als de energievoorziening fors CO₂ moet reduceren met een groot aandeel hernieuwbare bronnen.

Figuur 11 Toekomstige rol aardgas, hernieuwbaar en overig fossiel per sector (met CO₂-opslag)

Verandering t.o.v. nu	Gebouwde Omgeving LT warmtevraag	Transport Personen & goederen	Industrie HT warmtevraag	Elektriciteit
				
▲▲	• Zuinige gebouwen • Hernieuwbaar - zon, bodemwarmte • groen gas	• Zuinige auto's • Elektrische auto's • LNG voor goederen-transport	• Efficiënte processen • CCS	• Aardgas in zuinige centrales en WKK bij industrie + CCS
▲		• Hernieuwbaar (2^e gen biobrandstoffen)	• Biomassa	• Hernieuwbaar (wind, zon en biomassa)
—		• Beperkte rol aardgas	• Aardgas	
▼	• Aardgas	• Overig fossiel	• Overig fossiel	• Aardgas
▼▼				

7.1 LT-warmtemarkt

Op weg naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving met een CO₂-reductie van 40 à 50% in 2030 zal de levering van aardgas, die nu dominant is voor de LT-warmtemarkt, fors veranderen:

- Doordat de gaslevering verandert van aardgas naar groen gas, zal de **invoeding van groen gas** dominant worden en zullen er grote opslag-systemen nodig blijven om de piekvraag in de winter te kunnen blijven leveren.
- Lang niet overal zal een LD-gasnet nog nodig zijn.
- De piekcapaciteit van het gas zal naast de gebieden met gaslevering ook in gebieden met warmtelevering nodig zijn.
- Moet in gebieden met een sterke positie van warmtelevering het gasnet nog vervangen worden als dat aan de orde is?
- In gebieden met **elektrische warmtepompen** zullen de netten verzwaaard moeten worden met minimaal 100%. Het is nog niet duidelijk of slimme netten dit substantieel kunnen beperken.

- Vooral de **aanleg en onderhoud van warmtenetten** vergt een ingrijpende investeringen met grote risico's zolang de warmtenetten moeten concurreren met het goedkopere aardgas. Een belangrijk aspect hierbij is ook dat warmtenetten niet gesocialiseerd zijn en gas- en elektriciteitsnetten wel. Hierdoor betalen burgers in elke buurt verschillende tarieven voor hun warmte. Het is goed denkbaar dat gebieden worden aangewezen voor warmtelevering en dat voor alle gebieden de kosten worden gesocialiseerd en de netten worden beheerd door de netbeheerder.

7.2 HT-warmtemarkt

Als eerste zal bij stijgende CO₂-prijzen nog veel **energiebesparing** kunnen worden gerealiseerd. Maar zodra de prijs van CO₂ boven de € 25 per ton komt komen onconventionele technieken in beeld om tegen de laagste kosten HT-warmte te produceren.

CCS lijkt in principe vanaf 2025 grootschalig te kunnen worden uitgerold, als de prijs boven de € 25 gaat komen en mits de benodigde infrastructuur voor die tijd is gerealiseerd en offshore productieplatforms geschikt blijven voor een rol bij de opslag van CO₂.

Toepassing van CCS in combinatie met aardgas voor de productie van HT-warmte is voor Nederland een voor de hand liggende optie, maar deze krijgt nog weinig prioriteit in lopende onderzoeksprogramma's. Tot nu toe is alle aandacht gericht op het laag houden van de CO₂-kosten voor de industrie, terwijl er nog geen transitiepad is naar een forse CO₂-reductie in deze sector. Door de grote hoeveelheid gratis rechten kan slechts energiebesparing worden gestimuleerd en niet grootschalige toepassing van biomassa of CCS. Omdat slechts over de marginale emissies een hoge prijs moet worden betaald.

De uitdaging voor de HT-warmtevraag is om enerzijds **procesvernieuwing** te ontwikkelen en anderzijds CCS en/of biomassa. Een uitdagende manier is om dit te doen met een hoge energie- en CO₂-prijs zonder dat de energiekosten voor de industrie hoger worden, en daarmee de concurrentiepositie in gevaar zou kunnen komen.

