



Achtergrondrapportage
bij NET-document
Netbeheer Nederland

Rapport

Delft, november 2010

Auteurs:

F.J. (Frans) Rooijers

C. (Cor) Leguijt



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland
Delft, CE Delft, november 2010

Energievoorziening / Elektriciteit / Infrastructuur / Scenario's / Regelgeving / Technologie /
Duurzame energie / Vraag en aanbod /

Publicatienummer: 10.3861.51

Opdrachtgever Netbeheer Nederland.

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider, Frans Rooijers.

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.



Voorwoord

Dit rapport vormt de achtergrond bij het NET-document 'Net van de Toekomst' van Netbeheer Nederland (november 2010).

Op basis van deze rapportage, die onder de verantwoordelijkheid valt van CE Delft, heeft een werkgroep van Netbeheer Nederland het NET-document opgesteld.

De werkgroep van Netbeheer Nederland werd voorgezeten door Han Damsté en bestond verder uit:

- Arnold van der Bie - Stedin.
- Gert van der Lee/Teun van Biert - TenneT.
- Jan Peters - Enexis.
- John Hodemaekers - Stedin.
- Maaïke Mulder-Pol - Enexis.
- Marijke Kellner-Van Tjonger - GTS.
- Martijn Bongaerts - Alliander.
- Paul Corton - Alliander.
- Vincent van Hoegaerden - Endinet.

Met de werkgroep zijn de consequenties verkend van een stringent klimaatbeleid waarbij nieuwe technieken en nieuwe energiebronnen een ingrijpende verandering zullen veroorzaken in de energievoorziening. De netbeheerders willen actief bijdragen aan die verandering waarbij de vraag zich voordoet wat er precies moet veranderen in energie-infrastructuur om de transitie mogelijk te maken.

Frans Rooijers
Directeur CE Delft





Inhoud

| | | |
|------------------|--|-----------|
| 1 | Veranderende omgeving | 11 |
| 1.1 | Inleiding | 11 |
| 1.2 | Overheidsdoelstellingen en ambities | 12 |
| 1.3 | Veranderende beleidsomgeving | 14 |
| 1.4 | Verwachtingen energie-infrastructuur | 15 |
| 1.5 | Conclusie | 16 |
| | | |
| 2 | Energiescenario's 2050 | 17 |
| 2.1 | Inleiding | 17 |
| 2.2 | Diverse ontwikkelingen | 17 |
| 2.3 | Energievraag | 18 |
| 2.4 | Technieken | 19 |
| 2.5 | Energiescenario's | 21 |
| | | |
| 3 | Gevolgen voor de energie-infrastructuur 2050 | 31 |
| 3.1 | Inleiding | 31 |
| 3.2 | Gevolgen hoofdinfrastructuur | 31 |
| 3.3 | Gevolgen regionale infrastructuur | 34 |
| 3.4 | Gevolgen wijk- en lokale infrastructuur | 35 |
| 3.5 | Capaciteitsconsequenties van technieken voor het elektriciteitsnet | 37 |
| 3.6 | Capaciteitsconsequenties van technieken voor het gasnet | 42 |
| 3.7 | Slimme netten | 44 |
| 3.8 | Conclusies | 45 |
| | | |
| 4 | Conclusies | 47 |
| 4.1 | Inleiding | 47 |
| 4.2 | Regelgevend kader | 47 |
| 4.3 | Conclusies | 48 |
| | | |
| Bijlage A | Energiescenario's 2050 | 51 |
| A.1 | Inleiding | 51 |
| A.2 | Energievraag 2050 | 52 |
| A.3 | Decentrale energiescenario's | 55 |
| A.4 | Centrale energiescenario's | 57 |
| A.5 | Resultaten verschillende energiescenario's | 60 |
| A.6 | Diverse aspecten | 60 |
| A.7 | Keuze hoofdsenario's | 63 |
| A.8 | Technische aannames productietechnieken | 64 |



| | | |
|------------------|--|------------|
| Bijlage B | Lokale infrastructuur | 73 |
| B.1 | Inleiding | 73 |
| B.2 | Gebiedsindeling | 74 |
| B.3 | Capaciteitsconsequenties van technieken voor het elektriciteitsnet | 74 |
| B.4 | Ontwikkeling elektrische capaciteitsvraag kantoren | 89 |
| B.5 | Elektrische capaciteitsvraag bedrijventerreinen | 90 |
| B.6 | Capaciteitsvraag en investeringen inpassing windenergie | 90 |
| B.7 | Behoefte aan laagwaardige warmte | 91 |
| B.8 | Capaciteitsontwikkeling gasinfrastructuur | 99 |
| B.9 | Bronnen | 103 |
| | | |
| Bijlage C | Regelgeving | 105 |
| C.1 | Inleiding | 105 |
| C.2 | Relevante wet- en regelgeving energie-infrastructuur | 106 |
| C.3 | Impact assessment belemmeringen transitie scenario's | 109 |
| C.4 | Verwachtingen richting overheid | 117 |
| | | |
| Bijlage D | Techniekbeschrijvingen | 119 |
| D.1 | Techniekbeschrijvingen (factsheets); opbouw | 119 |
| D.2 | Technieken die nog niet als factsheet zijn uitgewerkt | 119 |
| | | |
| Bijlage E | Besparing Gebouwgebonden energiegebruik | 121 |
| E.1 | Huidige status | 121 |
| E.2 | Bandbreedte van de ontwikkeling | 122 |
| E.3 | Huidige energievraag | 123 |
| E.4 | Reductiepotentieel | 123 |
| E.5 | Succes en faalfactoren | 124 |
| E.6 | Schaalsprong | 124 |
| E.7 | Bronnen | 124 |
| | | |
| Bijlage F | Ontwikkeling niet-gebouw-gebonden elektriciteitsvraag | 127 |
| F.1 | Huidige status | 127 |
| F.2 | Verwachte ontwikkelingen | 128 |
| F.3 | Potentieel | 130 |
| F.4 | Succes- en faalfactoren | 131 |
| F.5 | Schaalsprong | 131 |
| F.6 | Bronnen | 131 |
| | | |
| Bijlage G | Groengas | 133 |
| G.1 | Huidige status | 133 |
| G.2 | Verwachte ontwikkelingen | 134 |
| G.3 | Energievraag | 135 |
| G.4 | Potentieel | 135 |
| G.5 | Succes- en faalfactoren | 136 |
| G.6 | Schaalsprong | 136 |
| G.7 | Concurrerende technieken | 136 |
| G.8 | Toepassingsgebied | 137 |



| | | |
|------------------|---|------------|
| Bijlage H | HRe-ketel (micro-WKK) | 139 |
| H.1 | Huidige status | 139 |
| H.2 | Verwachte ontwikkelingen | 139 |
| H.3 | Energievraag | 140 |
| H.4 | Potentieel | 140 |
| H.5 | Succes- en faalfactoren | 141 |
| H.6 | Schaalsprong | 141 |
| H.7 | Concurrerende technieken | 141 |
| H.8 | Toepassingsgebied | 142 |
| H.9 | Wetenswaardigheden, feiten en inzichten | 142 |
| H.10 | Literatuur | 142 |
| | | |
| Bijlage I | Industriële WKK | 145 |
| I.1 | Huidige status | 145 |
| I.2 | Verwachte ontwikkelingen | 145 |
| I.3 | Energievraag | 146 |
| I.4 | Potentieel | 146 |
| I.5 | Succes- en faalfactoren | 146 |
| I.6 | Schaalsprong | 147 |
| I.7 | Concurrerende technieken | 147 |
| I.8 | Toepassingsgebied | 148 |
| I.9 | Wetenswaardigheden, feiten en inzichten | 148 |
| I.10 | Bronnen | 149 |
| | | |
| Bijlage J | Zonneboilers/thermische zonne-energie | 151 |
| J.1 | Huidige status | 151 |
| J.2 | Verwachte ontwikkelingen | 152 |
| J.3 | Energievraag | 153 |
| J.4 | Potentieel | 153 |
| J.5 | Succes- en faalfactoren | 154 |
| J.6 | Schaalsprong | 154 |
| J.7 | Concurrerende technieken | 155 |
| J.8 | Toepassingsgebied | 155 |
| J.9 | Impact op vermogensvraag | 155 |
| J.10 | Bronnen | 155 |
| | | |
| Bijlage K | Warmtepompen | 157 |
| K.1 | Huidige status | 157 |
| K.2 | Verwachte ontwikkeling | 157 |
| K.3 | Huidige energiebesparing | 158 |
| K.4 | Reductiepotentieel | 158 |
| K.5 | Succes en faalfactoren | 158 |
| K.6 | Schaalsprong | 158 |
| K.7 | Concurrentie met andere technieken | 159 |
| K.8 | Bronnen | 159 |
| | | |
| Bijlage L | Zon-PV in de gebouwde omgeving | 161 |
| L.1 | Huidige status | 161 |
| L.2 | Verwachte ontwikkeling | 162 |
| L.3 | Huidige bijdrage aan de elektriciteitsproductie | 162 |
| L.4 | Reductiepotentieel | 163 |
| L.5 | Succes en faalfactoren | 163 |



| | | |
|------------------|--|------------|
| L.6 | Schaalsprong | 164 |
| L.7 | Concurrentie met andere technieken | 164 |
| L.8 | Overige opmerkingen | 165 |
| L.9 | Bronnen | 165 |
| Bijlage M | Elektrisch personenvervoer | 167 |
| M.1 | Huidige status | 167 |
| M.2 | Verwachte ontwikkeling | 168 |
| M.3 | Energievraag | 168 |
| M.4 | Technisch potentieel | 169 |
| M.5 | Succes- en faalfactoren | 169 |
| M.6 | Schaalsprong | 169 |
| M.7 | Concurrentie met andere technieken? | 169 |
| M.8 | Overige opmerkingen | 169 |
| Bijlage N | Rijden op gas | 171 |
| N.1 | Huidige situatie | 171 |
| N.2 | Verwachte ontwikkeling | 172 |
| N.3 | Energievraag | 174 |
| N.4 | Technisch potentieel | 174 |
| N.5 | Succes- en faalfactoren | 175 |
| N.6 | Schaalsprong | 175 |
| N.7 | Concurrerende technieken | 175 |
| N.8 | Toepassingsgebied | 176 |
| N.9 | Impact op vermogensvraag | 176 |
| N.10 | Bronnen | 176 |
| Bijlage O | Energieopslag (woning/wijkniveau) | 177 |
| O.1 | Huidige situatie | 177 |
| O.2 | Verwachte ontwikkeling | 178 |
| O.3 | Impact op de energievraag | 179 |
| O.4 | Technisch potentieel in Nederland | 180 |
| O.5 | Suuces- en faalfactoren | 180 |
| O.6 | Schaalsprong | 180 |
| O.7 | Concurrentie met andere technieken? | 180 |
| O.8 | Andere vermeldenswaardige feiten en inzichten? | 180 |
| O.9 | Impact op vermogensvraag | 181 |
| Bijlage P | Warmtedistributienetten | 183 |
| P.1 | Huidige status | 183 |
| P.2 | Verwachte ontwikkeling | 184 |
| P.3 | Energievraag | 185 |
| P.4 | Technisch potentieel in Nederland | 186 |
| P.5 | Succes- en faalfactoren | 186 |
| P.6 | Schaalsprong | 186 |
| P.7 | Concurrentie met andere technieken? | 187 |
| P.8 | Waar komt techniek het beste tot zijn recht? | 187 |
| P.9 | Overig | 187 |
| P.10 | Bronnen | 187 |



| | | |
|------------------|---|------------|
| Bijlage Q | CO₂-afvang en -opslag (CCS) | 189 |
| Q.1 | Huidige status | 189 |
| Q.2 | Verwachte ontwikkelingen | 190 |
| Q.3 | Energievraag | 192 |
| Q.4 | Potentieel | 192 |
| Q.5 | Succes en faalfactoren | 193 |
| Q.6 | Schaalsprong | 193 |
| Q.7 | Concurrentie met andere technieken | 193 |
| Q.8 | Toepassingsgebied | 193 |
| Q.9 | Impact op vermogensvraag | 194 |
| Q.10 | Bronnen | 194 |
| | | |
| Bijlage R | Autarkie | 195 |
| R.1 | Inleiding | 195 |
| R.2 | Vraagontwikkeling | 195 |
| R.3 | Energieproductie | 196 |
| R.4 | Vraag en aanbod | 196 |
| R.5 | Optimale randvoorwaarden | 197 |
| R.6 | Meer dan alleen woningen | 198 |
| R.7 | Conclusie | 198 |
| | | |
| Bijlage S | Biomassa voor groengas | 199 |
| S.1 | Beschikbaarheid van biomassa | 200 |
| S.2 | Gebruik van biomassa | 203 |
| S.3 | Biomassa voor energie | 210 |
| S.4 | Biogas en groengas | 212 |
| S.5 | Invoeding van groengas | 215 |
| S.6 | Biomassa en aardgassubstitutiemogelijkheden | 216 |
| S.7 | Bronnen | 219 |
| | | |
| Bijlage T | Windenergie | 223 |
| T.1 | Huidige status | 223 |
| T.2 | Verwachte ontwikkelingen | 224 |
| T.3 | Potentieel | 227 |
| T.4 | Succes- en faalfactoren | 228 |
| T.5 | Schaalsprong | 228 |
| T.6 | Concurrerende technieken | 228 |
| T.7 | Toepassingsgebied | 228 |
| T.8 | Wetenswaardigheden, feiten en inzichten | 228 |
| T.9 | Bronnen | 229 |
| | | |
| Bijlage U | 2nd opinion investeringscijfers | 231 |
| U.1 | Inleiding | 231 |
| U.2 | Integraal overgenomen tekst uit notitie van D-Cision | 231 |
| U.3 | Vergelijkingstabel investeringscijfers CE Delft en D-Cision | 249 |
| U.4 | Conclusies uit de vergelijking | 250 |





1 Veranderende omgeving

1.1 Inleiding

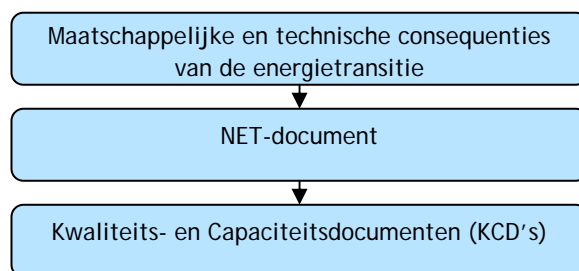
De energie-infrastructuur vormt de ruggengraat van de energievoorziening, zoals door de Algemene Energie Raad (AER) in zijn recente advies treffend verwoord (AER, 2009). De energieketens zullen echter drastisch veranderen, wegens klimaatdoelstellingen en wegens het op termijn schaarser worden van met name brand- c.q. grondstoffen als aardolie. Deze ontwikkeling staat ook bekend als 'de energietransitie'. Deze transitie heeft daardoor consequenties voor de energie-infrastructuren en voor de rol van de netbeheerders.

De netbeheerders hebben daartoe het NET-document 'Net van de Toekomst' opgesteld. Het **doel** van het NET-document is drieledig:

1. Inzicht te ontwikkelen in de samenhang tussen technische ontwikkelingen en maatschappelijke vragen die aan de orde zijn bij de energietransitie.
2. Afstemming met belangrijke stakeholders over de rol en positie van de netbeheerders.
3. Te dienen als basis voor de dialoog met stakeholders.

Deze rapportage is opgesteld als achtergronddocumentatie bij het NET-document en komt volledig voor de verantwoording van CE Delft. De rapportage is zodanig opgezet dat duidelijk wordt welke veranderingen kunnen worden verwacht als het stringente klimaatbeleid wordt uitgevoerd. Zonder een stringent klimaatbeleid van de Nederlandse en Europese overheid zullen de in deze rapportage geschetste ontwikkelingen niet of in minder extreme mate plaatsvinden. Het verkent het speelveld als zo'n beleid wordt gevoerd. Het is ook geen keuze voor een specifiek scenario of technische ontwikkelingen.

Figuur 1 Verbeelding van de procespositie van het NET-document; tussen de maatschappelijke verwachtingen van de energietransitie en de KCD's in



De vraag die in het NET-document centraal staat is welke soort investeringen de netbeheerders zullen moeten gaan doen ten behoeve van het faciliteren van de energietransitie, en welke (nog) niet. Het gaat daarbij niet om de specifieke investeringen die al in de Kwaliteits- en Capaciteitsdocumenten¹ (KCD's) worden verwerkt, maar om ontwikkelingen die verder weg in de tijd liggen maar wel hun schaduw vooruit werpen en uiteindelijk een plaats zullen

¹ De netbeheerders stellen elke twee jaar een Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD) op, waarin zeven jaar vooruit wordt gekeken.

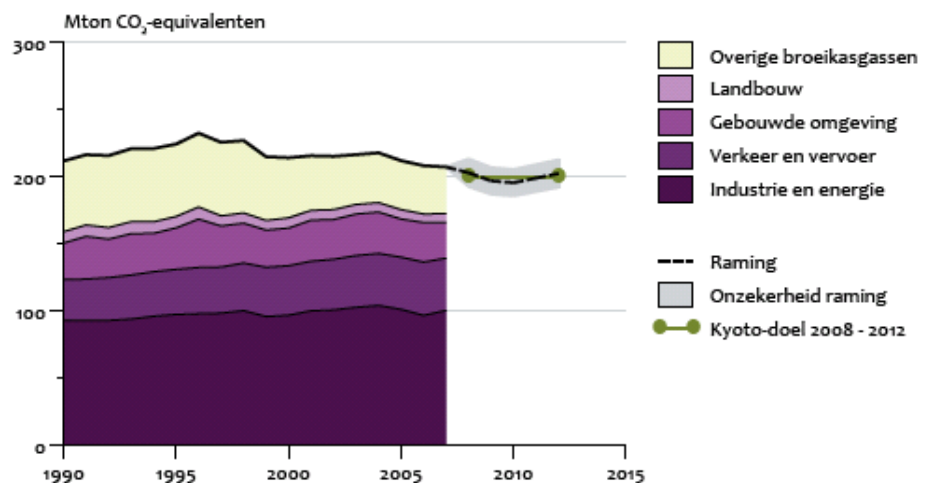
krijgen in de vorm van concrete netinvesteringen in komende KCD's. De crux is dat investeringen in energie-infrastructuur lange doorlooptijden kennen, zodat vroegtijdig begonnen moet worden met het uitwerken van de consequenties van ontwikkelingen voor de netten. Uitgebeeld als proces is dit weergegeven in Figuur 1.

Het regelgevend kader, dat bepalend is voor de bewegingsruimte van netbeheerders, wordt betrokken in deze discussie. De wijze waarop netinvesteringen in het reguleringsmodel worden opgenomen vallen buiten het bestek van dit document. Dat de daarover lopende discussie echter wordt opgelost is wel een belangrijk uitgangspunt voor het NET-document.

1.2 Overheidsdoelstellingen en ambities

De energievoorziening zal de komende decennia drastisch veranderen. De mondiale samenleving streeft naar forse reductie van de emissie van broeikasgassen, om de dreigende klimaatcrisis het hoofd te bieden. Het Intergovernmental Panel on Climate Change van de Verenigde Naties (IPCC) gaat er van uit dat de ontwikkelde landen in 2050 hun broeikasgasemissies met 80-95% moeten hebben teruggebracht ten opzichte van het niveau in 1990 (IPCC, 2007).

Figuur 2 Broeikasgasemissies als functie van de tijd



Bron: Planbureau voor de Leefomgeving.

In Figuur 2 is te zien dat de emissie in Nederland ongeveer stabiliseert, maar dat dat vooral te danken is aan het terugdringen van de 'overige broeikasgassen'. De emissies verbonden aan het energiegebruik (de drie onderste banen) stijgen licht. De EU heeft voor het jaar 2020 een emissiereductiedoel van 20% afgesproken dat verhoogd wordt tot 30% als de andere industrielanden ook meedoen. De EU heeft verder in Kopenhagen de doelstelling van een maximale opwarming van 2 °C onderschreven en voor 2050 een emissiereductie van 80-95% t.o.v. 1990². Het Regieorgaan van de Nederlandse energietransitie heeft als doel om te bewerkstelligen dat de energievoorziening in 2050 geheel duurzaam is. Ook vele provincies en gemeenten hebben ambitieuze emissiereductiedoelstellingen omarmd.

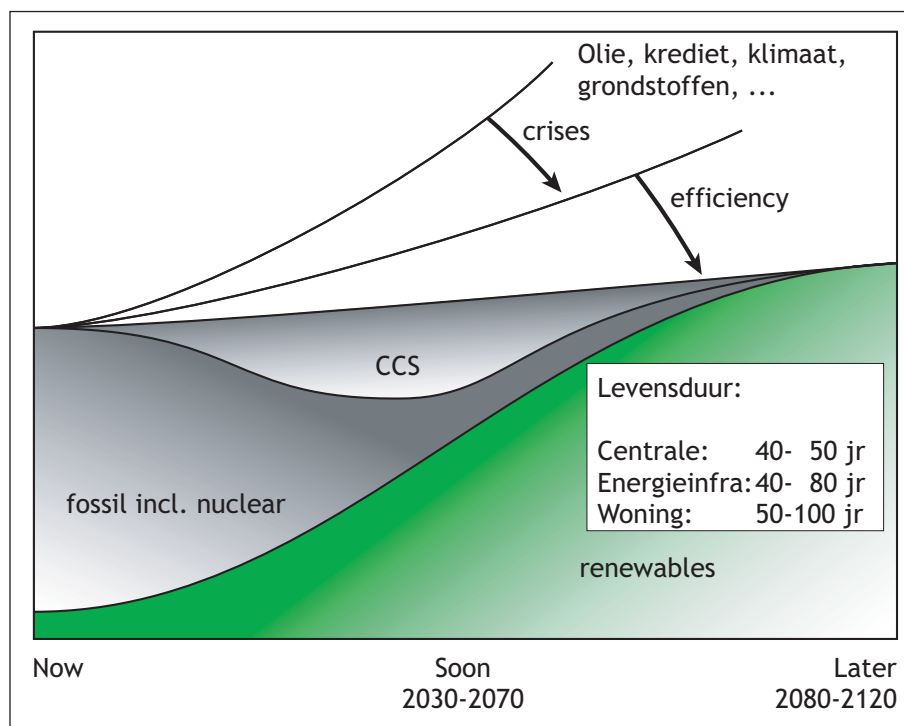
² Zie: <http://www.vrom.nl/pagina.html?id=44653>. op basis van besluit Europese Raad, oktober 2009.

Er is dus veel ambitie en draagvlak bij de Europese en Nederlandse overheden om drastisch in te grijpen in de omvang van broeikasgasemissies.

Naast doelen op het gebied van de reductie van broeikasgasemissies zijn er ook doelen gesteld op het gebied van duurzame energie en energie-efficiëntie van de economie. DE EU hanteert een doel van 20% hernieuwbare energie in 2020, waarbij voor Nederland 17% is vastgelegd. Algemeen wordt aangenomen dat hiervoor het aandeel *elektriciteit* uit hernieuwbare bronnen dan circa 35% zal moeten bedragen, in de verwachting dat duurzame motorbrandstoffen en duurzame warmte/gas een geringer aandeel zullen realiseren. Voor Nederland betekent dat een inzet van vooral wind en biomassa. Zowel Nederland als de EU hanteren een doel van 2% verbetering van de energie-efficiëntie per jaar.

Wanneer het doel van de Nederlandse energietransitie globaal wordt verbeeld in de tijd, ontstaat Figuur 3. De groei van de energievraag wordt daarin gedempt door economische crisis en door efficiëntieverbetering; om te voldoen aan de efficiëntiedoelstellingen zal de vraag zelfs nog aanzienlijk verder omlaag dienen te gaan. Het einddoel is een volledig duurzame energievoorziening, in de tussentijd wordt CO₂-afvang en -opslag (CCS) ingezet als middel om gedurende de transitieperiode toch de emissies op het benodigde niveau te brengen. De boodschap van Figuur 3 is dat, vanwege de lange levensduren van kapitaalinvesteringen in energiecentrales, energie-infrastructuur en gebouwen, het zaak is om bij die investeringen nu al terdege rekening te houden met deze ontwikkelingen. Daarbij is het van belang om ook de onzekerheden in het oog te houden. Eén van die onzekerheden is het tempo van afname van voorraden goedkope fossiele brandstoffen. Een energievoorziening met 90% lagere broeikasgasemissie kan immers ook worden bereikt op basis van grotendeels fossiele brandstoffen met CCS, waarmee die combinatie veel langer en een veel belangrijker rol speelt dan Figuur 3 suggereert. Dit is ook meteen de reden voor het hanteren van verschillende toekomstbeelden.

Figuur 3 Ontwikkeling van de energievoorziening in de tijd (bron: CE Delft)

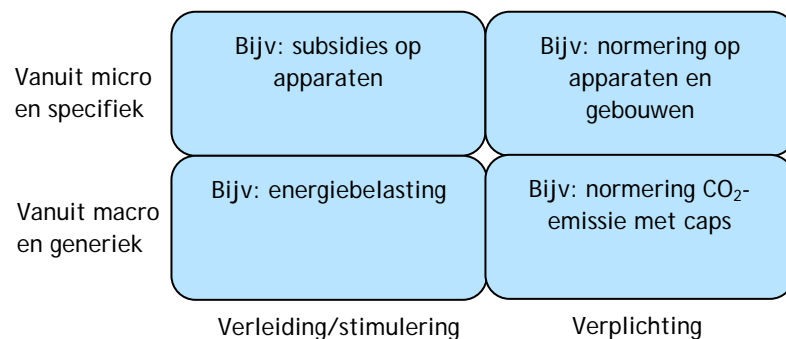


1.3 Veranderende beleidsomgeving

Uitgangspunt van het NET-document is een stringent klimaatbeleid dat er voor zorgt dat CO₂-emissies in 40 jaar decimeren. Het type beleidsinstrument dat daarvoor door de overheid wordt ingezet zal geleidelijk veranderen. De ambities zijn immers fors, de tijd is beperkt en de transitie raakt de gehele samenleving. Dat betekent dat ook de grote meerderheid in beweging gebracht moet worden teneinde de doelen te kunnen realiseren.

Beleidssoorten kunnen op hoofdlijnen worden ingedeeld in microbeleid en macrobeleid en in verleidend/stimulerend beleid en verplichtend beleid. Zie Figuur 4 voor enkele voorbeelden, geredeneerd vanuit de doelbereiking.

Figuur 4 Indeling van beleid in hoofdsorten: micro en macro, en verleidend/stimulerend ten opzichte van verplichtend



Om de forse energie- en klimaatdoelen te halen is de algemene verwachting dat het beleid zal verschuiven van het huidige instrumentarium (dat met name gekenmerkt wordt door verleiding/stimulering op microniveau), naar meer verplichtend en beprijzend instrumentarium, zowel op micro- als op macroniveau. En tevens een geleidelijke uitbreiding van instrumenten gericht op energie-efficiëntie-eisen naar instrumenten gericht op maximum emissie-niveaus waardoor ook op gedrag, op volumegroei en op de CO₂-inhoud van energiedragers wordt gestuurd.

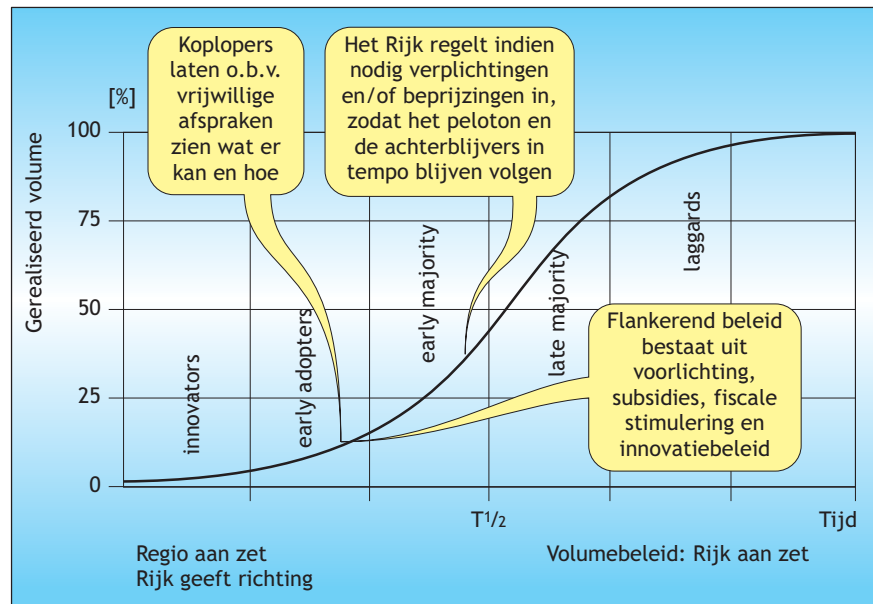
Voor sommige sectoren is de gang naar meer verplichtend beleid inmiddels gezet. Dit is onder andere het geval bij:

- EPC voor nieuwe gebouwen (minimumeis aan energie-efficiënte van gebouwen; ook duurzame energieopwekking en warmtelevering wordt in de EPC gewaardeerd);
- verruimde reikwijdte Wet milieubeheer (mogelijkheid voor bevoegd gezag om in de milieuvergunning rendabele³ energiebesparende maatregelen op te leggen aan bedrijven; betreft energie-efficiënte);
- EU ETS voor de energie-intensieve industrie en elektriciteitsproductie (maximumniveau van emissies (een 'cap'), geflankeerd door een handels-systeem);
- ecodesignnormering (minimumeis aan energie-efficiënte van elektrische apparaten) en gefaseerd afschaffen van gloeilampen;
- maximum CO₂-uitstoot van 130 g/km voor personenauto's.

³ Rendabel in de 'Wet Milieubeheer' betekent: een terugverdientijd van maximaal vijf jaar.

Voor elke nieuwe ontwikkeling zullen allereerst koplopers in beweging moeten worden gebracht met verleiding en stimulering, waarna 'het peloton' zal volgen (met de benodigde verplichting, of aankondiging daarvan). Juist bij het in beweging krijgen van koplopers in de gebouwde omgeving zijn vaak lokale overheden van belang omdat zij dicht op 'de spelers' en 'de markt' zitten.

Figuur 5 Effectief volumebeleid wordt voorafgegaan door beleid gericht op koplopers
Deze cyclus herhaalt zich steeds



Van belang bij instrumenten als EPC en EU ETS is dat er geen specifieke technieken worden voorgeschreven, maar dat algemenere eisen worden gesteld. Welke technieken worden ingezet om aan die eisen te voldoen wordt aan de markt (en innovatieontwikkelingen daarbinnen) overgelaten. Dit is relevant voor de technische ontwikkeling van energie-infrastructuur, omdat niet gereageerd moet worden op techniekvoorschriften van de overheid maar op marktontwikkelingen waardoor meer vrijheidsgraden en dus meer onzekerheid ontstaat. Doordat de overheid geleidelijk aan steeds meer verplichtende beleidsinstrumenten inzet, in plaats van verleidende/stimulerende instrumenten, neemt de zekerheid dat de doelen worden gehaald wel steeds meer toe.

1.4 Verwachtingen energie-infrastructuur

De samenleving verwacht dat 'het energiebedrijf' de energietransitie tijdig faciliteert. Impliciet betekent dat ook dat men verwacht dat daartoe tijdig investeringen in de energie-infrastructuur worden gedaan, daar waar nodig. In het algemene beeld wordt daarbij geen onderscheid gemaakt tussen de netbeheerder en de energieproducent/leverancier. Men verwacht ook dat dit alles tegen zo laag mogelijke prijzen wordt gerealiseerd; het huidig regelgevend kader op de netbeheerders is daar ook op gericht.

Hier ontstaat dus een **dilemma**: als alle technische ontwikkelingen door de netbeheerders worden gefaciliteerd en daartoe ook voorinvesteringen worden gedaan, dan zal blijken dat een deel van die ontwikkelingen uiteindelijk niet

doorzet en dat achteraf bezien die investeringen ondoelmatig zijn. Als echter wordt gewacht totdat bepaalde technische ontwikkelingen daadwerkelijk grootschalig doorzetten, dan komen de noodzakelijke aanpassingen van de energie-infrastructuur te laat en werkt dit als een maatschappelijk ongewenste rem op de energietransitie.

Netbeheerdersdilemma:

Als alle technische ontwikkelingen door de netbeheerders worden gefaciliteerd en daartoe ook voorinvesteringen worden gedaan, dan zal blijken dat een deel van die ontwikkelingen uiteindelijk niet doorzet en dat *achteraf bezien* die investeringen ondoelmatig zijn. Als echter wordt gewacht totdat bepaalde technische ontwikkelingen daadwerkelijk grootschalig doorzetten, dan komen de noodzakelijke aanpassingen van de energie-infrastructuur te laat wegens de lange doorlooptijden van dergelijke aanpassingen en werkt dit als een maatschappelijk ongewenste rem op de gewenste snelle voortgang van de energietransitie.

Vanuit de netbeheerders en anderen is reeds het nodige gedaan om dit dilemma op de politieke agenda te krijgen, en om een breder publiek bekend te maken met wat vanuit de netbeheerders allemaal wordt ondernomen om de energietransitie te faciliteren. Relevante publicaties zijn onder andere:

- Actieplan 'Decentrale Infrastructuur' (transitieplatforms PNG en PDE, 2009).
- Brochure Netbeheer Nederland (2009).
- De ruggengraat van de samenleving (AER, 2009).
- De Visie van de netbeheerders op Smart Grids en de in ontwikkeling zijnde road map Smart Grids.
- De ontwikkeling van het gezamenlijke, structurele onderzoeksprogramma 'Intelligente netten'.

Binnen Netbeheer Nederland is de Taakgroep Duurzaam en Innovaties (TDI) ingericht, met daaronder enkele werkgroepen (Elektrisch vervoer, Groengas en Smart grids).

Een relevante vraag in het verband van de energietransitie is ook naar mogelijke wijzigingen van de rol van netbeheerders, zowel wat betreft de eigen rolopvatting als wat betreft de verwachtingen bij maatschappij en politiek. Binnen het huidige regulatorisch kader mogen de netbeheerders bijvoorbeeld elektriciteitsproductievermogen in eigendom hebben tot aan het niveau van het optredend netverlies. In principe zou dit volledig duurzaam productievermogen kunnen zijn, zoals windparken. En nu de netbeheerders weer de meterbeheerder voor de energiekleinverbruikers zijn geworden, zijn ook vragen naar de rol van de beheerder van de 'slimme meter' relevant in het kader van de energiebesparingsdoelstellingen.

1.5 Conclusie

De energievoorziening staat voor een grote uitdaging om de jaarlijkse CO₂-emissie van circa 170 Mton in 40 jaar tot nul terug te brengen. Verwacht wordt dat de energiebedrijven, in casu de netbeheerders, de transitie die hiervoor nodig is faciliteren en nieuwe technieken en nieuwe energiebronnen mogelijk maken.



2 Energiescenario's 2050

2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we verschillende scenario's die kunnen ontstaan om de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening vorm te geven. Hierbij spelen de energievraag en de verschillende technieken en energiebronnen een belangrijke rol. Uiteindelijk gaat het in deze rapportage om de effecten op de energie-infrastructuur. Daarbij is er niet een één-op-één relatie tussen de energievraag en de netcapaciteit; de bedrijfstijden veranderen, bij warmte neemt de piekvraag minder af dan het volume van de warmtevraag, nieuwe bronnen als wind en zon-PV hebben andere patronen. Vanuit dit besef kijken we in dit hoofdstuk naar de energievraag, de energiebronnen en de nieuwe technieken en de daarvoor beschikbare energiedragers. In Hoofdstuk 3 kijken we naar de impact op de energie-infrastructuur. De details zijn te vinden in Bijlage A.

2.2 Diverse ontwikkelingen

Uitgaande van de nationale en Europese doelen voor CO₂-emissiereductie, efficiëntieverbetering en duurzame energie zijn er vele veranderingen gaande die effect zullen hebben op de energie-infrastructuur. Mogelijke en tegenovergestelde opties zijn onder andere:

- alle warmte uit lokale hernieuwbare warmtebronnen, of productie van warmte in combinatie met elektriciteit in micro-WKK-installaties;
- vooral centrale en grootschalige productie van elektriciteit, of vooral decentraal en kleinschalig;
- vooral fossiel met CCS, of vooral hernieuwbare energie voor de vraag naar elektriciteit en hoogwaardige warmte;
- wel of geen grootschalige import van hernieuwbare energie en biomassa;
- vervoer vooral elektrisch, of vooral met biobrandstoffen.

Juist voor een forse CO₂-reductie zijn er verschillende technieken in opkomst die effect hebben op de benodigde netcapaciteit en het kwaliteitsmanagement van het transport. Bovendien zijn niet alle technieken onderling compatibel op lokaal niveau.

In deze achtergrondrapportage worden de ontwikkelingen verkend die voor Nederland binnen de Noordwest-Europese context relevant zijn. Specifieke gegevens zijn opgenomen in de bijlagen.

De Noordwest-Europese context zorgt voor mogelijkheden om energiebronnen van elders te gebruiken, om energie te produceren op die plaatsen die vanuit dit perspectief optimaal is: elektriciteitsproductie uit fossiele energie vlakbij opslaglocaties, windproductie op de Noordzee, aardgastransport naar Engeland, België, etc. (Nederland als gasrotonde).

De Noordwest-Europese context heeft vooral effect op de hoofdtransportnetten van gas en elektriciteit en nauwelijks op de regionale en lokale netten.



Deze ontwikkelingen zijn verschillend van aard maar alle relevant voor de transitie. We hebben de ontwikkelingen gescheiden in:

- ontwikkeling van de energievraag;
- ontwikkeling van technieken die leiden tot:
 - substitutie (groengas, elektrische warmtepomp, elektrisch vervoer);
 - het gebruik van andere energiebronnen (wind, zon-PV, biomassa);
 - een ander gebruik van bestaande fossiele energiebronnen (CO₂-afvang en -opslag).

De energievraag en de technieken worden gecombineerd tot verschillende energiestenari'o's, die ieder voor zich kunnen leiden tot het behalen van de klimaatdoelstellingen, maar wel met een totaal verschillend technisch eindbeeld, en daarmee verschillende consequenties voor de energie-infrastructuur. Op die consequenties wordt nader ingegaan in Hoofdstuk 3.

Aangezien ook betrouwbaarheid een belangrijke randvoorwaarde is en blijft voor de energievoorziening, geldt voor alle scenario's dat voor energiebronnen, die minder betrouwbaar zijn, back-upcapaciteit van belang is, mits de kosten hiervoor opwegen tegen de extra zekerheid.

2.3 Energievraag

Los van de vraag wat de techniekontwikkeling zal worden, is ook de ontwikkeling van de omvang van de energievraag van belang. Hiermee bedoelen we de vraag naar de energiefuncties, dus nog niet de vraag naar energiedragers. Daar zijn verschillende conversietechnieken en energiebronnen voor beschikbaar (zie Bijlage A).

We kunnen vier soorten energievraag onderscheiden:

1. Hoogwaardige warmtevraag (industrie).
2. Laagwaardige warmtevraag (gebouwen en glastuinbouw).
3. Energievraag voor mobiliteit.
4. Elektriciteitsvraag.

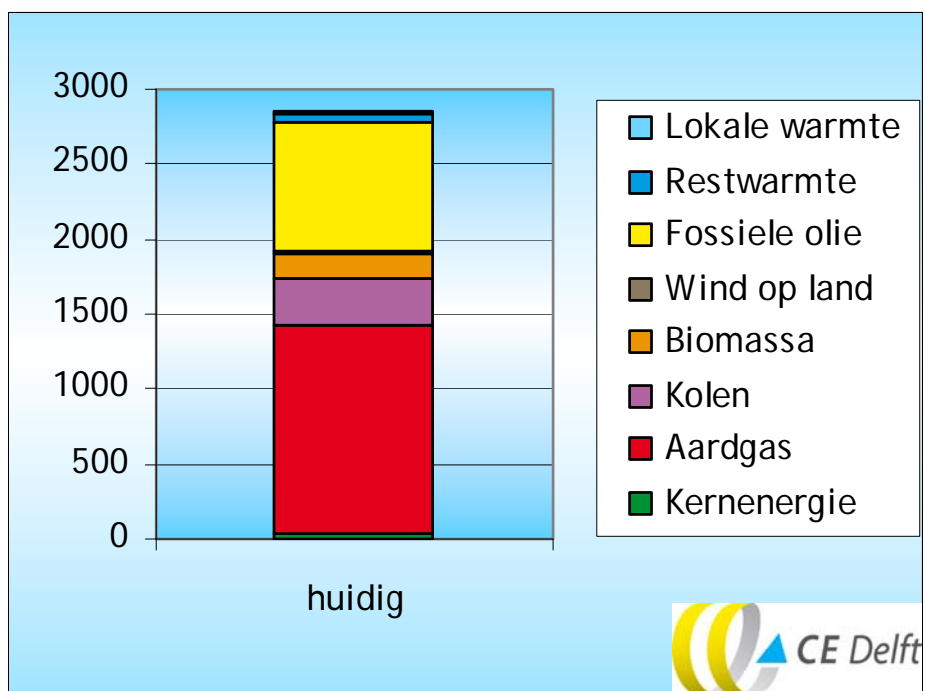
De huidige vraag naar energie in Nederland voor de verschillende soorten energievraag is weergegeven in Tabel 1 (zie ook Figuur 15). Het gebruik van energiedragers (olie, aardgas) als grondstof (feedstock) is uit deze tabel weggelaten⁴ omdat dat buiten de scope van deze studie valt.

De huidige verdeling van deze energievraag over de inzet van fossiele brandstoffen (in PJprim, inclusief de conversieverliezen) is weergegeven in Figuur 6. Daarnaast zijn er nog relatief beperkte bijdrages van biomassa, kernenergie en duurzame energiebronnen zoals wind en zon.

⁴ De huidige omvang hiervan is bijna 500 PJprim.



Figuur 6 Verdeling van het brandstofverbruik in Nederland in PJprim



2.4 Technieken

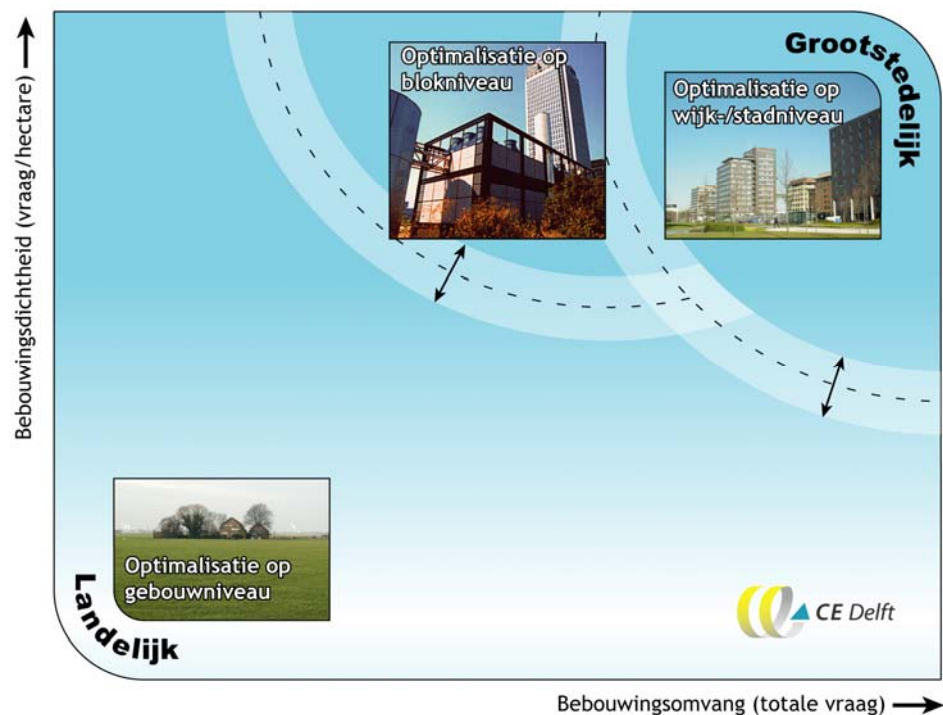
Voor de energievraag zijn er diverse technieken relevant die kunnen leiden tot zuiniger gebruik van brandstoffen, substitutie, variatie in vraagpatronen, etc. De volgende technieken worden behandeld in de bijlagen. In Bijlage D staat de *structuuropbouw* van deze factsheets beschreven.

| Bijlage | Factsheet |
|---------|--|
| D | Structuuropbouw van de factsheets |
| E | Besparing gebouwgebonden energiegebruik |
| F | Ontwikkeling niet-gebouwgebonden elektriciteitsvraag |
| G | Groengas - biomassa |
| H | HRe-ketel (micro-WKK) |
| I | Industriële WKK |
| J | Zonneboilers |
| K | Warmtepompen |
| L | Zon-PV in de gebouwde omgeving |
| M | Elektrisch personenvervoer |
| N | Rijden op gas |
| O | Energieopslag (woning/wijkniveau) |
| P | Warmtedistributienetten |
| Q | CO ₂ -afvang en opslag (CCS) |
| R | Autarkie |
| S | Beschikbaarheid biomassa voor groengas |
| T | Windenergie (op land en op zee) |

Niet alle technieken zijn compatibel, soms moet gekozen worden op gebouw- of wijkniveau. Dat geldt met name voor de techniek voor gebouwverwarming, waarvoor als basis uit gas, elektriciteit of warmtedistributie gekozen kan worden. Ook kunnen combinaties van bepaalde technieken leiden tot extra zware belasting van de elektriciteitsinfrastructuur (wegens kans op gelijktijdige extra vraag of gecombineerde extra teruglevering). Terwijl andere techniekcombinaties juist weer goed complementair zijn. Er zijn ook mengvormen mogelijk, bijvoorbeeld de distributie van (groen) kookgas in een wijk met stadsverwarming.

Verder is relevant dat sommige technieken zoals grootschalige warmte-distributie op dit moment vooral in dichtbebouwd stedelijk gebied rendabel zijn en daar dan ook toegepast worden. Optimalisaties op gebouwniveau beperken zich dan meer tot kleinschaliger gebieden en/of met lagere bouw-dichtheden. Zie Figuur 7.

Figuur 7 Collectieve opties scoren met name goed in grootschalige dichtbebouwde gebieden



In de rechterbovenhoek van Figuur 7 is de bebouwingsdichtheid en omvang hoog en zijn kapitaalintensieve collectieve voorzieningen zoals grootschalige warmtelevering of bijvoorbeeld tram en metro rendabel toe te passen. Bij een kleinere bebouwingsomvang (kleinere steden) kunnen collectieve warmte-systemen op het niveau van wijken of blokken rendabel worden toegepast. In de landelijke gebieden met een lage bebouwingsdichtheid en omvang beperken de keuzes zich tot het gebouwniveau.

De technieken die gebruikt zijn in de scenario's zijn nu bekend en het laboratoriumstadium voorbij. Kosten en technische prestaties worden ingeschat op basis van de huidige kennis.

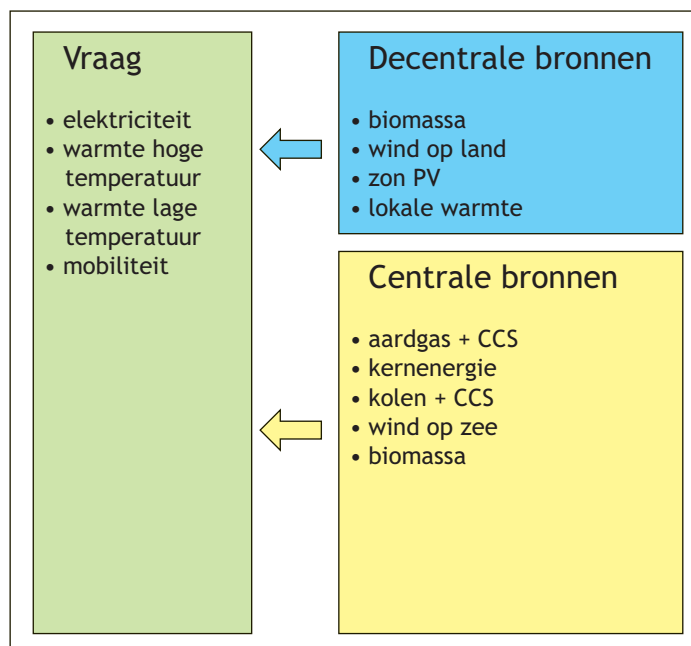
2.5 Energiescenario's

Met behulp van energiescenario's is getracht inzicht te krijgen in de manieren om aan de stringente eisen van de energietransitie vorm te geven.

De belangrijkste parameters zijn:

- de energievraag;
- de mate waarin decentrale bronnen worden gebruikt; en
- de keuze voor de centrale energiebronnen en conversiemethoden.

Figuur 8 Schematische weergave van de onderzochte energiescenario's



Uitgaande van de energievraagontwikkeling (vooral afhankelijk van de groei van de welvaart en de inzet van het beleidsinstrumentarium) en de besparingsmaatregelen zijn verschillende scenario's denkbaar. Alle scenario's moeten 30% CO₂ reduceren in 2020 en toewerken naar 80-95% reductie in 2050 en bovendien 20% duurzame energie in 2020 en stapsgewijs meer in 2050 (daarbij zijn er verschillen tussen de scenario's).

In de sectoren luchtvaart en zeescheepvaart is het op dit moment technisch niet mogelijk om met andere brandstoffen in de energievraag te voorzien dan met de huidige CO₂-emitterende energiedragers, diesel, kerosine, stookolie. Hierdoor zullen de netgebonden energiegebruikers naar 100% CO₂-reductie in 2050 moeten gaan om gemiddeld op 80-95% uit te komen.

In Bijlage A zijn hiermee 2 x 3 x 3 = 18 scenario's doorgerekend.

Voor het analyseren van de effecten op de energie-infrastructuur zijn drie scenario's gekozen die het speelveld voldoende overspannen, voldoende diversiteit kennen en daarmee de totale energievoorziening goed in beeld brengen:

- **Scenario A** gaat vooral uit van hernieuwbare energiebronnen (wind, zon en biomassa) in combinatie met een extra lage energievraag en het hoge scenario voor decentrale energiebronnen.
- **Scenario B** is een uitwerking van het scenario Flex uit het Energierapport 2008 van het ministerie van EZ, met (aard)gas gecombineerd met CO₂-afvang en -opslag als uitgangspunt. De energievraag is laag en wordt gecombineerd met het midden scenario van de decentrale bronnen.
- **Scenario C** is een verdere uitwerking van het scenario Power House uit het Energierapport 2008 van het ministerie van EZ met kolen en nucleair vermogen. De energievraag is laag en wordt gecombineerd met het lage scenario van de decentrale bronnen.

Het scenario decentraal uit het Energierapport is geen zelfstandig scenario en komt altijd in meer of mindere mate in combinatie met centrale bronnen voor en is onderdeel van elk van de drie scenario's.

De extra lage energievraag heeft een hogere correlatie met hernieuwbare energiebronnen dan met fossiele brandstoffen. En andersom. Voor hernieuwbare bronnen is een hoge energieprijns nodig en daardoor ontstaat een extra lage vraag. Bij gebruik van fossiele bronnen (inclusief CCS) zal de energieprijns naar verwachting lager zijn en daardoor gecorreleerd zijn aan meer industriële activiteiten en dus een hogere vraag.

Uiteraard zijn combinaties van scenario's mogelijk en zelfs realistischer. Onderdelen van de drie scenario's zijn minder waarschijnlijk, ook al is het zeer moeilijk om 40 jaar vooruit te kijken.

2.5.1 Energievraag

Beperking van de (groei van de) vraag naar energie bij de energiegebruiker is de eerste stap om de CO₂-emissies te verlagen. In het bijzonder kan de vraag naar hoogwaardige en laagwaardige warmte sterk verlaagd worden. De vraagreductie hangt nauw samen met de prijs van energie en met verplichte normen voor apparaten, voertuigen en gebouwen. De vraag naar elektriciteit zal groeien door substitutie (bijvoorbeeld nu verwarmen met aardgas, later met groengas of elektrische warmtepomp) en door groei van de welvaart (en de daaraan gekoppelde groei van de vraag naar energiefuncties).

We onderscheiden een lage en een extra lage energievraag. In Tabel 1 zijn de energievragen uitgesplitst naar vier soorten energievraag, waarbij bedacht moet worden dat dat niet de vraag naar primaire energie (brandstoffen) is, daarvoor moet nog worden gerekend met de conversieverliezen (van gas naar warmte, van kolen naar elektriciteit, etc.). De extra lage energievraag is gebaseerd op een gelijkblijvend comfortniveau met 2010. Hiervoor kan de warmtevraag in de industrie en de gebouwde omgeving omlaag door isolatie en procesvernieuwingen.

Verder is het van belang dat niet de energievraag maar de capaciteitsvraag bepalend is voor de benodigde infrastructuur. Netwerken worden niet gedimensioneerd op volumes, maar op capaciteit. Inpassing van grillige bronnen zoals wind en zon zal weliswaar effect hebben op het volume van fossiele energiedragers, maar in veel grotere mate op de capaciteit van de netwerken.



Tabel 1 Ontwikkeling energievraag (PJ/j) en opbouw daarvan

| | 2008 | 2050 lage vraag | 2050 extra lage vraag |
|------------------------------|------------------|--------------------|-----------------------------|
| Elektriciteitsvraag | 432 (120 TWh) | 540 (150 TWh) | 450 (125 TWh) |
| Energievraag voor mobiliteit | 170 | 200 | 175 |
| Hoogwaardige warmtevraag | 500 | 400 | 300 |
| Laagwaardige warmtevraag | 600 | 400 | 300 |

Noot 1: De elektriciteitsvraag is exclusief de vraag die ontstaat door substitutie: elektrisch vervoer, warmtepompen en exclusief decentrale productie.

Noot 2: Dit is niet de vraag naar primaire energie, daarvoor zijn nog conversierendementen van toepassing!

2.5.2 Decentrale energieproductie

Decentrale productie van warmte en elektriciteit is in alle scenario's aan de orde en zal veel omvangrijker zijn dan nu het geval is. Op dit moment is de decentrale elektriciteitsproductie circa 40 TWh (warmtekracht bij industrie en tuinders, windenergie). Maar de decentrale productie is met de huidige inzichten niet genoeg om in de vraag te voorzien. Centrale productie (electriciteit) of gebruik van centrale bronnen (aardgas, import biomassa) blijft noodzakelijk. Autarkie, waarbij regio's in de eigen energievraag kunnen voorzien en alle centrale netten zouden kunnen verdwijnen, is met het te verwachten energiegebruik en de beperkte mogelijkheden van zon en wind in ons dichtbevolkte land niet mogelijk. Zowel voor de ongelijktijdigheid van vraag en aanbod, als voor het voorzien in de energievraag van bedrijven en transport is centrale productie noodzakelijk. In Bijlage R is dit verder toegelicht.

Zonne-energie zal fors groeien als de kostprijs op het niveau van de consumentenprijs van elektriciteit komt en de rendementen verdubbelen (maximaal 40TWh/j, oftewel bijna twee maal het huidige elektriciteitsverbruik van de huishoudens), micro-WKK met groengas, bodemwarmte, zonnewarmte en aardwarmte zorgen voor dekking van de laagwaardige warmtevraag, in combinatie met gebruik van restwarmte.

Er zijn drie decentrale deelscenario's opgesteld die bestaan uit een mix van zon-PV, wind, WKK met groengas. In Tabel 2 zijn die drie deelscenario's weergegeven. De totale decentrale elektriciteitsproductie varieert van 45 TWh tot 100 TWh per jaar in het zichtjaar 2050.

Tabel 2 Deelscenario's decentrale energiebronnen; absolute productie (in TWh/jaar en GWe), zichtjaar 2050

| Deelscenario | Laag | | Midden | | Hoog | |
|--------------------|-------|-----|--------|-----|-------|-----|
| | TWh/j | GWe | TWh/j | GWe | TWh/j | GWe |
| Wind | 5 | 2 | 10 | 5 | 15 | 7 |
| Zon-PV | 5 | 5 | 15 | 17 | 40 | 45 |
| Groengas-WK | 5 | 1 | 10 | 2 | 15 | 3 |
| Industrieel-WK-CCS | 30 | 6 | 30 | 6 | 30 | 6 |
| Totaal | 45 | 14 | 65 | 30 | 100 | 60 |

2.5.3 Centrale energiebronnen

Zoals al aangegeven zijn de decentrale bronnen nooit genoeg om in de vraag naar elektriciteit te voorzien, laat staan in de totale vraag naar energie. Daarom zijn nog in grote mate centrale energiebronnen nodig. Deze zullen moeten worden geïmporteerd, ook het aardgas dat in 2050 nodig is omdat de Nederlandse voorraden uitgeput raken. Alleen wind op zee kan een substantiële centrale energiebron worden van eigen bodem. Er zijn drie technische routes uitgestippeld die in de vraag kunnen voorzien en waarbij de CO₂-emissie met 90% kan worden gereduceerd. Daarbij zijn ook keuzes gemaakt over de energiedragers voor transport (elektriciteit, biobrandstoffen, waterstof), en voor hoogwaardige (aardgas met CCS) en laagwaardige warmte (lokale warmte, groengas).

Tabel 3 Deelscenario's centrale energiebronnen; procentuele dekking energievraag naar energiebronnen, zichtjaar 2050

| | <i>Huidig</i> | Scenario A | Scenario B | Scenario C |
|-------------------------------------|---------------|------------|------------|------------|
| Elektriciteit (%) | | | | |
| - Kernenergie | 3 | | | 40 |
| - Aardgas | 57 | | | |
| - Aardgas + CCS | | | 85 | |
| - Kolen | 31 | | | |
| - Kolen + CCS | | | | 45 |
| - Biomassa | 7 | 15 | | 5 |
| - Wind op land | 2 | | | |
| - Wind op zee | | 85 | 15 | 10 |
| Mobiliteit (%) | | | | |
| - Fossiele olie | 95 | | | |
| - Elektriciteit | | 70 | 70 | 50 |
| - Biobrandstoffen | 5 | 30 | 30 | |
| - Waterstof | | | | 50 |
| Hoogwaardige warmtevraag (%) | | | | |
| - Aardgas | 100 | | | |
| - Aardgas + CCS | | | 100 | 100 |
| - Biomassa | | 100 | | |
| Laagwaardige warmtevraag (%) | | | | |
| - Aardgas | 90 | | | |
| - Biomassa | | | 70 | |
| - Restwarmte | 9 | 10 | 10 | 35 |
| - Elektriciteit | 1 | 20 | 5 | 15 |
| - Lokale warmte | | 70 | 15 | 40 |

In Tabel 3 is voor de vier soorten energievraag een procentuele dekking aangegeven van de mogelijke energiebronnen. Al deze bronnen zijn conform het uitgangspunt van 90% CO₂-reductie, vrij van emissies en maken soms gebruik van CO₂-afvang en CO₂-opslag. Bij mobiliteit worden twee energiedragers geproduceerd uit andere energiebronnen: elektrisch vervoer leidt tot een stijging van de elektriciteitsvraag (waarop vervolgens de procentuele dekking van de genoemde bronnen van toepassing is); waterstof kan worden geproduceerd uit elektriciteit of uit kolen (met kolenvergassing en CCS) of aardgas (met CCS).

In de cijfermatige uitwerking is nog geen rekening gehouden met productie (en dus ook transport) van elektriciteit ten behoeve van de Duitse markt. Het is denkbaar dat in scenario C extra elektriciteitsproductievermogen wordt gebouwd in de Rijnmond en IJmond. In scenario A zal naast windenergie vooral

centraal biomassa worden gebruikt (grotendeels omgezet in groengas). Dit levert de flexibiliteit van de elektriciteitsproductie (inclusief warmte-toepassingen). Dat laatste scenario komt tot zijn recht op regionaal niveau en leidt tot een lage elektriciteitsvraag op nationaal niveau. Daarnaast zal niet alleen de vraag naar gas in Nederland relevant zijn voor de gasnetten, maar ook de vraag naar gas in onze buurlanden omdat die deels door de Nederlandse hogedrukgasnetten wordt getransporteerd (transit).

Voor de hoogwaardige warmtevraag zal aardgas met CCS moeten worden gebruikt of groengas moeten worden geïmporteerd (Baltische Staten, Scandinavië) of geproduceerd in de vier zeehavens. De energievraag voor mobiliteit zal deels elektrisch zijn (en leiden tot verhoging van de elektriciteitsvraag) en deels bestaan uit biobrandstoffen en/of waterstof. Als de huidige vraag naar motorbrandstoffen voor personenvervoer wordt gesubstitueerd in een vraag naar elektriciteit zal dat circa 25 TWh⁵ bedragen. Bij 70% van de totale mobiliteitsvraag wordt dat circa 50 TWh. Dat is met de huidige technieken (opslag en actieradius) nog niet mogelijk, maar ligt voor 2050 wel in het verschiet.

In de scenario's is op twee plaatsen gerekend met opslag van energie, centraal en decentraal. Centrale opslag is vooral bij grootschalige wind op zeelocaties aan de orde. De totale energieproductie zal niet altijd samenvallen met de energievraag, zodat opslag noodzakelijk is. Bij voorkeur zal opslag plaatsvinden bij de windparken om daarmee de transportcapaciteit te beperken. Bij een groot aandeel zon-PV (in het decentrale scenario 'hoog') zal ook op decentraal niveau een behoefte ontstaan aan opslag om de lokale netten minder te hoeven verzwaren.

2.5.4 Totale vraag energiebronnen

In Tabel 4 is een vertaling gemaakt van de energievraag naar de verschillende bronnen.

De technieken die in het vorige hoofdstuk zijn genoemd op lokaal en wijk-niveau dragen bij aan de invulling van de lokale warmtevraag (groengas met micro-WKK, zon, aardwarmte, bodemwarmte), waarbij de extra elektriciteitsvraag is verdisconteerd in de totale elektriciteitsvraag.

In Tabel 4 is voor de drie scenario's per energiebron aangegeven hoeveel PJ wordt gebruikt. Hierbij zijn ook al de decentrale energiebronnen (zon-PV, wind op land en groengas-WK) opgenomen.

⁵ Ca. 3.600 kWh per jaar per huishouden (* 7 miljoen huishoudens). Correspondierend met ca. 20.000 km/jr. en een elektriciteitsgebruik van 0,18 kWh/km.



Tabel 4 Energiebronnen in de drie scenario's

| Energiebronnen PJprim/j | Scenario A | Scenario B | Scenario C |
|----------------------------|---|---|---|
| | Hernieuwbare bronnen Decentraal: Hoog Extra Lage vraag | Aardgas met CCS Decentraal: Midden Lage vraag | Kernenergie en Kolen met CCS Decentraal: Laag Lage vraag |
| Elektriciteit | | | |
| Kernenergie | - | - | 725 |
| Aardgas | - | 595 | - |
| Steenkool CCS | - | - | 685 |
| Biomassa | 290 | 135 | 140 |
| Zon-PV | 170 | 65 | 20 |
| Wind op land | 60 | 40 | 20 |
| Wind op zee | 240 | 75 | 75 |
| Mobiliteit | | | |
| Elektriciteit | (Is toegevoegd aan Elektriciteitsvraag) | | |
| Biobrandstoffen | 240 | 275 | 0 |
| Waterstof | (Is toegevoegd aan Elektriciteitsvraag) | | |
| Hoogwaardige warmte | | | |
| Aardgas (incl. WK) | 0 | 550 | 550 |
| Groengas (incl. WK) | 625 | 0 | 0 |
| Laagwaardige warmte | | | |
| Groengas | - | 175 | - |
| Restwarmte | 35 | 35 | 140 |
| Elektriciteit | (Is toegevoegd aan Elektriciteitsvraag) | | |
| Lokale warmte | 135 | 55 | 190 |
| Totaal | 1.800 | 2.030 | 2.570 |
| Aardgas | 0 | 1.190 | 550 |
| Kolen | 0 | 0 | 660 |
| Kernenergie | 0 | 0 | 730 |
| Biomassa | 1.160 | 580 | 150 |
| Restwarmte | 35 | 35 | 140 |
| Overig hernieuwbaar | 615 | 225 | 350 |
| Totaal | 1.800 | 2.030 | 2.570 |

2.5.5 Energienetten

De drie scenario's vergen verschillende netten om de energiebronnen te kunnen koppelen aan de energievraag. In Tabel 5 is dit vereenvoudigd weergegeven waarbij de volgende afkortingen zijn gebruikt:

E = elektriciteit G = Gas GG = groengas
W = warmte CCS = net voor CO₂-opslag

Tabel 5 Benodigde energienetten per scenario

| | Scenario A | Scenario B | Scenario C |
|-----------|------------|------------|------------|
| Nationaal | E+G | E+G | E+G |
| | Opslag E | CCS | CCS |
| Regionaal | E+GG | E+G | E+G |
| | | CCS | CCS |
| | | W | W |
| Lokaal | E | E | E |
| | E+GG | E+GG | |
| | E+W | E+W | E+W |
| Wijk | E | E+GG | E |
| | E+W | E+W | E+W |
| | Opslag E | Opslag E | |

2.5.6 Achilleshiel van de scenario's

Op basis van het voorgaande en de bijlage geven we in het volgende hoofdstuk voor de drie scenario's de effecten weer voor de energie-infrastructuur. Deze drie scenario's geven een goed inzicht in de effecten van een CO₂-vrije energievoorziening op de energie-infrastructuur. Ze bestrijken in voldoende mate de 'hoeken van het speelveld'.

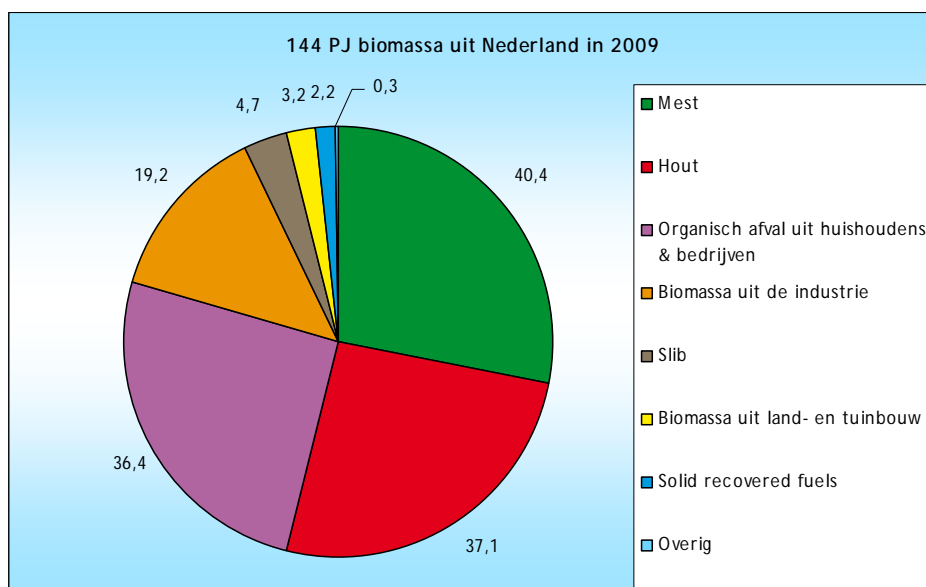
Wel geldt voor elk scenario dat er vanuit het huidige perspectief moeilijk realiseerbare aspecten inzitten, elk scenario heeft zijn achilleshiel. In de praktijk zullen combinaties van de verschillende technieken worden toegepast. In de scenariooverkenning is bewust voor de hoeken van het speelveld gekozen:

- Scenario A vergt 19 GW wind en een grootschalige energieopslag (5 GW), tevens een grote hoeveelheid biomassa (1.160 PJ) die grotendeels wordt geïmporteerd en op gespannen voet kan staan met de duurzame productie ervan.
- Scenario B vergt 18 GW gascentrales met succesvolle toepassing van de CCS-techniek (70 Mton CO₂ per jaar), import van aardgas, een grote hoeveelheid biomassa (580 PJ) die deels geïmporteerd zal worden.
- Scenario C vergt een groot aantal nieuwe bouwlocaties voor kerncentrales (11 GW i.p.v. de huidige 450 MW) en kolencentrales met CCS-techniek (15 GW). De planologische inpassing daarvan is met de huidige weerstand van de bevolking nog moeilijk voor te stellen.

Veel technieken kennen problemen met draagvlak, dat geldt voor CCS en kernenergie, maar ook voor (niet-duurzame) biomassa en windparken, vooral op land. Groot is de impact van de verschuiving van aardolie naar elektriciteit voor de mobiliteitsvraag. Zowel voor de energie-infrastructuur als voor de hoeveelheid elektriciteitsproductie.

Een groot probleem kan zich voordoen met de hoeveelheid biomassa. In Nederland is circa 100 tot 150 PJ biomassa beschikbaar voor energietoepassingen (waarvan ongeveer 50 PJ het meest geschikt is voor groengas, zie Figuur 9). Dit kan groeien, maar is sterk afhankelijk van nieuwe productietechnieken (algen, e.d.). Het gebruik van biomassa in de drie scenario's varieert echter van 160 tot ruim 1.000 PJ per jaar. Een deel van de biomassa zal daarom via de grote havens worden aangevoerd en vandaar worden omgezet in groengas enerzijds en elektriciteit anderzijds. Of er in deze mate biomassa op duurzame wijze geproduceerd kan worden (waarbij ook andere landen in vergelijkbare mate biomassa gebruiken voor hun energievoorziening) lijkt op dit moment zeer twijfelachtig. In Bijlage S is de problematiek van biomassa verder uitgewerkt.

Figuur 9 Potentieel van biomassa in Nederland



2.5.7 Gevoeligheidsanalyse

Uitgangspunt van het NET-document is een drastische reductie van CO₂: 90% in 2050 in vergelijking met 1990. De vraag dient zich aan hoe gevoelig de analyses zijn voor een minder stringent CO₂-beleid. Vanuit de netbeheerders bezien betekent een minder drastische reductie van CO₂-emissies dan de genoemde 90% in 2050, dat ook de gevolgen voor de energie-infrastructuur minder ingrijpend zullen zijn. Aardgasverbranding zonder CO₂-afvang is dan nog mogelijk. Er zal tevens minder substitutie zijn door elektriciteit zodat de vraag naar elektriciteit minder snel toeneemt.

2.5.8 Robuuste conclusies

Uit de scenarioverkenning kan voor de situatie in 2050 een aantal robuuste conclusies worden getrokken. Onder robuust verstaan we dat dit conclusies zijn die in elk van de scenario's optreden en dus wel afhankelijk zijn van forse CO₂-reductie, maar minder van de wijze waarop dat gebeurt. Energiebesparing is een essentiële eerste stap om de transitie naar een duurzame energievoorziening te maken. Vervolgens zijn de volgende conclusies te trekken per energiedrager:

1. Elektriciteit:

- Wordt een belangrijkere energiedrager door substitutie en groei van welvaart.
- De elektriciteitsvraag zal op lokaal niveau sterk toenemen door substitutie (elektrische warmtepomp, elektrisch vervoer).
- Door fluctuaties van hernieuwbare bronnen zal flexibel vermogen (met name gas) nodig blijven.
- Decentrale productie (vooral zon-PV) zal in alle scenario's plaatsvinden en de vraag naar centrale productie relatief terugdringen, de capaciteitsvraag naar back-upvermogen blijft daarbij wel bestaan.
- Decentrale productie kent grote pieken die vaak niet samen vallen met de vraag naar elektriciteit.

2. Gas:

- Het verbruik van aardgas in de gebouwde omgeving zal verdwijnen vanwege de CO₂-emissies bij verbranding en het ontbreken van technieken op het niveau van huishoudens rendabel CO₂ af te vangen en op te slaan.

- In een deel van de gebouwde omgeving zal groengas de rol van aardgas overnemen (het aandeel verschilt sterk tussen de scenario's).
 - Vanwege de piekvraag van warmte zal de transportcapaciteit van gas in de (bestaande) gebouwde omgeving gehandhaafd blijven, ondanks een daling van de energievraag in de gebouwde omgeving.
 - Regionale biomassa zal in alle scenario's worden gebruikt, maar wel voor verschillende toepassingen (elektriciteit, warmte, groengas). Voor een volledige verduurzaming van de aardgasinzet via gas uit binnenlandse biomassa, is te weinig biomassa beschikbaar; voor de inzet van de binnenlandse biomassa zullen keuzes gemaakt moeten worden; het is daarbij logisch dat biomassa daar wordt ingezet waar het met het grootste rendement kan worden gebruikt.
 - Een grote rol van biomassa voor de productie van groengas (met grootschalige import van 'biogas' of van pellets voor nationale productie van gas of elektriciteit of biobrandstoffen) is afhankelijk van de vraag of Nederland genoeg duurzaam geproduceerde biomassa van de mondiale markt kan betrekken ten behoeve van de Nederlandse energievoorziening.
 - Doorvoer van aardgas naar andere landen zal in de transitieperiode toenemen en in het eindbeeld van belang zijn in scenario's B en C.
3. Warmte:
- Decentrale productie en levering van duurzame warmte uit verschillende bronnen (bodemwarmte, aardwarmte, zonnewarmte) zal in alle scenario's plaatsvinden.
4. Motorbrandstoffen:
- Het gebruik van aardolie voor de productie van motorbrandstoffen zal volledig vervangen worden door biobrandstoffen, elektriciteit en waterstof. De verdeling over deze drie verschilt per scenario. Het aandeel motorbrandstoffen voor transport zal verminderen ten gunste van elektriciteit en waterstof.

De overheid wil niet kiezen voor een bepaald scenario. Er is inderdaad veel voor te zeggen om de keuzes voor bijvoorbeeld centrale of decentrale bronnen aan de markt over te laten. Maar als de netbeheerder met alle scenario's rekening moet blijven houden, zullen zij in eerste instantie kiezen voor investeringen die in verschillende scenario's nuttig/nodig zijn. Vooral op lokaal niveau zal het erg lastig zijn om die 'altijd nuttige' investeringen te benoemen. Daar staat tegenover dat netuitbreidingen op lokaal niveau relatief snel kunnen worden gerealiseerd. Op hoger niveau (hogere spanning dan wel hogere druk) is het omgekeerd: Er kan beter worden voorzien wat in alle gevallen nodig is, maar de realisatietermijn is aanzienlijk langer. Daarom moet in beide gevallen blijvend rekening worden gehouden met het optreden van congestie op het net.





3 Gevolgen voor de energie-infrastructuur 2050

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de mogelijke consequenties van de drie hoofdscenario's en de techniekontwikkelingen voor de energievoorziening en met name voor de energie-infrastructuur besproken. De energie-infrastructuur wordt daarin op verschillende schaalniveaus behandeld, omdat de consequenties van de verschillende ontwikkelingen in alle schaalniveaus zichtbaar worden. Voor wat betreft de verwachte marktpenetratieontwikkeling van de verschillende technieken wordt ook rekening gehouden met de factor tijd, aangezien niet elke nieuwe techniek in hetzelfde marktstadium is.

Allereerst worden nu de gevolgen voor de hoofdinfrastructuur beschreven in de drie scenario's. Vervolgens komen de distributie-infrastructuren aan bod op de verschillende te onderscheiden niveaus (regionaal, lokaal en wijkniveau).

De analyse wordt op twee manieren uitgevoerd. Allereerst een 'top-down analyse' vanuit de scenario's. En vervolgens een 'bottom-up analyse' op basis van de technische ontwikkelingen per soort gebied.

Over de consequenties van de scenario's voor de elektriciteitsinfrastructuur is een second opinion uitgevoerd door D-Cision, deze is opgenomen in Bijlage U. De conclusies in dit hoofdstuk zijn daar mede op gebaseerd.

3.2 Gevolgen hoofdinfrastructuur

3.2.1 Elektriciteit

De elektriciteitsvraag neemt toe van 120 TWh op dit moment naar 170 TWh (scenario A) tot 250 TWh (scenario C). De oorzaak hiervan is de (beperkte groei) van basis elektriciteitsvraag vermeerderd met elektriciteitsvraag ten gevolge van elektrische vervoer, elektrische warmtepompen, opslag voor CO₂. In Tabel 6 is de extra vraag aangegeven waarbij voor mobiliteit zowel rijden op elektriciteit als waterstof leidt tot extra elektriciteitsvraag. Duidelijk is dat qua volume de grootste toename van de elektriciteitsvraag komt van elektrificatie van de mobiliteitsvraag.

Tabel 6 Elektriciteitsvraag per scenario

| Elektriciteit (TWh/j) | Scenario A DC= Hoog Extra Lage vraag | Scenario B DC= Midden Lage vraag | Scenario C DC=Laag Lage vraag |
|-----------------------|--|--|-------------------------------------|
| - Basis | 125 | 150 | 150 |
| - Mobiliteit | 43 | 49 | 96 |
| - Laagwaardige warmte | 4 | 2 | 6 |
| - CCS | 2 | 3 | 3 |
| Totaal | 170 | 200 | 255 |



In Tabel 7 is het daaraan verbonden totale elektrische vermogen in de drie scenario's uit Hoofdstuk 2 weergegeven.

Tabel 7 Elektrisch vermogen per energiebron, voor elk van de drie scenario's; zichtjaar 2050

| | Scenario A DC= Hoog Extra Lage vraag | Scenario B DC= Midden Lage vraag | Scenario C DC=Laag Lage vraag |
|----------------------------|--|--|-------------------------------------|
| Elektriciteit (MWe) | | | |
| - Kernenergie | - | - | 11.000 |
| - Aardgas CCS | - | 18.000 | - |
| - Kolen CCS | - | - | 15.000 |
| - Biomassa/groengas | 3.000 | - | 2.000 |
| - WK groengas | 3.000 | 2.000 | 3.000 |
| - Industrie WK (groen)gas | 6.000 | 6.000 | 6.000 |
| - Wind op land | 7.000 | 5.000 | 2.000 |
| - Wind op zee | 19.000 | 6.000 | 6.000 |
| - Zon-PV | 45.000 | 15.000 | 5.000 |
| - Centrale opslag | 5.000 | - | - |
| - Decentrale opslag | 20.000 | 5.000 | - |

Scenario A

Naast de 19.000 MW aan windvermogen op zee zal er 12.000 MW aan groengas in de vorm van WKK en regelbaar vermogen draaien. Voor het windvermogen op zee zullen zowel netten op zee als verbindingen met het landelijk koppelnet nodig zijn (IJmond, Eemsmont, Rijnmond). De aansluiting van Eemsmont en Rijnmond op de 380 kV-ring is essentieel.

Daarnaast zal een opslagvermogen van 5.000 MW nodig zijn om de ongelijktijdigheid van vraag/aanbod op te lossen. Dit kan met waterkracht naar Luxemburg, Duitsland en Noorwegen, maar ook met een opslagcentrale (OPAC) voor de kust. In dit laatste geval is geen extra netcapaciteit nodig als deze in de buurt van de windparken wordt gebouwd.

Scenario B

Op de elektriciteitsproductielocaties (locaties waar ook nu al grote centrales staan, aan het water, in havens voor aanvoer van brandstof en afvoer van CO₂) worden STEG-centrales met CCS gebouwd. Belangrijk is de aansluiting op een CO₂-infrastructuur. Hiervoor komen Rijnmond, IJmond en Eemsmont vooral in aanmerking. Het totale centrale productievermogen neemt toe tot 24.000 MW. Ook de grote industrieën worden aangesloten op het CO₂-net.

Scenario C

Het totale centrale productievermogen neemt toe tot 34.000 MW die grotendeels op locaties met CO₂-opslagfaciliteiten en koelwater moet worden gelokaliseerd. Hiertoe worden in dit scenario kerncentrales en kolencentrales met CCS gebouwd. Belangrijk is de aansluiting op een CO₂-infrastructuur. Hiervoor komen Rijnmond en Eemsmont vooral in aanmerking. Ook de grote industrieën worden aangesloten op het CO₂-net.

Conclusie

Het hoogspanningsnet naar de elektriciteitsproductielocaties (inclusief wind op zee) wordt dominantier en vergt grotere capaciteit.

Naast de Nederlandse energievraag is ook de eventuele export/transit naar het buitenland relevant. Dit is niet uitgewerkt omdat hiervoor nu onvoldoende gegevens zijn, maar vraagt een significante hoeveelheid transportcapaciteit.

3.2.2 Gas

Voor de hogedrukgasnetten zijn drie factoren van belang:

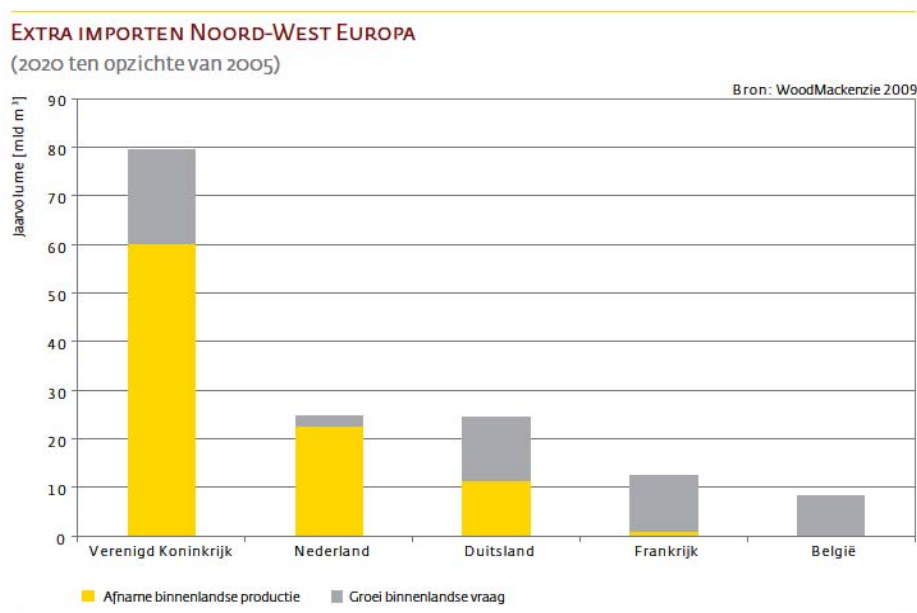
1. Binnenlandse gasvraag (zowel aardgas als groengas).
2. Export naar de ons omringende landen.
3. Transit van en naar de ons omringende landen.

De binnenlandse vraag varieert van 20 miljard m³ in scenario C tot 55 miljard in scenario B, terwijl de huidige vraag circa 50 miljard m³ bedraagt. Door grotere fluctuatie van de elektriciteitsproductie (door meer hernieuwbare bronnen) zal de verhouding tussen vraag en capaciteit groter worden.

De export zal de komende decennia afnemen door het afnemen van de Nederlandse voorraden en heeft op de situatie in 2050 geen effect.

De transit daarentegen wordt veel belangrijker omdat de vraag naar gas in het Verenigd Koninkrijk geheel uit importen zal moeten gaan komen terwijl het VK tot nu toe geheel in eigen behoefte voorziet. Nederland zal voor het VK, België en Frankrijk een belangrijk transitland worden waarbij de volumes zijn weergegeven in Figuur 10.

Figuur 10 Ontwikkeling extra importen Noordwest-Europa



Scenario A

Het gasnet zal minder vermogen behoeven, zowel wat betreft de gasvraag voor de elektriciteitsvoorziening als voor de warmtevraag. Ten opzichte van de huidige situatie halveert de vraag naar gas en zal dit volledig groengas worden (35 miljard m³). De capaciteit voor het hogedrukgasnet zal relatief toenemen, maar gezien de volumereductie zal de huidige capaciteit voldoende zijn (exclusief de capaciteit voor transit).

Scenario B

Het totale gasverbruik (aardgas en groengas) neemt toe ten opzichte van het huidige gebruik (circa 55 miljard m³), maar door een lagere bedrijfstijd van met name elektriciteitscentrales zal de capaciteit moeten toenemen, inclusief de extra capaciteit voor transit.

Scenario C

De vraag naar aardgas wordt beperkt tot 20 miljard m³ per jaar omdat de vraag in de industrie afneemt en er alleen gas wordt gebruikt voor de pieken van de elektriciteitsproductie. De capaciteitsbehoefte hiervoor is relatief groot, maar door de lagere vraag is de huidige capaciteit voldoende (exclusief transit).

Conclusie

De benodigde capaciteitsvraag aan het hogedrukgasnet neemt in scenario A en scenario C af en in scenario B toe. Daarbovenop komt een groeiende vraag naar transitcapaciteit zodat in alle scenario's de transportcapaciteit van het hogedrukgasnet zal moeten worden uitgebreid.

3.2.3 Nieuwe netten CO₂ en warmte

In zowel scenario B als C is opslag van CO₂ nodig. Het volume varieert van 70 tot 100 Mton per jaar. Een nieuwe infrastructuur zal ontwikkeld moeten worden om de CO₂ bij industrie en elektriciteitscentrales in te zamelen, te transporteren en op te slaan.

Warmtenetten op nationale schaal zijn niet aan de orde. Door de optredende verliezen kan warmte niet over grote afstanden worden getransporteerd.

3.3 Gevolgen regionale infrastructuur

De gevolgen voor de regionale infrastructuur van de drie scenario's zijn als volgt.

Scenario A

Elektriciteit en groengas zijn de dominante energiedragers. Het aardgasnet zal getransformeerd worden in een groengasnet. Er zal op diverse plaatsen invoeding van groengas mogelijk moeten worden gemaakt. De huidige capaciteit (ook voor de pieken) is ruim voldoende door afnemende vraag van industrieën en vanuit de gebouwde omgeving.