7.3 Transportmarkt

Op korte termijn zal de vraag naar **LNG in binnenvaart en zeescheepvaart** fors groeien, vooral ten gevolge van strenge emissie-eisen voor NO_x en SO₂ in onze regio. Of deze groei op termijn zal doorzetten is nog wel onzeker, en hangt vooral af van de kostenontwikkelingen (van aardgas/LNG, van conventionele brandstoffen en van de schepen), van de investeringen in de infrastructuur én van het beleid in deze sector.

Op de lange termijn zal LNG moeten worden vervangen door bio-LNG om aan de klimaatdoelen te voldoen. Beperkte beschikbaarheid, concurrentie met andere toepassingen en hogere kosten kunnen deze ontwikkeling in de weg staan. Er zijn echter weinig alternatieven, met name in de scheepvaart en het zware wegverkeer: deze zullen ofwel op duurzame biodiesel ofwel op duurzaam bio-LNG moeten overstappen.

In de **personenvoervoer zal waterstof en elektrisch vervoer** met elkaar concurreren, in voertuigen die veel efficiënter zijn dan de huidige voertuigen.



7.4 Elektriciteitsmarkt

De belangrijkste reden dat aardgas geen belangrijke rol speelt als transitie-brandstof in de elektriciteitsmarkt, is dat de marginale prijs van elektriciteit uit kolen, inclusief CO₂, laag is in vergelijking met aardgas. Bovendien kunnen nieuwe kolencentrales sneller op- en afregelen dan de oudere kolencentrales. Slechts voor het hele snelle op- en afregelen is een beperkte hoeveelheid gascentrales voldoende. Pas bij een CO₂-prijs van circa € 50 per ton CO₂ zal, bij de huidige kolen en aardgasprijzen, elektriciteit uit een STEG-eenheid goedkoper zijn dan uit een kolencentrale.

7.5 Gasvoorraden

Er is voldoende aardgas om in de vraag naar gas te voorzien voor de Nederlandse energievraag. Wel zal het aardgas na 2025 ook geïmporteerd moeten worden omdat de Nederlandse gasproductie afneemt.

De CO₂-doelen zullen leidend worden voor de vraag of het aardgas kan worden gebruikt en of dat met CCS gepaard zal moeten gaan.

De netten zullen geschikt moeten worden gemaakt voor invoeding van groen gas (decentraal) inclusief de noodzakelijke metingen hiervoor.

7.6 Totaal beeld

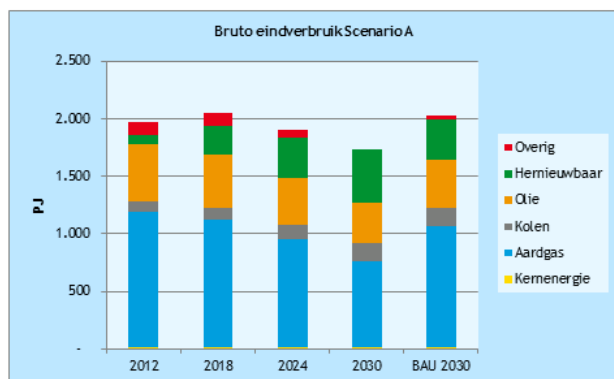
De gassector zal zich moeten voorbereiden op een andere rol van aardgas, verschuivend van volume-brandstof naar brandstof voor de piekcapaciteit. Zowel in de LT-warmtemarkt als in de elektriciteitsmarkt.

In de HT-warmtemarkt gebeurt niet veel, terwijl ook daar de uitdagingen komen om te blijven voorzien in de vraag naar HT-warmte met een fors lagere CO₂-emissie. Opvallend is het gebrek aan ontwikkeling van CCS-toepassingen die noodzakelijk is om aardgas te kunnen blijven gebruiken onder een sterk CO₂-plafond.

Voor een sterkere rol van aardgas in de elektriciteitssector dan die van steenkool is een CO₂-prijs nodig die hoger is dan € 50 per ton.