Het elektriciteitsnet zal moeten worden verzaamd door de groei van de vraag (ten opzichte van 2010) en op speciale punten zullen windparken moeten worden ingepast. De grote volumes decentraal geproduceerde elektriciteit, onder andere met zon-PV, worden deels opgevangen met opslag in het scenario. In de praktijk zal er naar verwachting een optimalisatie plaatsvinden tussen opslag, netverzwaring en belastingsturing. WKK bij de industrie zorgt voor een grotere elektriciteitsproductie in de regionale netten, dit is wel specifiek voor industrieterreinen en niet voor bedrijventerreinen. In stedelijke gebieden waar ook nu al warmtenetten zijn, wordt de warmte van WKK-installaties naar stadsverwarmingssystemen getransporteerd.

Scenario B

Op regionaal niveau wordt vooral elektriciteit gedistribueerd vanuit de grote elektriciteitsproductielocaties, aardgas naar de industrie en groengas naar de gebouwde omgeving. Met uitzondering van de voeding van elektriciteitscentrales, nemen de hoeveelheden gas af ten opzichte van de huidige levering doordat de vraag afneemt. De huidige capaciteit is derhalve voldoende.



Voor de CO₂-opslag worden in industriegebieden CO₂-netten aangelegd om de afgevangen CO₂ naar opslagpunten te transporteren.
In stedelijke gebieden waar ook nu al warmtenetten zijn, wordt de warmte van WKK-installaties naar stadsverwarmingssystemen getransporteerd.

Scenario C

Ook hier vooral aardgas naar de industrie en in beperkte mate groengas naar de elektriciteitscentrales (piekvraag).

Op regionaal niveau wordt vooral elektriciteit gedistribueerd vanuit de grote elektriciteitsproductielocaties.

Voor de CO₂-opslag worden in industriegebieden CO₂-netten aangelegd om de afgevangen CO₂ naar opslagpunten te transporteren.

In stedelijke gebieden wordt de warmte van WKK-installaties naar stadsverwarmingssystemen getransporteerd.

Conclusie

De elektriciteitsnetten moeten in alle scenario's worden verzwakt. Met name in scenario C is een zeer forse verzwaking van de middenspanningsnetten nodig vanwege het sterke top-down karakter van de elektriciteitsvoorziening in dat scenario in combinatie met lage decentrale opwekking en minder vraag-reductie. Het gasnet wordt vooral een hogedrukgasnet naar de industrie en elektriciteitscentrales, met uitzondering van scenario B waarin groengas de rol van aardgas overneemt in de gebouwde omgeving. Transport van warmte naar stadsverwarmingssystemen in de stedelijke gebieden komt ook in alle scenario's voor, maar met verschillende intensiteit.

In de scenario's met fossiele brandstoffen zullen CO₂-netten van de industrie en elektriciteitscentrales naar de CO₂-opslagpunten worden aangelegd.

3.4 Gevolgen wijk- en lokale infrastructuur

Uitgangspunt in deze paragraaf is dat het aardgas als energiedrager verdwijnt uit de lokale gebieden, dit is het geval in de scenario's A en C.

Indien (in bepaalde gebieden) aardgas wordt vervangen door groengas (scenario B), dan zijn de effecten op de elektriciteitsnetten minder ingrijpend dan hier geschetst. De consequenties voor de lokale gasnetten voor scenario B worden in Paragraaf 3.6 geschetst. Elektriciteit en (warm) water zijn in de scenario's A en C op de langere termijn de dominante energiedragers op wijk- en lokaal niveau. De elektriciteitsvraag neemt fors toe, zeker als er op grote schaal elektrisch wordt gereden. De gasvraag neemt af ten gevolge van efficiëntieverbetering van gebouwen en installaties en vanwege substitutie naar lokale bronnen en (warm) water als energiedrager. De grootste investeringskosten en onzekerheden voor de netbeheerders met betrekking tot het faciliteren van de energietransitie zitten met name in de elektriciteitsnetten. Om die reden ligt daarop de nadruk in deze paragrafen.

Alle details zijn opgenomen in Bijlage B, met een second opinion van de hand van D-Cision die is opgenomen in Bijlage U, waar ook een vergelijk met de bevindingen in Bijlage B is gegeven. Daar waar investeringsbedragen worden genoemd in dit hoofdstuk is de genoemde *second opinion* daarin betrokken.



Voor ramingen van de extra investeringen ten behoeve van de veranderingen die de energietransitie met zich meebrengt zijn onder andere de volgende factoren van belang:

- de prijzen van bedrijfsmiddelen; deze moeten overigens richting 2050 zeer genuanceerd beschouwd worden;
- de kwantificering van de transportbehoefte;
- het tijdpad waarbinnen ontwikkelingen plaatsvinden;
- de nog beschikbare capaciteit in de bestaande netten, te verdelen naar:
 - handhaving van de spanningscriteria;
 - de stroombelastbaarheid.

Beiden stellen immers grenzen aan de benuttingsmogelijkheden van netcomponenten.

Gas speelt wel een rol op regionaal niveau voor het leveren van de piekvraag voor warmteleveringsprojecten (zie bijlage B.8).

Op dit netniveau is het belangrijk om onderscheid te maken naar de verschillende soorten gebieden. Uiteraard zijn vele indelingen mogelijk. In deze studie is de gekozen indeling vooral gebaseerd op de 'impact' die in de mogelijke scenario's en techniekontwikkelingen optreedt voor de energiedistributienetten. Er is onderscheid gemaakt naar de gebiedstypen⁶ zoals weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8 Gehanteerde indeling naar gebiedssoort

| Gebiedssoort (kenmerkende eenheid) | Indeling bottom-up analyse |
|---|--|
| Woongebieden (woningaansluiting) | - Naar bestaande ⁷ bouw en nieuwbouw - Naar landelijk, dorp en stedelijk - Naar aansluiting en netten |
| Kantoorgebieden (m ² bvo) | - Naar bestaande bouw en nieuwbouw - Alleen netconsequenties (aansluitingen zijn te divers) |
| Bedrijventerreinen (i.e. energie- extensief) (hectare terrein) | - Naar bestaande bouw en nieuwbouw - Alleen netconsequenties (aansluitingen zijn te divers) |
| Agrarische gebieden (hectare (glastuinbouw)) | - Glastuinbouw vergt maatwerk, geen bottom-up analyse mogelijk in deze vorm - Impact 'overig agrarisch' is beperkt, is meegenomen in o.a. landelijke woongebieden |
| Industriegebieden (i.e. energie- intensief) | - Procesindustrie vergt maatwerk, geen bottom-up analyse mogelijk in deze vorm |

Vervolgens is per gebiedstype doorgeredeneerd wat de ontwikkeling zou kunnen zijn voor wat betreft de energievraag en vooral ook de samengestelde capaciteitsvraag. Daarbij is rekening gehouden met de in de factsheets beschreven techniekontwikkelingen.

Er is steeds gewerkt met realistisch voorstelbare ontwikkelingen. Ontwikkelingen dus die niet per se *hoeven* op te treden, maar die de netbeheerders niet kunnen veronachtzamen bij het maken van netplanningen.

⁶ De types voor bestaande woningbouw zijn afgeleid van de gebiedsindelingen van een studie door Laborec (Laborelec, 2009), deze zijn versimpeld naar drie types.

⁷ Onder 'bestaande bouw' wordt hier verstaan: op dit moment reeds bestaande gebouwen en wijken. De term 'nieuwbouw' wordt gebruikt voor nieuwe gebouwen en nieuwe- en herstructureringswijken.

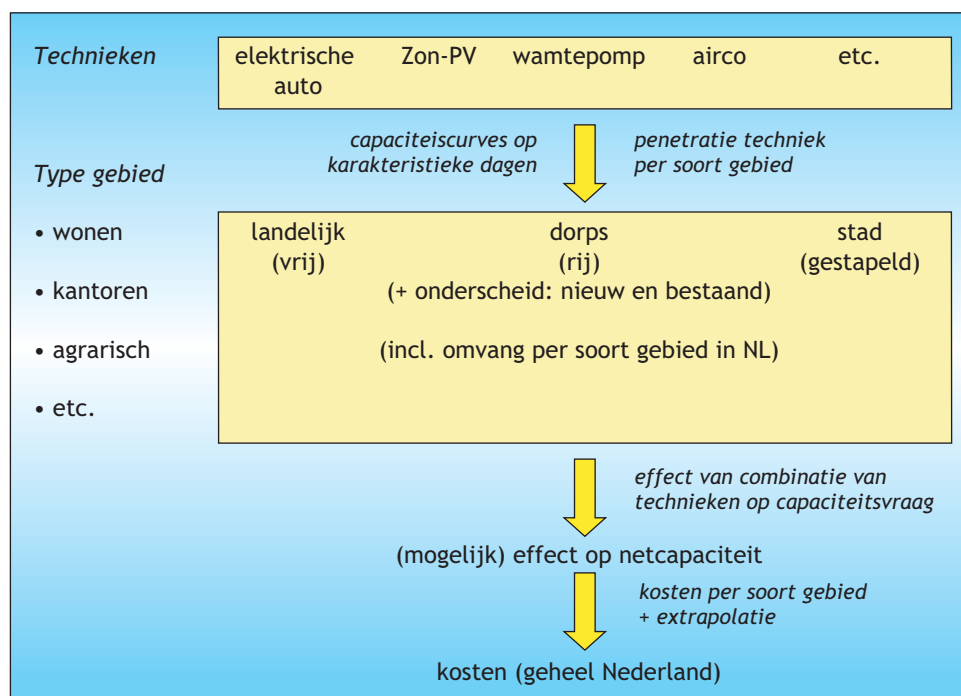


Steeds is daarbij gekeken naar wat vanuit de netcapaciteit gezien de realistisch voorstelbare 'worst case' situatie wordt.

Een relevante vraag naar de impact van een bepaalde techniek is of deze verspreid of geconcentreerd tot stand zal komen. Voor de benodigde netcapaciteit maakt het immers groot verschil of een techniek in 100% van de gebouwen in 10% van de wijken wordt toegepast (i.e. geconcentreerd), of in 10% van de gebouwen in 100% van de wijken (i.e. verspreid). De energieinfrastructuur wordt met name 'geraakt' bij geconcentreerde ontwikkelingen, en dan vooral indien het gaat om energietoepassingen met hoge gelijktijdigheid van de vraag (of de levering).

De analyse is zo opgezet dat het mogelijk is om extrapolaties naar Nederland als geheel te maken, waarbij steeds de onderliggende oorzaken van mogelijke noodzaken tot een eventuele netverzwaring traceerbaar blijven. Via dit redenschema is het ook mogelijk om op goed navolgbare en traceerbare wijze kosten van eventueel noodzakelijke netverzwaringen inzichtelijk te maken. Dat daarvoor aannames moeten worden gedaan om de complexe werkelijkheid in een relatief simpel analyseschema in te passen is evident.

Figuur 11 Weergave van het gehanteerde analyseschema



3.5 Capaciteitsconsequenties van technieken voor het elektriciteitsnet

In deze paragraaf wordt voor een aantal technieken aangegeven hoe het tijdsverloop is van de vraag c.q. productie van elektrische energie. Er is onderscheid gemaakt naar:

- ontwikkeling van de bestaande aansluiting ('autonome vraag');
- zon-PV;
- airconditioning;
- elektrische auto's;
- HRe-ketel (micro-WKK);
- elektrische warmtepompen (met en zonder elektrische bijverwarming).

Er is hier bewust nog geen rekening gehouden met de ontwikkeling van 'slimme belastingsturing' en van smart grids, waardoor de gelijktijdige capaciteitsvraag van technieken aan het net kan worden verkleind en waardoor dus ook de eventuele kosten van netverzwaring lager kunnen worden. Zie ook Paragraaf 3.6.2. Toepassing van bijvoorbeeld slimme belastingsturing vergt onder andere een maatschappelijke discussie over de rol van de netbeheerders daarbij (bijvoorbeeld als facilitator, of juist als stuurder; en tot welke grens), en een acceptatie van de toepassing van meer ICT in de energienetwerken. Het NET-document is onder andere bedoeld als basis voor die maatschappelijke discussie.

3.5.1 Consequenties voor de netten op lokaal niveau; woningbouw

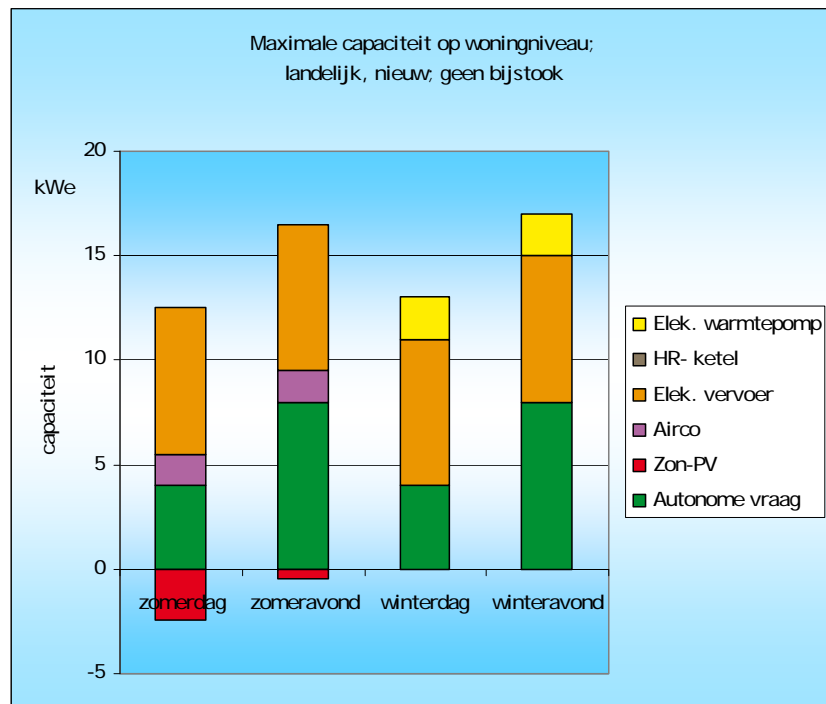
Verzwaring van bestaande aansluitingen (i.e. zwaardere hoofdzekering) in gestapelde en rijwoningen zal op den duur nodig zijn in geval geleidelijk wordt overgestapt op elektrische warmtepompen, met bijverwarming. Bij de vrijstaande woningen is de piekcapaciteitsvraag circa 2 tot 2,5 maal zo groot als de huidige standaard aansluitwaarde; deze aansluitingen behoeven verzwaring als deze combinatie van technieken doorzet. De aansluitkabel kan in het algemeen in deze behoefte voorzien, de problematiek ontstaat met name bij de MS/LS-transformator.

Wordt van elektrische bijverwarming bij de elektrische warmtepomp (eWP) afgezien dan daalt de capaciteitspiekvraag van de eWP met 6 kW en wordt ook bij de nieuwbouw stedelijk en dorps de zomeravond bepalend voor de piekcapaciteitsvraag. Alleen bij de vrijstaande woning is de winteravond-piek net iets hoger.

In het geval dat elektrische auto's wel massaal opgeladen gaan worden op momenten van ingang van dal- of nachttarieven ontstaat een grote piekvraag in het elektriciteitsnet.

Ter illustratie is in Figuur 12 de opbouw van de piekcapaciteitsvraag gegeven voor een vrijstaande nieuwbouwwoning, met een elektrische warmtepomp zonder elektrische bijverwarming.

Figuur 12 Opbouw van de piekcapaciteitsvraag bij een vrijstaande nieuwbouwwoning



Wanneer de bijdrages aan de piekvraag op aansluitingniveau worden vermenigvuldigd met hun gelijktijdigheid ontstaat de piekvraag op het niveau van de MS/LS-transformator. De resultaten van deze analyses uit Bijlage B staat in Tabel 9. Belangrijk daarbij is dat netplanners normaliter uitgaan van een piekcapaciteit per gemiddelde woning (op transformatorniveau) van 1 kWe.

Tabel 9 Piekcapaciteiten op transformatorniveau voor de verschillende woongebieden

| Capaciteit in kWe (trafo-niveau) | Binnenstedelijk bestaand, gestapelde bouw | Binnenstedelijk nieuw, gestapelde bouw | Dorps bestaand, rijtjeswoningen | Dorps nieuw, rijtjeswoningen | Landelijk bestaand, vrijstaande woningen | Landelijk nieuw, vrijstaande woningen |
|--|---|--|---------------------------------|-------------------------------------|--|---------------------------------------|
| <i>Zon-PV</i> | -0,80 | -0,80 | -2,40 | -2,40 | -2,40 | -2,40 |
| <i>Piekcapaciteit gemiddeld per woning met bijstook eWP</i> | 3,2 (zomer-avond) | 9,2 (winter-avond) | 3,6 (zomer-avond) | 9,6 (winter-avond) | 3,9 (zomer-avond) | 10,4 (winter-avond) |
| <i>Piekcapaciteit gemiddeld per woning zonder bijstook eWP</i> | 3,2 (zomer-avond) | 3,2 (zomer-avond) (winter-avond) | 3,6 (zomer-avond) | 3,6 (zomer-avond) (winter-avond) | 3,9 (zomer-avond) | 4,4 (winter-avond) |

Uit Tabel 9 zijn de volgende conclusies te trekken:

- Op momenten in de zomer met volle zon is de levering door zon-PV systemen op laagbouwoningen 2,4 kW per woning, op het niveau van de MS/LS-transformator. Dat is bijna 2,5 maal zo hoog als wat er beschikbaar is. Als de woningen ook uitgerust worden met aircosystemen dan valt de bijdrage van zon-PV overigens weg tegen de autonome vraag plus airco.
- In de bestaande bouw wordt de piekvraag een factor 3 tot 4 hoger dan de huidige piekvraag.
- Ingeval van eWP met elektrische bijstook is de piek is 9 tot 10 keer zo hoog als de huidige piekwaarde waarmee gerekend wordt. Wanneer die elektrische bijstook afwezig is, is bij gestapelde bouw en bij rijwoningen de zomeravondpiek gelijk aan de winterpiek. Bij nieuwe vrijstaande woningen blijft de winterpiek bepalend. Het niveau van die piek daalt dan echter met 6 kW tot 3 à 4 kW, oftewel een niveau dat 3 tot 4 maal zo hoog is als het niveau waarvan in huidige netontwerpberekeningen wordt uitgegaan.
- Oftewel: een verzwaring op transformatorniveau met een factor 3-4 is nodig in alle gevallen. Ingeval van eWP's met elektrische bijverwarming is zelfs verzwaring met een factor 9-10 nodig. Dit vormt een serieus punt voor de netbeheerders om over in dialoog met samenleving en overheid te gaan.

Deze netverzwaringen zullen worden opgelost door nieuwe transformatorstations in te voegen in de netstructuur, waardoor LS-kabels korter worden en minder woningen voeden. Bestaande afgaande kabels worden 'opengeknijpt' en de losse einden door nieuw in te voegen transformatoren gevoed. Dit brengt overigens ook grote ruimtelijke inpassingproblemen met zich mee. Bij nieuwbouw kan het net direct al in zo'n verdichte structuur worden aangelegd.

Extrapolatie naar landelijk niveau (woongebieden)

In de bestaande bouw leidt dit extra capaciteitsbeslag tot de bouw van ruim 44.000 nieuwe transformatorstations in bestaande gebieden, met een investeringsvolume van 1,3 miljard Euro. Dit zal geleidelijk optreden naar gelang de bestaande transformatoren hun maximale capaciteit naderen. Dit bedrag is nog exclusief de benodigde extra 150 kV-stations, waarvoor eenzelfde strategie zal gelden.

Als in de bestaande bouw ook de elektrische warmtepomp meer en meer zijn intrede zal doen zal de capaciteitsvraag nog verder stijgen en helemaal wanneer dat warmtepompen zullen zijn met aanzienlijke vermogens aan elektrische bijverwarming.

Voor de nieuwbouwoebieden zal de verdichte netstructuur leiden tot extra investeringskosten van € 250 miljoen in de periode tot 2040, voor de situatie van elektrische warmtepompen zonder elektrische bijverwarming. Indien de warmtepompen worden voorzien van elektrische bijverwarming stijgt dit tot € 900 miljoen. De kosten van extra 150 kV-stations zijn hierbij nog niet meegenomen.

Daarnaast zal nog een verzwaringsinvestering nodig zijn voor de overige gebiedstypen. Naar ruwe schatting bedraagt die 50% van de verzwaringsinvesteringen in woongebieden.

De second opinion van D-Cision (zie Bijlage U) komt tot een totaal benodigde verzwaringsinvestering van de MS-infrastructuur (kabels + stations) in zowel woongebieden als andere gebieden van 18.6, 7.6 of 13.8 miljard Euro, voor respectievelijk scenario A, B, of C. Daarnaast is de conclusie van D-Cision dat ook de LS-kabels en de LS-aansluitkabels verzaard dienen te worden met investeringen ter grootte van 15.1, 4.6 resp. 7.9 miljard Euro voor de LS-kabels en 2.5, 0.8 resp. 1.4 miljard Euro voor de LS-aansluitkabels, voor respectievelijk scenario A, B en C. De investeringsbedragen van D-Cision zijn niet onderverdeeld naar bestaande- en nieuwbouw.

Benodigd aantal en investeringen in 150 kV-stations

Als de MS-netstructuur wordt verzaard zal ook het bovenliggende 150 kV-net moeten worden verzaard. Hiervoor geldt eenzelfde aanpak: invoegen van nieuwe 150 kV-stations in de bestaande netstructuur. De hiervoor gehanteerde kentallen⁸ zijn:

- 200 MS-transformatoren van elk 400 kVA per 150 kV-station;
- één nieuw 150 kV-station kost 15 miljoen Euro.

Uit de bovengenoemde benodigde extra capaciteit op MS-niveau volgt aan extra capaciteit op 150 kV-niveau.

Bestaande bouw (tot 2050)

222 extra 150 kV-strations, met totale investering van 3,3 miljard Euro.

Nieuwbouw (tot 2040) situatie: warmtepompen met elektrische bijverwarming
152 extra 150 kV-stations, met totale investering van 2,3 miljard Euro.

Nieuwbouw (tot 2040); warmtepompen zonder elektrische bijverwarming
42 extra 150 kV-stations, met totale investering van 0,6 miljard Euro.

Deze investeringsramingen zijn nog zonder investeringen die mogelijk als gevolg hiervan nog nodig zijn in het landelijk koppelnet (380 kV). De analyse daarvoor is niet via de hier gevolgde methode uit te voeren omdat

⁸ Bron: opgave Alliander aan werkgroep NET-document.



interferentie optreedt met andere aanpassingen, bijvoorbeeld de inpassing van nieuwe centrales en verzwaringen voor transitodoelen en voor interconnecties. De second opinion van D-Cision (zie Bijlage U) komt tot een totaal benodigde verzwaringeninverstering van de HS-infrastructuur (kabels/lijnen + stations) van 11.3, 4.7 of 11.6 miljard Euro, voor respectievelijk scenario A, B, of C. Deze bedragen zijn niet onderverdeeld naar bestaande- en nieuwbouw.

3.5.2 Ontwikkeling elektrische capaciteitsvraag kantoren

Voor kantoorgebieden blijkt uit de analyses dat elektrisch vervoer en zon-PV technieken zijn die in specifieke situaties kunnen leiden tot een veel grotere elektrische capaciteitsvraag dan gebruikelijk voor kantoren in Nederland. Het is voor netbeheerders daarom van belang om die ontwikkelingen goed te prognosticeren in hun capaciteitsplanningen. Algemene betekenisvolle cijfers kunnen echter op grond van deze bottom-up analyses niet worden gegeven, daarvoor zijn de lokale situaties te divers.

3.5.3 Ontwikkeling elektrische capaciteitsvraag bedrijventerreinen

Wat geldt voor kantoorgebieden geldt in nog veel sterkere mate voor de bedrijventerreinen: de diversiteit is zeer groot. De conclusies die getrokken zijn voor kantoorgebieden gelden ook voor bedrijventerreinen: elektrische auto's en zon-PV zijn technieken die op specifieke locaties kunnen leiden tot een veel grotere elektrische capaciteitsvraag dan gebruikelijk. Gezien de diversiteit aan bedrijvigheid op bedrijventerreinen is de verwachting dat de elektrische capaciteitsruimte in die gebieden aanmerkelijk ruimer is uitgelegd dan bij kantoreengebieden, zodat problemen ook minder snel op zullen treden.

3.5.4 Capaciteitsvraag en investeringen inpassing windenergie

Voor windenergie op land is tot 2020 een vermogensgroei tot 6.000 MW voorzien, oftewel een groei van 4.000 MW ten opzichte van het huidig niveau; zie Bijlage T. In de scenario's varieert het vermogen voor wind op land van 7.000, 5.000 en 2.000 MW voor respectievelijk scenario's A, B en C (peiljaar 2050).

Met een kostenkental⁹ voor netinpassingskosten van gemiddeld 300 Euro per kW wind op land volgt een benodigde investering van 1.5, 0.8 en 0 miljard Euro voor scenario's A, B en C respectievelijk. Met de kanttekening dat er daarbij grote regionale verschillen kunnen zijn. D-Cision komt in de second opinion (zie Bijlage U) tot investeringen hiervoor van 1.9, 1.1 en 0 miljard Euro voor scenario A, B en C respectievelijk.

Voor de tot 2020 geplande 6.000 MW aan wind op zee, zie Bijlage T, kunnen de benodigde investeringen voor het 'stopcontact op zee' worden ontleend aan het Kamerstuk 'Toezegging inzake aanleg en beheer net op zee' d.d. 19 feb. 2010 van Minister Van der Hoeven. De investering plus financiering voor het stopcontact op zee worden daarin geraamd 2.4 tot 3.2 miljard Euro. Het vermogen aan wind op zee in de scenario's bedragen respectievelijk 20.000 MW in scenario A en 6.000 MW in scenario's B en C. Wanneer geëxtrapoleerd wordt op basis van bovenstaande investeringscijfers dan resulteert dat in netinpassingsinvesteringen van respectievelijk 9.4 en 2.8 miljard Euro.

D-Cision komt in de second opinion (zie Bijlage U) tot investeringen hiervoor van 15.1, 4.4 en 4,4 miljard Euro, voor scenario A, B en C respectievelijk.

⁹ Bron: opgave Alliander aan werkgroep NET-document.



3.5.5 Netverliezen in elektriciteitsnetten

De veranderingen in de energievoorziening ten gevolge van de transitie zal ook gevolgen hebben voor de omvang van de energieverliezen in de elektriciteitsnetten. Daarnaast treden ook verliezen op in opslagsystemen.

Het beter benutten van netwerkcapaciteiten heeft als neveneffect dat de netverliezen toenemen. Bij een gelijkblijvend netwerk en spanning neemt het netverlies kwadratisch toe met de hoeveelheid stroom die wordt getransporteerd. Relatief gezien treedt het meeste netverlies op in het middenspanningsnetwerk. Hoewel belangrijk qua kosten en qua omvang van het totale energiegebruik, zijn netverliezen slechts beperkt van invloed op het totale energiesysteem. Optimalisatie van het totale energiesysteem is daarom het streven, waarbij de omvang van netverliezen één van de factoren is.

3.6 Capaciteitsconsequenties van technieken voor het gasnet

Op regionaal niveau zal een gasnet noodzakelijk zijn voor de piekvraag van grotere warmteprojecten. Op lokaal niveau verdwijnt gasdistributie in de scenario's A en C. In scenario B wordt in een deel van de gebouwde omgeving groengas gedistribueerd. De capaciteit van dit lokale net is vergelijkbaar met of kleiner dan de huidige capaciteit. De warmtevraag neemt af, maar de piekvraag neemt minder af of blijft gelijk.

3.6.1 Behoeftte aan laagwaardige warmte

Het lokale gasnet wordt momenteel hoofdzakelijk gebruikt voor het voorzien in de vraag naar laagwaardige warmte. Door isolatie en efficiëntieverbetering zal de behoefte aan laagwaardige warmte dalen, wat overigens nog wel forse beleidsinzet van de overheid vergt. In Tabel 10 staan de meest in aanmerking komende systemen weergegeven voor invulling van vraag naar laagwaardige warmte per segment. Continuering van de levering van aardgas is geen optie door de inherent daaraan verbonden CO₂-emissies die, op basis van nu bekende technieken, niet zijn af te vangen.

Indien er groengas beschikbaar is voor de kleinverbruiker zal het gasnet ook in 2050 op lokale schaal een rol spelen. Als dat niet het geval is, bijvoorbeeld doordat biomassa voor andere toepassingen gebruikt wordt (zie Bijlage S over concurrentie biomassa), dan zullen kleinschalige en grootschalige warmtenetten met verschillende energiebronnen de plaats van het gasnet innemen. In landelijke gebieden is de keuze tussen groengas en elektriciteit. Ten behoeve van de warmtelevering in de stedelijke gebieden zullen warmte-transportnetten en -distributienetten moeten worden aangelegd.

Zeer belangrijk bij de keuze voor de energie-infrastructuur voor het voorzien in de laagwaardige warmtebehoefte zijn de momenten dat een grote capaciteit is vereist, zoals de koude winterochtend (tot -17°C). Op dit moment is het gasnet daarom uitgelegd op het kunnen leveren van 5 miljoen m³ per uur om alle gebouwen in Nederland te kunnen verwarmen op zo'n extreem moment. Als de gasgestookte CV wordt vervangen door extra isolatie in combinatie met een elektrische warmtepomp dan kunnen er op lokaal niveau grote problemen ontstaan als de warmtepomp elektrische bijverwarming heeft, omdat daarvoor het elektriciteitsnet extra moet worden verzwakt, bovenop de verzwaring zoals hiervoor beschreven. Bovendien zal er dan ook extra capaciteit in elektriciteitscentrales beschikbaar moeten zijn. Gas zal bij veel installaties (hulp-warmteketels collectieve warmtenetten, groengas micro-WK) in alle scenario's nog een belangrijke rol spelen, zij het dat het volume vaak uiterst beperkt is.



Tabel 10 Overzicht van de meest in aanmerking komende systemen voor warmtelevering per segment

| | Grootschalige warmtenet (restwarmte, aardwarmte) | Groengas micro-WK, gaswarmte-pomp | Elektrische warmtepomp | Kleinschalige warmte (KWO, bio-WK) |
|-----------------------------------|--|-----------------------------------|------------------------|------------------------------------|
| Bestaande gebouwen stedelijk | + | ++ | - | |
| Bestaande gebouwen niet-stedelijk | | ++ | -/+ | |
| Nieuwbouw stedelijk | -/+ | | + | ++ |
| Nieuwbouw niet-stedelijk | | + | + | ++ |
| Kas bestaand | ++ | ++ | | |
| Kas nieuwbouw | + | + | | + |

Op lokaal niveau en onder invloed van landelijke regels zullen de keuzes gemaakt worden voor de beste manier om de warmtevraag te dekken. Factoren die de lokale keuzes beïnvloeden zijn:

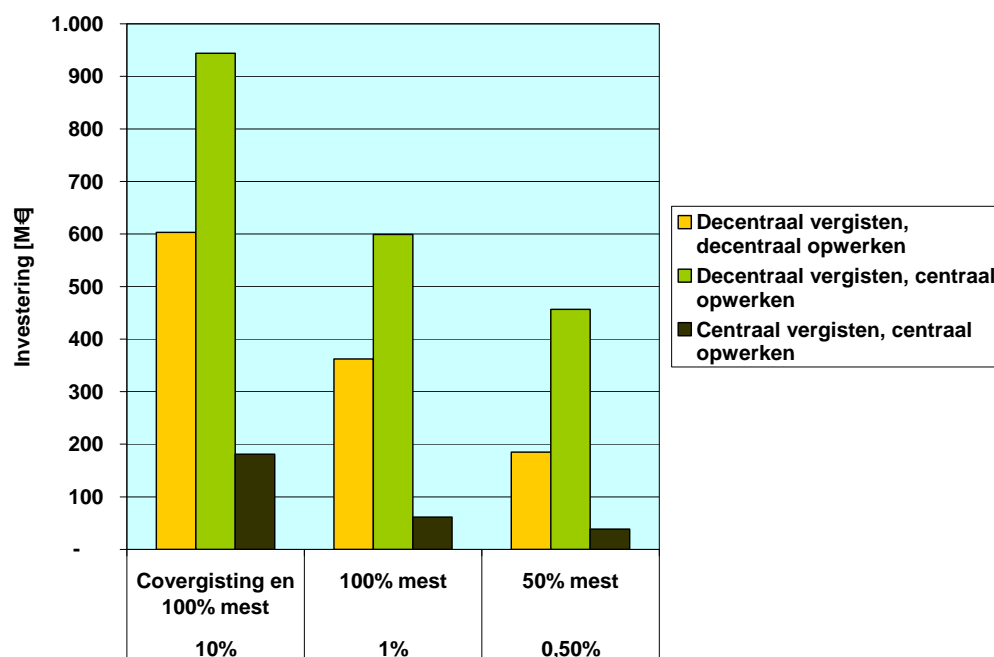
- prijzen en prijsverwachtingen;
- benodigde investeringen;
- concurrentie om biomassa-inzet met andere toepassingen;
- het overheidsbeleid t.a.v. energiebesparing in de bestaande bouw, en de wijze waarop onderdelen als collectieve opties en groengas worden gewaardeerd in dat beleid;
- de waardering van onderdelen zoals collectieve opties en groengas in de EPC-normering voor de nieuwbouw; het huidig overheidsbeleid is dat de EPC naar nul gaat in 2020;

De keuze om aardgas nog wel voor piekwarmte in te zetten, met de daarbij behorende beperkte emissie CO₂.

3.6.2 Invoeding groengas

In Nederland is productie van groengas uit mest de meest voor de hand liggende optie. Door KEMA is recent onderzocht welke wijze van vergisten en opwerken optimaal is. Hierbij is uitgegaan van de 66 landbouwgebieden zoals CBS die onderscheidt. Het blijkt dat decentrale vergisting in combinatie met centrale opwerking de laagste kosten vergt. Met een investering van € 1 miljard kunnen ruwgasleidingen (inclusief invoeding in regionaal gasnet) worden aangelegd naar centrale punten waar het ruwe biogas wordt opgewerkt tot groengas. De totale kosten van het groengas variëren van 0,80 tot 2 € per m³. De totale groengasproductie is maximaal 4 miljard m³ indien covergisting met maïs het uitgangspunt is. Indien zonder covergisting groengas wordt gemaakt daalt de gasproductie naar 0,8 miljard m³ en de investeringskosten voor de netbeheerders tot € 600 miljoen (bron: Kwantitatieve impact groengas op de gasinfrastructuur, KEMA mei 2010). De investeringen voor de netbeheerders zijn grafisch weergegeven in Figuur 13. Indien centraal wordt vergist en opgewerkt nemen de kosten voor de netbeheerders af, maar nemen de totale kosten toe. De totale laagste kosten ontstaan in het geval decentraal wordt vergist en centraal wordt opgewerkt.

Figuur 13 Totale investeringen in de infrastructuur (8-bar net en biogasnetwerk, inclusief compressie naar het RTL-net)



3.7 Slimme netten

In de verschillende toekomstscenario's zijn flinke investeringen nodig in de netten om de energietransitie mogelijk te maken. Deze netinvesteringen kunnen conventioneel zijn, oftewel in de vorm van het aanleggen van nieuwe kabels, transformatoren en andere infrastructuurcomponenten. Door het gebruik van slimme netten (Smart Grids) kunnen de investeringen gereduceerd worden.

'Smart Grids' is een containerbegrip waarvoor meerdere definities bestaan. Het beslaat in ieder geval het zo efficiënt mogelijk faciliteren van duurzaamheid, waarbij het gebruik van nieuwe technieken (waaronder nieuwe ICT) geïntroduceerd worden.

De volgende technieken/concepten kunnen gebruikt worden binnen Smart Grids:

- bemetering bij klanten en in de netten: door (real time) inzicht te krijgen in spanningen en stromen;
- demand response: het beïnvloeden van de inzet van apparaten en/of opwekkers van aangeslotenen op basis van financiële incentives;
- inzet van opslag (gas, warmte en/of elektriciteit);
- beschikbaarheid van back-up gascapaciteit (gascentrales, micro-WKK) indien intermitterende energievormen (zon en wind) niet leverbaar zijn;
- vermogenselektronica om stromen te beïnvloeden en te sturen.

Smart Grid-technieken kunnen ook ingezet worden voor het beter beheer van de netten. Door diagnosticering, monitoring en sturing in de netten kunnen de volgende doelen behaald worden:

- reductie storingsminuten (voorspelling of sneller lokaliseren en oplossen);
- voorkomen investeringen (uitbreiding/vervanging);
- verbetering spanningshuishouding/kwaliteit;
- veiligheid.

3.8 Conclusies

Alle netten met uitzondering van de lokale gasnetten zullen moeten worden verzwaaard om een 90% CO₂-reductie mogelijk te maken. De netbeheerders zullen bij de aanleg en onderhoud van gas- en elektriciteitsnetten rekening gaan houden met deze mogelijke veranderingen en zullen praktijkproeven opzetten met massaal gebruik van nieuwe technieken zodat de effecten op de betrouwbaarheid van de netten vroegtijdig kan worden onderzocht.

De netbeheerders zullen in overleg met de overheid duidelijkheid scheppen over hun rol voor warmte- en CO₂-netten.

Als we een analyse maken van de netconsequenties van de drie scenario's dan zijn de volgende ontwikkelingen robuust.

1. Alle netten met uitzondering van de lokale gasnetten zullen moeten worden verzwaaard om een 90% CO₂-reductie mogelijk te maken.
2. Slimme netten kunnen de verzwaring van het elektriciteitsnet beperken.
3. Het hoofdtransportnetwerk gas moet in alle scenario's worden verzwaaard.
4. Zowel het hoogspanningsnet voor elektriciteit als de regionale elektriciteitsnetten moeten (substantieel) worden verzwaaard (alle scenario's). Met name in scenario's A en C is een zeer forse verzwaring van de middenspanningsnetten nodig.
5. Het net wordt 'slim' en flexibeler regelbaar (demand side- en supply side management). De verwachting is dat dit zich vooral in de distributienetten afspeelt, bijvoorbeeld als de elektrische auto 'doorbreekt' en als opslag zou kunnen gaan fungeren voor elektriciteit opgewekt met windturbines en zon-PV (alle scenario's, met name scenario A).

Tabel 11 Effecten op de netten per scenario

| | | Scenario A Hernieuwbare bronnen DC= Hoog Vraag= Extra laag | Scenario B Aardgas CCS DC= Midden Vraag= Laag | Scenario C Kernenergie + Kolen CCS DC= Laag Vraag= Laag |
|-----------------|---------------------|--|--|---|
| Elektriciteit | Hoogspanning | +++ | + | ++ |
| | Middenspanning | +++ | ++ | +++ |
| | Laagspanning | +++ | + | ++ |
| Gas | Hogedruk | + | + | + |
| | Middendruk (8 bar) | = | = | = |
| | Lagedruk (100 mbar) | - | = | -- |
| Warmte | Regionaal | + | = | + |
| | Lokaal | ++ | + | ++ |
| CO ₂ | Mton/j | = | ++ | ++ |

Noot 1: Zoals eerder aangegeven mag worden aangenomen dat de vraag naar elektriciteit doorvoer in scenario's A en C zal toenemen, terwijl dit in scenario B juist bij gasdoorvoer het geval zal zijn.

Noot 2: Het lagedrukgasnet zal uiteindelijk verdwijnen bij nieuwbouw vanwege de aanscherping van norm naar EPC=0; in bestaande bouw zal de keuze voor wel of geen distributie van groengas met name afhangen van lokale beslissingen.

Noot 3: De capaciteitsvraag aan het hogedrukgasnet neemt in alle scenario's toe t.g.v. doorvoer naar andere landen in de transitieperiode, en t.g.v. binnenlandse ontwikkeling in scenario's B. Specifiek voor scenario A geldt dat het niet logisch lijkt als Nederland zich ontwikkelt zoals in dat scenario geschetst, dus minder gas gaat gebruiken en omliggende landen niet, en juist meer gas gaan gebruiken.

Legenda: ++(+) forse tot zeer forse toename; + toename; = gelijkblijvend; - afname; -- capaciteitsvraag verdwijnt.



6. Rond 2020 zal duidelijkheid moeten ontstaan over de omvang van de reductie van de energievraag, de inzet van elektrische warmtepompen, en de mate waarin vervoer elektrificeert, zodat de investeringen vanaf 2020 gericht kunnen worden op scenario A, B of C.
7. Warmtenetten (klein en groot) gaan zich verder ontwikkelen en meer afnemers worden op een (duurzaam) warmtenet aangesloten. Dit speelt zich vooral af op wijk-/lokaal niveau in de stedelijke gebieden.
8. Er vindt in landelijke gebieden invoeding van groengas plaats, dat lokaal grote implicaties kan hebben.
9. Op regionaal niveau is gelijkblijvende capaciteit noodzakelijk voor de hoogwaardige warmtevraag en de piek van warmteprojecten voor de laagwaardige warmtevraag.
10. In de scenario's B en C is aanzienlijke opslagcapaciteit voor CO₂ nodig. Het is nog onduidelijk of en welke rol netbeheerders in dat verband krijgen.

Niet robuust is de rol van gas in de lokale gebieden. In de scenario's A en C neemt de levering van gas fors af of verdwijnt geheel, in het scenario B wordt de distributie van aardgas vervangen door distributie van groengas.



4 Conclusies

4.1 Inleiding

Op basis van de analyse in de voorgaande hoofdstukken zijn een aantal conclusies te trekken voor de energie-infrastructuur en voor de netbeheerders. Daarbij is de regelgeving voor de netbeheerders van wezenlijk belang om de veranderingen vorm te geven. In Bijlage C is aangegeven welke aanpassingen gewenst zijn voor een optimale invulling van de rol van de netbeheerders in de energietransitie. De belangrijkste punten zijn hier weergegeven.

4.2 Regelgevend kader

De transitie zal naast een actieve opstelling van de netbeheerders (Paragraaf C.6) ook veranderingen van regelgeving vergen. Voor de netbeheerders is op de volgende punten een expliciete rol van de overheid nodig, om tijdig te kunnen starten met aanpassing van hun netten:

- Op welke wijze, met welke institutionalisering kan er worden toegewerkt naar maatschappelijke optimale keuzes in de energievoorziening die voldoende rekening houden met de lange termijn en met de hele keten van energievraag, distributie en productie van energie.
- Duidelijkheid moet worden gegeven over de rol van de netbeheerder voor wind op zee (stopcontact op zee) en voor eventuele grootschalige opslag-faciliteiten. Het eerste is nu al aan de orde, de opslagfaciliteiten in 2020.
- De notie dat de regulering van de aansluitkosten van wind op land nu maatschappelijk gezien niet tot optimale uitkomsten leidt.
- De gasnetten zullen geschikt gemaakt moeten worden voor invoeding van groengas op MD-niveau (middendruk).
- De rol en taak van de gereguleerde netbeheerder op het gebied van transport en opwerking van ruwgas dient te worden verhelderd.
- Een keuze van de overheid is nodig over de rol van de netbeheerders bij het transport en opslag van CO₂. Als CO₂-opslag in 2020 een rol van betekenis moet gaan spelen, dan zal in 2015 duidelijkheid moeten zijn over de rol van de netbeheerder.
- Er is duidelijkheid van de overheid nodig over het netbeheer en de levering van warmte. Dit is nu onvoldoende geregeld om een belangrijke rol voor warmtelevering te krijgen. In 2011 is het nodig om hier uitsluitsel over te krijgen.
- De notie dat de regulering van gasnetten nu nog geen rekening houdt met vroegtijdige sloop, zoals in sommige scenario's in deelgebieden kan optreden.
- De netbeheerders gaan uit van een forse reductie van de vraag naar energie aan de zijde van de afnemers. Die zal niet vanzelf tot stand komen. Efficiëntienormen en/of prijsprikkels van de overheid zijn daarvoor nodig. Hierbij kunnen slimme meters en goede afrekeningsystemen een belangrijke rol spelen. Er is in 2011 duidelijkheid nodig welke eisen gesteld moeten worden aan die meters en afrekeningsystemen.
- Voor optimale benutting van de netten kunnen sturende tarieven een belangrijke rol spelen, hiervoor is onderzoek nodig naar mogelijkheden voor (en acceptatie van) vraagsturing en lokale opslag.