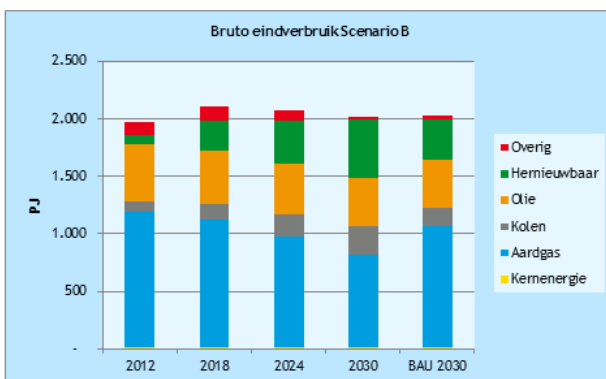


Bijlage A Scenario-overzicht 2030



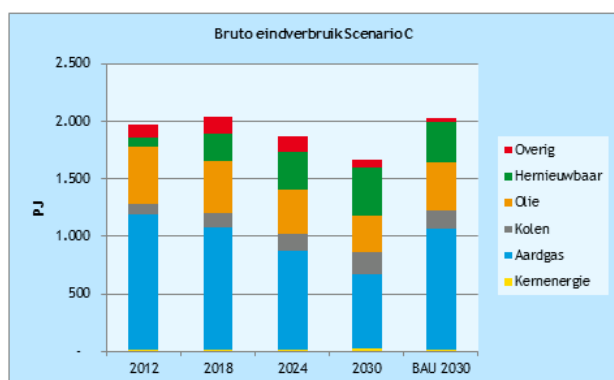
Kenmerk	
CO ₂ -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Midden



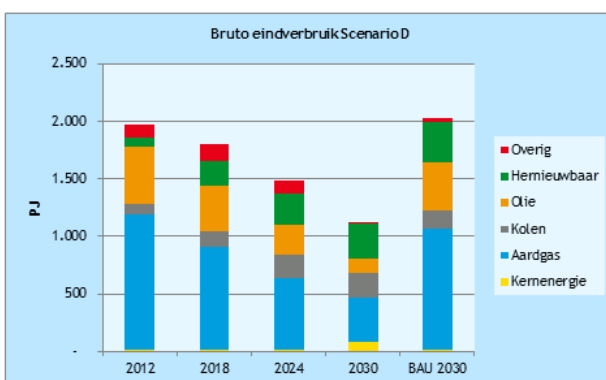
Kenmerk	
CO ₂ -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Laag



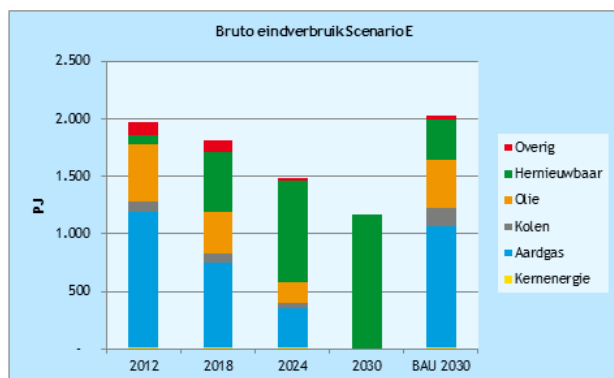
Kenmerk	
CO ₂ -reductie	55%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Midden



Kenmerk	Waarde
CO ₂ -reductie	100%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Hoog



Kenmerk	
CO ₂ -reductie	100%
Hernieuwbare energie	100%
Benutting decentraal potentieel	100%

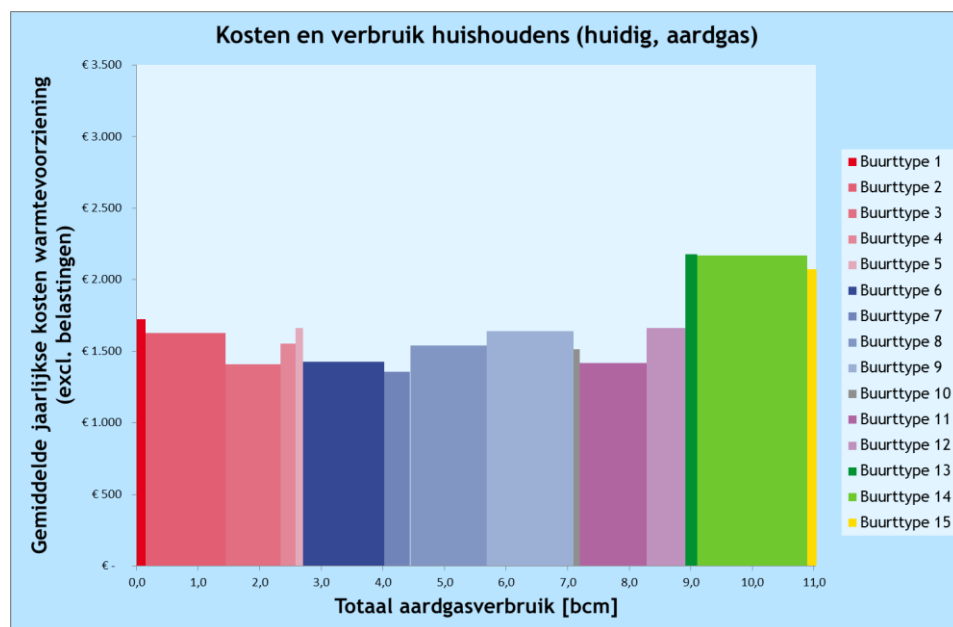
Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Hoog
Besparing achter de meter	Hoog



Bijlage B LT-warmte in 2050

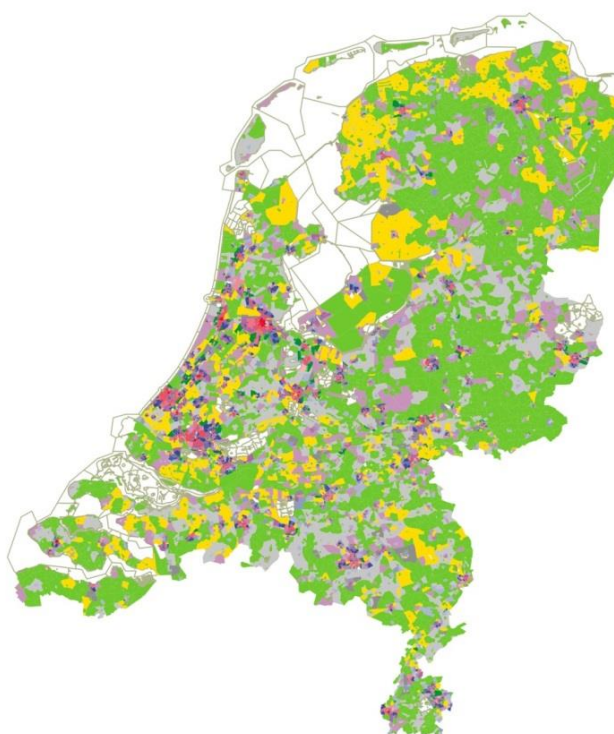
Per buurt zijn de maatschappelijke kosten (zonder belastingen) berekend voor CO₂-vrije energiedragers en een forse besparing van circa 25% op de warmtevraag. Dit is weergegeven in de volgende overzichten per buurt.