- De netbeheerders hebben zorg over de beschikbaarheid van openbare ruimte voor nieuwe transformatoren, nieuwe warmtenetten. Een gezamenlijke aanpak met de overheid is hiervoor noodzakelijk.

Alle netten met uitzondering van de regionale en lokale gasnetten zullen moeten worden verzwaaard om een 90% CO₂-reductie mogelijk te maken. De netbeheerders zullen bij de aanleg en onderhoud van gas- en elektriciteitsnetten rekening gaan houden met deze mogelijke veranderingen en zullen praktijkproeven opzetten met massaal gebruik van nieuwe technieken zodat de effecten op de betrouwbaarheid van de netten vroegtijdig kan worden onderzocht. De netbeheerders zullen in overleg met de overheid duidelijkheid scheppen over hun rol voor warmte- en CO₂-netten.

De overheid zal niet kiezen voor een bepaald scenario. Er is inderdaad veel voor te zeggen om de keuzes voor bijvoorbeeld centrale of decentrale energiebronnen aan de markt over te laten. Maar als de netbeheerder met alle scenario's rekening moet blijven houden, zullen zij in eerste instantie kiezen voor investeringen die in verschillende scenario's nuttig/nodig zijn. Vooral op lokaal niveau zal het erg lastig zijn om die 'altijd nuttige' investeringen te benoemen. Daar staat tegenover dat netuitbreidingen op lokaal niveau relatief snel kunnen worden gerealiseerd. Op hoger niveau (hogere spanning dan wel hogere druk) is het omgekeerd: er kan beter worden voorzien wat in alle gevallen nodig is, maar de realisatietermijn is aanzienlijk langer. Daarom moet in beide gevallen blijvend rekening worden gehouden met het optreden van congestie op het net.

4.3 Conclusies

Klimaatneutraal in 2050 is nodig om EU-klimaatdoelen te halen

Een stringent klimaatbeleid om de CO₂-emissie met 80-95% te reduceren, zoals de Europese Unie heeft bepaald, levert een forse verandering op in de energievoorziening. Doordat in een aantal sectoren het op dit moment niet mogelijk is om CO₂-loos energie te gebruiken (luchtvaart, zeescheepvaart) en omdat een aantal technieken gepaard gaan met restemissies, zullen de netgebonden energievragers klimaatneutraal moeten worden.

Klimaatneutraal vergt grote veranderingen in energievoorziening

De energievraag zal lager worden dan uit historische trends valt te becijferen, nieuwe technieken doen hun intrede die leiden tot efficiënter energiegebruik in alle gebruikssectoren, relatief meer elektriciteitsgebruik en tot gebruik van andere energiebronnen (hernieuwbare en schoon fossiele energiebronnen).

Alleen nog gebruik fossiele energie als CO₂ wordt opgeslagen

Het gebruik van fossiele brandstoffen kan onder een stringent klimaatbeleid alleen in combinatie met CO₂-afvang en -opslag plaatsvinden. Op dit moment is deze techniek in ontwikkeling en zijn er geen technieken bekend die op microschaal kunnen worden toegepast, bij elk huishouden bijvoorbeeld. Daarom zullen alleen nog energiedragers in de gebouwde omgeving kunnen worden toegepast die geen CO₂-emissie veroorzaken. Dit betekent bijvoorbeeld dat aardgas in 2050 geen rol meer speelt in het kleinverbruik, maar alleen in combinatie met CCS bij de industrie en de elektriciteitscentrales mogelijk is.

Meer substitutie naar elektriciteit

Een deel van de vraag naar laagwaardige warmte en mobiliteit zal met elektriciteit worden voorzien. Maar ook zal hoogwaardige warmte worden gesubstitueerd door elektrische technieken (bijvoorbeeld membranen om te scheiden). Bij elkaar zal de vraag naar elektriciteit groeien van 120 TWh in 2008, naar 170 (scenario A) tot 250 TWh (scenario C) in 2050. Het grootste deel van de groei is afkomstig van mobiliteit. Hier ligt ook de belangrijkste verklaring voor het feit dat ondanks een lagere vraag naar energiebronnen, de energie-infrastructuur moet uitbreiden.

Fluctuerende vraag, ook fluctuerende energiebronnen

Naast een fluctuerende vraag zal ook de productie van elektriciteit gaan fluctueren door een grotere rol van zon-PV¹⁰ en wind. Dit leidt tot een noodzaak van sturing (slimme netten) en opslag op centraal en decentraal niveau.

Robuuste gevolgen voor de netten

Een aantal gevolgen voor de energie-infrastructuur komt in alle scenario's terug en is daarmee robuust:

- elektriciteitsnetten moeten worden verzwaard;
- het hoofdtransportgasnet moet worden verzwaard, vooral voor de transit van aardgas van Rusland naar België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk;
- slimmere elektriciteitsnetten kunnen verzwaring beperken;
- *aardgas* verdwijnt uit het kleinverbruik;
- warmtelevering (klein en grootschalig) wordt belangrijker.

Netbeheerders zullen energietransitie mogelijk moeten maken

Ondanks dat de mix van energiebronnen in 40 jaar drastisch zal veranderen zullen de gas- en elektriciteitsnetten een belangrijke rol blijven spelen. De kosten voor uitbreiding zijn relatief beperkt, maar de kost gaat wel voor de baat uit. De netbeheerders zullen investeringen moeten gaan doen in zwaardere elektriciteitsnetten waarbij onzeker is hoe snel de transitie zal verlopen en daarmee de extra investeringen hun nut opleveren. Hiervoor is het nodig dat er duidelijkheid komt over de rol van de netbeheerders bij CO₂-opslag en warmtetransport. Tot slot zullen sturende tarieven ontwikkeld moeten worden om slimme netten niet alleen technisch mogelijk te maken, maar er ook een belang bij de gebruikers voor te ontwikkelen.

¹⁰ Micro-WK zal echter een zeer beperkte rol kunnen spelen om deze flexibiliteit te leveren voor zon-PV omdat het totale vermogen beperkt is (ook al zou 70% van de woningen een micro-WK bezitten in scenario B) en er vaak geen zon is op momenten dat de micro-WK ook geen warmtevraag heeft. Opslag van warmte leidt tot snelle afname van de toegevoegde waarde van micro-WK.





Bijlage A Energiescenario's 2050

A.1 Inleiding

In deze bijlage wordt een achtergrondbeschrijving gegeven van een aantal verschillende energiescenario's voor 2050 die in het Energie2050-model van CE Delft zijn opgenomen.

Het doel van de energiescenario's is om inzicht te krijgen in de gevolgen voor de energie-infrastructuur van een aantal denkbare wegen om *90% CO₂-reductie in 2050 ten opzichte van 1990¹¹ te bereiken¹²*.

Om deze forse CO₂-reductie te kunnen halen, zullen geen CO₂-emissies bij eindverbruikers meer mogen optreden omdat er geen technieken bekend zijn die bij vele kleine energiegebruikers CO₂ zouden kunnen afvangen om op te slaan. De 10% CO₂-emissie die resteert, bestaat enkel nog uit restemissies voor specifieke toepassingen zoals luchtvaart, zeescheepvaart en/of restemissies bij CO₂-opslag.

Er is gekeken naar de *technische* bijdrage die nodig is, gegeven de te verwachten ontwikkelingen in de finale energievraag en ontwikkelingen in productie- en conversierendementen, om een CO₂-reductie van 90% te realiseren. Een analyse met betrekking tot de kosten van elk van deze technieken, en de invloed daarvan op de haalbaarheid van elk van de scenario's en afweging tussen de scenario's, is niet gedaan.

Uitgaande van de te verwachten vraag (hoge en lage variant) naar energie bij de diverse gebruikers zijn drie scenario's ontwikkeld die verschillende energiebronnen gebruiken om in deze energievraag te voorzien¹³. Elk scenario legt een sterk verschillend beslag op de infrastructuur voor elektriciteit en gas, maar ook warmte en CO₂. Het doel is om mede aan de hand van de energiescenario's te kunnen inschatten welke ontwikkelingen robuust zijn, en in elk scenario voorkomen, en welke meer toevallig. Naast de energievraag zijn de verhouding tussen vraag en capaciteit en de locatie van de energiebronnen van lang voor de infrastructuur. Op basis daarvan zullen conclusies getrokken worden over de eisen die gesteld worden aan de energie-infrastructuur die nodig is om de energietransitie te ondersteunen.

Belangrijk bij het verkennen van de toekomst zijn de energiebronnen die gebruikt kunnen worden, inclusief de mate waarin decentrale energiebronnen worden benut. Ook hier is geen eenduidigheid en hangt de benutting af van vele factoren waaronder prijs, gemak, overheidsbeleid en dergelijke. We onderscheiden drie deelscenario's voor de mate waarin decentrale energiebronnen (zon-PV, windturbines en WK-groengas) zullen voorzien in een deel van de finale energievraag. WK op basis van aardgas past niet in de deelscenario's omdat deze decentrale energiebron CO₂-emissies veroorzaakt die ervoor zorgen dat de 90% CO₂-reductiedoelstelling niet wordt gehaald. In

¹¹ De huidige Europese doelstelling ligt op 20% CO₂-reductie; die van Nederland ligt op 30%.

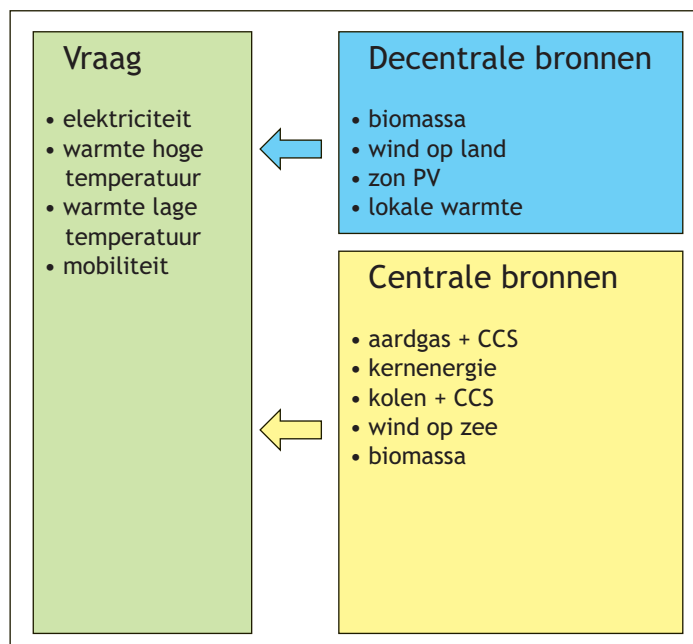
¹² Alleen de energievraag wordt beschouwd, niet de vraag naar brandstoffen voor feedstock.

¹³ Daarbij is de totale energievraag uitgesplitst in een vraag naar elektriciteit, hoogwaardige warmte, laagwaardige warmte en mobiliteit.



Figuur 14 is, schematisch, aangegeven hoe de energievraag met decentrale en centrale energiebronnen wordt gedekt.

Figuur 14 Schematische weergave van de onderzochte energiescenario's



In het model worden de effecten van drie centrale energiescenario's en drie decentrale scenario's gecombineerd met de twee vraagscenario's. De energiescenario's verschillen voor wat betreft de aannames ten aanzien van de bijdrage (relatieve aandelen) van de verschillende technieken in het voorzien in de energievraag. Vanzelfsprekend zijn vele energiescenario's te ontwikkelen en door te rekenen met het Energie2050-model. Er zijn drie scenario's voor de centrale energiebronnen gekozen die in belangrijke mate verschillen in de effecten op de energie-infrastructuur en die extreem zijn in het accent op bepaalde (soorten) energiebronnen. Met deze drie scenario's kan een goed beeld verkregen worden op de mogelijke energievoorziening en daarmee op de mogelijke effecten op de energie-infrastructuur in 2050.

In het navolgende wordt eerst ingegaan op de aannames die zijn gedaan over de ontwikkeling van de energievraag. Vervolgens komen drie deelscenario's voor decentrale energieproductie (warmte en elektriciteit) aan de orde en tot slot drie deelscenario's voor het gebruik van centrale energiebronnen.

A.2 Energievraag 2050

In deze paragraaf wordt ingegaan op de aannames en veronderstellingen die zijn gemaakt bij het inschatten van de energievraag in 2050.

In afwijking van de ontwikkelingen de afgelopen decennia, is de inschatting dat door prijsverhogingen die samenhangen met de noodzaak om CO₂-emissies te reduceren, de vraag zal stabiliseren en voor sommige soorten energievraag (warmte) zal afnemen.

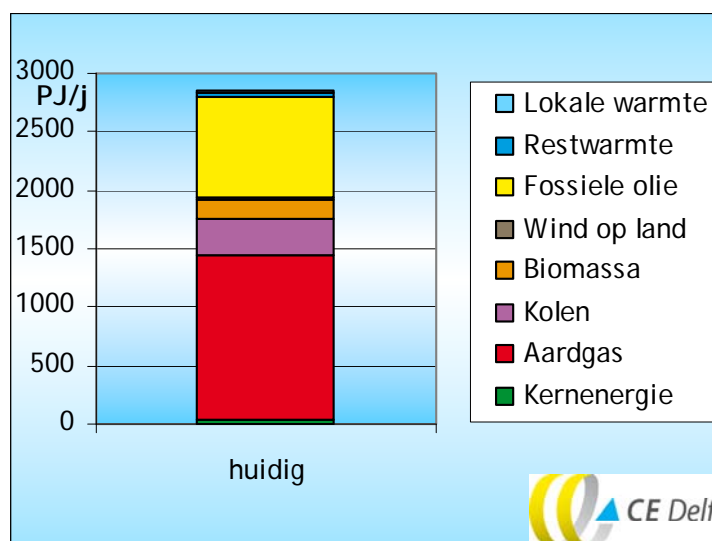
We kunnen daarvoor vier soorten energievraag onderscheiden:

1. Hoogwaardige warmtevraag (industrie).
2. Laagwaardige warmtevraag (gebouwen en glastuinbouw).
3. Mobiliteitsvraag.
4. Elektriciteitsvraag.

De huidige verdeling van de energievraag in Nederland voor de verschillende soorten energievraag is weergegeven in Figuur 15. Het gebruik van energiedragers (olie, aardgas) als grondstof is uit Figuur 15 weggelaten¹⁴.

De huidige verdeling van deze energievraag over de inzet van fossiele brandstoffen (in PJprim) is weergegeven in Figuur 15. Daarnaast zijn er nog relatief beperkte bijdrages van biomassa, kernenergie en duurzame energiebronnen zoals wind en zon.

Figuur 15 Verdeling van het verbruik in Nederland over de verschillende brandstoffen (PJ/j)



In de verschillende scenario's die in deze bijlage worden behandeld wordt er steeds van uitgegaan dat een aanzienlijke energiebesparing wordt gerealiseerd.

Hoogwaardige warmtevraag

De vraag naar hoogwaardige warmte vindt vooral plaats in de industrie voor processen zoals destillatie, scheiding, raffinage, etc. De benodigde stoom wordt vooral uit aardgas (een fornuis of WKK-installatie) geproduceerd. Op dit moment wordt circa 650 PJprim aardgas en aardolie gebruikt voor deze warmtevraag. Rekeninghoudend met rendementsverliezen betekent dit een functionele vraag van circa 500 PJ/jaar. Door efficiëntieverbetering, procesvernieuwing en substitutie kan deze vraag nog sterk dalen bij gelijkblijvende economische omvang. Daarnaast is deze warmtevraag sterk afhankelijk van de economische ontwikkeling van de energie-intensieve industrie in Nederland. Dit wordt mede bepaald door het prijsniveau van energie dat met een stringent CO₂-beleid zal stijgen. Het is denkbaar dat in een periode van 40 jaar de industrie in Nederland nauwelijks groeit of zelfs krimpt. Essentieel verschil is dat er geen raffinage is van aardolie (vergt nu circa 150 PJ) en de bewerking van biobrandstoffen een lager volume zal hebben omdat een groot deel van

¹⁴ De huidige omvang hiervan is bijna 500 PJprim.

het vervoer elektrisch of waterstof gedreven is. Ook zal een deel van de hoogwaardige warmtevraag verdwijnen door substitutie van nieuwe processen waarvoor geen warmte maar elektriciteit nodig is (bijvoorbeeld scheiding door middel van membranen in plaats van verhitte). Dat kan dan leiden tot een fors lagere hoogwaardige warmtevraag. Er zijn twee vraagscenario's: een lage vraag van 400 PJ per jaar en een extra lage vraag van 300 PJ warmte. Technisch bezien zal de vraag met aardgas of groengas ingevuld kunnen worden. Indien aardgas wordt gebruikt zal dit gecombineerd moeten worden met CO₂-afvang en -opslag (CCS) om aan de CO₂-emissie-eisen te kunnen voldoen. Een deel van de warmteproductie zal met WKK-installaties plaatsvinden.

Laagwaardige warmtevraag

De vraag naar laagwaardige warmte vindt plaats in de gebouwde omgeving (woningen en utiliteitsgebouwen) en de glastuinbouw. Het totale primaire brandstofverbruik voor laagwaardige warmte bedraagt momenteel ruim 700 PJ per jaar. Rekeninghoudend met rendementsverliezen en restwarmtebenutting is de functionele energievraag circa 600 PJ per jaar. De warmte wordt overwegend gemaakt uit aardgas met CV-ketels en WKK-installaties. Er is nu een langzame verschuiving gaande van aardgas naar lokale duurzame bronnen (aardwarmte, zonnewarmte, bodemwarmte) met een deel substitutie naar elektriciteit. Daarnaast worden de rendementen van aardgasconversie hoger (HRe en gaswarmtepomp).

De vraag naar laagwaardige warmte neemt anderzijds af door betere isolatie en hoogwaardigere processen (in de glastuinbouw). In de twee vraagscenario's gaan we uit van een reductie tot 300 respectievelijk 400 PJ aan laagwaardige warmtevraag. Deze vraag kan gedekt worden met lokale warmtebronnen (zon, bodem-, aard- en restwarmte), met groengas (micro-WKK, gaswarmtepomp) of met elektriciteit (elektrische warmtepomp). Groengas uit binnenlands beschikbare biomassa kan ongeveer een kwart van deze vraag dekken¹⁵, door import kan de warmtevraag in principe geheel met groengas worden gedekt. Vanwege de stringente eisen aan de CO₂-emissie zullen de energiedragers op lokaal niveau CO₂-vrij moeten zijn. Het is niet mogelijk om op miljoenen plaatsen CO₂ af te vangen en op te slaan. Dat is voorbehouden aan plaatsen waar geconcentreerd grote hoeveelheden CO₂ vrij komen.

Groengas levert CO₂-emissies op bij verbranding, net als aardgas, maar door de vastlegging van CO₂ bij de productie van de biomassa wordt deze CO₂ niet meegeteld in broeikasbalans (kortcyclisch CO₂).

Mobiliteitsvraag

De vraag naar mobiliteit groeit nog steeds (met een dip ten gevolge van de economische crisis). Het woon/werkverkeer is niet de belangrijkste groeifactor meer, maar het recreatieve vervoer groeit. Daarnaast is een belangrijk deel van het vervoer goederen (rail, weg, water). De groei van het goederenvervoer correleert in hoge mate met de groei van de economie.

Het brandstofverbruik is nu hoofdzakelijk aardolie en bedraagt circa 575 PJ (exclusief de hoogwaardige warmte ter grootte van 150 PJ die nodig is voor de conversie van aardolie naar benzine, diesel, etc.). Rekeninghoudend met de omzettingsverliezen die zeer hoog zijn, gaan we uit van een functionele vraag van 170 PJ per jaar. In de twee vraagscenario's gaan we uit van een gelijkblijvende vraag en een beperkt stijgende vraag (200 PJ/jaar).

Door de stringente CO₂-eisen zullen ook in het vervoer de brandstoffen CO₂-vrij moeten worden. De huidige koolwaterstoffen (benzine, diesel, kerosine) zullen vervangen kunnen worden door elektriciteit, biobrandstoffen en waterstof.

¹⁵ Er zal wel concurrentie plaatsvinden om de benutting van biomassa. Zie Bijlage S.



Elektriciteitsvraag

Er is verondersteld dat er een groei van de finale elektriciteitsvraag zal plaatsvinden naar 125 TWh (450 PJ), of 150 TWh (540 PJ). De huidige elektriciteitsvraag is ongeveer 120 TWh (430 PJ). In het eerste geval wordt de verwachte groei van de elektriciteitsvraag (5 TWh over een periode van 40 jaar) verondersteld relatief beperkt te zijn als gevolg van enerzijds vergaande vraagefficiëntie als gevolg van normering door de overheid, stijgende energieprijzen en technische ontwikkelingen. Daarbovenop zal een toename van de elektriciteitsvraag door substitutie omdat elektriciteit veel beter regelbaar, schoner bij gebruik, en makkelijker transporteerbaar is dan andere energiedragers (in gebouwen). De belangrijkste substitutie die plaatsvindt, is verwarming door middel van warmtepompen en omgevingswarmte (i.p.v. met aardgas) en elektrisch transport (vooral hoge verwachting). De industriële vraag naar elektriciteit is sterk gevoelig voor economische groei en voor prijsontwikkelingen, maar ook voor het soort groei. Het is denkbaar dat in een periode van 40 jaar de Nederlandse industrie nauwelijks groeit of zelfs krimpt door verplaatsing van productie naar landen elders op de wereld¹⁶. Dat kan dan leiden tot een fors lagere (groei van de) energievraag. In het tweede geval stijgt de elektriciteitsvraag meer (30 TWh over een periode van 40 jaar). Substitutie van aardgas voor hoogwaardige warmte kan door procesvernieuwing in deze situatie een belangrijke factor worden. Reden om met twee verschillende elektriciteitsvraagontwikkelingen te werken, is dat daarmee de robuustheid van het model wordt verkend en de conclusies in een situatie dat bijvoorbeeld substitutie-effecten minder optreden dan in het geval waarbij de elektriciteitsvraag voor 2050 op 150 TWh wordt ingeschat.

Overzicht energievraag

De bovengenoemde cijfers zijn samengevat in Tabel 12.

Tabel 12 Ontwikkeling energievraag (PJ/J) en opbouw daarvan

| | 2008 | 2050 lage vraag | 2050 extra lage vraag |
|------------------------------|------------------|--------------------|--------------------------|
| Elektriciteitsvraag | 432 (120 TWh) | 540 (150 TWh) | 450 (125 TWh) |
| Energievraag voor mobiliteit | 170 | 200 | 175 |
| Hoogwaardige warmtevraag | 500 | 400 | 300 |
| Laagwaardige warmtevraag | 600 | 400 | 300 |

Noot 1: De vraag naar elektriciteit is exclusief elektrisch vervoer en elektrische warmtepompen en exclusief decentrale productie.

Noot 2: Dit is nog niet de vraag naar energiedragers, daarvoor zijn nog conversierendementen van toepassing!

A.3 Decentrale energiescenario's

In het model wordt gewerkt met deelscenario's waarin telkens de bijdrage van decentrale energiebronnen in de totale energievraag varieert (laag (L), gemiddeld (M), hoog (H)), zie ook Tabel 13. De decentrale bronnen produceren vooral elektriciteit en in mindere mate laagwaardige warmte (groengas-WK) en hoogwaardige warmte (industriële WK met CCS). Er zijn drie productieniveaus gekozen, variërend van doorzetten trend (Laag) tot extreem (Hoog). Het toepassen van de decentrale scenario's heeft geen invloed op de relatieve

¹⁶ 20% van de huidige elektriciteitsvraag in Nederland komt bijvoorbeeld van negen grote industriële bedrijven in de metaal- en chemiesector (bron: <http://www.profnews.nl/818020>).

aandelen van de verschillende opwektechnieken in de centrale energievraag. Wel heeft het invloed op:

- het aantal PJ aan primaire energie dat nodig is om te voorzien in de finale energievraag (vanwege andere productie- en conversierementen dan bijvoorbeeld centrale productie-installaties);
- de verhouding tussen noodzakelijk centraal en decentraal opgesteld vermogen in GWe, onder meer afhankelijk van de ingeschatte bedrijfstijden (beschikbaarheid).

Op dit moment (2008) wordt circa 40 TWh decentraal geproduceerd met wind en warmtekracht.

Tabel 13 Deelscenario's decentrale energiebronnen; absolute productie (in TWh/jaar en GWe)

| Deelscenario | Laag | | Midden | | Hoog | |
|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|
| | TWh/j | GWe | TWh/j | GWe | TWh/j | GWe |
| Wind | 5 | 2 | 10 | 5 | 15 | 7 |
| Zon-PV | 5 | 5 | 15 | 17 | 40 | 45 |
| Groengas-WK | 5 | 1 | 10 | 2 | 15 | 3 |
| Industriële-WK | 30 | 6 | 30 | 6 | 30 | 6 |
| Totaal | 45 | 14 | 65 | 30 | 100 | 60 |

1. Decentraal Laag

45 TWh van de totale elektriciteitsvraag wordt decentraal opgewekt waarvan 30 TWh in de industrie (WK), 5 TWh met wind op land, 5 TWh met zon-PV en 5 TWh met bio-WK. Zon-PV levert een piekvermogen op van 5 GWe, oftewel 800 Watt gemiddeld per woning. Wind en groengas-WK zijn minder gespreid en kennen lokaal specifieke aansluitwaarden.

2. Decentraal Midden

65 TWh van de totale elektriciteitsvraag waarvan 30 TWh in de industrie (WK), 10 TWh met wind op land, 15 TWh met zon-PV en 10 TWh met bio-WK. Zon-PV levert een piekvermogen op van 18 GWe, oftewel 2 kilowatt gemiddeld per woning. Wind en groengas-WK zijn minder gespreid en kennen lokaal specifieke aansluitwaarden. In dit scenario zullen faciliteiten beschikbaar moeten komen voor opslag en vraagsturing (opslag in accu's (van auto's) en slimme netten). Een opslagcapaciteit van 5.000 MW is benodigd.

3. Decentraal Hoog

100 TWh van de totale elektriciteitsvraag waarvan 30 TWh in de industrie (WK), 15 TWh met wind op land, 40 TWh met zon-PV en 15 TWh met bio-WK. Zon-PV levert een piekvermogen op van 50 GWe, oftewel 5,6 kilowatt gemiddeld per woning. Wind en groengas-WK zijn minder gespreid en kennen lokaal specifieke aansluitwaarden. Dit scenario vergt een forse technisch/economische ontwikkeling omdat de rendementen hoog moeten zijn en zowel dak/gevelvlakken als vrije ruimte hiervoor nodig zijn. De effecten op de lokale netten zijn gigantisch. Ook in dit scenario is opslagcapaciteit (20.000 MW) benodigd.

Uit de cijfers blijkt dat de verhouding van centrale - decentrale productie van elektriciteit (TWh) over de verschillende scenario's varieert van 18% (lage vraag, decentraal laag, Kolen CCS/kernenergie) tot 58% (extra lage vraag, decentraal hoog, aardgas CCS + groengas). Alle percentages zijn weergegeven in Tabel 14.

Tabel 14 Aandeel decentrale elektriciteitsproductie in procenten bij toepassing van de verschillende deelscenario's

| % van TWh | Lage vraag | | | Extra lage vraag | | |
|-------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|
| | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> |
| Decentraal Laag | 21% | 23% | 18% | 24% | 26% | 21% |
| Decentraal Midden | 31% | 33% | 26% | 35% | 38% | 30% |
| Decentraal Hoog | 48% | 51% | 41% | 55% | 58% | 41% |

De bijdragen aan het opgestelde vermogen (MWe) verschillen nog sterker omdat het decentrale vermogen, vooral door zon-PV een lage bedrijfstijd heeft. Als de zon fel schijnt moet het complete piekvermogen kunnen worden opgevangen in het net en op donkere momenten (ochtend in de winter) moet de complete piek met ander vermogen, inclusief opslagsystemen, kunnen worden geleverd. Het decentraal vermogen varieert van 12% (lage vraag, decentraal laag, kernenergie/kolen CCS) tot 84% (extra lage vraag, decentraal hoog, aardgas CCS), zie Tabel 15.

Tabel 15 Aandeel decentraal productievermogen in procenten bij toepassing van de verschillende scenario's

| % van MWe | Lage vraag | | | Extra lage vraag | | |
|-------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|
| | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> |
| Decentraal Laag | 12% | 26% | 22% | 14% | 29% | 25% |
| Decentraal Midden | 29% | 52% | 45% | 34% | 57% | 50% |
| Decentraal Hoog | 57% | 77% | 70% | 63% | 84% | 75% |

A.4 Centrale energietoelichting

In deze paragraaf wordt dieper ingegaan op de aannames die per scenario zijn gehanteerd bij het afleiden van de bijdrage van de verschillende technieken (primaire energieverbruik) aan het voorzien in de finale energievraag in 2050, rekening houdend met 90% CO₂-reductie. Het gaat dan om:

- de veronderstelde mix aan energiebronnen per scenario en een onderbouwing daarvan;
- een toelichting op de technische aannames die zijn gebruikt bij het afleiden van de relatie tussen de finale en primaire energievraag (productie- en conversierendementen waarmee is gerekend);
- een inschatting van de effecten van elk scenario op de energieinfrastructuur. Daarbij wordt ook aandacht besteed aan de drie deelscenario's die uitgaan van verschillende verhoudingen tussen centrale en decentrale energieopwekking. Het toepassen van deze deelscenario's heeft geen invloed op de relatieve aandelen van de verschillende opwektechnieken voor elektriciteit, maar wel op de mate waarin binnen deze

scenario's elektriciteit op het hoogspanningsnet dan wel op lagere netten wordt ingevoerd (capaciteitvraag verschillende netvlakken)¹⁷.

Deelscenario hernieuwbare energiebronnen

Hoogwaardige warmtevraag

In de hoogwaardige warmtevraag wordt voorzien met behulp van groengas, deels met WK als dat leidt tot hogere efficiëntie (20% van de warmtevraag).

Laagwaardige warmtevraag

De laagwaardige warmte wordt grotendeels met lokale (bodem/zonne) warmte gedekt en voor een klein deel met warmte van groengas-WK. De hulpenergie voor lokale warmte is elektriciteit en gas voor de piekvermogen van warmteleveringssystemen.

Vraag naar brandstoffen voor mobiliteit

In dit scenario wordt verondersteld dat in 2050 70% van het transport geëlektrificeerd zal zijn en 30% op biobrandstoffen zal rijden. Doordat het aandeel duurzame elektriciteit toeneemt, worden de elektrische auto's automatisch 'groener'. Auto's op fossiele brandstoffen komen niet meer voor. De extra elektriciteitsvraag is 43-49 TWh/jaar.

Elektriciteitsvraag

In dit scenario voorzien wind op zee (85%) en biomassa (15%) in de elektriciteitsvraag. Deze bronnen bieden voor Nederland het grootste potentieel voor het verduurzamen van de elektriciteitsvraag. Dit betekent wel dat, om de CO₂-reductiedoelstelling te halen, in dit deelscenario tenminste 19 GW aan wind op zee moet worden gerealiseerd (huidige Kabinetsdoelstelling is 6 GW in 2020)¹⁸ en dat bovendien tenminste voor 5 GW aan opslagcapaciteit nodig zal zijn om dit windvermogen in te passen in het net. Met betrekking tot biomassa zal tenminste 2 GW moeten worden gerealiseerd (en maximaal 6 GW, bij een lage energievraag en laag aandeel decentraal vermogen).

Groengas-STEG-centrales zorgen voor de balans en de pieken in de vraag.

De totale inzet van biomassa komt overeen met ongeveer 1.100-1.400 PJ aan primaire energie. Dit betekent dat in aanzienlijke mate biomassa, dan wel gas of elektriciteit geproduceerd uit biomassa, zal moeten worden geïmporteerd¹⁹. Dit is op dit moment niet mogelijk als alle landen op gelijke wijze biomassa gaan inzetten in de energievoorziening. Ook de duurzaamheid van de productie van deze grote hoeveelheden biomassa is nog niet geregeld. Zie ook Bijlage S.

¹⁷ In het model wordt de decentrale productie afgetrokken van de totale elektriciteitsvraag en, naar rato (percentages) van de verschillende bronnen, centraal opgewekt.

¹⁸ Als uitgegaan wordt van de situatie dat het aandeel decentrale opwek minimaal is, zal zelfs 47 GW wind op zeevermogen moeten worden gerealiseerd.

¹⁹ Agentschap NL heeft becijferd dat het technisch biomassapotentieel in Nederland zelf goed is voor het vermijden van 'slechts' 160 PJ aan fossiele energie (bron: http://www.senternovem.nl/mmfiles/Beschikbaarheid%20Biomassa%20in%202020_tcm24-320154.pdf).



Deelscenario aardgas CCS + Groengas

Hoogwaardige warmtevraag

In de hoogwaardige warmtevraag wordt voor 100% geproduceerd uit aardgas. Dit wordt gecombineerd met CO₂-afvang en -opslag (CCS). 20% wordt geproduceerd in WKK-installaties.

Laagwaardige warmtevraag

Vooraf groengas neemt de rol van aardgas over. Ook lokale bronnen (bodem, zon) worden gebruikt voor verwarming/koeling van gebouwen. De hulpenergie van onder andere warmtepompen wordt geleverd door elektriciteit (wordt opgeteld bij de basis elektriciteitsvraag). Daarnaast wordt restwarmte van industriële WKK-installaties benut.

Vraag naar brandstoffen voor mobiliteit

In dit scenario is in 2050 70% van het transport geëlektrificeerd en 30% biobrandstoffen. Doordat de CO₂-emissie van elektriciteit afneemt, worden de elektrische auto's automatisch 'schoner'. Auto's op fossiele brandstoffen komen niet meer voor. De extra elektriciteitsvraag is 43-49 TWh/jaar.

Elektriciteitsvraag

In dit scenario voorziet vooral aardgas + CCS in de elektriciteitsvraag. De gedachte daarachter is dat dat het meest energie- (en milieutechnisch) efficiënt zal zijn om de brandstof aardgas te verstoffen voor hoogwaardige warmte zoals in de industrie en in elektriciteitscentrales en de CO₂ vervolgens af te vangen.

Deelscenario Kolen + CCS en kernenergie

Hoogwaardige warmtevraag

In de hoogwaardige warmtevraag wordt voorzien met behulp van aardgas. Dit wordt gecombineerd met CO₂-afvang en -opslag (CCS).

Laagwaardige warmtevraag

Vooraf lokale bronnen (bodem, zon) worden gebruikt voor verwarming/koeling van gebouwen. De hulpenergie van o.a. warmtepompen wordt geleverd door elektriciteit (wordt opgeteld bij de basis elektriciteitsvraag). Daarnaast wordt restwarmte van industriële WKK-installaties en elektriciteitscentrales.

Vraag naar brandstoffen voor mobiliteit

In dit scenario is in 2050 50% van het transport geëlektrificeerd en 50% waterstof. Deze waterstof wordt geproduceerd met kolen(vergassing) en is vooral bedoeld voor het goederenvervoer. Vervoer op basis van verbranding van fossiele brandstoffen komt niet meer voor. De extra elektriciteitsvraag is 43-49 TWh/jaar.

Elektriciteitsvraag

In dit scenario voorzien vooral kolen + CCS en kernenergie in de elektriciteitsvraag. Uitgaande van (enkel) directe productiekosten zijn dit op dit moment de 'goedkoopste' vormen van elektriciteitsopwekking voor CO₂-reductie (de kosten van CCS onzeker). Nederland ligt bovendien relatief gunstig voor de bouw van kolencentrales. Aanvoer van kolen is eenvoudig en er is voldoende koelwater beschikbaar. Groengas-STEG-centrales zorgen voor het piekvermogen.



A.5 Resultaten verschillende energiestenario's

In Tabel 16 zijn de resultaten (relatieve bijdrage technieken) van toepassing van bovengenoemde scenario's samengevat zoals deze ook in het model zijn opgenomen. Om inzicht te geven in de toe-/afname van verschillende technieken ten opzichte van hun huidige bijdrage in het voorzien in de energievraag, zijn eveneens de bijdragen voor 2010 opgenomen in Tabel 16 (zie cursief).

Tabel 16 Procentuele verdeling van de energievraag (per soort) over de verschillende energiedragers, voor elk van de scenario's

| | <i>Huidig (2010)</i> | A | B | C |
|-------------------------------------|----------------------|-----|-----|-----|
| Elektriciteit (%) | | | | |
| - Kernenergie | 3 | | | 40 |
| - Aardgas (CCS) | 57 | | 85 | |
| - Kolen (CCS) | 31 | | | 45 |
| - Biomassa | 7 | 15 | | 5 |
| - Wind op land | 2 | | | |
| - Wind op zee | | 85 | 15 | 10 |
| Motorbrandstof (%) | | | | |
| - Fossiele olie | 95 | | | |
| - Elektriciteit | | 70 | 70 | 50 |
| - Biobrandstoffen | 5 | 30 | 30 | |
| - Waterstof | | | | 50 |
| Hoogwaardige warmtevraag (%) | | | | |
| - Aardgas | 100 | | | |
| - Aardgas CCS | | | 100 | 100 |
| - Biomassa (groengas) | | 100 | | |
| Laagwaardige warmtevraag (%) | | | | |
| - Aardgas | 90 | | | |
| - Biomassa (groengas) | | | 70 | |
| - Restwarmte | 9 | 10 | 10 | 35 |
| - Elektriciteit | 1 | 20 | 5 | 15 |
| - Lokale warmte | | 70 | 15 | 50 |

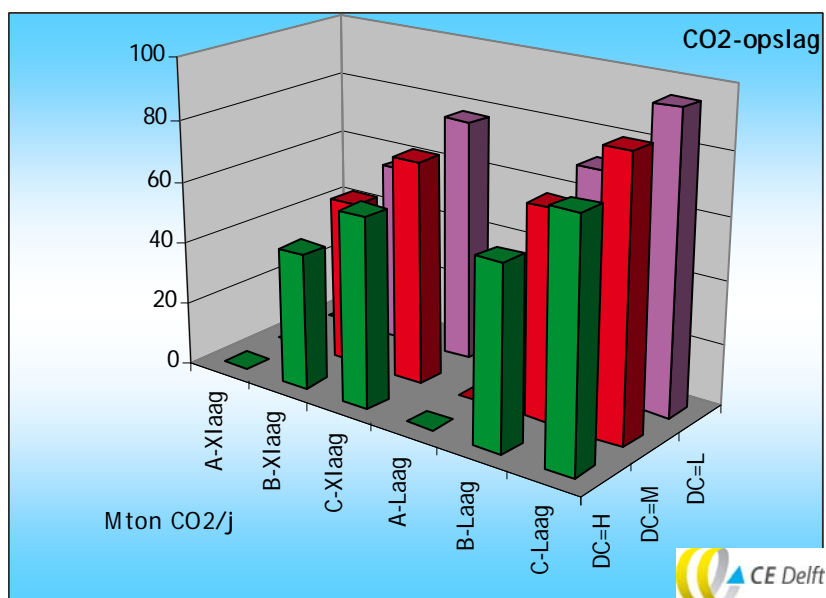
A.6 Diverse aspecten

CCS: CO₂-afvang en -opslag

In Tabel 17 is aangegeven welke behoefte ontstaat aan transport en opslag van CO₂ per jaar. In de fossiele energiestenario's is een grote hoeveelheid CO₂-opslag per jaar nodig variërend van 44 tot 95 Mton/jaar. Hiervoor zal een infrastructuur moeten worden opgezet.

Tabel 17 CO₂-afvang en -opslagbehoefte

| CCS Mton/j | Lage vraag | | | Extra lage vraag | | |
|------------------------------|---------------------------------|------------------------|----------------------------------|---------------------------------|------------------------|----------------------------------|
| | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> |
| | <i>A-laag</i> | <i>B-laag</i> | <i>C-laag</i> | <i>A-Xlaag</i> | <i>B-Xlaag</i> | <i>C-Xlaag</i> |
| Decentraal Laag DC=L | - | 73 | 97 | - | 58 | 78 |
| Decentraal Midden DC=M | - | 67 | 90 | - | 53 | 72 |
| Decentraal Hoog DC=H | - | 58 | 79 | - | 44 | 61 |



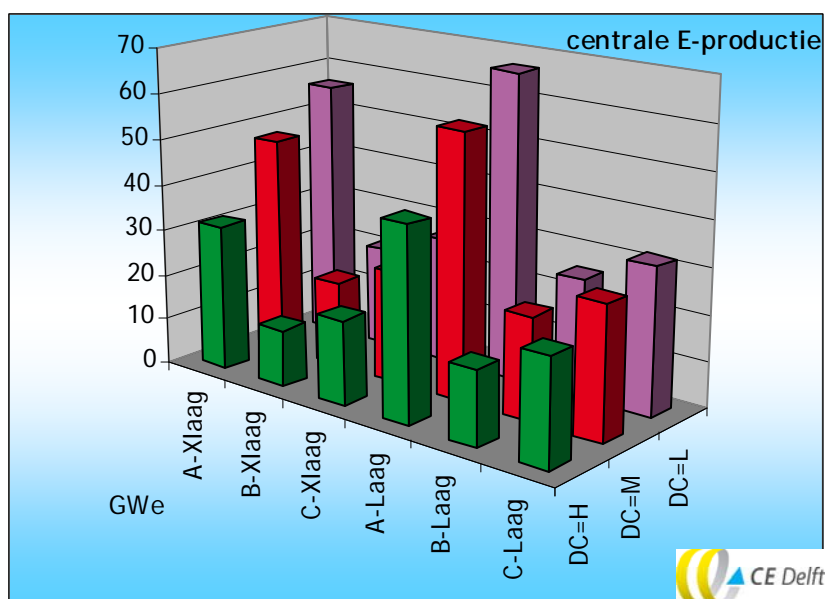
Opslag elektriciteit

De centrale productiecapaciteit is afhankelijk van de elektriciteitsvraag (inclusief de elektriciteit voor elektrisch vervoer en warmtepompen) en van de mate van decentrale productie. Een decentrale productiecapaciteit van 55 GWe (decentraal hoog) zal niet eenvoudig zijn in te passen in de lokale netten, ook niet als deze zwaar genoeg zijn. De balans zal dan een groot probleem vormen. Opslag in accu's op decentraal niveau (bijv. auto's) lijkt met de huidige kennis te zijn beperkt tot 10 GWe. De ontwikkelingen op het gebied van accutechnologie gaan echter snel en er is nog geruime tijd beschikbaar voor de ontwikkeling van betaalbare en betrouwbare accu's. In het scenario met veel wind op zee is centrale opslag van elektriciteit in de vorm van waterkracht nodig om een goede balans te kunnen krijgen tussen vraag en aanbod. In geval van veel wind op zee is ook veel opslagcapaciteit nodig om in de periodes van weinig wind voldoende vermogen te hebben en in geval van veel wind deze energie te kunnen opslaan. De totale capaciteit aan windvermogen is groter dan de Nederlandse vraag, zeker als het decentrale vermogen piekt. Momenteel wordt gekeken naar een groot net op zee zodat de pieken van de verschillende landen kunnen worden weggemiddeld. Centrales met CCS zijn minder makkelijk te regelen dan de huidige kolen- en gascentrales, daarom zullen Groengas-STEG-centrales belangrijk zijn voor het

leveren van de piek. De bedrijfstijd van deze centrales zal laag zijn, maar de benodigde capaciteit van het gasnet zal gedimensioneerd moeten worden op de maximale vraag.