Figuur 12 Warmtevraag verdeeld naar 15 typen buurten in Nederland



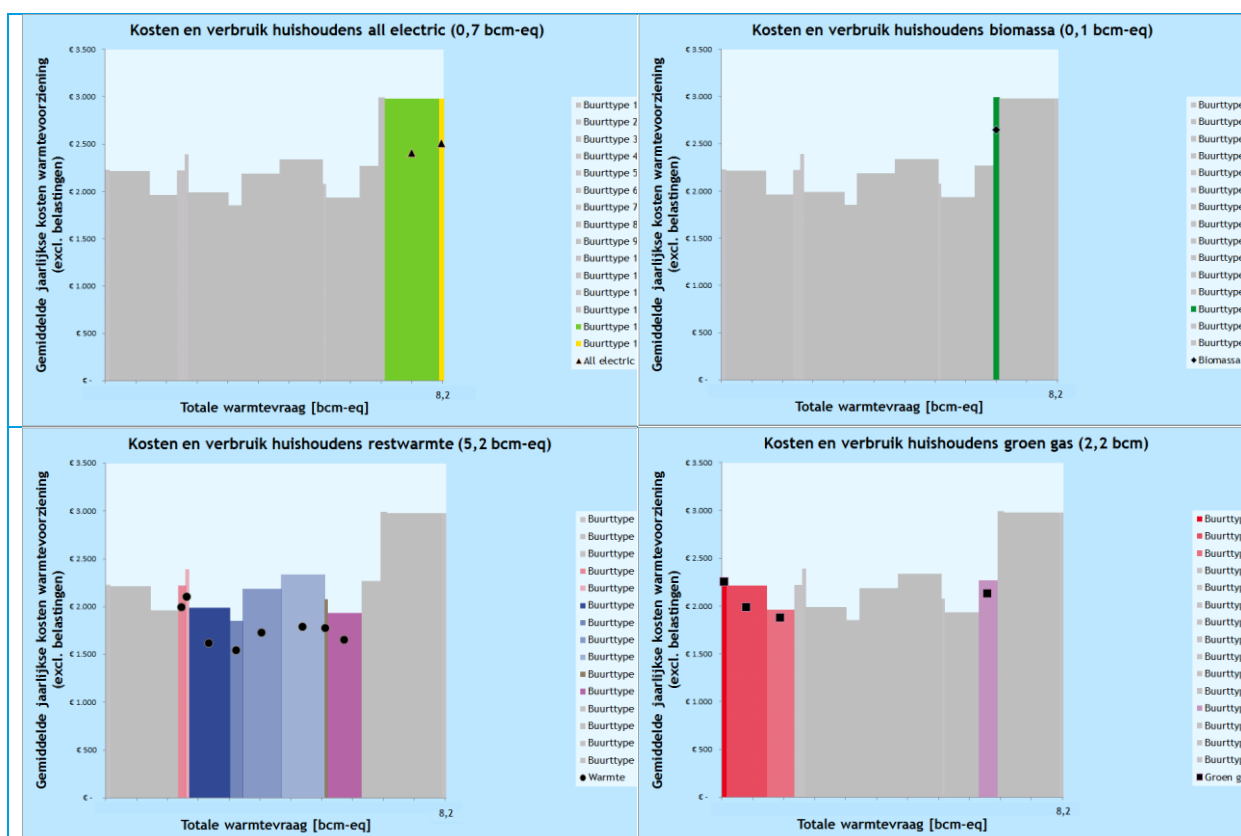
Legenda

- buurttype 1
- buurttype 2
- buurttype 3
- buurttype 4
- buurttype 5
- buurttype 6
- buurttype 7
- buurttype 8
- buurttype 9
- buurttype 10
- buurttype 11
- buurttype 12
- buurttype 13
- buurttype 14
- buurttype 15
- overige buurten
- geen gegevens



Het huidige verbruik in de huishoudens is circa 11 bcm. Door besparing kan dit rendabel worden teruggebracht tot 8,2 bcm, een besparing van circa 25%. Vervolgens is per type buurt wat de kosten zijn van 4 verschillende opties (groen gas, warmte, elektriciteit, biomassa) voor de kosten van de gehele keten, dus inclusief infrastructuur. Als het aardgas vervangen wordt door groen gas stijgen de kosten (zonder verder maatregelen) met € 600 tot 1.000 per huishouden per jaar. Maar de huishoudens en gemeenten zullen dan maatregelen gaan treffen, van besparingen tot andere energiedragers. Door besparingen zal de vraag met 25% dalen en de kosten per saldo met € 100 tot € 200. Vervolgens blijken systemen met elektriciteit, biomassa en warmte in veel buurten goedkoper, nog los van de vraag of er voldoende groen gas zou zijn om al het aardgas te vervangen.

Figuur 13 Warmtevraag verdeeld naar 15 typen buurten in Nederland



Energiedragers huishoudens Klimaatneutraal	
Groen gas	2,2 bcm = 70 PJ
Elektriciteit	0,7 bcm eq. = 20 PJ
Warmte	4,7 bcm eq. warmte + 0,5 bcm gas = 150 PJ + 20 PJ gas
Biomassa	0,1 bcm eq. = 3 PJ

Uit de analyse naar een klimaatneutrale situatie in 2050 kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- Aardgas wordt in 2050 niet meer toegepast in de gebouwde omgeving → substitutie door groen gas, elektriciteit, warmte, biomassa.
- Warmtelevering, zowel kleinschalig als grootschalig (WKO, geothermie, restwarmte, WKK, etc.) wordt dominant, maar welke is sterk afhankelijk van de lokale beschikbaarheid.
- Groen gas speelt rol in hulp/piekketels bij warmtelevering (10% vraag, 50% vermogen).
- Groen gas vooral aantrekkelijk in (oud) hoogstedelijk gebied.
- All electric vooral aantrekkelijk in buitengebied.