Tabel 18 Centrale elektriciteitsproductiecapaciteit

| GWe | Lage vraag | | | Extra lage vraag | | |
|-------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------|------------------------------|
| | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> | <i>Hernieuwbare bronnen</i> | <i>Aardgas CCS</i> | <i>Kernenergie Kolen CCS</i> |
| Decentraal Laag | 48 | 23 | 29 | 56 | 28 | 34 |
| Decentraal Midden | 40 | 20 | 25 | 49 | 24 | 30 |
| Decentraal Hoog | 27 | 14 | 20 | 36 | 18 | 25 |



Gas

In alle scenario's is er een rol voor gas (aardgas en/of groengas). De totale inzet varieert van 570 PJ (18 miljard m³) tot 1.800 PJ (60 miljard m³) per jaar. De hoofdinfrastructuur is hiervoor meestal geschikt. Met uitzondering van het gasscenario met een lage energievraag en weinig decentraal vermogen. Dan is 60 miljard m³ per jaar nodig. De invoedingspunten voor groengas zullen gepland moeten worden. Dit zullen gezien de hoeveelheden vooral groot-schalige locaties zijn aan de kust (voor de aanvoer van biomassa). Een klein deel van het groene gas zal in de agrarische regio's worden geproduceerd en kan relatief grote effecten hebben op de infrastructuur.

De bedrijfstijd van de vraag naar gas zal afnemen, zodat niet alleen de vraag bepalend is, maar vooral de maximale vraag op specifieke momenten (vollast elektriciteitscentrales, piekvraag warmte).

Tabel 19 Aardgas + groengas verbruik

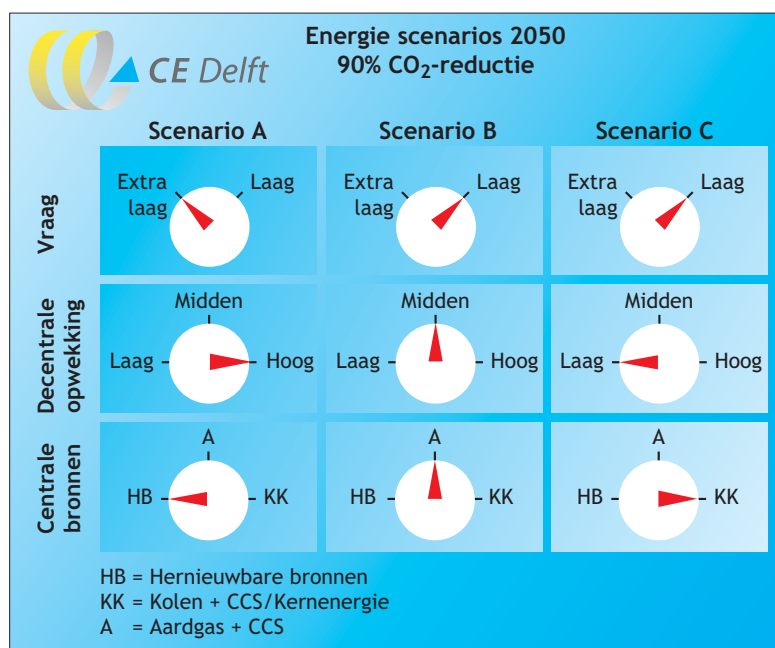
| A:Aardgas GG: groengas (PJ/J) | Lage vraag | | | Extra lage vraag | | |
|-------------------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------|
| | Hernieuwbare bronnen | Aardgas CCS | Kernenergie Kolen CCS | Hernieuwbare bronnen | Aardgas CCS | Kernenergie Kolen CCS |
| Decentraal Laag | A:0 GG: 1370 | A:1280 GG:530 | A:550 GG:150 | A:0 GG:1100 | A:1030 GG:440 | A:410 GG:140 |
| Decentraal Midden | A:0 GG:1410 | A:1190 GG:580 | A:550 GG:210 | A:0 GG:1140 | A:940 GG:490 | A:410 GG:200 |
| Decentraal Hoog | A:0 GG:1440 | A:1030 GG:630 | A:550 GG:260 | A:0 GG:1160 | A:770 GG:540 | A: 410 GG:250 |

NB: 1.000 PJ = 32 miljard m³ aardgas.

A.7 Keuze hoofdsenario's

In totaal zijn met twee soorten energievraag, drie deelscenario's decentrale bronnen en drie deelscenario's centrale bronnen, 18 scenario's door te rekenen. Maar het gaat al gauw duizelen met alle getallen. Daarom zijn er drie hoofdsenario's gekozen die in zichzelf consistent en logisch zijn en in voldoende mate het speelveld bestrijken. In Figuur 16 zijn verticaal de drie scenario's weergegeven die bestaan uit een keuze voor een energievraag (laag of extra laag), een mate van decentrale opwekking (laag, midden of hoog) en een keuze voor centrale opwekking namelijk windenergie + biomassa (als groengas of bijstook), aardgas (met CCS), kernenergie + kolen (met CCS). Het scenario A is dus te betitelen als zuinig en groen, het scenario B als het gas-scenario en het scenario C als schoon fossiel.

Figuur 16 Schematische weergave van de onderzochte hoofdsenario's



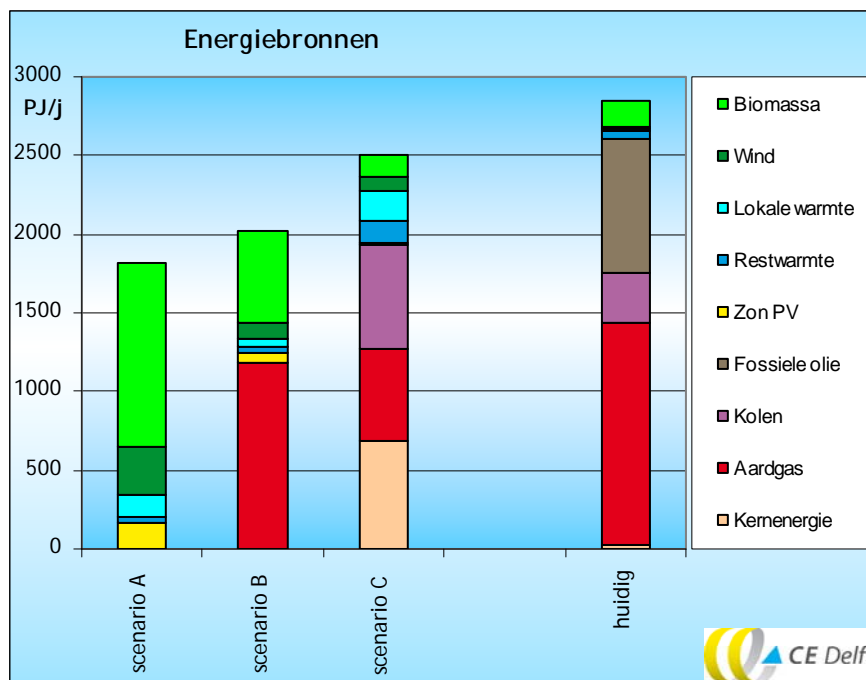
Op basis van het voorgaande geven de hoofdsenario's:

- scenario A: hernieuwbare bronnen + decentraal hoog + extra lage vraag;
- scenario B: aardgas CCS + groengas + decentraal midden + lage vraag;
- scenario C: kernenergie/kolen CCS + decentraal laag + lage vraag.

Een goed inzicht in de effecten van een CO₂-vrije energievoorziening op de energie-infrastructuur. Ze bestrijken in voldoende mate de 'hoeken van het speelveld'. Deze hoofdscenario's worden daarom in het hoofdgedeelte van dit rapport gebruikt en beschouwd bij de toelichting van de technische aannames hieronder.

In Figuur 17 is weergegeven welke bijdrage de verschillende energiebronnen hebben in het primaire energiegebruik in de verschillende energiescenario's ten opzichte van de huidige situatie (2008). De bijbehorende procentuele verhouding tussen centrale en decentrale bronnen is verschillend per scenario en valt af te lezen in Tabel 15.

Figuur 17 Bijdrage verschillende energiebronnen in de drie hoofdscenario's



A.8 Technische aannames productietechnieken

Bij het vaststellen van de bijdrage van de verschillende energiebronnen aan de totale energievraag, en de invloed daarvan op de netten, is een aantal technische aannames gehanteerd. Deze worden hieronder besproken.

De totale rendementen waarmee is gerekend zijn tot stand gekomen door het productierendement te vermenigvuldigen met het conversierendement. Een productierendement van 100% wil zeggen dat geen rendementsverliezen gepaard gaan met het geschikt maken van de brandstof voor energieopwekking ('opwerking'). Het conversierendement geeft aan hoe efficiënt de energieopwekking vervolgens plaatsvindt (efficiëntieverliezen productie-installatie en verliezen als gevolg van CO₂- of elektriciteitsopslag). In Tabel 20 zijn per techniek de gehanteerde productie- en conversierendementen, zoals deze in het model Energie 2050 zijn opgenomen, samengevat.

Tabel 20 Overzicht toegepaste productie- en conversierendementen per techniek in 2050

| Techniek | Productierendement | Conversierendement | Totaalrendement |
|---------------------------------|--------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|
| <i>Elektriciteit centraal</i> | | | |
| Kernenergie | 100% | 42% | 42% |
| Aardgas CCS | 100% | 67% | 67% |
| Kolen CCS | 100% | 50% | 50% |
| Wind op zee | 100% | 100% | 100% |
| Groengas/ Biomassa | 67% | 70% | 47% |
| Centrale opslag | 100% | 75% | 75% |
| <i>Elektriciteit decentraal</i> | | | |
| WK groengas | 67% | 40% (elektrisch)/ 50% (thermisch) | 27% (elektrische)/ 34% (thermisch) |
| Zon-PV | 100% | 85% | 85% |
| Wind op land | 100% | 95% | 95% |
| <i>Transport</i> | | | |
| Elektriciteit | 100% | 80% | 80% |
| Biobrandstoffen | 55% | 40% | 22% |
| Waterstof | 75% | 60% | 45% |
| <i>Hoogwaardige warmte</i> | | | |
| Aardgas CCS | 100% | 90% | 90% |
| Groengas | 67% | 95% | 64% |
| Groengas CCS | 67% | 90% | 60% |
| <i>Laagwaardige warmte</i> | | | |
| Groengas | 67% | 200% | 134% |
| Restwarmte | 100% | 90% | 90% |
| Elektriciteit | 100% | 300% | 300% |
| Lokale warmte | 100% | 95% | 95% |

Hieronder wordt, per soort energievraag (hoogwaardige warmte, laagwaardige warmte, brandstoffen voor mobiliteit, elektriciteit), nader ingegaan op de herkomst van de verschillende cijfers en aannames.

Hoogwaardige warmte

Aardgas CCS

Voor 2050 is een totaalrendement van 90% aangehouden. In 2008 was dat nog 83%. We gaan er van uit dat een industriële boiler in 2050 een netto thermisch rendement van 95% zal halen, zoals de beste boilers nu al halen. Bij CCS zal echter 5% van de energie-inhoud van het verstoekte gas moeten worden gebruikt voor regeneratie van de voor CO₂-afvang gebruikte chilled ammonia, waardoor het netto rendement van de boiler daalt tot 90%. Bovendien moet er elektriciteit worden gebruikt voor CO₂-compressie.

Groengas

Voor 2050 is een totaalrendement van 64% aangehouden. Dit is inclusief verliezen als gevolg van groengasproductie uit biomassa (invloed op het productierendement: 67%²⁰). Het conversierendement van 95% is gebaseerd op het Protocol Monitoring duurzame energie en betreft conversie zonder CO₂-afvang.

Indien hoogwaardige warmte met een WKK-installatie en groengas wordt geproduceerd wordt uitgegaan van productierendement groengas uit biomassa,

²⁰ Conform ECN: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/m09142.pdf>. Het betreft allotherme vergassing geoptimaliseerd voor SNG-productie.



vervolgens productie van elektriciteit en warmte in een STEG met 60% elektrisch rendement en 35% thermisch rendement.

Laagwaardige warmte

Groengas warmtepomp en (micro)WKK

Uitgegaan is van een COP (Coefficient Of Performance) van 200% (in 2008 was dat 90%, op basis van aardgas), conform een recente studie van TNO²¹. Een warmtepomp (op gas of elektriciteit) is een apparaat dat warmte verplaatst door middel van arbeid. De meest bekende toepassing is de koelkasten, waar de warmtepomp wordt gebruikt om warmte uit de kast naar de omgeving te transporteren. De COP-waarde geeft de verhouding tussen de afgevoerde/aangevoerde hoeveelheid warmte en de verrichte hoeveelheid arbeid. Gecombineerd met het eerder toegelichte productierendement van 67% voor groengas komt het totaalrendement uit op 134%.

De andere optie voor warmteproductie in de gebouwde omgeving is warmtekrachtkoppeling. WKK-installaties van micro tot mini zijn thans beschikbaar met een totaalrendement van 107% en met een elektrisch rendement variërend van 17% (huidige micro) tot 40% (gasturbine). De verwachting is dat de elektrische rendementen verder zullen stijgen tot 45% en zelfs 60% bij brandstofcellen.

Restwarmte

Onder restwarmte wordt in deze studie afzet van industriële restwarmte in de gebouwde omgeving via warmtedistributienetten verstaan. Uitgegaan is van een totaalrendement van 90% (in 2008 was dat 100%) en een 10% 'conversieverlies' als gevolg van warmteverliezen in het distributiesysteem. Er is verder rekening gehouden met een elektriciteitsgebruik van 5 kWhe/GJ aan geleverde thermische energie voor het verpompen van warm water²².

Elektrische warmtepomp

Voor de elektrische warmtepomp is conform de referentiewaarden uit het Protocol Monitoring Energie uitgegaan van een COP van 300% over ruimteverwarming en tapwaterproductie met als warmtebron oppervlaktewater of een KWO-systeem²³.

Lokale warmte

Lokale warmte wordt 'geproduceerd' met behulp van zonneboilers, aardwarmte of bodemwarmte. Uitgegaan is van een totaalrendement van 95% (in 2008 was dat nog 80%). Ook hier is rekening gehouden met een elektriciteitsgebruik van 5 kWhe/GJ aan geleverde thermische energie voor het verpompen van warm water. Daar waar de warmte afkomstig is van WK groengas wordt gerekend met de totaalrendementen (34% thermisch en 27% elektrisch) als toegelicht bij 'Elektriciteit decentraal - Groengas decentraal (WK groengas)'.

²¹ Zie 'Rendementsbepaling AISIN Gas Heat Pump', E.B. Wissink (TNO, 2010).

²² Zie 'Warmteleveringsystemen voor Nederland, Verkennend onderzoek naar warmteleveringsystemen voor de gebouwde omgeving en glastuinbouw naar kosten en milieuprestatie', M.A.J. van Melick en A.G.M. van der Weiden (SenterNovem, 2007).

²³ Zie ook http://www.senternovem.nl/mmfiles/Monitoringsprotocol%202010_tcm24-335885.pdf



Vraag naar brandstoffen voor mobiliteit

Elektriciteit

Voor 2050 is een totaalrendement van 80% gehanteerd. De voor elektrische voertuigen benodigde elektriciteit wordt geleverd door het totale elektriciteitsproductiepark zoals in de verschillende hoofdsenario's beschouwd. Effecten van elektriciteitsproductie zijn al verdisconteerd onder de categorie 'Elektriciteit', daarom is voor productie een rendement van 100% aangehouden. Het conversierendement betreft de efficiëntie van de batterij/accu in het elektrische voertuig en de efficiëntie van de elektromotor.

Biobrandstoffen

Voor 2050 is een totaalrendement van 22% gehanteerd, rekening houdend met verliezen als gevolg van biobrandstofproductie uit biomassa (in 2008 is het totaalrendement 16%).

Het productierendement van biobrandstoffen daalt van 70% in 2008²⁴ naar 55% in 2050; het conversierendement stijgt van 23%²⁵ in 2008 naar 40% in 2050²⁶.

Voor 2008 is gerekend met zogenaamde 1^{ste} generatie biobrandstoffen, geproduceerd op basis van landbouwgewassen als granen en oliezaden. Voor 2050 is aangenomen dat biobrandstoffen vooral op basis van getorreficeerde, gepelletiseerde en gemalen biomassa uit reststromen worden geproduceerd via Fischer Tropsch-synthese of anders 2^e generatie bio-ethanol technologie. Het rendement 'an sich' zegt weinig omdat geen uniforme referentie - bijvoorbeeld een specifieke hectare land - wordt aangehouden. Een relevantere parameter zou GJ biobrandstof per hectare zijn, ook omdat landgebruik en eventueel daaruit volgende ontbossing een zeer significante invloed zou kunnen hebben op de broeikasgassenbalans van de biobrandstofketen. Omwille van de eenvoud van het model is dit aspect buiten beschouwing gelaten.

Waterstof

Voor waterstofproductie is uitgegaan van *state of the art* productie uit aardgas, inclusief CCS. Dit is verreweg de meest toegepaste conventionele productiemethode voor waterstof op hoge druk (afgezien van CO₂-opslag) en is ook de goedkoopste route. Conform (JEC, 2007) is in het model Energie2050 voor de productie een rendement van 75% aangehouden. Productie van elektriciteit in een waterstofcel heeft een rendement van 60%, conform de huidige prestaties van de door Nedstack ontwikkelde brandstofcellen. Een variant is waterstofproductie uit kolenvergassing CCS in combinatie met elektriciteitsproductie.

Elektriciteit centraal

Kernenergie

Voor 2050 is een totaalrendement van 42% gebruikt (voor 2008 is dat nog 36%). Oorzaak van deze rendementsverbetering, is dat voor 2050 wordt verwacht dat een andere technologie zal zijn geïmplementeerd dan de huidige 'generatie III' hoge druk waterreactoren. Aangenomen is dat een nieuwe kerncentrale zal zijn gebaseerd op de pebblebed modular reactor (PBMR) technology, zoals in

²⁴ Zie http://www.senternovem.nl/gave/co2_tool/index.asp, in deze studie is het gemiddelde genomen van het rendement voor ethanol uit tarwe en biodiesel uit koolzaad.

²⁵ Huidige rendementen van het verstoken van vloeibare biobrandstoffen in benzine- en dieselmotoren zijn circa 18 en 23% respectievelijk (gemiddeld).

²⁶ Op basis van verwachtingen van TNO (expert judgement).



ontwikkeling is in Zuid-Afrika en China²⁷. Door koeling met gas in plaats van water kan een hoger rendement worden gehaald van naar verwachting 42%²⁸. Een 40%-bijdrage van kernenergie aan de elektriciteitsvraag van 650 PJ betekent dat 960 PJ aan primair brandstof (uranium) nodig is in scenario C. Dat betekent tot 12 GW aan opgesteld vermogen.

Aardgas CCS

Voor 2050 is een totaalrendement van 67% gebruikt voor de beste centrale (voor 2008 is dat nog 48% voor het gemiddelde park aan centraal gasgestookte eenheden in Nederland). Daarin is rekening gehouden met een rendementsverlies van 3% als gevolg van CO₂-opslag.

Het voor 2050 aangehouden netto elektrisch rendement is gebaseerd op de verwachtingen voor de verdere ontwikkeling in het rendement van STEG's en op de verwachte rendementen voor SOFC (solid oxide fuel cell)- gasturbine combinaties. Er is uitgegaan van het gemiddelde van beide technologieën (zie voor achtergrondinformatie CE/ECN, 2007)²⁹:

- Verwacht wordt dat door materiaalverbeteringen - waardoor hogere vlamtemperaturen kunnen worden gehaald - het rendement van STEG's nog kan toenemen van ongeveer 60% nu (zie STEG's in Irsching³⁰ en Baglan³¹) tot 65% over ongeveer 20 jaar. Voor de post combustion CO₂-afvang is uitgegaan van toepassing van het in ontwikkeling zijnde Chilled Ammonia-proces, een ontwikkeling die vanuit de overheid van de V.S. zowel financieel als technisch wordt ondersteund³². Volgens planning zal deze technologie binnen enkele jaren op commerciële schaal gedemonstreerd zijn. Dit proces en de nageschakelde CO₂-compressie vergen bij kolencentrales samen naar verwachting ongeveer 4%-punt eigen gebruik. Met het oog op de huidige stand der techniek en de daarmee samenhangende onzekerheden is het eigen gebruik geschat op 5%-punt.
- Met de combinatie van SOFC-gasturbine kan een rendement van 75% zonder CO₂-afvang en 70% bij CO₂-afscheiding met een membraam worden gerealiseerd.

²⁷ Zie ook: http://www.clingendael.nl/publications/2006/20061124_ciep_misc_uraniumwinning.pdf.

²⁸ Een dergelijk rendement is eerder al gerealiseerd bij de in Groot-Brittannië ontwikkelde AGR-technologie, waarin eveneens gas als koelmiddel werd toegepast. De AGR-technologie wordt vanwege de slechte technische beschikbaarheid uitgefaseerd. De PBMR-technologie berust op een ander principe als de AGR-technologie.

²⁹ Zie: De rollen van aardgas in de transitie; C. Leguijt, H.J. Croezen, H. Jeeninga, C. Tigchelaar (CE/ECN, 2007).

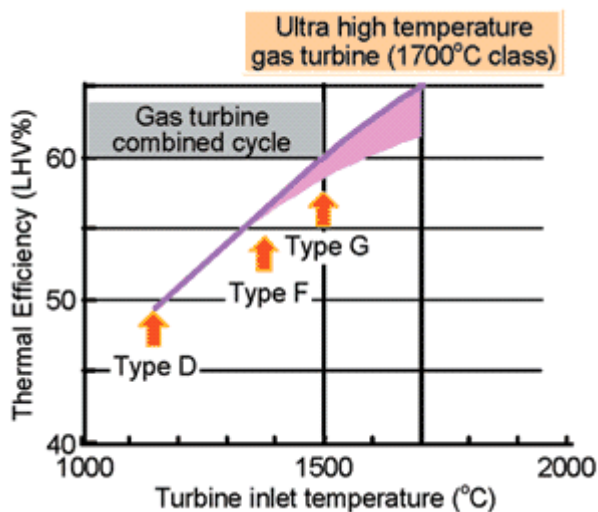
³⁰ <http://www.power-technology.com/projects/irsching/>.

³¹ <http://www.power-technology.com/projects/baglan/>.

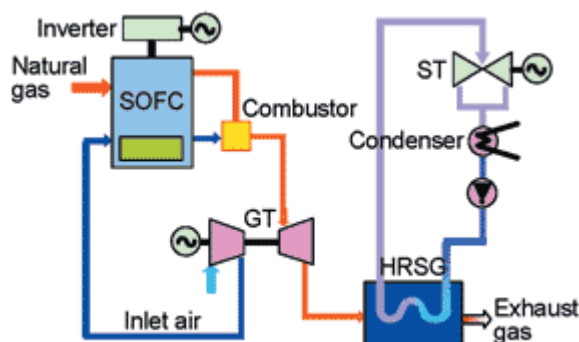
³² <http://www.greencarcongress.com/2009/10/chilled-ammonia-pilot-project-captures-90-of-co2-.html>.



Figuur 18 Illustratie van toekomstige STEG en combi brandstofcel/gasturbine



STEG rendement



Combi brandstofcel en gasturbine

Kolen CCS

Voor 2050 is een totaalrendement van 50% gehanteerd voor de beste centrale (in 2008 is dat nog 40% voor het gemiddeld van het kolencentralepark in Nederland).

De continue en door EU en andere overheden ondersteunde ontwikkeling van materialen voor stoomketels die steeds hogere temperaturen en drukken kunnen weerstaan, maakt het mogelijk stoom bij steeds hogere drukken en temperaturen te produceren en daarmee steeds hogere rendementen te halen. Ook andere innovaties als dubbele herverhitting en lagere condensortemperaturen geven steeds hogere rendementen. De verdere ontwikkeling van deze aspecten in programma's als het Europese AD 700-project zal naar verwachting uiteindelijk leiden tot poederkoolcentrales met een netto rendement van 55%³³.

Bij CCS zal het eigen verbruik toenemen vanwege het moeten afvangen en comprimeren van CO₂. de toename bedraagt bij het veelbelovende 'Chilled Ammonia' proces als aangegeven in vorige subparagraaf naar schatting 5%-punt³⁴. Daarmee komt het totaalrendement van deze techniek uit op 50%.

³³ Zie: <http://www.risoe.dk/rispubl/presentations/bugge.pdf> en <http://www.berr.gov.uk/files/file30703.pdf>.

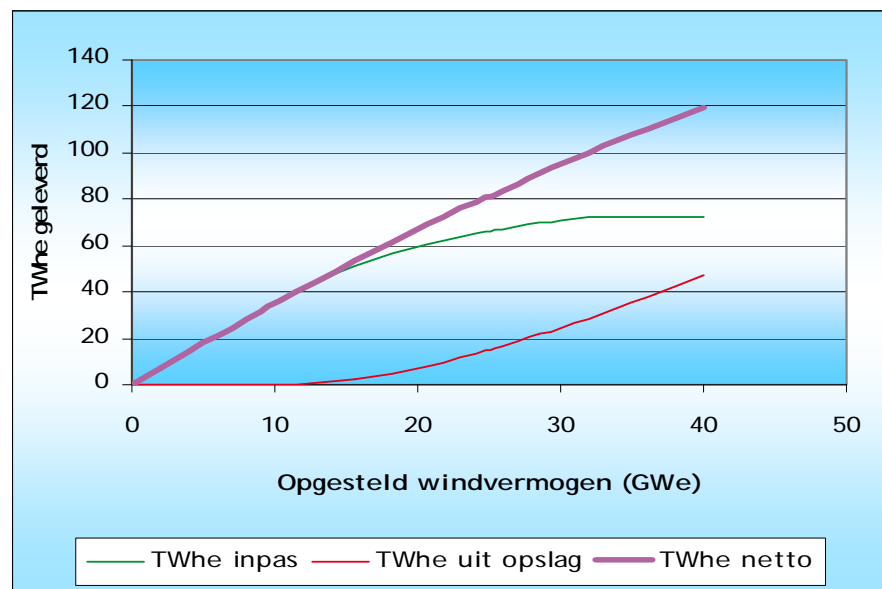
³⁴ Zie: Chilled Ammonia Process - Update (Richard Rhudy EPRI, Sean Black ALSTOM - CO₂ Capture Network, 2007).

Wind op zee/wind op land

Voor 2050 is een totaalrendement van 90% gehanteerd. Dit is in de veronderstelling van een 'worst case'-scenario (een substantieel aandeel aan fluctuerend windenergievermogen in het totale productiepark), representatief voor scenario A (volledig hernieuwbare bronnen).

Ten aanzien van het vastgestelde windvermogen en de jaargemiddelde beschikbaarheid is uitgegaan van beschikbaarheidspercentages van het KNMI die zijn omgerekend naar productief vermogen³⁵. Vervolgens is voor het bereik aan opgesteld windvermogen nagegaan hoeveel windvermogen in de verschillende jaargetijden en vraagperioden (piek- en daluren) direct kan worden ingepast en hoeveel via elektriciteitsopslag zou moeten worden aangeboden. Scenario A heeft als consequentie dat, om te kunnen voldoen aan de elektriciteitsvraag, circa 35 GWe aan opgesteld windvermogen en 24 GWe aan opslagcapaciteit nodig is. Ongeveer 70 TWhe aan productie van deze windmolens kan direct worden ingepast; de rest (ongeveer 45 TWhe) van de door wind te leveren productie wordt ingevuld met de eerder genoemde 24 GWe aan elektriciteitsopslagvermogen. De elektriciteitsopslag wordt verondersteld een rendement van 75% te hebben³⁶. Het netto rendement komt dan uit op: $((70 \cdot 100\%) + (45 \cdot 75\%)/115) = 90\%$. Zie ter illustratie Figuur 19.

Figuur 19 Bijdrage (verhouding) windenergie en energie uit opslag aan netto geleverde TWh toerekenbaar aan windenergie



Groengas/biomassa

Voor 2050 is een totaalrendement van 47% gebruikt (in 2008 is dat nog 24%). Dit is gebaseerd op de verwachting dat in 2050 de biomassa die zal worden ingezet voor elektriciteitsproductie voornamelijk in de vorm van groengas wordt ingezet in toekomstige STEG of combinatie van een SOFC-gasturbine (gemiddeld omzettingsrendement: 70%). Reden daarvoor is de benodigde flexibiliteit die, bijvoorbeeld als gevolg van een toenemend aandeel

³⁵ Volgens dezelfde procedure als gehanteerd in *Windenergie op de Noordzee, een maatschappelijke kosten-batenanalyse* (CPB, 2005).

³⁶ Zie: *Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitsopslag in Nederland* (ECN, 2008).

windenergie, belangrijker wordt in de energievoorziening (flexibel op- en af kunnen regelen van centrales). In principe zullen de verwachte rendementen van poederkoolcentrales die geschikt zijn voor 100% biomassastook, hoger zijn (en de techniek goedkoper), maar deze zullen niet kunnen voldoen aan de gestelde flexibiliteitseisen³⁷. Vanwege rendementsverliezen die gepaard gaan met het opwerken van biomassa tot groengas dat geschikt is voor verstoken, wordt gewerkt met een productierendement van 67%³⁸.

Beschikbaarheid CCS inclusief transport van locatie naar opslag

De verbranding van fossiele brandstoffen gaat altijd gepaard met CO₂-emissies die ter plekke kunnen worden afgevangen en kunnen worden opgeslagen. In de fossiele energiemilieus (scenario's B en C) is een grote hoeveelheid CO₂-opslag per jaar nodig van 67 of 95 Mton/j. Dit correspondeert met een (transport)capaciteitsbeslag van 10 respectievelijk 17 GW. Daarbij is gerekend met een hoeveelheid CO₂ die vrijkomt bij de verbranding van 56,7 kg/GJ bij aardgas, 94,7 kg/GJ bij kolen en 73,3 kg/GJ bij olie³⁹.

Elektriciteit decentraal

Groengas decentraal (WK groengas)

Bij decentrale toepassing van groengas voor laagwaardige warmte is uitgegaan van toepassing in een grootschalige gasmotor met een elektrisch rendement van 40% en een thermisch rendement van 50%. Rekening houdend met een productierendement van 67% worden de totaalrendementen dan 27% (elektrisch) en 34% (thermisch).

Wind op land

Zie de toelichting bij 'Wind op zee/op land' onder 'Elektriciteit centraal'.

Zon-PV

Voor 2050 is een totaalrendement van circa 85% gebruikt. Hierbij is een 'worst case' scenario gehanteerd: het totaal aan opgesteld PV-vermogen in scenario A (40 GW) is substantieel in vergelijking met de maximale vraag. Hierdoor moet in het ongunstigste geval alle met behulp van PV geproduceerde elektriciteit, minus een gemiddelde productie van 10 GWe, worden opgeslagen. Zoals eerder toegelicht bij windenergie, heeft elektriciteitsopslag een rendement van 75%. Bij een opgesteld PV-vermogen van 40 GWe bedraagt het netto rendement voor PV-elektriciteit $((10 \cdot 100\%) + (30 \cdot 75\%)) / 40 = 81\%$ (in het model Energie2050 afgerond naar 85%).

³⁷ Diverse superkritische en ultra superkritische centrales in Zweden en Denemarken kunnen nu al voor 70-80% met biomassa worden onderhouden. Zie ook: *Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland* (CE, 2007); <http://www.greenpeace.nl/reports/nieuwe-elektriciteitscentrale>.

³⁸ Conform ECN: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/m09142.pdf>. Het betreft allotherme vergassing geoptimaliseerd voor SNG-productie.

³⁹ Zie <http://www.greenhousegases.nl/docs/2009%20Dec%20NL%20energiedragerlijst.pdf>.





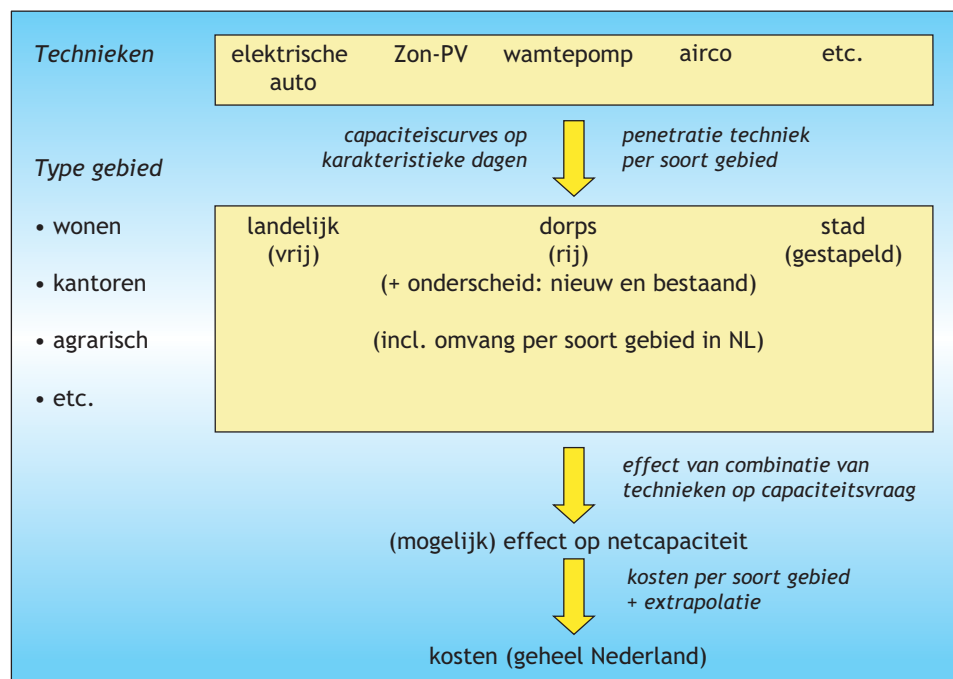
Bijlage B Lokale infrastructuur

B.1 Inleiding

In het tweede deel van Hoofdstuk 3 van dit rapport staan de hoofdlijnen van de bottom-up analyse van lokale elektriciteitsnetten beschreven en getoond. Deze analyse is echter gebaseerd op een groot aantal detailanalyses, per techniek, per techniekcombinatie en per soort gebied. Ten behoeve van de transparantie en herhaalbaarheid van deze analyses zijn de details in deze bijlage opgenomen. Het analyseschema dat is gevolgd is tevens opgenomen in Hoofdstuk 3 en is hier voor het overzicht herhaald (Figuur 20). Deze bijlage is opgedeeld in een deel over de capaciteitsvraag aan het elektriciteitsnet en een deel over de warmtevraag.

In Bijlage U is een *second opinion* over de capaciteitsvraag en de verzwaringskosten van het elektriciteitsnet opgenomen van de hand van D-Cision.

Figuur 20 Analyseschema voor de bottom-up analyses



B.2 Gebiedsindeling

Er is voor de bottom-up analyses onderscheid gemaakt naar gebiedssoorten zoals weergegeven in Tabel 21. Daarbij is onderscheid gemaakt naar bestaande bouw en nieuwbouw. Voor woongebieden is voorts een verdere driedeling gehanteerd naar landelijke gebieden (met voornamelijk vrijstaande woningen), dorpsgebieden (met voornamelijk rijwoningen) en stedelijke gebieden (met voornamelijk gestapelde woningen). Deze indeling biedt voldoende aanknopingspunten voor de gemaakte analyses. Steeds is waar mogelijk gewerkt vanaf aansluitingniveau naar netniveau (i.e. rekening houdend met gelijktijdigheid in capaciteitsbeslag).

Voor procesindustriegebieden en glastuinbouwgebieden bleek het niet mogelijk om algemene trends voor het beslag op infrastructuur op te stellen vanuit een bottom-up analyse. Voor kantoorgebieden en bedrijventerreinen bleek dat er wel informatie over de consequenties voor de netten te bepalen viel, maar niet voor de aansluitingen op die netten.

Tabel 21 Overzicht gebiedsoorten en aanpak daarvan in de bottom-up analyses

| Gebiedsoort | Indeling bottom-up analyse |
|---|--|
| Woongebieden | - Naar bestaande bouw en nieuwbouw - Naar landelijk, dorps en stedelijk - Naar aansluiting en netten |
| Kantoorgebieden | - Naar bestaande bouw en nieuwbouw - Alleen netconsequenties (aansluitingen zijn te divers) |
| Bedrijventerreinen (i.e. energie- extensief) | - Naar bestaande bouw en nieuwbouw Alleen netconsequenties (aansluitingen zijn te divers) |
| Agrarische gebieden | Glastuinbouw vergt maatwerk, geen bottom-up analyse mogelijk in deze vorm Impact 'overig agrarisch' is beperkt, is meegenomen in o.a. landelijke woongebieden |
| Industriegebieden (i.e. energie- intensief) | Procesindustrie vergt maatwerk, geen bottom-up analyse mogelijk in deze vorm |

B.3 Capaciteitsconsequenties van technieken voor het elektriciteitsnet

In deze paragraaf wordt voor een aantal elektrische ontwikkelingen aangegeven hoe het tijdsverloop is van de vraag c.q. de productie van elektrische energie, zowel op aansluitingniveau als op netniveau (i.e. rekening houdend met gelijktijdigheden).

Er is steeds gewerkt met realistisch voorstelbare ontwikkelingen. Ontwikkelingen dus die niet per se *hoeven* op te treden, maar die de netbeheerders niet kunnen veronachtzamen bij het maken van netplanningen. Steeds is daarbij gekeken naar wat vanuit de netcapaciteit bezien de realistisch voorstelbare 'worst case' situatie wordt. Zie verder ook de techniefactsheets (Bijlage D en verder).

Van belang voor een goed begrip van deze analyses is verder dat daar waar gesproken over netverzwaringen er geen rekening is gehouden met belastingsturingen in 'Smart Grids'. Toepassing van dit soort technieken verlaagt de gelijktijdigheid van belastingen en daarmee ook de omvang van netverzwaringen. Hoe groot die verlaging is, is nog niet bekend, en hangt ook sterk af van de mate van maatschappelijke acceptatie van belastingsturing,

van de toepassing van ICT-technieken in de energienetwerken, en van de rol van de netbeheerder bij belastingsturing.

B.3.1 Woongebieden, aansluiting-niveau

De bestaande elektrische aansluiting

Het *gemiddeld* elektriciteitsgebruik van een woning is goed bekend: dat loopt van 3.000 kWh tot 5.000 kWh per jaar voor respectievelijk een gemiddelde portiekflat/galerijwoning tot een geheel vrijstaande woning. Het gemiddelde voor Nederland als geheel ligt nu op circa 3.500 kWh/jr./woning. De spreiding hierin is overigens fors.

De aansluitcapaciteit van bestaande woningen varieert van 1 x 25 A (kleine woning) tot 1 x 35 A (vrijstaande woning), oftewel een maximale capaciteit van 5,75 kW tot 8 kW. Hieruit volgt een gelijktijdigheid van de elektrische belasting van 11 tot 14%. Nieuwbouwwoningen worden momenteel uitgerust met een standaard installatieautomaat van 1 x 40 A (9,2 kW).

De hoofdzekering of installatieautomaat is relatief eenvoudig te verzwaren (of evt. 3-fasig te maken), aangezien de aansluitkabel veelal een veel hogere capaciteit heeft dan de bestaande hoofdzekering c.q. installatieautomaat. Uiteraard kan dit wel capaciteitsproblemen op het niveau van de MS/LS-transformator veroorzaken, waarover later meer.

De bij de huidige standaardaansluiting behorende *gemiddelde* minimaal benodigde capaciteit op *transformatorniveau* is eveneens bekend: deze loopt van 0,65 kW tot 1,1 kW (Laborelec, 2009).

De gemiddelde groei in elektriciteitsgebruik per huishouden in de afgelopen twintig jaar is +1,3% per jaar, waarbij de laatste jaren wel een lichte afvlakking te zien is⁴⁰. In de bijgewerkte referentieramingen worden door ECN-cijfers gehanteerd die overeenkomen met een groei van ruim 2% per jaar (dat is incl. groei van het aantal woningen)⁴¹. Voor de *capaciteitsvraag* in bestaande gebieden wordt uitgegaan van een toename van +0,4%/jaar⁴².

Voor deze analyses is als uitgangspunt genomen dat de nog bestaande capaciteitsruimte in de netten in principe gereserveerd blijft voor de 'autonome groei' van het gebruik, en dat geïnvesteerd zal moeten gaan worden om het extra capaciteitsbeslag van nieuwe technieken als elektrisch vervoer, elektrische warmtepompen en dergelijke te accommoderen. De praktijk zal zijn dat de nog bestaande netcapaciteit als buffer kan worden gebruikt om de eerste groei van die nieuwe technieken op te vangen.

Zon-PV

Elektriciteitsproductie uit zonlicht zal naar veler verwachting in Nederland vanaf circa 2020 een schaa sprong doormaken, als de opwekkingskosten voor particulieren 'achter de meter' lager worden dan de kosten van stroomafname bij de energieleverancier (zgn. moment van *netpariteit*). In deze analyses is de toekomstige capaciteit aan zon-PV voor een laagbouwwoning gesteld op een gemiddelde van 3 kWp per woning, opgebouwd uit 15 m² PV-paneel met een vermogen van 200 Wp per m². Dit vergt een efficiëntieverbetering met een factor 2 t.o.v. het huidig niveau.

⁴⁰ Zie: www.milieucentraal.nl (bron van de cijfers is EnergieNed).

⁴¹ Actualisatie referentieramingen Energie en emissies 2008-2020 Daniëls (ECN), Van der Maas (ed) (PBL), augustus 2009, pag. 49. De cijfers in de figuur zijn correct, de tekst over +1% niet.

⁴² Bron: Alliander (feb. 2010), opgave aan werkgroep NET-document.



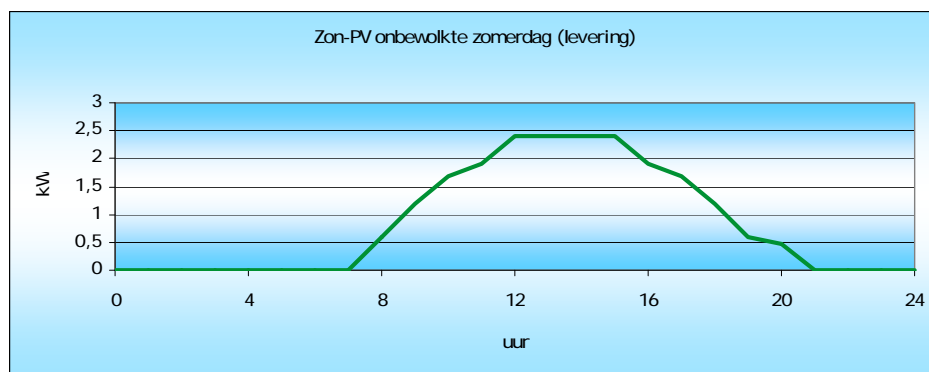
Deze capaciteit hangt ook af van de dakoriëntatie en dakhelling, de genoemde 3 kWp geldt voor laagbouw, bij optimale oriëntatie en dakhelling, op een onbewolkte zomerdag rond het middaguur. Op andere tijdstippen, op bewolkte dagen en 's winters is dit lager en 's nachts nul.

In de meeste gevallen zal sprake zijn van niet-optimale dakoriëntatie en dakhelling, en moet een reductie worden toegepast. Uitgaand van een 'at random' verdeling van dakoriëntatie (ook binnen gebieden die vanuit één MS/LS-transformator worden gevoed) en van de Nederlandse zoninstralingsgegevens⁴³ is die factor op 0,8 gesteld⁴⁴. De capaciteit voor de analyses wordt dan 2,4 kWp (i.e. $0,8 * 3 \text{ kWp}$). Zie Figuur 21 voor een dagcurve van de belasting (levering) op een onbewolkte zomerdag.

In stedelijke gebieden (i.e. met gestapelde bouw) is gerekend met gemiddeld drie woonlagen (galerijflats of portiekflats) boven elkaar. Per woning betekent dat een PV-vermogen van 1/3 van het totaal, oftewel 0,8 kWp per woning.

De *gelijktijdigheid* bij die maximale belasting is 100%. Voor de netcapaciteit is verder van belang dat het aanbodgestuurd vermogen betreft, en geen vraaggestuurd vermogen. Met andere woorden: er moet rekening mee gehouden worden dat de opbrengst op een warme (bewolkte) zomerdag ook wel eens laag kan zijn. Het omgekeerde komt overigens uiteraard ook voor (i.e. hoge PV-opbrengst en lage vraag). Opbrengst vanuit een zon-PV-systeem mag dus qua capaciteit niet worden verdisconteerd met vraag vanuit de woning.

Figuur 21 Capaciteitspatroon zon-PV (laagbouwwoning), op een onbewolkte zomerdag bij gemiddelde dakoriëntatie en helling (i.e. factor 0,8), met een PV-systeem van 3 kWp



Airconditioning

Airconditioners maken enkele jaren gestage opmars door in de woningbouw. Het betreft zowel grote vaste apparaten als kleinere (en goedkopere) mobiele apparaten.

Er is bij de analyses uitgegaan van een gemiddelde capaciteit⁴⁵ van 1,5 kW. Het aantal draaiuren per jaar is gesteld op 450. Als de airco aanstaat, dan draait deze continu. De capaciteit is met name 's zomers nodig. Voor de verdeling van de vraag over de (zomer)dag is aangenomen dat deze

⁴³ Zie bijvoorbeeld op www.hollandsolar.nl; bij plat dak is de jaaropbrengst 85% van het optimum.

⁴⁴ Ervan uitgaand dat bij schuine daken altijd de gunstigste dakhelft wordt gekozen, volgt uit de instralingsschijf voor het merendeel van de oriëntatie/hellingscombinaties een instraling van tenminste 80%.

⁴⁵ Deze waarde wordt bevestigd door de websites van diverse leveranciers van airconditioners.

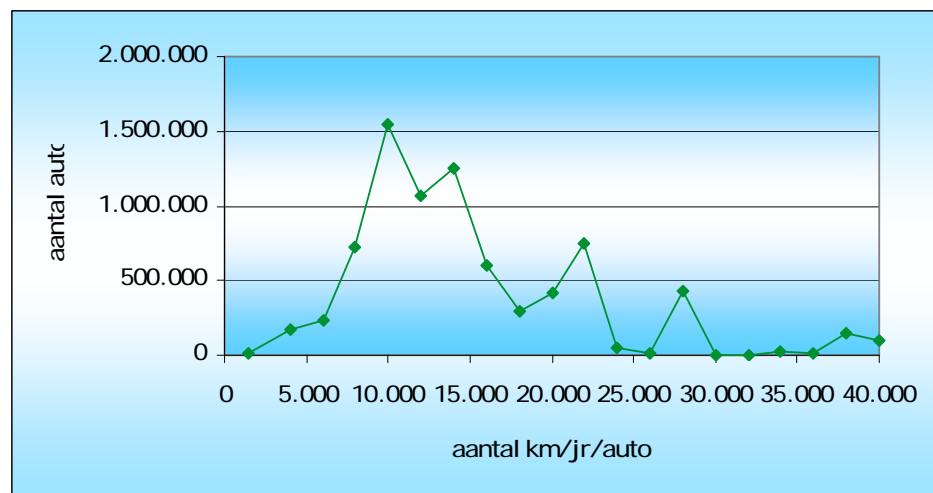
geconcentreerd is in de tweede helft van de dag, met een aantal draaiuren van 10 uur per dag. De gelijktijdigheid van deze vraag is hoog; voor de analyses is deze op 100% gesteld ('worst case').

Elektrische auto's

Van elektrische auto's wordt veel verwacht in zowel de energietransitie als in de aanpak van lokale luchtkwaliteitsproblemen. Kandidaten zijn de plug-in hybride auto en de volledig elektrische auto. Beiden kunnen met een lader vanuit een stopcontact vanuit de huisinstallatie worden geladen. Deze wijze van opladen speelt met name bij vrijstaande woningen met eigen garage of oprit. Bij rijtjeswoningen is uitgegaan van aanleg van separate oplaadpunten, en in de gestapelde bouw ligt een oplaadsysteem in parkeergarages meer voor de hand; dit zal tot een capaciteitstoename op het niveau van de MS/LS-trafo leiden. Zie ook de factsheet 'Elektrisch Vervoer' voor meer details; daaruit wordt ook duidelijk dat er veel scenario's mogelijk zijn m.b.t. hoe de auto's geladen zullen gaan worden. Voor de analyses hier zijn zo realistisch mogelijke aannames gedaan.

In de Figuur 22 is een kansdichtheid gegeven van het huidig auto-jaarkilometrage in Nederland. Bij een jaarkilometrage van 10.000 km/jr./auto treedt de grootste kansdichtheid op, het gemiddelde ligt op 15.000 km/jr./auto. Bij een verbruik van 0,2 kWh/km volgt een gemiddeld jaarverbruik van 3.000 kWh/jr./auto.

Figuur 22 Verdelingsfunctie van het aantal personenauto's in Nederland naar aantal gereden kilometers per jaar (CE Delft, o.b.v. cijfers PRIMES en DYNAMO)



Voor een analyse van het effect van het laden van de auto's op de capaciteitsvraag op wijk- en woningniveau is echter meer detailniveau nodig, naar kilometers per dag of zelfs per uur, in plaats van jaarkilometrages. Hiervoor is uitgegaan van een rekenmodel van Enexis en van CBS-gegevens over de huidige verdeling van ritlengtes van personenauto's in Nederland. Met het rekenmodel kunnen de effecten van verschillende laadstrategieën worden bepaald in combinatie met realistisch gedrag van autobezitters.

Uit deze gegevens blijkt dat:

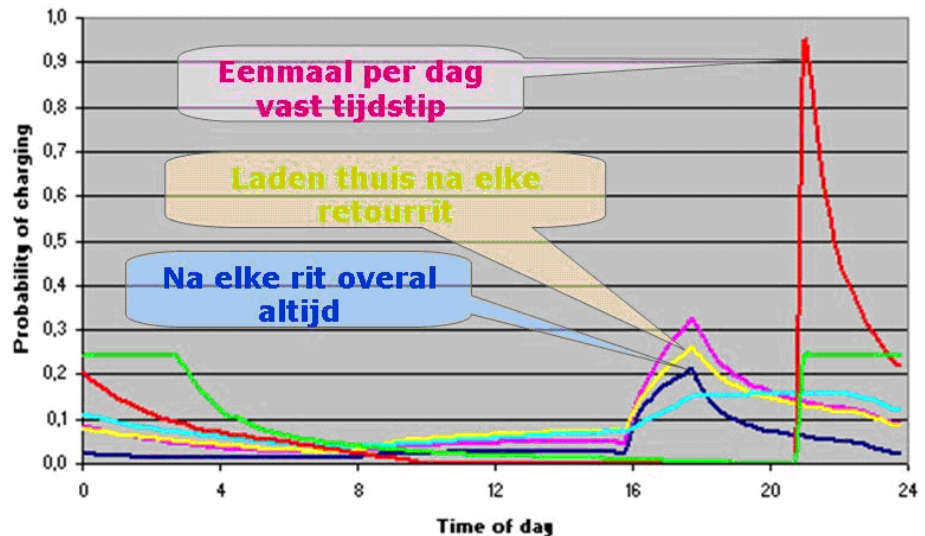
- 70% van de ritten korter is dan 15 kilometer;
- 90% van de ritten korter is dan 40 kilometer.

Wanneer wordt uitgegaan van een verbruik van 0,2 kWh/km en van een lader van 3,5 kW dan blijkt dat, bij het herladen van de auto's na de rit, dat:

- 70% binnen een half uur herladen is;
- 20% binnen drie uur herladen is;
- slechts 10% meer dan drie uur herlaadtijd nodig heeft.

In het Enexis-model zijn daarnaast realistische gegevens opgenomen over de momenten van thuiskomst (i.e. bij korte ritten eerder dan bij lange ritten), waardoor een waarschijnlijkheidsverdeling in de *gelijktijdigheid* van het laden van de auto's kan worden bepaald, zie Figuur 23.

Figuur 23 Kansverdeling van de gelijktijdigheid van de capaciteitsvraag van het laden van elektrische auto's voor verschillende laadscenario's



Bron: Modelberekeningen Enexis.

Uit Figuur 23 blijkt duidelijk dat de hoogste vraagpieken (rode curve) optreden in een situatie waarbij alle auto's via een sturingsstrategie op een *vast tijdstip* beginnen te laden, bijvoorbeeld bij het ingaan van een avond- of nachttarief. Bij thuisladen na elke retourrit is de benodigde laadcapaciteit aanzienlijk minder, de gelijktijdigheid in het laden is in dat geval circa 25% (gele curve). Vanuit de netcapaciteit bezien meest ideale situatie ontstaat wanneer het laden van alle auto's zodanig gestuurd wordt dat het dal in het algehele vraagpatroon wordt opgevuld (groene curve). Dit vergt echter een systeem van laadsturing dat nog niet georganiseerd is.

Voor de bottom-up analyses is uitgegaan van de volgende, realistisch voorstelbare, situatie:

1. Bij de dorps- en de landelijke gebieden is er in de analyses van uitgegaan dat er per huishouden *gemiddeld* 1,5 auto's in gebruik zijn.
2. Het laden gebeurt thuis, na de retourrit, en direct als mensen thuishkomen (gele curve uit Figuur 23), met gelijktijdigheid van 25% op transformator-niveau. Er is verondersteld dat een massale laadpiek bij ingaan van een avond- of nachttarief (rode curve) voorkomen gaat worden.
3. Bij vrijstaande woningen wordt opgeladen vanuit de huisinstallatie, in de andere gebieden wordt opgeladen op centrale punten of bij nieuw aan te leggen separate oplaadpunten.
4. Bij landelijke gebieden (opladen vanuit de woning, bij vrijstaande woningen) is er van uitgegaan dat het voor kan komen dat beide auto's tegelijkertijd worden geladen (piekmomenten).
5. De laadcapaciteit per auto is 3,5 kW.

HRe-ketel

Een HRe-ketel produceert elektriciteit met een vermogen van 1 kW (huidige stand der techniek). In de situaties dat er geen warmteopslagvat wordt aangebracht, treedt de elektriciteitsproductie alleen dan op wanneer er warmtevraag is. De elektriciteitsproductie van een HRe-ketel heeft geen vlak verloop, maar is afhankelijk van het aanslaan en weer afslaan van de ketel. De mate daarvan is mede afhankelijk van het type ruimteverwarming: een lage temperatuurverwarming geeft een wat minder aan/uit bedrijf dan een hoge temperatuurverwarming. Het capaciteitsbeslag van de levering is 1 à 2 kWe. De maximale productie (qua energie) zal in het stookseizoen overdag en in de avond vallen; 's nachts is deze minder. De ketel levert niet continu het maximale vermogen. Een waarde van 0,5 (50%) is daarom aangenomen voor de gelijktijdigheid. Mogelijk is dit een iets te lage waarde, aangezien de huidige HRe-ketels zo worden gemaakt en gestuurd dat ze een vlakker aan/uitpatroon vertonen dan HR-ketels, en dus een hogere gelijktijdigheid.

In deze analyse is verondersteld dat HRe-ketels niet grootschalig in nieuwbouw zullen voorkomen (daar alleen de elektrische WP). Dit hangt samen met de voorgenomen aanscherping van de EPC-norm tot EPC=0 in 2020. Voor wat betreft het effect op de infrastructuur heeft dit de grootste impact.

In bestaande bouw zal de HRe-ketel toegepast worden bij vervanging van een HR-ketel, uiteindelijk met groengas als energiedrager. Op de langere termijn, bij grootschalige renovaties van woningen indien ook het warmte-afgiftesysteem wordt omgebouwd naar lage temperatuur, zal ook de bestaande bouw mogelijk overschakelen op warmtepompen. Het betreft dan geleidelijke overgangen. Drijvende krachten achter zo'n ontwikkeling kunnen prijsontwikkelingen zijn, lokale besluitvorming, en beschikbaarheid van groengas.

In de toekomst zullen naar verwachting ook brandstofcellen op woningniveau beschikbaar komen als HRe-ketel. Deze hebben een relatief hoger elektrisch rendement en elektrische productie dan de huidige HRe-ketels. Dit heeft invloed op de gasvraag.

Elektrische warmtepomp

Een elektrische warmtepomp wordt daar ingezet waar een all-electric installatie wordt aangelegd (nieuwbouw in de situatie dat de EPC conform voorgenomen beleid wordt aangescherpt naar EPC=0) en mogelijk ook bij grootschalige renovaties waarbij ook het warmte-afgiftesysteem wordt omgebouwd naar lage temperatuur.

Een warmtepompinstallatie kent twee vermogensbestanddelen: de warmtepomp en de elektrische bijverwarming die wordt ingezet bij stevige kou en die



nodig is na langdurige wegval van de elektrische voeding. De benodigde elektriciteitsvraag wordt beïnvloed door drie factoren:

- het type van de compressorpomp ('krap' of juist 'ruim' bemeten);
- de omvang in tijd van evt. storingen (uitzonderingssituaties);
- de buitentemperatuur.

Omdat er geen regulering is voor de omvang van de compressor moet van een 'worst case' worden uitgegaan. De vermogens voor de installatie in deze 'worst case' situatie en de onderdelen daarvan zijn:

Tabel 22 Elektrische vermogens van warmtepompen en van de elektrische bijstook

| Type woning | Vermogen warmtepomp (kW) | Vermogen bijstook (kW) | Totaal (kW) |
|---------------|--------------------------|------------------------|-------------|
| Kleine woning | 1,5 | 6,0 | 7,5 |
| Vrijstaand | 2,0 | 6,0 | 8,0 |

De vraag naar elektriciteit vindt in het stookseizoen plaats. De gelijktijdigheid is zeer hoog⁴⁶.

Over de bijstook: zoals hierboven is aangegeven is uitgegaan van de idee dat de bijstook nodig is in die situaties waar de compressor het niet alleen af kan. Dat zullen door de band genomen korte perioden zijn: na stroomuitval duurt het wat tijd voordat de compressor het weer alleen afkan. Het is daarom de vraag of de bijstook wel elektrisch uitgevoerd zou moeten worden en niet beter met gas afgewikkeld kan worden, dan wel achterwege kan blijven door toepassing van een grotere capaciteit van de warmtepomp zelf. Er is thans (nog) geen sprake van regulering hiervan. Elektrische bijstook heeft voor de aansluitcapaciteit enorme consequenties. Daarom zijn er voor de analyses twee varianten bepaald: één met en één zonder elektrische bijstook.

Samengestelde capaciteitsvraag per woning (aansluitingniveau)

In het voorgaande is per soort techniek geanalyseerd met welke bijdrage aan de capaciteit gerekend moet worden per type woongebied. Dat is zowel gedaan op woningniveau als op transformatorniveau (i.e. incl. gelijktijdigheid). Nu wordt gezien hoe deze afzonderlijke onderdelen samengesteld 'optellen' en dus resulteren in een minimaal benodigde extra aansluitcapaciteit per woning, en wat de samengestelde gelijktijdigheid is.

In Tabel 23 wordt aangegeven hoe de zes genoemde onderdelen aanwezig zijn (of kunnen zijn) in de drie onderscheiden typen woongebieden.

⁴⁶ Zie ook: (Laborelec, 2009): De invloed van een decentrale energievoorziening op het gas- en elektriciteitsnet. Hermes DG fase 2 rapport. Juli 2009.



Tabel 23 Mogelijke toepassing van de beschouwde technieken per type woongebied (nieuw en bestaand)

| | Binnenstedelijk bestaand, gestapelde bouw | Binnenstedelijk nieuw, gestapelde bouw | Dorps bestaand, rijtjes- woningen | Dorps nieuw, rijtjes- woningen | Landelijk bestaand, vrijstaande woningen | Landelijk nieuw, vrijstaande woningen |
|------------------------------|--|---|---|---|---|--|
| Autonome vraag | x | x | x | x | x | x |
| Zon-PV | x | x | x | x | x | x |
| Airco | x | x | x | x | x | x |
| Laden elektrisch vervoer | Niet bij woningen, wel collectief | Niet bij woningen, wel collectief | Niet bij woningen, wel bij oplaadpalen | Niet bij woningen, wel bij oplaadpalen | x | x |
| HRe-ketel | x | | x | | x | |
| Elektrische warmtepomp (eWP) | | x | | x | | x |

Ter toelichting op deze tabel het volgende:

- Zon-PV: er is verondersteld dat in alle type woongebieden zon-PV wordt toegepast.
- Airco: er is verondersteld dat dit overal doordringt. Wellicht dat er (bij nieuwbouw) bouwkundige maatregelen mogelijk zijn die de capaciteitsomvang verminderen, daarmee is in deze analyse nog geen rekening gehouden.
- Laden elektrisch vervoer: er is verondersteld dat dit overal doordringt. Bij bestaand binnenstedelijk en bestaand dorps zal echter eerder aan centrale oplaadfaciliteiten of aan separaat aan te leggen oplaadpalen worden gedacht. Er is verondersteld dat dit ook het geval zal zijn bij nieuwbouw in binnenstedelijke en dorps gebieden.
- HRe-ketel en warmtepomp: voor 2050 is verondersteld dat in nieuwbouw alleen all-electric wordt gebouwd, omdat de EPC-norm dan gelijk aan nul zal zijn. Dat betekent dat daar dan elektrische warmtepompen worden toegepast (lucht-water of water-water) of warmtenetten; Ingeval verwarmd wordt met elektrische warmtepompen is verondersteld dat geen separate extra verzwaring nodig is voor elektrisch koken; in de bestaande bouw binnenstedelijk zal de HRe-ketel in ieder geval als overgangstechniek gebruikt worden (t.z.t. met groengas). In de bestaande bouw dorps en landelijk zullen HR- en HRe-ketels in ieder geval in de transitieperiode worden ingezet. Afhankelijk van prijsontwikkelingen, van lokale besluitvorming en van de vraag of voldoende groengas beschikbaar zal zijn voor de gebouwde omgeving tegen een acceptabele prijs kan dit t.z.t. wellicht vervangen worden door elektrische warmtepompen. In de analyse is voorts nog uitgegaan van inzet van HRe-ketels, als ontwikkeling waarvan de maatschappelijke verwachting is dat die door de netbeheerders gefaciliteerd zal worden. Voor wat betreft de warmtepompen: hierboven is al uiteengezet dat het denkbaar is dat elektrische bijstook er niet is en op een andere manier wordt gerealiseerd. Er worden twee varianten uitgewerkt: mét en zonder bijstook.

De bovenstaande gegevens en analyses zijn gebruikt om per woningtype de benodigde aansluitcapaciteit te bepalen. Om dit te doen is bekeken hoe bovenstaande technieken toegepast kunnen gaan worden per gebieds- (c.q. woning-) type. Het gaat hier zoals genoemd om een realistische mogelijkheid met 'worst case' effect op de netten, waarmee de netbeheerders dus rekening moeten houden in hun capaciteitsplanningen.

Vervolgens is tevens nagegaan wannéér deze vragende of producerende elementen aan bod komen. Daartoe zijn vier momenten in het jaar onderscheiden: een warme en zonnige zomerse dag zowel overdag als in de avond, en een koude sombere winterdag ook hier overdag en in de avond.

De samenstelling van de capaciteit per dag is gebaseerd op de indeling in Tabel 24 waarbij zon-PV en de HRe-ketel vermogen leveren in plaats van vragen.

Tabel 24 Aandeel van het maximale capaciteitsbeslag per techniek, op de vier beschouwde momenten

| | Zomer overdag | Zomer avond | Winter overdag | Winter avond |
|---|-----------------------|-------------|-----------------------|--------------|
| Autonome piek-vraag | 50% van de capaciteit | Volledig | 50% van de capaciteit | Volledig |
| Zon-PV | (Volledig) | (20%) | Geen | Geen |
| Airco | Volledig | Volledig | Geen | Geen |
| Elektrisch vervoer | Volledig | Volledig | Volledig | Volledig |
| HRe-ketel | Geen | Geen | (Volledig) | (Volledig) |
| Elektrische warmtepomp met en zonder bijstook | Geen | Geen | Volledig | Volledig |

In Tabel 25 staan de maximale capaciteiten per component en per woningtype weergegeven. De onderste vier regels geven de optelling hiervan en geven dus de grootte van de benodigde huisaansluiting weer voor zover het de bestaande woningen betreft.

Bij deze optelling moet worden aangegeven op welke van de vier momenten in het jaar met welke belasting of met welke opwek rekening gehouden moet worden. Dat staat in de daaronder geplaatste tabel. Uiteraard moet met 'realistische worst case' worden gerekend: dat impliceert dat het niet correct is om de energieproducerende componenten (i.e. zon-PV en HRe-ketel) van de totale belasting af te trekken.

De benodigde capaciteit van de huisaansluiting wordt gedicteerd door de grootste van de capaciteiten op de vier beschouwde tijdstippen. Deze is in Figuur 30 rood gemarkeerd.

Tabel 25 Effecten op de elektrische capaciteitsvraag van woningen per aansluiting, per type woning, in kWe. Een negatief getal betekent dat de techniek elektriciteit levert

| Capaciteiten in kWe | Binnenstedelijk bestaand, gestapelde bouw | Binnenstedelijk nieuw, gestapelde bouw | Dorps bestaand, rijtjes- woningen | Dorps nieuw, rijtjes- woningen | Landelijk bestaand, vrijstaande woningen | Landelijk nieuw, vrijstaande woningen |
|---|--|---|--|---|---|--|
| Autonome piek- vraag (bestaande aansluiting) | 5,75 | 5,75 | 5,75 | 5,75 | 8,00 | 8,00 |
| Zon-PV | -0,80 | -0,80 | -2,40 | -2,40 | -2,40 | -2,40 |
| Airco | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 |
| Elektrisch vervoer | | | | | 7,00 | 7,00 |
| HRe-ketel | -1,00 | | -1,00 | | -1,00 | |
| Elektrische warmtepomp met bijstook | | 7,50 | | 7,50 | | 8,00 |
| Elektrische warmtepomp zonder bijstook | | 1,50 | | 1,50 | | 2,00 |
| Totalen met bij- stook bij eWP: | | | | | | |
| Zomer overdag | 4,38 | 4,38 | 4,38 | 4,38 | 5,50 | 5,50 |
| Zomer avond | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 16,50 | 16,50 |
| Winter overdag | 2,88 | 10,38 | 2,88 | 10,38 | 4,00 | 12,00 |
| Winter avond | 5,75 | 13,25 | 5,75 | 13,25 | 15,00 | 23,00 |
| <i>Benodigde capaciteit met bijstook bij eWP</i> | 7,25 | 13,25 | 7,25 | 13,25 | 16,50 | 23,00 |
| Totalen zonder bijstook bij eWP: | | | | | | |
| Zomer overdag | 4,38 | 4,38 | 4,38 | 4,38 | 5,50 | 5,50 |
| Zomer avond | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 16,50 | 16,50 |
| Winter overdag | 2,88 | 4,38 | 2,88 | 4,38 | 4,00 | 6,00 |
| Winter avond | 5,75 | 7,25 | 5,75 | 7,25 | 15,00 | 17,00 |
| <i>Benodigde capaciteit zonder bijstook bij eWP</i> | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 7,25 | 16,50 | 17,00 |
| Huidige capaciteit | 5,75 | 9,25 | 5,75 | 9,25 | 8,00 | 9,25 |

Uit deze tabellen zijn de volgende conclusies te trekken:

- Bij bestaande bouw wordt de benodigde capaciteit bepaald door de situatie op de zomeravonden (vanwege de airconditioning), in combinatie met de aanname dat de volledige bestaande aansluitcapaciteit uiteindelijk ingezet zal worden voor groeiend bestaand gebruik.
- Bij nieuwbouw daarentegen zijn het de winteravonden die de benodigde capaciteit bepalen, vanwege de elektrische warmtepomp plus elektrische bijverwarming (op piekmomenten), en met (bij vrijstaande woningen) daarbij nog het laden van de elektrische auto's. Verzwaring van bestaande aansluitingen (i.e. zwaardere hoofdzekering) in gestapelde en rijwoningen zal op den duur nodig zijn. Bij de vrijstaande woningen is de piekcapaciteitsvraag circa 2 tot 2,5 maal zo groot als de huidige standaard aansluitwaarde; deze aansluitingen behoeven verzwaring als deze combinatie van technieken doorzet.
- Wordt van elektrische bijverwarming bij de eWP afgezien dan daalt de capaciteitspiekvraag van de eWP met 6 kW, en wordt ook bij de nieuw-

bouw stedelijk en dorps de zomeravond bepalend voor de piekcapaciteitsvraag. Alleen bij de vrijstaande woning is de winteravondpiek net iets hoger.

- NB: de analyses zijn gemaakt ervan uitgaand dat elektrische auto's *niet* massaal opgeladen zullen worden op momenten van ingang van nacht- of daltarieven.

Samengestelde capaciteitsvraag op transformatorniveau (woongebieden)

Op transformatorniveau moet elke bijdrage worden vermenigvuldigd met de bijbehorende gelijktijdigheid in het capaciteitsbeslag. De gelijktijdigheden staan in Tabel 26. Bij elektrisch vervoer is gerekend met een gelijktijdigheid van 25% per auto, en met gemiddeld 1,5 auto's per vrijstaande woning.

Tabel 26 Gelijktijdigheden per techniek (bijdrage aan de capaciteitspiekvraag op niveau van de MS/LS-transformator)

| Type van de vraag | Gelijktijdigheid in piekvraag |
|------------------------------|-------------------------------|
| Autonome vraag | 14% |
| Zon-PV | 100% |
| Airco | 100% |
| Elektrisch vervoer overdag | 0% |
| Elektrisch vervoer 's avonds | 19% |
| HRe-ketel | 50% |
| Elektrische warmtepomp | 100% |

In Tabel 27 is dezelfde berekening uitgevoerd als in Tabel 25, maar nu vermenigvuldigd met de gelijktijdigheden. Uit deze optelling resulteert een *gemiddelde* capaciteitsvraag per woning op het niveau van de MS/LS-transformator.

Waarden voor grotere groepen woningen zijn dan te bepalen door de gevonden waarden met het aantal woningen (van dat type) te vermenigvuldigen.

Voor elektrisch vervoer is, anders dan bij de berekeningen op woningniveau, nu bij gestapelde en rijwoningen wel rekening gehouden met het laden van de auto's (met gelijktijdigheid conform de 'gele curve' in Figuur 23), aangezien deze wel bij oplaadpunten of in parkeergarages zullen worden opgeladen en aldus capaciteitsvraag op het niveau van de MS/LS-transformatie zullen genereren.

Netontwerpers houden rekening met een gemiddelde bijdrage per woning aan de capaciteitsvraag op niveau van de MS/LS-transformator van 1 kWe.

Tabel 27 Piekcapaciteitsvraag op niveau van de MS/LS-transformator

| Capaciteit in kWe (trafo-niveau) | Binnenstedelijk bestaand, gestapelde bouw | Binnenstedelijk nieuw, gestapelde bouw | Dorps bestaand, rijtjeswoningen | Dorps nieuw, rijtjeswoningen | Landelijk bestaand, vrijstaande woningen | Landelijk nieuw, vrijstaande woningen |
|--|---|--|---------------------------------|------------------------------|--|---------------------------------------|
| Autonome vraag | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 0,81 | 1,12 | 1,12 |
| Zon-PV | -0,80 | -0,80 | -2,40 | -2,40 | -2,40 | -2,40 |
| Airco | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 | 1,50 |
| Elektrische vervoer | 0,88 | 0,88 | 1,31 | 1,31 | 1,31 | 1,31 |
| HRe-ketel | -0,50 | | -0,50 | | -0,50 | |
| Elektrische warmtepomp met bijstook | | 7,50 | | 7,50 | | 8,00 |
| Elektrische warmtepomp zonder bijstook | | 1,50 | | 1,50 | | 2,00 |
| Totalen vraag met bijstook bij eWP | | | | | | |
| Zomer overdag | 1,90 | 1,90 | 1,90 | 1,90 | 2,06 | 2,06 |
| Zomer avond | 3,18 | 3,18 | 3,62 | 3,62 | 3,93 | 3,93 |
| Winter overdag | 0,40 | 7,90 | 0,40 | 7,90 | 0,56 | 8,56 |
| Winter avond | 1,68 | 9,18 | 2,12 | 9,62 | 2,43 | 10,43 |
| <i>Piekcapaciteit gemiddeld per woning met bijstook eWP</i> | 3,18 | 9,18 | 3,62 | 9,62 | 3,93 | 10,43 |
| Totalen vraag zonder bijstook bij eWP | | | | | | |
| Zomer overdag | 1,90 | 1,90 | 1,90 | 1,90 | 2,06 | 2,06 |
| Zomer avond | 3,18 | 3,18 | 3,62 | 3,62 | 3,93 | 3,93 |
| Winter overdag | 0,40 | 1,90 | 0,40 | 1,90 | 0,56 | 2,56 |
| Winter avond | 1,68 | 3,18 | 2,12 | 3,62 | 2,43 | 4,43 |
| <i>Piekcapaciteit gemiddeld per woning zonder bijstook eWP</i> | 3,18 | 3,18 | 3,62 | 3,62 | 3,93 | 4,43 |

Uit Tabel 27 zijn de volgende conclusies te trekken:

- Op momenten in de zomer met volle zon is de levering door zon-PV systemen op laagbouwoningen 2,4 kW per woning, op het niveau van de MS/LS-transformator. Dat is bijna 2,5 maal zo hoog als wat er beschikbaar is. Dit is in 'worst case' situatie, waarin de autonome vraag laag is en er geen grote vraag door airco's is.
- Op een koude maar zonnige winterdag kan de combinatie van HRe-ketel en zon-PV tot terugleverproblemen leiden.
- In de bestaande bouw is de zomeravondpiek bepalen voor de capaciteitsvraag op transformatorniveau. De piekvraag wordt een factor 3 tot 4 hoger dan de huidige piekvraag.
- Ingeval van eWP met elektrische bijstook is de winteravondpiek bepalend voor de capaciteitsvraag bij nieuwbouw, deze piek is 9 tot 10 keer zo hoog

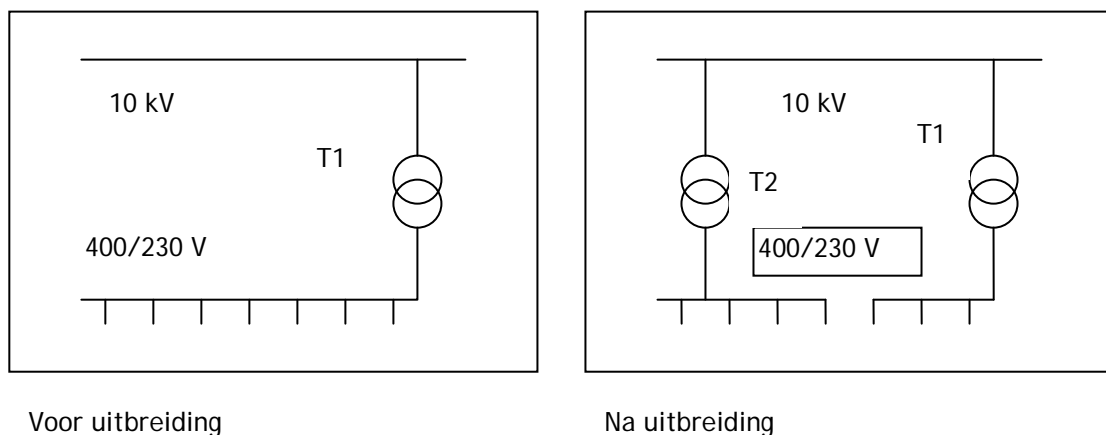
als de huidige piekwaarde waarmee gerekend wordt. Wanneer die elektrische bijstook afwezig is, is bij gestapelde bouw en bij rijwoningen de zomeravondpiek gelijk aan de winterpiek. Bij nieuwe vrijstaande woningen blijft de winterpiek bepalend. Het niveau van die piek daalt dan echter met 6 kW tot 3 à 4 kW, oftewel een niveau dat 3 tot 4 maal zo hoog is als het niveau waarvan in huidige netontwerpberekeningen wordt uitgegaan.

- Oftewel: een verzwaring op transformatorniveau met een factor 3-4 is nodig in alle gevallen. Ingeval van eWP's met elektrische bijverwarming is zelfs verzwaring met een factor 9-10 nodig. Door het toerekenen van netkosten zullen woningeigenaren zich wel twee keer bedenken voor ze een aansluitwaarde van 7 kW extra nemen alleen voor de bijverwarming. De verwachting is dat andere technieken, zoals warmteopslagsystemen, zullen worden ontwikkeld en worden toegepast (zie ook B.8).
- Uiteraard raakt dit niet alleen de transformator, ook de LS-distributiekabels kunnen deze capaciteitsvraag niet aan.

Deze netverzwaringen zullen worden opgelost door nieuwe transformatorstations in te voegen in de netstructuur, waardoor LS-kabels korter worden en minder woningen voeden. Bestaande afgaande kabels worden 'open geknipt' en de losse einden door nieuw in te voegen transformatoren gevoed. Zie als voorbeeld Figuur 24. In de oude situatie voedt transformator T1 alle aansluitingen, in de nieuwe situatie worden deze verdeeld over T1 en de nieuwe transformator T2. Aldus wordt zowel de belasting van T1 verkleind, zowel als de belasting van de afgaande LS-kabel.

Bij nieuwbouw zullen direct al verdichte netten (i.e. met meer transformatoren en/of transformatorruimtes per aantal woningen dan momenteel gebruikelijk) kunnen worden aangelegd.

Figuur 24 Schetsmatige weergave van het invoegen van nieuwe transformatoren in bestaande netten



Voor hogere spanningsniveaus geldt eenzelfde aanpak; ook het aantal 150 kV-stations zal uiteindelijk moeten worden uitgebreid om de energietransitie op te vangen.

Over de uitbreiding van het aantal transformatorruimtes in bestaande netten moet overigens niet te licht worden gedacht. Ruimte is veelal schaars en invoegen van nieuwe transformatorruimtes kan bijvoorbeeld ten koste van openbare ruimte gaan. Alleen al vanuit die ruimtelijke problematiek is het



aanbevelingswaardig om de extra netcapaciteitsvraag zoveel als mogelijk te beperken door inzet van belastingsturing en 'Smart Grids'.

Extrapolatie naar landelijk niveau (woongebieden)

Tot nu toe is gekeken naar de capaciteit op woningniveau en op transformatorniveau. In dit deel wordt een extrapolatie gedaan naar landelijk niveau.

Uit de voorgaande analyses blijkt dat op het niveau van de woning er bij alle woningtypen c.q. wijktypen een verhoging van de maximale belasting op niveau van de MS/LS-transformator optreedt. Dit zal worden opgevangen door het invoegen van extra transformatorruimtes.

De vraag is nu vervolgens wat de omvang is van het aantal extra transformatorruimtes, en wat de kosten daarvan zijn. Dat kan worden bepaald op grond van Tabel 27 en cijfers over de aantallen woningen in Nederland per type (bron: CBS). Voor de bestaande woningbouw in Nederland staan de resultaten in Tabel 28, uitgaand van de analyseresultaten uit Tabel 27 en van een huidig vermogen op transformatorniveau van 1 kWe per woning.

Tabel 28 Benodigde extra MS/LS-transformatorcapaciteit in bestaande woongebieden in Nederland

| Type woning | Aantal in NL | Extra capaciteit per woning op transformatorniveau (kWe) | Extra MS/LS-transformatorcapaciteit (kWe) |
|----------------------|--------------|--|---|
| Gestapelde woningen | 2.100.000 | 2,18 | 457.8000 |
| Rijwoningen | 3.800.000 | 2,62 | 995.6000 |
| Vrijstaande woningen | 1.100.000 | 2,93 | 322.3000 |
| Totaal | 7.000.000 | | 17.757.000 |

Bij een standaard MS/LS-transformator van 400 kVA betekent dit ruim 44.000 nieuw te plaatsen transformatorruimtes in gebieden met bestaande bouw. Uitgaand dat de kosten van bijplaatsen van een transformatorruimte in een woonwijk circa 30.000 Euro per stuk⁴⁷ bedragen, betekent dit een investering van 1,3 miljard Euro. Dat is nog exclusief de benodigde MS- en LS-kabels, en alleen voor de bestaande *woongebieden*. Dit is zoals al beschreven zonder de inzet van belastingsturing Smart Grids, waarmee de gelijktijdigheid in de capaciteitsvraag kan worden gestuurd en dus minder verzwarend nodig is.

De omvang van het aantal geprognoseerde nieuwbouwwoningen in Nederland is sterk afhankelijk van het gehanteerde scenario. CPB⁴⁸, MNP en RP hebben voor de overheid een viertal scenario's ontwikkeld. Daarin varieert het aantal woningen in Nederland in 2040 tussen de 7,03 en de 9,75 miljoen, voor respectievelijk scenario 'regional communities' en 'global economy'. Een veelgehandeerd middenscenario is 'Strong Europe', daarin groeit het aantal woningen in Nederland tot 8,35 miljoen in 2040.

⁴⁷ Bron: opgave Enexis aan werkgroep NET-document, feb. 2010.

⁴⁸ Zie: http://www.welvaartenleefomgeving.nl/pdf_files/A02_Wonen.pdf



Als de prognose van 'Strong Europe' als maatstaf wordt genomen, met een extra benodigde transformatorcapaciteit van 9 kWe of 2,5 kWe per woning (bij respectievelijk een elektrische warmtepomp met of zonder elektrische bijverwarming), dan volgen daaruit de meerkosten van de verzwaarde aanleg. Weer uitgaand van standaardtransformatoren van 400 kVA en kosten per transformatorruimte van 30.000 Euro, volgt voor die meerkosten in de nieuwbouw, tot het jaar 2040:

| | Benodigde extra transformatorcapaciteit (kWe) | Aantal trafo's | Kosten verzwaarde aanleg (Euro) |
|--------------------------------------|---|----------------|---------------------------------|
| eWP met elektrische bijverwarming | 12.150.000 | 30.375 | 911.250.000 |
| eWP zonder elektrische bijverwarming | 3.375.000 | 8.438 | 253.125.000 |

Dit is nog exclusief de kosten van verzwaring van de 150 kV-structuur en van extra MS- en LS-kabel, en alleen voor woongebieden. Het verschil in netkosten tussen beide situaties is evident. Benadrukt wordt dat deze analyse geldt voor de ontwikkeling in *woongebieden*.

Benodigd aantal en investeringen in 150 kV-stations

Als de MS-netstructuur wordt verzwaard zal ook het bovenliggende 150 kV-net moeten worden verzwaard. Hiervoor geldt eenzelfde aanpak: invoegen van nieuwe 150 kV-stations in de bestaande netstructuur. De hiervoor gehanteerde kentallen⁴⁹ zijn:

- 200 MS-transformatoren van elk 400 kVA per 150 kV-station;
- één nieuw 150 kV-station kost 15 miljoen Euro.

Uit de bovengenoemde benodigde extra capaciteit op MS-niveau volgt aan extra capaciteit op 150 kV-niveau.

Bestaande bouw (tot 2050)

222 extra 150 kV-stations, met totale investering van 3,3 miljard Euro.

Nieuwbouw (tot 2040) situatie: warmtepompen met elektrische bijverwarming

152 extra 150 kV-stations, met totale investering van 2,3 miljard Euro.

Nieuwbouw (tot 2040); warmtepompen zonder elektrische bijverwarming

42 extra 150 kV-stations, met totale investering van 0,6 miljard Euro.

Deze investeringsramingen zijn nog zonder investeringen die mogelijk als gevolg hiervan nog nodig zijn in het landelijk koppelnet (380 kV). De analyse daarvoor is niet via de hier gevolgde methode uit te voeren omdat interferentie optreedt met andere aanpassingen zoals bijvoorbeeld de inpassing van nieuwe centrales en verzwaringen voor transitodoelen en voor interconnecties.

⁴⁹ Bron: opgave Alliander aan werkgroep NET-document.

B.4 Ontwikkeling elektrische capaciteitsvraag kantoren

B.4.1 Inleiding

De aansluitingen van kantoren zijn te divers om daar algemene conclusies over te kunnen trekken. Voor netplanningen wordt gerekend met een aan te sluiten elektrisch vermogen⁵⁰ van 50 W/m² bvo. Veel grotere kantoren hebben een eigen MS-aansluiting.

De huidige omvang⁵¹ van het kantooroppervlak in Nederland is 48 miljoen m² bvo (peiljaar 2002), met een gemiddelde 'floor-space-index' van 2,5 (het gemiddeld aantal verdiepingen per kantoor). In het bij de woongebieden al aangehaalde 'strong Europe'-scenario stijgt de omvang van het kantooroppervlak met 19% tussen 2002 en 2040.

B.4.2 Elektrische technieken

Elektrische auto's

Het aantal m² bvo per werknemer wisselt sterk van situatie tot situatie, gemiddeld ligt dit kental op 25-30 m² bvo per werknemer. Dit is relevant voor berekeningen aan het opladen van elektrische auto's bij kantoren. Daarvoor moet dan echter ook het aantal parkeerplaatsen per m² bvo bekend zijn. Daarover zijn geen eenduidige gegevens beschikbaar als basis voor analyses voor netcapaciteitseffecten, dit kental wisselt zeer sterk naar gelang de regio en specifieke locatie.

Stel bij een bepaald kantoor komt iedereen met de (elektrische) auto naar het werk, en stel dat de werkgever de faciliteit biedt om de auto op de parkeerplaats te laden. Bij een kantooroppervlak van 25 m² bvo zou het standaardvermogen per werkplek 1,25 kW bedragen. Zonder nadere belastingsturing zou de consequentie van het 'laden bij de baas' zijn dat daar circa 3,5 kW per werknemer bij komt, oftewel een verhoging met een factor van bijna 3. Het mogelijk laden van elektrische auto's bij kantoren is dus voor netbeheerders een punt om terdege rekening mee te houden, en is sterk afhankelijk van specifieke situaties.

Zon-PV

Op grond van de Floor-Space-Index (FSI) van 2,5 volgt dat er gemiddeld in Nederland, per m² bvo kantooroppervlak, maximaal 0,4 m² dakoppervlak voor zon-PV beschikbaar is. Uitgaand van platte daken kunnen daar dakconstructies op worden geplaatst met optimale oriëntatie op de zon. Uitgaand van toekomstige PV-panelen met verbeterde efficiëntie van 200 Wp per m² paneel, volgt een op te stellen PV-vermogen van 80 Wp per m² bvo, oftewel ruim meer dan de huidige vraagcapaciteit van 50 W/m² bvo waarmee gerekend wordt in netontwerpen. Zon-PV op kantoren is dus een serieuze factor om rekening mee te houden voor netbeheerders, waarbij de impact groter is naarmate het kantoor minder verdiepingen telt. Met de kanttekening dat de verwachte schaa sprong (t.g.v. bereiken van netpariteit) voor zon-PV voor grootgebruikers later in de tijd komt dan die voor kleingebruikers van elektriciteit, omdat grootgebruikers lagere elektriciteitsprijzen betalen (en dus minder snel over zullen gaan op zon-PV).

⁵⁰ Bron: Alliander (2009); geldt voor nieuwe kantoren.

⁵¹ Bron: http://www.welvaartenleefomgeving.nl/pdf_files/A03_Werken.pdf.



Airco

Anders dan bij woningbouw is er vaak al sprake van mechanische ventilatie of actieve koeling in veel kantoren, vooral bij nieuwbouw. Bij grotere nieuwbouwkantoren is koude/warmteopslag in de ondergrond inmiddels standaard (wegens de aangescherpte EPN-eisen). De netten in kantorenwijken zijn daar al op berekend. Bij wat oudere en kleinere kantoren is het wellicht nog niet aanwezig. Het toepassen van extra koeling en ventilatie in bestaande bouw zal gepaard gaan met extra capaciteitsbeslag ook al is die niet zo omvangrijk als die van de twee belangrijkste componenten van de elektriciteitsvraag (verlichting en ICT).

B.4.3 Concluderend elektrische capaciteitsvraag kantoorgebieden

Concluderend kan gesteld worden dat elektrisch vervoer en zon-PV technieken zijn die in specifieke situaties kunnen leiden tot een veel grotere elektrische capaciteitsvraag dan gebruikelijk voor kantoren in Nederland. Het is voor netbeheerders daarom van belang om die ontwikkelingen goed te prognosticeren in hun capaciteitsplanningen. Algemene betekenisvolle cijfers kunnen echter op grond van deze bottom-up analyses niet worden gegeven, daarvoor zijn de situaties te divers.

De voor woongebieden genoemde investeringscijfers vormen daarmee de *ondergrens* van de werkelijk benodigde verzwaringsinvesteringen. Naar ruwe schatting moeten de geraamde investeringen voor netverzwaring voor woongebieden met 50% worden opgehoogd t.b.v. soortgelijke netverzwaringen in kantoor- en bedrijfsgebieden.

B.5 Elektrische capaciteitsvraag bedrijventerreinen

Nederland kent ongeveer 60.000 hectare bedrijventerrein (peiljaar 2002). De prognose (Strong Europe scenario) is dat deze omvang tot 2040 toeneemt met 18%.

Wat geldt voor kantoorgebieden geldt in nog veel sterkere mate voor de energie-extensieve bedrijventerreinen: de diversiteit is zeer groot. De conclusies die getrokken zijn voor kantoorgebieden gelden ook voor bedrijventerreinen: elektrische auto's en zon-PV zijn technieken die op specifieke locaties kunnen leiden tot een veel grotere elektrische capaciteitsvraag dan gebruikelijk. Gezien de diversiteit aan bedrijvigheid op bedrijventerreinen is de verwachting dat de elektrische capaciteitsruimte in die gebieden aanmerkelijk ruimer is uitgelegd dan bij kantorengebieden, zodat problemen ook minder snel op zullen treden.

B.6 Capaciteitsvraag en investeringen inpassing windenergie

Voor windenergie op land is tot 2020 een vermogensgroei tot 6.000 MW voorzien, oftewel een groei van 4.000 MW ten opzichte van het huidig niveau; zie Bijlage T. In de scenario's varieert het vermogen voor wind op land van 7.000, 5.000 en 2.000 MW voor respectievelijk scenario's A, B en C (peiljaar 2050).

Met een kostenkental⁵² voor netinpassingskosten van gemiddeld 300 € per kW wind op land volgt een benodigde investering van 1,5, 0,8 en

⁵² Bron: opgave Alliander aan werkgroep NET-document.



0 miljard € voor scenario's A, B en C respectievelijk. Met de kanttekening dat er daarbij grote regionale verschillen kunnen zijn.

Voor de tot 2020 gepland 6.000 MW aan wind op zee, zie Bijlage T, kunnen de benodigde investeringen voor het 'stopcontact op zee' worden ontleend aan het Kamerstuk 'Toezegging inzake aanleg en beheer net op zee' d.d. 19 feb. 2010 van Minister Van der Hoeven. De investering plus financiering voor het stopcontact op zee worden daarin geraamd 2,4 tot 3,2 miljard €.

Het vermogen aan wind op zee in de scenario's bedragen respectievelijk 20.000 MW in scenario A en 6.000 MW in scenario's B en C. Wanneer geëxtrapoleerd wordt op basis van bovenstaande investeringscijfers dan resulteert dat in netinpassingsinvesteringen van respectievelijk 9,4 en 2,8 miljard €.

B.7 Behoeftte aan laagwaardige warmte

De volgende paragrafen zijn bewust anders van indeling dan die bij de elektriciteitsvraag. Is de grootste onzekerheid bij de elektriciteitsdistributie-infrastructuur de extra capaciteitsvraag door toepassingen als zon-PV, elektrische warmtepompen en elektrische auto's; bij lokale gasdistributie is de grootste onzekerheid vooral de snelheid in, en omvang van, de afname van de vraag door verdergaande isolatie en efficiëntie, en de mate waarin en wijze waarop groengas wordt toegepast (stand alone installaties, invoeding op bestaande gasnet). De inzet van HRe-ketels zorgt de komende decennia voor een beperkte toename van de capaciteitsvraag op de distributiegasnetten. De algemene verwachting is echter op langere termijn een netto afname van de capaciteitsvraag op de gasdistributienetten in veel gebieden.

In de gebouwde omgeving is de vraag naar laagwaardige warmte nog steeds de grootste energievraag. Gemiddeld wordt er momenteel 1.850 m³ gas verstoekt per woning en 50 m³/m² utiliteit om het gebouw het gehele jaar op de gewenste temperatuur te houden. De huidige laagwaardige warmtevraag (550 PJ/j) levert een gebruik op van ruim 20 miljard m³ aardgas (ruim 650 PJ/j).

B.7.1 Technische mogelijkheden tot verwarmen zonder CO₂-emissies

De leidraad voor verwarmen zonder CO₂-emissie begint bij beperking van de energievraag, bijvoorbeeld door goed geïsoleerd en luchtdicht (ver)bouwen en zongericht verkavelen ('passief bouwen'). Hierdoor zal de warmtevraag afnemen van 550 tot 400 PJ/j (extra lage vraagscenario 300 PJ). Nieuwe gebouwen, die voldoen aan de EPC, zijn zeer goed geïsoleerd. De tweede stap vormt het gebruik van lokale duurzame energiebronnen (bodemwarmte, zonne-energie). Omdat het aanbod van zonnewarmte niet altijd matcht met de vraag naar warmte moet deze lokaal worden gebufferd. Dit kan o.a. in aquifers, watervoerende lagen in de bodem, waar 's zomers warmte in opgeslagen en 's winters warmte aan onttrokken wordt. De derde stap is het efficiënte gebruik van overige energiebronnen. Hieronder valt warmteterugwinning en benutting van restwarmte uit bijvoorbeeld industriële processen. Duidelijk wordt dat het onmogelijk is om te kiezen voor één concept voor CO₂-reductie in de gehele gebouwde omgeving. Tot slot worden CO₂-vrije energiedragers van elders (duurzame elektriciteit, groengas, waterstof) gebruikt om de gebouwen het hele jaar te koelen/verwarmen. Het ene systeem vergt een grotere ontwikkelingsstap en grotere investeringen dan het andere, maar biedt ook andere perspectieven qua volume van toepasbaarheid. Verder moet rekening gehouden worden met het verschil tussen de bestaande bouw en nieuwbouw + herstructurering, en met de dichtheid en de aard van de bebouwing.

Zo zijn niet alle technieken in zowel de bestaande bouw als nieuwbouw inzetbaar en/of even effectief.

In de gebouwde omgeving en de tuinbouw bestaan op basis hiervan in elk geval de volgende technische opties om te verwarmen zonder CO₂-emissies:

1. Micro-WKK met groengas(individueel).
2. Warmtepomp met groengas of elektriciteit (individueel).
3. Zonneboiler (inclusief ruimteverwarming, individueel).
4. Brandstofcel met waterstofgas (individueel).
5. Koude/warmteopslag, inclusief warmtepomp (individueel en collectief).
6. Decentrale WKK op basis van groengas(individueel/collectief).
7. Benutting laagwaardige restwarmte uit industrie (grootschalig collectief).
8. Aardwarmte (grootschalig collectief).
9. Biomassacentrale WKK (grootschalig collectief).
10. Elektrische verwarming (individueel).

Niet alle opties kunnen de gehele warmtevraag dekken (een zonneboiler kan dat alleen in combinatie met warmte/koude-opslag) of geheel CO₂-vrije warmte produceren of zijn dermate duur dat ze al op voorhand afvallen (waterstof: zowel dure brandstof als dure infrastructuur⁵³). Daarnaast kan een zonneboiler natuurlijk worden gebruikt in combinatie met een micro-WKK, een warmtepomp of KWO-systeem; dat zijn optimalisaties. In Tabel 29 zijn de opties opgenomen waarbij is weergegeven in welke situatie (bestaande bouw - nieuwbouw; individueel - collectief) deze opties aan de orde kunnen zijn (zonder economische afweging). De zonneboiler is bedoeld als onderdeel van een systeem dat zelfstandig zonder hulpenergie de warmtevraag kan dekken.

Tabel 29 Inzetbaarheid van CO₂-vrije technieken

| Warmte/koudeproductie | Energiedrager | Bestaande bouw | | Nieuwbouw | | Tuinbouw |
|--|---------------|----------------|-----------|-------------|-----------|----------|
| | | Individueel | Complexen | Individueel | Complexen | |
| 1. Micro-WKK | G | x | x | x | x | |
| 2. Warmtepomp | G of E | x | x | x | x | x |
| 3. Zonneboiler + opslag (passief gebouw) | - | | | x | x | |
| 4. Brandstofcel | G | x | x | x | x | |
| 5. KWO koude/warmteopslag | LTW | | x | | x | x |
| 6. Decentrale WKK | LTW | | x | x | x | x |
| 7. Warmte industrie | LTW | | x | | x | x |
| 8. Aardwarmte | LTW | | x | | x | x |
| 9. Biomassacentrale WKK | LTW | | x | | x | x |
| 10. All-electric | E | | | x | | |

In de tweede kolom is aangegeven welke energiedrager op gebouwniveau nodig is om CO₂-vrij warmte te kunnen produceren:

G = groengas.

E = CO₂-vrije elektriciteit.

LTW = lage temperatuur warmte.

⁵³ Waterstof wordt met in achtname van technologische ontwikkeling niet relevant gezien voor ruimteverwarming (bron: energietechnologieën in relatie tot energietransitie, ECN, 2004).



In Tabel 29 is nog geen rekening gehouden met de aard van de bebouwing (stedelijk of landelijk). Dat is met name voor grootschalige warmtelevering van belang. Dit is aan de orde bij afnemers waar grote hoeveelheden warmte op een beperkte locatie kunnen worden afgezet, met een min of meer voorspelbaar afnamepatroon over het jaar en bij voorkeur een beperkte gevoeligheid voor tijdelijke onderbrekingen van de levering. Daarbij kan worden gedacht aan tuinderscomplexen en stedelijke bebouwing. Als deze in de buurt liggen van industriële warmtebronnen ligt restwarmtebenutting voor de hand. Indien er aardwarmtebronnen in de buurt zijn kan dit ook als warmtebron dienen. Met behulp van warmtetransportsystemen is de warmte over afstanden tot circa 50 km te transporteren (bijvoorbeeld stadsverwarmings-systeem Tilburg/Breda vanuit Amercentrale). Voor de (nieuwe) bebouwing lijkt vergaande zelfvoorziening de trend, gebaseerd op maximale vraagverlaging met inzet van zonneboilers, warmtepompen, PV-systemen en Koude/Warmte-opslag. In en rond de tuinbouw en in de bestaande bebouwing waar geen warmtelevering haalbaar is, is ook de optie groengas relevant.

In Tabel 30 is weergegeven welke vorm van warmtevoorziening het meest voor de hand ligt afhankelijk van de aard van de bebouwing. Het optimale systeem is afhankelijk van lokale omstandigheden, kostprijsontwikkelingen van installaties en brandstoffen en wettelijke kaders. Het betreft hier systemen die in de volledige warmtevraag moeten kunnen voorzien.

Tabel 30 Overzicht systemen voor warmtevoorziening naar aard van de bebouwing

| | Grootschalige warmtenet (restwarmte, aardwarmte) | Groengas micro-WK, gaswarmtepomp | Elektrische warmtepomp | Kleinschalige Warmte (KWO, bio-WK) | Zonnewarmte (individueel) |
|-----------------------------------|--|----------------------------------|------------------------|------------------------------------|---------------------------|
| Bestaande gebouwen stedelijk | + | + | - | | |
| Bestaande gebouwen niet-stedelijk | | + | -/+ | | |
| Nieuwbouw Stedelijk | -/+ | | + | ++ | + |
| Nieuwbouw niet-stedelijk | | + | + | ++ | + |
| Kas bestaand | ++ | ++ | | | |
| Kas nieuwbouw | + | + | | + | |

Indien voldoende groengas beschikbaar is, is gaslevering de meest robuuste vorm om in de warmtevraag te voorzien. Relatief nieuwe woningen hebben een (fors) lagere warmtevraag dan oude, bijv. vooroorlogse woningen. Niet alle systemen kunnen in de warmtevraag van elk type woning voorzien, zoals geïllustreerd in Tabel 30.

B.7.2 Ontwikkeling gebouwenbestand

Om een inschatting te kunnen maken van de ontwikkeling van de laagwaardige warmtevraag in de verschillende segmenten (aard bebouwing) en de gevolgen daarvan voor de infrastructuur wordt allereerst een overzicht gegeven van de verwachte ontwikkeling van het gebouwenbestand. Daarbij is zo mogelijk onderscheid gemaakt naar woningbouw en utiliteitsbouw.

Woningbouw (woningvoorraad en verstedelijking)

Voor wat betreft de woningbouw is in Tabel 31 hieronder weergegeven hoe de woningvoorraad zich ontwikkelt van 2010 tot 2040 en welke mutaties het gevolg zijn van nieuwbouw en sloop van oude woningen. Cijfers van 2050 zijn niet voorhanden.

Tabel 31 Verwachte ontwikkeling woningvoorraad tot 2040 (mutaties)

| Jaar | Woningvoorraad op 1 januari | Mutaties a.g.v. nieuwbouw | Onttrekkingen (sloop) |
|-----------------|--|---------------------------|-----------------------|
| 2010 (t/m 2014) | 7.167.800 (10% nieuwbouw) | 347.500 | 105.900 |
| 2015 (t/m 2019) | 7.439.400 | 344.500 | 115.400 |
| 2020 (t/m 2024) | 7.698.600 (19% vooroorlogs) | 313.500 | 125.000 |
| 2025 (t/m 2029) | 7.917.000 | 263.500 | 131.600 |
| 2030 (t/m 2034) | 8.079.000 | 204.400 | 134.200 |
| 2035 (t/m 2039) | 8.179.200 | 159.400 | 134.100 |
| 2040 | 8.234.500 (11% vooroorlogs; 28% nieuwbouw) | | |

Bron: ABF (2009) o.b.v. CBS-data

Uit deze tabel blijkt dat het aantal woningen tussen 2010 en 2040 toeneemt met ongeveer 15%. De warmtevraag zal afnemen, omdat de woningen die erbij komen zeer goed geïsoleerd zullen zijn (1,6 miljoen), de "lekkere" woningen worden gesloopt (0,75 miljoen) en daardoor de gemiddelde warmtevraag sterk afneemt. In 2020 bestaat nog 19% van het woningenbestand uit vooroorlogse woningen. Ervan uitgaande dat alle onttrekkingen betrekking hebben op de sloop van vooroorlogse woningen, zal dit percentage van vooroorlogse woningen in 2040 naar verwachting gedaald zijn naar ongeveer 11%. Het aandeel nieuwbouwwoningen (gebouwd sinds 2000) bedraagt in 2040 ongeveer 28% (1,6 miljoen).

Van de woningvoorraad in 2010 neemt West-Nederland 48% voor zijn rekening. In de vier grote steden staan ruim 1 miljoen woningen, bijna 15% van de woningvoorraad. Van de in totaal in totaal 443 gemeenten is 16% 'sterk' of 'zeer sterk' verstedelijkt. Hier staat bijna de helft van de totale woningvoorraad, namelijk 49% (Milieucompendium, 2010)⁵⁴. Van de nieuwbouw in de periode 2000-2008 buiten bestaand gebied grensde het grootste deel direct aan bestaand bebouwd gebied of werd gebouwd in clusters daarbuiten. In die periode werd slechts 3% van de totale bruto nieuwbouw verspreid in het buitengebied gebouwd. (Milieucompendium, 2010).

Conclusies ontwikkeling woningvoorraad woningbouw

- Het aantal woningen neemt tussen 2010 en 2040 toe met 15%; de warmtevraag zal dalen doordat nieuwe woningen een zeer lage vraag hebben en ook bestaande woningen sterk worden geïsoleerd.
- Het aandeel vooroorlogse woningen daalt tussen 2010 en 2040 van 19% naar 11%.
- Het aandeel nieuwbouwwoningen (gebouwd > het jaar 2000) stijgt tussen 2010 en 2040 van 10% naar 28% (2,3 miljoen van 8,3 miljoen).
- In 2010 staat bijna de helft van de woningvoorraad in (sterk) verstedelijkt gebied. Ook de meeste nieuwbouw (periode 2000 - 2008) wordt gerealiseerd in/bij verstedelijkt gebied (97%).

⁵⁴ Onder de CBS-indeling 'sterk' en 'zeer sterk' vallen alle gemeenten met gemiddeld meer dan 1.500 adressen per km².



Utiliteitsbouw

In Figuur 25 is de opbouw van de huidige utiliteitssector weergegeven.

Figuur 25 Ontwikkeling gebouwvoorraad utiliteitsbouw



Bron: Platform Nieuw Gas, 2008

Uit de figuur is op te maken dat 50 tot 60% van de gebouwvoorraad van vóór 1975 stamt. Ook is 50 tot 60% van de totale gebouwvoorraad nog nooit of vóór 2000 gerenoveerd. Er mag dus worden verwacht dat er de komende jaren behoorlijk wat nieuwbouw of renovatie zal plaatsvinden. Dit zal waarschijnlijk leiden tot een afname van de warmtevraag, maar zal de vraag naar koeling doen stijgen als gevolg van hogere comforteisen en verbeterde isolatie. Ook wordt verwacht dat het gebouwoppervlak voor utiliteit in de toekomst zal toenemen, wat een stijging van de warmte- en koudevraag tot gevolg heeft. Ingeschat wordt dat het netto-effect van deze ontwikkelingen een daling van het primaire energieverbruik in de utiliteitssector is, zie Figuur 27 hieronder.

Conclusies ontwikkeling voorraad utiliteitsbouw

- 50 tot 60% van de voorraad stamt van vóór 1975. Ook is 50 tot 60% van de totale gebouwvoorraad nog nooit of vóór 2000 gerenoveerd. Er wordt dan ook aanzienlijke nieuwbouw/renovatie verwacht.
- (Gemiddeld) gebouwoppervlak neemt toe.
- Netto invloed op de warmtevraag is een daling; koudevraag stijgt.
- Karakteristiek diverse utiliteitsgebouwen zijn bepalend voor energievraag (verhouding elektriciteits-/warmtevraag). Er is weinig informatie bekend over hoe de samenstelling van het utiliteitsbestand zich op dit punt zal ontwikkelen.
- De utiliteitsbouw is overwegend in stedelijk gebied aanwezig.

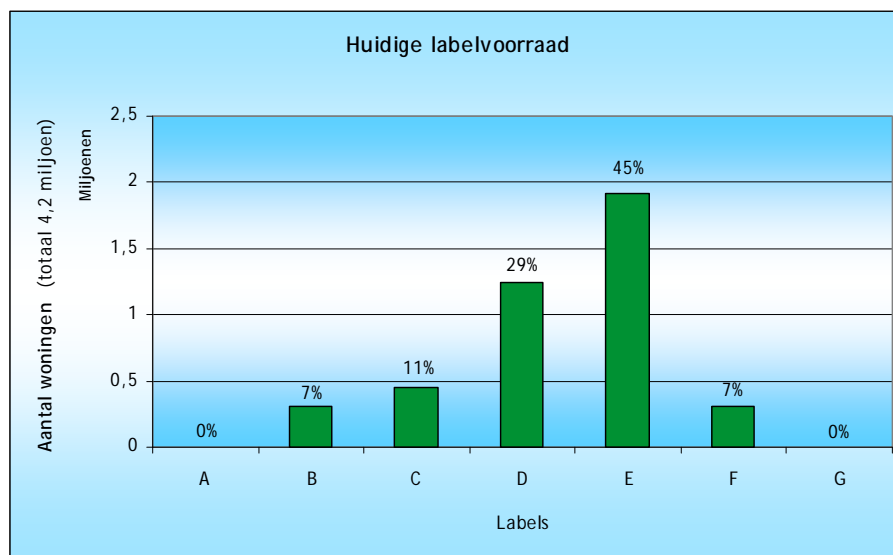
B.7.3 Ontwikkeling warmtevraag

In de vorige paragraaf is een beeld geschetst van de verwachte ontwikkelingen rond de voorraad aan woningen en utiliteitsbouw. In deze paragraaf wordt dieper ingegaan op de vraag welk type gebouwen in deze sectoren hun warmtevraag sterk zouden kunnen verlagen. Daarbij wordt afzonderlijk gekeken naar het vraagreductiepotentieel van bestaande bouw en nieuwbouw.

Bestaande bouw - woningbouw

Het Energielabel is sinds 1 januari 2008 verplicht bij de nieuwbouw, verkoop of verhuur van gebouwen en geeft informatie over de (gemiddelde) energieprestatie van een woning. Het toebrengen van woningen naar een hoger label betekent ook dat de warmtevraag van dergelijke woningen zal afnemen. Veel bestaande woningen (gebouwd voor 2000) hebben momenteel een laag energielabel. Het overgrote deel van de bestaande woningvoorraad beschikt namelijk over een label D (29%) of E (45%). Circa 18% heeft een relatief hoog label (B of C) en 8% heeft vermoedelijk een F- of G-label (CE, 2009).

Figuur 26 Labels van huidige woningvoorraad



Bron: CE Delft (2009).

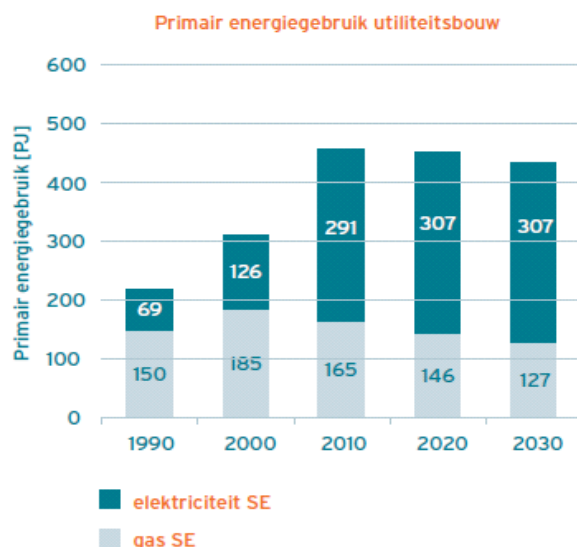
Tegen aanvaardbare kosten is een halvering van de warmtevraag in deze woningen mogelijk met nu reeds bekende technieken:

- Vloer-, dak- en gevelisolatie.
- HR++ glas (dubbel glas).
- Combi-tapketel (HR 107).
- collectieve ketel (HR 107).
- individuele of collectieve zonneboiler.

De verwachting is dat de vooroorlogse woningen gemiddeld 15% lager warmtevraag kunnen halen of worden gesloopt en dat de woningen gebouwd na 1945 en voor 2000, in het jaar 2050 een besparing kunnen realiseren van gemiddeld 40% (of zullen zijn gesloopt).

Utiliteitsbouw

Figuur 27 Ontwikkeling energievraag in de utiliteitssector



Bron: Platform Nieuw Gas, 2008.

Bij de inpassing van nieuwe energiesystemen is het van belang rekening te houden met het verschillende karakter van de diverse utiliteitsgebouwen en de energievraag die daaruit voortvloeit (verhouding elektriciteits- en warmte/koudevraag bijvoorbeeld). In Tabel 32 is dit te zien.

Tabel 32 Kengetallen verschillende sectoren utiliteitsbouw

| Sector | Aantal gebouwen | Totaal energieverbruik MJ/m ² | Indicatieve oppervlakte per gebouw | Verhouding warmte/elektriciteit |
|-------------------------|-----------------|--|------------------------------------|---------------------------------|
| Ziekenhuis & verpleging | 6.300 | 1.700 | 2.650 m ² | 0,9 |
| Onderwijs | 13.700 | 820 | 2.050 m ² | 1,4 |
| Kantoor | 60.000 | 1.250 | 650 m ² | 0,6 |
| Winkels | 144.000 | 1.950 | 250 m ² | 0,3 |

Bron: Platform Nieuw Gas, 2008; Agentschap NL, 2006.

Het type gebouw bepaalt in belangrijke mate het potentieel voor energiebesparing (vraagreductie). Kantoren en winkels kennen een relatief hoge elektriciteitsvraag t.o.v. de sectoren onderwijs en ziekenhuis & verpleging.

Nieuwbouw - woningbouw

De energieprestatiecoëfficiënt (EPC) van een woning drukt de energetische prestatie van een woning uit. Deze energieprestatie heeft uitsluitend betrekking op het gebouwgebonden energiegebruik. Dat is de energie die nodig is voor het verwarmen of koelen van het binnenklimaat, het warm tapwater en de verlichting. De EPC van een woning X wordt berekend door het energiegebruik voor verwarming, warm tapwater, verlichting en ventilatie bij elkaar op te tellen en daar de m.b.v. zonnepanelen opgewekte elektriciteit en warmte vanaf te trekken. Dit energiegebruik van woning X wordt vervolgens gedeeld

op het genormeerde energiegebruik van een vergelijkbare woning⁵⁵. In formulevorm ziet dit er als volgt uit:

$$\text{EPC} = \frac{\text{totale energiegebruik woning X}}{\text{norm energiegebruik woning X}}$$

Het totale energiegebruik van de woning wordt bepaald door de energie die aan de woning wordt geleverd om de transmissie- en ventilatieverliezen, het elektriciteitsverbruik voor verlichting en pompen te dekken. Hierbij wordt alleen ter plekke op het eigen perceel geproduceerde warmte (zon, warmtekracht en bodem) en elektriciteit van zonnepanelen in mindering gebracht op de te leveren hoeveelheid energie. De elektriciteitsvraag wordt met een omrekenfactor (0,39) teruggerekend naar primair energiegebruik. Hierbij speelt het geen rol of groene stroom of groengas wordt ingekocht.

De waarde van de berekende EPC mag niet hoger zijn dan de EPC-eis die in het Bouwbesluit staat. Voor woningbouw gaat de EPC van 0,8 naar 0,6 in 2011 en 0,4 in 2015 met als doel de energieneutrale woning in 2020 (bron: werkprogramma Schoon & Zuinig, Europese richtlijn klimaatneutraal). Een verlaging van de EPC kan op verschillende manieren worden bereikt:

- extra isolatie, HR-glas en passieve zonne-energie;
- efficiencyverbetering van installaties in de gebouwen (micro-WKK, elektrische warmtepomp);
- duurzame energie in op, of om de woning;
- warmtelevering met restwarmtebenutting uit elektriciteitscentrales of aardwarmte in plaats van CV-ketel.

Met betrekking tot de warmtevoorziening is het rendement waarmee in de warmtebehoefte wordt voorzien (van primaire naar finale energie) maatgevend voor de hoogte van de EPC. Wanneer een woning voorzien is van een warmtepomp voor verwarming/koeling en de elektriciteit volledig met eigen zonnepanelen wordt opgewekt daalt de EPC naar nul⁵⁶. In zo'n energieneutrale woning kan de warmtevraag enkel worden ingevuld door extreme isolatie en door gebruik te maken van zonne-energie. Levering van warmte, gas of elektriciteit van buiten het perceel ten behoeve van de warmte/koudevraag is daarom dan niet meer aan de orde.

De systematiek van de EPC gaat ervan uit dat de EPC omlaag kan worden gebracht door de vraag te verlagen en lokaal meer energie op te wekken waardoor minder energie van het openbare elektriciteits- en gasnet hoeft te worden afgenomen. Het voorzien in een (deel van) de warmtebehoefte met behulp van (groen) gas leidt dan ook niet tot een lagere EPC, omdat daarmee weliswaar de CO₂-prestatie van de warmtevoorziening verbetert, maar niet de mate waarin een woning voor haar energiegebruik 'leunt' op het gasnet⁵⁷.

In 2050 zal 30% van de woningen gebouwd zijn na 2000, waarvan de helft na 2020. Deze laatste groep zal geen energie van buiten het perceel (gas, warmte, elektriciteit) geleverd krijgen voor verwarming/koeling.

Met betrekking tot de opwarmnelheid van de installatie en extreme weersomstandigheden zijn eisen opgenomen in het Bouwbesluit waar alle gebouwen, met elk toegepast systeem, aan moeten voldoen.

⁵⁵ De exacte berekeningsmethodiek is vastgelegd in NEN-norm 5128:2004 (momenteel is een nieuwe NEN-norm in ontwikkeling: 7120).

⁵⁶ Bron: <http://www.clubgreen.nl/vraag/Het-energie-nul-concept.html>.

⁵⁷ In de Lijst van maatregelen op de website van Agentschap NL wordt het voorzien in de warmtebehoefte m.b.v. groen gas ook niet gewaardeerd. Zie: <http://www.senternovem.nl/epr/maatregelen/index.asp>.



Nieuwbouw - utiliteitsbouw

In 2017 moet de nieuwbouw 50% energie-efficiënter zijn (Werkprogramma Schoon & Zuinig). De lijst met maatregelen voor het verlagen van de EPC in de sector woningbouw geldt ook voor de utiliteitssector. De verwachting is dat utiliteitsgebouwen vanaf 2020 ook energieneutraal gebouwd zullen moeten worden. In 2050 zal 30% van de utiliteitsgebouwen gebouwd zijn na 2000.

Glastuinbouw

Met betrekking tot de toekomst, becijfert de Referentieraming dat het glasareaal toeneemt van 10.540 hectare in 2005 tot 11.080 hectare in 2020; een toename van 5% (ECN, 2010 o.b.v. LEI-cijfers 2010)⁵⁸. Het finale warmteverbruik voor de landbouwsector wordt geschat bij een toenemend areaal (Bron: Referentieraming 2010 - 2020)⁵⁹. De sector heeft zich vastgelegd op het ontwikkelen van de klimaatneutrale kas en benutting van restwarmte. In de Referentieraming wordt ingeschat dat de finale warmtevraag, toe te rekenen aan de sector landbouw (voornamelijk glastuinbouw), in 2020 tussen de 95 en 110 PJ zal bedragen, afhankelijk van de beleidsinspanningen om deze warmtevraag te reduceren⁶⁰. Momenteel bedraagt de warmtevraag van de sector landbouw ongeveer 91 PJ.

B.8 Capaciteitsontwikkeling gasinfrastructuur

Uitgaande van de in de vorige paragraaf genoemde systemen is het relevant om inzicht te hebben in de gevolgen voor de netcapaciteit van het gasnet in zowel bestaande als nieuwe situaties. Daarbij is het met name van belang te kijken naar (de ontwikkeling van) de piekvraag naar warmte, omdat die bepaalt wat de capaciteit van de infrastructuur moet zijn.

Ook kan, naast de energievraag voor verwarming/koeling, de levering van gas voor koken een optie zijn die de capaciteitsontwikkeling van de lokale gasinfrastructuur bepaalt. Gebruik hiervan zal afhangen van lokale omstandigheden en de noodzaak om tot 100% CO₂-reductie te komen.

Om in de piekvraag aan warmte te kunnen voldoen (situatie als het buiten -17 °C is) geldt op dit moment een gemiddelde capaciteit van 1 m³ gas per uur per woning. Hierbij is rekening gehouden met het feit dat deze piekvraag zich niet bij alle woningen op (exact) hetzelfde moment voordoet. Hierdoor is deze piekcapaciteit lager dan wanneer uitgegaan zou zijn van volledige gelijktijdigheid; per woning is de afname in de piek namelijk hoger (10 kWth). Bij het inschatten van de effecten van de toekomstige invulling van de laagwaardige warmtevraag zal niet alleen met het verwachte volume van de warmtevraag rekening moeten worden gehouden, maar ook met (de ontwikkeling van) de winterpiek. De capaciteit van de netten (gas, elektriciteit of warmte) zal geschikt moeten zijn om op de koudste dag voldoende energie te kunnen leveren om de gebouwen op een acceptabel comfortniveau te brengen. Per gebouw zal de piekvraag in woningen nauwelijks afnemen omdat die vooral afhangt van de

⁵⁸ Volgens het LEI waren er in 2007 in totaal 384 kassen (223 nieuwbouw, herbouw en uitbreiding en 161 herstel en verbouw).

⁵⁹ Daarbij staat 'RR2010-0' voor de situatie zonder Schoon & Zuinig beleid; 'RR2010-V' voor de situatie met vastgesteld beleid en 'RR2010-VV' voor de situatie waarin ook voorgenomen beleid wordt meegenomen.

⁶⁰ Voor 2030 wordt ingeschat dat de warmtevraag van de sector landbouw ligt tussen de 105 en 120 PJ en voor 2040 tussen de 115 en 140 PJ (zie: MONITweb van ECN: <http://www.energie.nl/index4.html>)



installatie die wordt geplaatst. De gelijktijdigheid van de piek in een wijk zal wel afnemen doordat per woning de installatie korter op maximaal vermogen produceert, doordat de woning eerder op temperatuur is. Door regelapparatuur is de gelijktijdigheid verder te verkleinen.

B.8.1 Koude/warmteopties

De opties om de gebouwen zonder CO₂-emissies te verwarmen, zoals geschetst in de vorige paragraaf, kunnen worden geclusterd in

- grootschalige warmtenetten (restwarmte industrie, aardwarmte);
- groengas (individueel ten behoeve van micro-WK, gaswarmtepomp);
- elektrische warmtepomp;
- kleinschalige warmte (KWO, bio-WK);
- zonnewarmte inclusief warmteopslag (individueel).

Bij elk van deze opties is aangegeven hoe tijdens de winterpiek het comfort kan worden gewaarborgd.

Grootschalige warmtenetten worden zodanig ontworpen dat de restwarmtebron ongeveer 90% van de warmtevraag (volume) dekt door de helft van het maximale vermogen te leveren. De resterende 50% van dit maximale vermogen wordt geleverd met hulpwarmte-installaties (HR-ketels) die gevoed worden met aardgas. Hierbij bestaat de mogelijkheid om in de CO₂-vrije-toekomst

- deze ketels met groengas te voeden; of
- de CO₂ af te vangen als aardgas de energiebron blijft.

Het is economisch niet mogelijk om de volledige capaciteit uit de restwarmtebron (of aardwarmtebron) te halen. De investeringen verdubbelen terwijl het slechts voor 10% van de warmtevraag is.

Groengas kan op eenvoudige manier het aardgas vervangen. In de gebouwen hoeft geen enkele aanpassing te worden gedaan. Wel zal de warmtevraag lager zijn dan de huidige door het eerdergenoemde energiebesparingsbeleid. De piekvraag per woning zal iets afnemen, maar de gelijktijdigheid op wijkniveau neemt sterker af. Het huidige gasnet heeft daarom voldoende capaciteit en behoeft geen aanpassingen. Met name voor woningen in niet-stedelijke gebieden waar geen collectieve warmteopties haalbaar zijn, is groengas een serieuze optie. In principe kan groengas voor alle gebouwen het aardgas vervangen mits voldoende beschikbaar.

Op dit moment wordt bij **elektrische warmtepompen** vaak een bijverwarming in de vorm van een elektrische weerstandverwarming (6 kWe) geplaatst voor het leveren van de piekvraag. Als dit de standaard wordt voor nieuwe woningen dan kan de piekbelasting van een woonwijk extreme gevolgen hebben voor het elektriciteitsnet. In paragraaf B.3.1 is uitgegaan van elektrische warmtepompen met én zonder bijverwarming. Als de helft van de woningen (4 miljoen) in 2050 een piekverwarming van 6 kWe zou hebben en de gelijktijdigheid van nieuwe woningen 0,5 bedraagt, dan moet alleen voor de piekvraag van deze woningen 12.000 MWe aan centrales extra worden gebouwd en in bedrijf worden gehouden tijdens de winterpiek. Ook het lokale elektriciteitsnet zal voor wijken met veel warmtepompen extra zwaar moeten worden uitgelegd. Het mag duidelijk zijn dat dat geen maatschappelijk verantwoorde oplossing zal zijn. Het is noodzakelijk om te zoeken naar optimale oplossingen over de gehele keten van het energiegebruik.

De bijstook is nodig in die situaties waar de compressor het niet alleen af kan. Dat zullen korte perioden zijn: de winterpiek en na stroomuitval duurt het wat tijd voordat de compressor het weer alleen afkan. Het ligt derhalve voor de hand dat de bijstook beter met gas afgewikkeld kan worden, dan wel achterwege kan blijven door toepassing van een warmteopslagbuffer of een aange-



paste warmtepomp; deze zijn inmiddels op de markt. Elektrische bijstook heeft niet alleen voor het benodigde productievermogen maar ook voor de aansluitcapaciteit enorme consequenties. Daarom zijn er voor de analyses in B.3.1 twee varianten bepaald: één met en één zonder elektrische bijstook. Door goede kostentoerekening, zoals de in gang gezette capaciteitsvergoeding, en door afstemming tussen netbeheerders en projectontwikkelaars en gemeenten, kan voorkomen worden dat er massaal elektrische warmtepompen met een fors bijstookvermogen worden geplaatst. Uitgaande van een al sterk gereduceerde warmtevraag zijn daarom de technische opties voor de piekvraag:

- warmteopslagsystemen op woningniveau (voorradavaten en thermische zouten, bron: Ecofys, 2006; TNO, 2004). Op dit moment zijn die nog niet commercieel beschikbaar, maar de verwachting is dat dat op een termijn van 40 jaar wel goed mogelijk is tegen aanvaardbare kosten;
- grotere capaciteit warmtepomp zonder bijstook met aangepaste regeling zodat zoveel mogelijk gelijkmatige temperatuur wordt behouden;
- een eenvoudige CV-ketel met gasaansluiting.

Kleinschalige (collectieve) warmtesystemen (bio-WK, KWO) zijn vooral toepasbaar voor utiliteitsgebouwen, kassen en voor geconcentreerde nieuwbouw. Ook dit soort systemen werkt met een hulpwarmtekotel voor de piekvraag; op dit moment een HR-ketel gestookt met aardgas. Afvangen en opslaan van CO₂ bij dergelijke lokale systemen is op dit moment technisch/economisch niet voorzienbaar. Opties voor het piekvermogen bestaan uit:

- groengas;
- warmteopslagsystemen.

Tabel 33 Overzicht warmteopties (zichtjaar 2050)

| Zichtjaar 2050 | Aandeel aantal gebouwen | Aandeel warmte/koudevraag | Technische systemen |
|--|-------------------------|---------------------------|--|
| Gebouwen voor 2000 stedelijk | 35% | 50% | - grote collectieve warmte - groengas (indv) - kleine coll warmte |
| Gebouwen voor 2000 niet-stedelijk | 30% | 25% | - groengas (indv) - elektr. wp (indv) - kleine coll warmte - zonneboiler+opslag |
| Nieuwbouw vanaf 2000 Stedelijk | 25% | 10% | - groengas (indv) - elektr. wp (indv) - kleine coll warmte - zonneboiler+opslag |
| Nieuwbouw vanaf 2000 niet-stedelijk | 5% | <1% | - groengas (indv) - elektr. wp (indv) - kleine coll warmte - zonneboiler+opslag |
| Kassen | <1% | 15% | - grote collectieve warmte - kleine warmtesystemen |

Zonnewarmte is met name geschikt voor woningen met een zeer lage warmtevraag (passieve woningen). Daarnaast zal de techniek gebruikt worden voor grotere woningen en utiliteitsgebouwen in combinatie met warmtepompen, KWO en micro-WK. Hier richten we ons op die woningen die alleen gebruik maken van de zonnewarmte. Uitgaande van een zeer sterk gereduceerde warmtevraag zijn de technische opties voor de piekvraag:

- Warmteopslagsystemen op woningniveau (voorraadvaten en thermische zouten, bron: Ecofys, 2006; TNO, 2004). Op dit moment zijn die nog niet commercieel beschikbaar, maar de verwachting is dat dat op een termijn van 40 jaar wel goed mogelijk is tegen aanvaardbare kosten.
- Grotere capaciteit warmtepomp zonder bijstook met aangepaste regeling zodat zoveel mogelijk gelijkmatige temperatuur wordt behouden.
- Een eenvoudige CV-ketel met gasaansluiting.

Toch aardgas?

In tabel 5 is aangegeven, dat de grootste warmtevraag in 2050 aanwezig is in de huidige bestaande bouw en in de glastuinbouw. Tevens is aangegeven met welke technische systemen CO₂-vrije-warmte in de segmenten van de gebouwde omgeving kunnen voorzien. De energiebehoefte voor de piek is bepalend voor de inzet van gas. Deze energiebehoefte bedraagt circa 10% van de totale warmtevraag qua volume, maar kan meer dan 50% van het vermogen betreffen. Het is denkbaar dat de piek in een aantal gebieden met aardgas geleverd blijft worden, inclusief de CO₂-emissies, omdat het alternatief te kostbaar kan zijn.

In stedelijke gebieden (60% van de warmtevraag in 2050) zijn warmteprojecten economisch mogelijk waarbij de piekverwarming met groengas kan worden gedaan. Dit betreft dan vooral het middendruk gasnet. Als het gasnet gevoed zou blijven met aardgas, dan wordt de CO₂-reductie 90% in plaats van 100%.

In niet-stedelijk gebied (25% van de vraag in 2050) zijn individuele warmteinstallaties kansrijker, gebaseerd op groengas of elektriciteit (warmtepompen). Voorkomen moet worden dat warmtepompen met een groot elektrisch bijstookvermogen worden uitgerust; technisch is dat nu al mogelijk. Gas kan ook bij elektrische warmtepompen met een eenvoudige CV-ketel de piek verzorgen. En ook hier kan bij onvoldoende beschikbaarheid van groengas, aardgas verstoekt worden met een beperkte CO₂-emissie.

B.8.2 Conclusies

Het uitgangspunt om zonder CO₂-emissie in de vraag naar laagwaardige warmte te voorzien zal als eerste stap moeten worden gerealiseerd door een drastische reductie van de vraag naar warmte/koude. Indien groengas in voldoende mate tegen redelijke prijzen beschikbaar is voor de kleinverbruiker, zal gas ook in 2050 op lokale schaal een rol spelen. Als dat niet het geval is, bijvoorbeeld doordat biomassa voor andere toepassingen een hogere preferentie krijgt (zie Bijlage S over concurrentie biomassa), dan zullen elektrische warmtepompen, zonneboilers en klein- en grootschalige warmtenetten met verschillende energiebronnen de plaats van gas innemen. In de drie scenario's is een verschillende rol voor gas toebedeeld waarbij het beslag op biomassa sterk verschilt. Ten behoeve van de warmtelevering in de stedelijke gebieden zullen warmtetransportnetten en -distributienetten moeten worden aangelegd. In landelijke gebieden is de keuze tussen groengas en elektriciteit (voor elektrische warmtepomp en zonneboiler) als bron voor de warmtevraag.

Zeer belangrijk bij de keuze voor de energie-infrastructuur voor het voorzien in de laagwaardige warmtebehoefte zijn de momenten dat een grote capaciteit is vereist, zoals de koude winterochtend (tot -17 °C). Op dit moment is het gasnet uitgelegd op het kunnen leveren van 5 miljoen m³ per uur om alle gebouwen in Nederland te kunnen verwarmen op zo'n extreem moment. Als de gasgestookte CV wordt vervangen door extra isolatie + een elektrische warmtepomp, dan kunnen er op lokaal niveau grote problemen ontstaan indien de warmtepomp is voorzien van elektrische bijverwarming omdat daarvoor het elektriciteitsnet extra moet worden verzaamd, bovenop de verzwaring zoals hiervoor beschreven. Bovendien zal er dan ook extra capaciteit in elektriciteitscentrales beschikbaar moeten zijn. Gas zal bij veel installaties (hulp-



warmteketels collectieve warmtenetten, groengas micro-WK) in alle scenario's nog een belangrijke rol spelen, zij het dat het volume vaak uiterst beperkt is. Op lokaal niveau en onder invloed van landelijke regels zullen de keuzes gemaakt worden voor de beste manier om de warmtevraag te dekken. In stedelijke gebieden, gebouwd voor 2000 zal afhankelijk van het scenario (A en C) overwegend warmtelevering worden toegepast waarbij het gasnet zorgt voor de piekvraag. In het scenario met veel groengas (scenario B) zal de piekvraag geen probleem opleveren omdat het huidige gasnet voldoende capaciteit heeft. In nieuwbouwggebieden (tot 2020) moet in alle scenario's voorkomen worden dat de piekvraag met elektrische bijverwarming moet worden geleverd omdat dit forse uitbreidingen van de elektriciteitsnetten vereist. Nieuwbouwggebieden na 2020 zullen energieneutraal worden gebouwd en alleen een elektriciteitsaansluiting krijgen voor de elektrische functies. Qua volume zal het gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving grotendeels verdwijnen vanwege de CO₂-emissies bij verbranding en het ontbreken van technieken op het niveau van huishoudens rendabel CO₂ af te vangen en op te slaan. Voor de piekbehoefte aan warmte zou aardgas nog een rol kunnen spelen. De CO₂-emissies die hiermee gepaard gaan zijn relatief gering. In een deel van de gebouwde omgeving zal groengas de rol van aardgas overnemen (het aandeel verschilt sterk in de scenario's, en is maximaal in scenario B). Vanwege de piekvraag van warmte zal de transportcapaciteit van gas in de (bestaande) gebouwde omgeving gehandhaafd blijven, ondanks een daling van de volumevraag naar laagwaardige warmte in de gebouwde omgeving.

B.9 Bronnen

- Opgave van kentallen door experts van Alliander en Enexis aan werkgroep NET-document.
- Modelberekeningen Enexis m.b.t. elektrische mobiliteit.
- http://www.welvaartenleefomgeving.nl/pdf_files/A03_Werken.pdf.
- http://www.welvaartenleefomgeving.nl/pdf_files/A02_Wonen.pdf.
- (Laborelec, 2009): De invloed van een decentrale energievoorziening op het gas- en elektriciteitsnet. Hermes DG fase 2 rapport. Juli 2009.
- Actualisatie referentieramingen Energie en emissies 2008-2020; Daniëls (ECN), Van der Maas (ed) (PBL), augustus 2009.
- Energietechnologieën in relatie tot energietransitie, ECN, 2004
- Referentieraming energie en emissies 2010 - 2020 (ECN/PBL, April 2010)
- Energie- en CO₂-besparingspotentieel van micro-wkk in Nederland (2010 - 2030) - update 2008; COGEN, ECN, Ecofys, TNO, mei 2008.
- Energieprestatie-eisen bestaande woningen (CE Delft; 2009); Groot, Wilders, Rooijers et al.
- Energiebesparingsmonitor Gebouwde Omgeving 2006, SenterNovem voor VROM/DGW programma Kompas, december 2006
- Woningvoorraadgegevens Syswov 2009, ABF Research (H.J. den Otter) in opdracht van VROM, januari 2010.
- Kenschets van de Nederlandse glastuinbouw; Wetzels, Van Dril, Daniëls (ECN), december 2007;
- Land- en tuinbouwcijfers 2008; LEI/CBS, juli 2008
- Milieucompendium (geraadpleegd eind september 2010): <http://www.compendiumvoordeleefomgeving.nl/publicatie/Monitor%20Nota%20Ruimte%202010>;
- Gas aan het werk! Visie op decentrale gastoeepassingen in de gebouwde omgeving; Platform Nieuw Gas, april 2008





Bijlage C Regelgeving

C.1 Inleiding

In deze bijlage wordt gekeken naar mogelijke belemmeringen die regelgeving opwerpt (en wellicht ook kansen schept) voor de realisatie van elk van de drie transitie-scenario's uit dit rapport. Aan de hand van de analyse in deze bijlage kan een inschatting worden gemaakt of, en zo ja welke, aanpassingen van regelgeving nodig zijn om de verschillende transitie-scenario's mogelijk te maken en te faciliteren. Daarbij komen zowel wettelijke belemmeringen als ook economische belemmeringen aan bod. Wettelijke belemmeringen ontstaan wanneer iets niet of onvoldoende geregeld is. Een voorbeeld hiervan is hoe met een technische belemmering als congestie op het net moet worden omgegaan. Economische belemmeringen gaan over de vraag of een netbeheerder kosten voor noodzakelijke transitie-investeringen gedekt kan krijgen in zijn transporttarieven. De inkomsten van netbeheerders worden immers gereguleerd en een netbeheerder mag uitsluitend (efficiënte) kosten in zijn transporttarieven verrekenen als deze zijn gemaakt voor de uitvoering van zijn wettelijk vastgestelde taken.

In het tweede deel van deze bijlage wordt ook ingegaan op andere acties vanuit de netbeheerders, bijvoorbeeld gericht op het wegnemen van onzekerheden door het inrichten van proeftuinen voor bepaalde ontwikkelingen.

De drie energietoekomstscenario's kunnen de volgende gevolgen hebben voor de hoofdinfrastructuur (elektriciteit: hoogspanningsnet en gas: hoge druknet) en regionale en lokale netten (distributienetten).

1. Zowel het hoogspanningsnet als de regionale elektriciteitsnetten voor elektriciteit moeten (substantieel) worden verzwakt (alle scenario's).
2. Het net wordt 'slim' en flexibeler regelbaar ('demand en supply side management'). De verwachting is dat dit zich vooral in de distributienetten afspeelt, bijvoorbeeld als de elektrische auto 'doorbreekt' en als opslagcapaciteit zou kunnen gaan fungeren voor elektriciteit opgewekt met windmolens (alle scenario's, maar met name relevant bij scenario A).
3. Warmtenetten gaan zich verder ontwikkelen en meer en meer afnemers worden op een (duurzaam) warmtenet aangesloten. Dit speelt zich vooral af op wijk-/lokaal niveau (alle scenario's).
4. Er vindt toenemende invoeding van groengas plaats wat wellicht andere eisen stelt aan de bestaande netten. De capaciteitsvraag gas verandert niet/neemt af (alle scenario's, maar vooral relevant bij scenario A vanwege de inzet van biomassa).
5. In de scenario's B en C is aanzienlijke opslagcapaciteit voor CO₂ nodig. Het is nog onduidelijk of en welke rol netbeheerders in dat verband krijgen.

In deze bijlage worden bovengenoemde gevolgen voor de infrastructuur besproken en wordt bekeken in hoeverre regelgeving deze voorziene gevolgen van de energietransitie al dan niet in de weg staat. Allereerst wordt echter kort het wettelijk kader waarbinnen netbeheerders opereren, beschreven.



C.2 Relevante wet- en regelgeving energie-infrastructuur

In dit onderdeel komt de huidige relevante wet- en regelgeving kort aan bod. Allereerst de Elektriciteits- en Gaswet en vervolgens de Warmtewet. Ook wordt kort ingegaan op (het ontbreken van) regelgeving voor CO₂-opslag. We gaan hier vooralsnog uit van de huidige rol van de netbeheerder. De behoefte in het faciliteren van de energietransitie door netbeheerders zou kunnen betekenen dat het gewenst is dat netbeheerders nieuwe taken op zich nemen. Hierbij kan gedacht worden aan een rol bij energieopslag, energiebesparingsadviezen, transport/opslag van CO₂ en dergelijke. Het wettelijke kader zou hier dan op aangepast moeten worden.

C.2.1 Elektriciteit en Gas

Elektriciteitswet 1998 en Gaswet

In de Elektriciteitswet 1998 en Gaswet zijn de formele taken en verplichtingen van een netbeheerder vastgelegd. Zo heeft bijvoorbeeld iedereen die daarom vraagt recht op aansluit- en transportcapaciteit; de netbeheerder moet daarvoor zorgen. Regionale netbeheerders zijn verantwoordelijk voor het beheer van de elektriciteitsnetten tot en met 50 kV en regionale gasnetten. De landelijke netbeheerder elektriciteit (TenneT) is verantwoordelijk voor het beheer van de elektriciteitsnetten vanaf 110 kV. De landelijk netbeheerder gas (GTS) is verantwoordelijk voor het beheer van de landelijke gasnetten. In de TarievenCode is geregeld aan welke randvoorwaarden de tarieven van netbeheerders moeten voldoen (kostenoriëntatie bijvoorbeeld). De hoogte van de individuele transporttarieven zijn voor kleinverbruikers gebaseerd op de capaciteit van een elektriciteits- en gasaansluiting en niet meer op verbruik⁶¹. Verder is het van belang op te merken dat in Nederland enkel eindverbruikers een transporttarief betalen; producenten betalen geen tarief voor het transport van de elektriciteit die op het net wordt ingevoerd. De technische codes (o.a. Netcode) bepalen aan welke technische eisen de netten moeten voldoen.

Netbeheerders mogen enkel de (gemiddelde) efficiënte kosten in rekening brengen aan afnemers via de aansluit- en transporttarieven (maatstafconcurrentie) en tarieven voor systeemdiensten (TenneT, GTS). Om dat te bereiken wordt door de NMa een zogenoemde doelmatigheidskorting toegepast wat ertoe leidt dat de toegestane tariefinkomsten van netbeheerders elk jaar met gemiddeld x procent omlaag of omhoog gaan. Regionale netbeheerders moeten met elkaar concurreren op het gebied van efficiëntie van hun dienstverlening (maatstafconcurrentie). Efficiënte netbeheerders krijgen een lagere doelmatigheidskorting ('x') opgelegd dan minder efficiënte netbeheerders. De NMa stelt naast een doelmatigheidskorting voor regionale netbeheerders ook een zogenoemde kwaliteitsterm vast (enkel bij elektriciteit). Als een regionale netbeheerder een hogere kwaliteit⁶² levert dan het Nederlandse gemiddelde dan mag hij hogere tarieven rekenen; als hij een lagere kwaliteit levert dan moet hij lagere tarieven rekenen. De vastgestelde kwaliteitsterm bepaalt hoeveel hoger of lager de tarieven mogen/moeten zijn. In uitzonderingsgevallen kan een regionale netbeheerder te maken hebben met regionale omstandigheden die hij niet kan beïnvloeden en die structureel tot meerkosten leiden. Deze meerkosten kunnen niet via de tarieven, die zijn

⁶¹ Voor overige afnemers zijn deze overigens ook vrijwel volledig op capaciteit gebaseerd (volumeafhankelijke deel tarief is beperkt).

⁶² Waarbij 'kwaliteit' is gerelateerd aan het beperken van het aantal storingsminuten in een jaar.



gebaseerd op het gemiddelde efficiënte kostenniveau, worden terugverdiend. In dat geval kan de NMa een correctie toestaan en mag de bewuste netbeheerder iets hogere tarieven rekenen. Deze kosten worden dan uiteraard buiten de 'maatstafkosten' van de netbeheerders gehouden. Tenslotte mogen netbeheerders hogere tarieven hanteren als zij investeringen hebben gedaan die als 'aanmerkelijk' kunnen worden beschouwd.

Behalve de transporttarieven zijn ook de tarieven voor kleinverbruikmeters elektriciteit gereguleerd (meters van afnemers met een aansluiting van ten hoogste 3*80 A). Het huidige gereguleerde meterhuurtarief is gebaseerd op het gemiddelde meterhuurtarief van 2005, plus inflatiecorrectie.

Netbeheerders moeten om het jaar een zogenoemd Kwaliteits- en Capaciteitsdocument (KCD-document) indienen bij de NMa. In dit KCD-document, dat een zichttermijn heeft van 7 jaar vooruit, maken netbeheerders onder meer inzichtelijk welke capaciteitsuitbreidingen worden voorzien en hoe de kwaliteit wordt gehandhaafd respectievelijk verbeterd.

Box 1 Wetsvoorstel voorrang voor duurzaam

Eind maart 2009 heeft de minister van Economische Zaken een wetsvoorstel naar de Tweede Kamer gestuurd. Op grond van dit wetsvoorstel worden netbeheerders in de nabije toekomst verplicht om duurzaam opgewekte *elektriciteit* met voorrang over de netten te transporteren. Elektriciteit uit niet-duurzame bronnen moet voorrang verlenen en wordt daartoe bij congestie teruggeregeld. De toegang van duurzame elektriciteit tot het net moet altijd gewaarborgd zijn; het betreft dus een technisch voorrang en geen economische.

Een ander relevant onderdeel van dit wetsvoorstel is dat netbeheerders vooraf meer zekerheid krijgen over uitbreidingsinvesteringen. Kernpunt is dat als nut en noodzaak van een uitbreidingsinvestering zijn vastgesteld de netbeheerder vooraf zekerheid krijgt dat de investering kan worden doorberekend in de (door de NMa nog vast te stellen) tarieven. De minister van Economische Zaken beslist over nut en noodzaak van alle uitbreidingsinvesteringen van landsbelang (meestal van toepassingen op investeringen van de landelijke netbeheerders (TenneT en Gasunie)). De NMa besluit over nut en noodzaak van uitbreidingsinvesteringen van regionale netbeheerders, maar kan daarbij de minister om advies vragen. In alle gevallen blijft de NMa verantwoordelijk voor de doelmatigheidstoets van de kosten die in het kader van een uitbreidingsinvestering worden opgevoerd voor vergoeding in de tarieven.

De verwachting is dat, van de drie-eenheid 'betaalbaar-betrouwbaar-schoon', de nadruk de komende jaren meer zal komen te liggen op 'betrouwbaar' en 'schoon' zonder 'betaalbaar' uit het oog te verliezen. Onder betrouwbaar wordt verstaan dat voldoende netcapaciteit beschikbaar is om aan de vraag hiernaar van met name (duurzame) producenten te kunnen blijven voldoen⁶³. Ook zouden bijvoorbeeld maatschappelijke baten van investeringen meegewogen moeten (kunnen) worden bij het doen van investeringsbeslissingen⁶⁴.

⁶³ Zie bijvoorbeeld: *De Ruggengraat van de Energievoorziening* (AER, 2009) en *Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer* (NMa/EK, 2009).

⁶⁴ Zie: *Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer* (NMa/EK, 2009).



Kort samengevat

Alle taken van een netbeheerder zijn bij wet vastgelegd. Een netbeheerder mag kosten verrekenen in zijn tarieven:

- Als deze zijn gemaakt uit hoofde van zijn wettelijke taken (waarbij innovatie wordt gezien als iets dat bijdraagt aan het vervullen van deze taken).
- Als deze zijn aangemerkt als een objectiveerbaar regionaal verschil (ORV) wat rechtvaardigt dat hij structurele meerkosten heeft die niet gedekt kunnen worden uit het tarief dat is gebaseerd op gemiddelde efficiënte kosten van alle regionale netbeheerders (zie eerste bullet).
- Als hij aantoonbaar betere kwaliteit levert dan gemiddeld; deze tarief-correctie is gekoppeld aan een vastgestelde kwaliteitsterm (momenteel is enkel een kwaliteitsterm voor elektriciteit vastgesteld). Bij aantoonbaar mindere kwaliteit moet hij zijn tarieven verlagen.
- Deze als aanmerkelijke investering zijn aangemerkt (vergoeding van de efficiënte kosten).

Een netbeheerder stelt om het jaar een KCD op waarin hij de verwachte groei van de capaciteitsvraag inschat en aangeeft hoe hij zijn kwaliteit handhaaft.

C.2.2 Warmte

Naar verwachting treedt medio 2010 de Warmtewet in werking. Op dat moment zijn warmteleveranciers gehouden om aan verbruikers (aangeslotenen met een aansluitcapaciteit van ten hoogste 1.000 kW) een prijs in rekening te brengen die gebaseerd is op aan warmtelevering redelijkerwijs toe te rekenen kosten plus redelijk rendement (met terugwerkende kracht naar 2007). Deze redelijke prijs mag bovendien niet uitstijgen boven een maximumprijs die momenteel door het ministerie van EZ wordt vastgelegd in een AMvB. De vraag is wat dat betekent voor projecten waarbij de redelijke prijs uitkomt boven de maximumprijs en of het 'poolen' van warmteprojecten toegestaan blijft. De wijze waarop hiermee zal worden omgegaan, is nog niet bekend.

Wat verder nuttig is om op te merken is dat bij warmtelevering de rol/positie van de leverancier en netbeheerder verenigd zijn in één en dezelfde partij. Dit wijkt af van de situatie bij elektriciteit en gas, waarbij netbeheer en levering gescheiden zijn.

Voor deze studie is relevant dat 'warmte' en 'gas' elkaars concurrenten (vervangers) zijn, en deels ook complementair (bijvoorbeeld wanneer de piekvraag naar warmtecapaciteit wordt ingevuld met gasstook). Het effect op stadsverwarmingsprojecten door aankomende regelgeving kan fors doorwerken in de vraag naar gasnetten respectievelijk bezettingsgraad van gasnetten.

C.2.3 CO₂-opslag

Er is nog geen wettelijk kader dat regelt wie verantwoordelijk wordt voor de aanleg en/of het beheer van de nodige infrastructuur om in de toekomst CCS mogelijk te maken. Wel heeft de minister van Economische Zaken de ambitie uitgesproken dat Nederland hierin koploper zou moeten worden en een Taskforce CCS in het leven geroepen⁶⁵. Via demonstratieprojecten moet CCS per 2020 'marktrijp' worden gemaakt. Aanpassing van de Mijnbouwwet is nodig om vast te leggen wie er straks verantwoordelijk wordt voor de CO₂ die wordt opgeslagen (waarschijnlijk de overheid of een daartoe aangewezen instantie).

⁶⁵ Zie ook de website van Agentschap NL: <http://www.senternovem.nl/taskforceccs/>.



C.3 Impact assessment belemmeringen transitie-scenario's

In dit onderdeel wordt een inschatting gemaakt van de mate waarin de huidige regelgeving voldoende robuust is in het effectief ondersteunen van de energietransitie. Daartoe worden, puntsgewijs, de in Paragraaf C.1 aangehaalde mogelijke gevolgen besproken. Daar waar wordt ingeschat dat knelpunten ontstaan omdat zaken niet of (nog) onvoldoende geregeld zijn, wordt hierop nader ingegaan.

Voordat we toekomen aan het puntsgewijs bespreken van de mogelijke gevolgen van de transitie-scenario's voor de energie-infrastructuur, is het van belang om in algemene zin op te merken dat de huidige reguleringssystematiek van netbeheerder proactief én afwijkend ten opzichte van de andere netbeheerders handelen en innovatief 'netbeheerderschap' mogelijk 'afstraft' (first-mover-nadeel).

Netbeheerders krijgen investeringskosten pas vertraagd vergoed in de regulering. Gerealiseerde kosten in het recente verleden (vorige regulering-periode) zijn namelijk het uitgangspunt voor het berekenen van de toekomstige doelmatigheidskorting van de netbeheerder (komende regulering-periode). Bovendien worden enkel de gemiddelde efficiënte kosten vergoed en dus niet de volledige investeringskosten van alle individuele netbeheerders. Op het moment dat bijvoorbeeld één netbeheerder relatief hoge investeringskosten heeft en de rest (nog) niet, dan ondervindt hij daar (tijdelijk) nadeel van (en de overige netbeheerders (tijdelijk) voordeel). Dit zal uiteraard weer omkeren als anderen gaan investeren en deze netbeheerder niet meer.

Afhankelijk van de situatie kan zich dit gemiddeld over een langere periode weer neutraliseren maar ook een blijvend verschil opleveren. Bij een constant vervangingsbeleid kan zo'n periode oplopen tot wel 50 jaar! Wel kan het zo zijn dat kosten voor bijvoorbeeld innovatie (deels) indirect vergoed worden op het moment dat daar al vrij snel baten tegenover staan (additioneel rendement dat de netbeheerder gedurende de regulering-periode mag behouden).

Het valt niet te verwachten dat investeringskosten van regionale netbeheerders als gevolg van de energietransitie als aanmerkelijke investering of regionaal verschil (ORV) kunnen worden gedefinieerd. Reden is dat alle netbeheerders hier in meer of mindere mate mee te maken gaan krijgen. Een uitzondering hiervoor zouden investeringen in windparken kunnen zijn omdat die regionaal gespreid zijn. Maar ook zouden discontinue forse investeringen die voortkomen uit overheidsbeleid, zoals het sterk bevorderen van duurzame productie, onder dit regime kunnen vallen om te voorkomen dat netbeheerders een te grootte 'dip' in resultaat/ratio's voor hun rekening moeten nemen. Of het wettelijk kader daar op dit moment ruimte voor biedt, is onzeker. Mogelijk biedt het wetsvoorstel Voorrang voor duurzaam hier uitkomst (zie Box 1).

Voor grote systeeminnovaties/pilot/proeftuinprojecten zouden oplossingen gevonden kunnen worden via directe overheidssubsidie met inschrijven/tendering door (gezamenlijke)netbeheerders om maximale efficiëntie te realiseren. Subsidie door overheid kan worden gedekt door een opslag in alle transporttarieven maar ook uit de bestaande of nieuwe energiebelasting. Dit soort van landelijk belang zijnde innovatieprojecten zouden ook kunnen vallen onder een nieuwe definitie van het wetsartikel over aanmerkelijke investeringen. Dit vereist waarschijnlijk een aanpassing van het wettelijk kader en zeker van de beleidsregel van NMa met betrekking tot dit artikel. Tot slot zouden maatschappelijke baten van investeringen die nodig zijn om de



energietransitie te faciliteren meegewogen moeten worden in de investeringsbeslissingen van netbeheerders⁶⁶.

C.3.1 Verzwaring elektriciteitsnet

De verzwaring van het elektriciteitsnet is relevant in alle transitie-scenario's. Zoals eerder aangegeven, moeten netbeheerders, zowel landelijk als regionaal, om het jaar een KCD-document indienen bij de NMa. Het omgaan met capaciteitsplanningen en het inspelen op verwachte ontwikkelingen in de capaciteitsvraag zijn (daarmee) 'business as usual' voor netbeheerders⁶⁷. De praktijk leert wel dat het inschatten van de waarschijnlijkheid waarmee toekomstscenario's optreden, lastig is; bijvoorbeeld de kans waarmee moet worden gerekend aangaande de 'uptake' van elektrische auto's. Het betreft niet alleen marktontwikkelingen, maar ook ontwikkelingen in het overheidsbeleid dat die marktontwikkelingen stimuleert of juist afremt. Ook zal moeten worden nagedacht over de wijze waarop investeringskosten precies worden versleuteld in de capaciteitstarieven voor verschillende afnemers. Is het bijvoorbeeld redelijk dat alle categorieën afnemers in gelijke mate meebetalen aan deze kosten? Zo nodig kan bijvoorbeeld de TarievenCode hierop worden aangepast.

Op dit moment is reeds de situatie ontstaan dat op sommige locaties in Nederland (regio Westland bijvoorbeeld) een schaarste aan beschikbare aansluit- en transportcapaciteit is opgetreden. Netbeheerders (zowel landelijk als regionaal) gaan pas tot capaciteitsuitbreidingen over als er voldoende zekerheid bestaat over het daadwerkelijk kunnen contracteren van deze capaciteit. De kans op onrendabele investeringen moet uit efficiëntieoogpunt immers worden geminimaliseerd. Als gevolg van verschillende realisatiesnelheden van netuitbreidingen en aanleg van productie- of verbruikseenheden kan congestie op het net optreden. De omvangrijke netverzwaringen die worden voorzien en die de nodige tijd zullen vergen, in combinatie met een groeiende hoeveelheid teruggeleverde elektriciteit (30 GW windenergie op zee), leidt waarschijnlijk tot toenemende congestie op het net. In de toekomst mag worden verwacht dat een goed werkend systeem van congestie-management actueel en noodzakelijk blijft, zelfs als het project Randstad 380 kV volledig is afgerond (naar verwachting in 2014; met de sluiting van de Noordring)⁶⁸ en de kostentoedeling daarvan zal (wettelijk) verankerd moeten worden⁶⁹. Een relevante beleidsvraag is of congestie niet een normaal onderdeel van het beheer van netten zou moeten worden vanuit een bedrijfs-economische optimalisatie. Ook bij het wegverkeer is congestie een normaal verschijnsel. Het huidige uitgangspunt van (uiteindelijk) te allen tijde volledig beschikbare transportcapaciteit voor alle afnemers/producenten is wellicht niet houdbaar gezien de hoge kosten om dit principe waar te blijven maken.

⁶⁶ Zie ook: Zie: *Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer* (NMa/EK, 2009).

⁶⁷ Wel is de zichtperiode van KCD's relatief kort (7 jaar vooruit) terwijl voor het tijdig faciliteren van de energietransitie een langere zichttermijn (ten minste tot 2020) toepasselijker is.

⁶⁸ Zie: <http://www.randstad380kv.nl/>.

⁶⁹ Het voorstel is dat duurzame energie niet gaat meebetalen aan deze congestiekosten (wetsvoorstel 'Voorrang voor duurzaam'). De wettelijke verankering van de kostentoedeling van congestiemanagement zal naar verwachting plaatsvinden in een AMvB (bron: brief van minister van Economische Zaken over invulling lagere regelgeving voorrang voor duurzaam van 19 november 2009 (ET/EM/9202135)).



De aanleg en ontwikkeling van de infrastructuur die nodig is voor het afvoeren van de elektriciteit van 24 GW wind op zee is een grote operatie (scenario A)). De huidige 6.000 MW die in het kader van de 2020-doelstelling wordt gerealiseerd betreft al een unieke en omvangrijke investering met een geschatte netto contante waarde van 3,5-8,5 miljard Euro⁷⁰. Uit onderzoek van Ecofys blijkt dat Nederland de rechtsmacht heeft om de aanleg en het beheer van een net op zee te reguleren, zowel voor wat betreft de territoriale wateren als voor wat betreft de Exclusieve Economische Zone (EEZ). Zo kan door wijziging van een beperkt aantal artikelen in de Elektriciteitswet 1998 (E-Wet) een regime gecreëerd worden waaronder de landelijke netbeheerder verantwoordelijk wordt voor aanleg en beheer van een net op zee voor de inpassing van 6.000 MW aan windenergie. Afwijkende tarieven, voorwaarden en afspraken zouden kunnen worden geregeld door het aanpassen van de Codes.

Normaliter krijgt een netbeheerder pas zekerheid over de vraag of kosten voor substantiële uitbreidingsinvesteringen in de tarieven mogen worden verrekend op het moment dat de investering is gerealiseerd en als aanmerkelijk is aangemerkt. Dit zou voor TenneT een belemmering kunnen zijn om tot investeren over te gaan (risico's te groot). Het wetsvoorstel 'Voorrang voor duurzaam' kan hieraan tegemoet komen. Deze voorgenomen wetswijziging biedt de Minister de mogelijkheid om vooraf aan TenneT zekerheid te bieden *dat* de investering in de (door de NMa vast te stellen) tarieven mag worden doorberekend⁷¹. De *omvang* van de exact te vergoeden kosten moet nog wel steeds, achteraf, door de NMa worden vastgesteld; de NMa bepaalt uiteindelijk wat het niveau aan efficiënte, te vergoeden, investeringskosten is. Via de aansluit- en transporttarieven betaalt iedere aangeslotene, op basis van kostenveroorzaking, vervolgens mee aan de noodzakelijke netverzwaringen. Doorberekening van de kosten van een net op zee kan substantiële stijging van de transportkosten tot gevolg hebben; voor huishoudens gemiddeld enkele tientallen Euro's per jaar. Er zal moeten worden nagedacht over de wijze waarop investeringskosten precies worden versleuteld in de capaciteits-tarieven voor verschillende afnemers.

Een andere aanpak zou zijn dat in eerste instantie de kosten op basis van kostenveroorzaking bij de invoedende producenten wordt neergelegd. Maatschappelijk gezien dient transparant te zijn welke vorm van productie welke kosten veroorzaakt zodat de keuzes voor welke vorm bevordert wordt, bewust worden genomen. Het hele TenneT-net zou dan in rekening kunnen worden gebracht bij alle aangesloten producenten en de grote afnemers. Dit sluit ook goed aan bij de rol van dit net. Dit is uiteraard een in Europees verband nader te bepalen aanpak gezien de inter-connectie die hierin ook rol speelt.

Uit een Europese studie (IMPROGRES, 2009)⁷² komt naar voren dat kosten moeilijk eenduidig zijn toe te rekenen aan bijvoorbeeld afname of productie. Er is sprake van een samenhangend systeem (netwerk) dat door de tijd heen verschillend gebruikt wordt. Het bestaande net is vaak nu al deels in gebruik voor afname en deels voor productie. Wel is het zo dat momenteel enkel

⁷⁰ Afhankelijk van de gekozen technologie en uitgaande van de situatie dat TenneT verantwoordelijk wordt voor aanleg en beheer (bron: Net op Zee, EZ (2009)).

⁷¹ Daarbij worden investeringen in het hoogspanningsnet (elektriciteit) en hoge druknet (gas) gezien als investeringen van nationaal belang die qua besluitvormingsprocedures vallen onder de Rijkscoördinatie-regeling voor energie-infrastructuurprojecten met als doel deze sneller te kunnen realiseren.

⁷² *Case studies of system costs of distribution areas* (IMPROGRES, 2009).



afnemers meebetalen aan de kosten voor dit netwerk; producenten betalen niet mee aan de transportkosten van elektriciteit. Hierdoor wordt geen recht gedaan aan het kostenveroorzakersprincipe wat kan leiden tot - maatschappelijk gesproken - onevenwichtige besluitvorming over stimuleringsmaatregelen.

Conclusie

Ontwikkelingen rondom netverzwaringen lijken in algemene zin te passen binnen het huidige wettelijke kader, hoewel op sommige punten aanpassing van lagere regelgeving nodig kan zijn als dat vanuit kostenveroorzakingsoogpunt redelijk is. Op die manier wordt aan afnemers en producenten de juiste prikkels gegeven. Aandachtspunt is dat mag worden verwacht dat meer en meer (tijdelijke) congestie zal gaan ontstaan op in hoofdzaak het hoogspanningsnet. Het is nodig dat beter verankerd wordt in regelgeving hoe wordt omgegaan met de 'time lag' die er zit tussen een investeringsbeslissing en de realisatie van additionele aansluit- en transportcapaciteit (veiling beschikbare capaciteit?) en wie de rekening gepresenteerd krijgt van congestie-management (producenten, afnemers?). Hieraan lijkt tegemoet te worden gekomen via een AMvB die momenteel door het ministerie van Economische Zaken wordt opgesteld. Ook moet voor de kosten van systeeminnovaties/pilots/proeftuinen een oplossing gezocht worden aangezien van netbeheerders geen wonderen verwacht mogen worden gezien de economische regulering. Speciale overheidssubsidie, en/of een innovatiefonds, en/of de mogelijkheid deze aan te merken als aanmerkelijke investeringen, waardoor financiering uit een opslag op de transporttarieven mogelijk wordt, is wellicht een oplossing.

Met betrekking tot het Net op Zee (wind offshore) is aanpassing van de Elektriciteitswet nodig als TenneT verantwoordelijk moet worden voor aanleg en beheer van dit net (EZ, 2009). Het wetsvoorstel voorrang voor duurzaam kan bijdragen aan een snellere realisatie van de investeringen die nodig zijn voor het Net op Zee en zekerheid vooraf over vergoeding van efficiënte kosten in de tarieven⁷³. Wie precies wat betaalt (invloed op hoogte individuele capaciteitstarieven per afnemercategorie) is op voorhand niet bekend; afwijkende tarieven, voorwaarden en afspraken kunnen worden geregeld door aanpassing van lagere regelgeving (TarievenCode en NetCode).

Indien substantieel vermogen opgesteld gaat worden voor productie voor het buitenland (i.e. centrales in Rijnmond, t.b.v. vraag in Ruhrgebied), dan zal het voorstel om alle kosten van TenneT-net ten laste te brengen van de aangesloten producenten en grote klanten een oplossing bieden voor de juiste economische prikkels.

⁷³ De exacte omvang daarvan is echter pas achteraf bekend en hangt bijvoorbeeld af van de wijze waarop de elektriciteit aan land wordt gebracht. Wordt bijvoorbeeld voor een ringstructuur gekozen (Net op Zee) of worden windparken, volgtijdelijk, via een individuele kabel aangesloten?



C.3.2 Netten worden 'slim'

Vooraf op het niveau van de distributienetten en meters moet in dit verband nog veel gebeuren. Het elektriciteitsnet wordt tweerichtingsverkeer, waardoor de consument met zijn decentraal opgewekte energie (zonnestroom, wind, micro-WKK) tevens producent wordt. Waar bijvoorbeeld aan gedacht kan worden:

- het net wordt zo slim dat het zichzelf repareert, back-up inschakelt en bij uitval een alternatieve route zoekt;
- het net regelt in communicatie met de energiemeter wanneer elektrische apparaten aangaan en tegen welke energieprijis;
- het net beschikt (decentraal) over slimme opslag van stroom en warmte en zet die in wanneer dat optimaal is;
- woningen communiceren met het net en weten wanneer de elektrische auto (of scooter) optimaal kan worden geladen of wanneer hieruit stroom kan worden getrokken;
- het slimme net zorgt hierdoor voor nieuwe beheerinzichten voor netbeheerders en voor meer comfort voor haar gebruikers.

Bovengenoemde omstandigheden zijn van belang in alle transitie-scenario's, maar met name relevant voor het scenario A. Dit scenario gaat namelijk uit van een substantiële groei van fluctuerende bronnen (windenergie) in het net. Elektrische auto's krijgen steeds meer aandacht. Die auto's moeten worden opgeladen en als je daar een slim systeem voor bedenkt, kun je ervoor zorgen dat je de elektriciteitsvoorziening helpt, bijvoorbeeld door de accu's te voeden in periodes dat de vraag naar elektriciteit laag is. Daar heb je slimme netten voor nodig, maar ook slimme oplaadpunten. Hoe standaardiseer je die zodat je met je auto overal kunt 'tanken'? En welk marktmodel zal van toepassing worden op het verrekenen van de afgenomen stroom?

Als gevolg van deze extra functionaliteiten van het net (en de komst van de slimme meter die daarvoor nodig is) mag worden verwacht dat de Technische Codes, waarin de eisen waaraan netten moeten voldoen geregeld zijn, moeten worden aangepast. Dan moet wel eerst exact duidelijk zijn wat de eisen zijn die aan dit slimme net zullen worden gesteld. Ook kan het zijn dat op termijn taken en verantwoordelijkheden van de netbeheerder wijzigen wat wellicht aanpassing van de Elektriciteits- en Gaswet tot gevolg kan hebben. Met betrekking tot een toenemende hoeveelheid teruggeleverde elektriciteit geldt, net als bij Paragraaf C.3.1 (verzwaring elektriciteitsnetten) de kwestie rondom mogelijke schaarse transportcapaciteit en de noodzaak voor congestie-management.

De uitrol van de slimme meter is op zich al een innovatie. Uit een consultatiedocument van de Energiekamer blijkt dat 'innovatie' wordt beschouwd (voorlopig standpunt) als iets dat bijdraagt aan 'de netten te ontwikkelen op een veilige, doelmatige en betrouwbare wijze, waarbij het milieu wordt ontzien (Gaswet)' of: 'netten aanleggen, herstellen, vernieuwen, of uitbreiden waarbij maatregelen op het gebied van duurzame elektriciteit, energiebesparing en vraagsturing of decentrale elektriciteitsproductie in overweging wordt genomen.' en dus als een middel voor netbeheerders om aan hun wettelijke taken te voldoen⁷⁴. Dit zou betekenen dat gemiddelde efficiënte kosten voor innovatie voor vergoeding in aanmerking komen, via de gereguleerde tarieven⁷⁵. Voor systeeminnovaties en de grootschaliger pilots/proeftuinen is deze opvatting niet sluitend en is het First-mover-nadeel van toepassing en

⁷⁴ Zie: http://www.energiekamer.nl/images/103345-2_16_oktober_2009_NMa_ConsultatieDocument_Innovatie_tcm7-131471.pdf.

⁷⁵ Zoals eerder opgemerkt, is er mogelijk sprake van First-mover-nadeel.



geeft zeker regulatorisch tussen de netbeheerders te grote onevenwichtig- heden. Voor grote systeeminnovaties/pilot/proeftuinprojecten zouden oplossingen gevonden kunnen worden via directe overheidssubsidie met inschrijven/tendering door (gezamenlijke)netbeheerders om maximale efficiëntie te realiseren. Subsidie door overheid kan worden gedekt door een opslag in alle transporttarieven maar ook uit de bestaande of nieuwe energiebelasting. Dit soort van landelijk belang zijnde innovatieprojecten zouden ook kunnen vallen onder een nieuwe definitie van het wetsartikel over aanmerke- lijke investeringen. Dit vereist waarschijnlijk een aanpassing van het wettelijk kader en zeker van de beleidsregel van NMa met betrekking tot dit artikel. Tot slot zouden maatschappelijke baten van investeringen die nodig zijn om de energietransitie te faciliteren meegewogen moeten worden in de investerings- beslissingen van netbeheerders⁷⁶.

Conclusie

Ontwikkelingen rondom slimme netten maken naar verwachting aanpassing van lagere regelgeving (codes) noodzakelijk omdat de technische eisen die worden gesteld aan het elektriciteits- en gasnet zullen wijzigen. Als dit leidt tot wijziging of uitbreiding van taken en verantwoordelijkheden van de netbeheerder dan zal ook aanpassing van de Elektriciteits- en Gaswet nodig zijn.

C.3.3 Belang en aantal (duurzame) warmtenetten neemt toe

De verdere ontwikkeling en uitbreiding van warmtenetten is relevant in alle transitie-scenario's. De Warmtewet regelt het kader waarbinnen warmte- levering plaatsvindt. Een toename van het aantal afnemers op een warmtenet lijkt op zichzelf te passen binnen de huidige regelgeving. Op dit moment is de Warmtewet echter nog niet in werking getreden en is nog niet duidelijk hoe het samenspel tussen redelijke prijs en maximumprijs zal gaan zijn (redelijke prijs > maximumprijs, wat dan?).

Doordat nog veel onduidelijkheid bestaat over de uiteindelijke uitwerking van de Warmtewet en invulling van de regulering van de warmteprijs door de Energiekamer, zijn partijen wellicht huiverig om te investeren in nieuwe warmteprojecten of het uitbreiden van bestaande projecten; de initiële investeringskosten van een warmtenet zijn bovendien erg hoog. Pas als de Warmtewet van kracht wordt, lagere regelgeving is vastgesteld en de regulering is vormgegeven, ontstaat meer duidelijkheid over mogelijke belemmeringen/knelpunten. Ook de vraag of duurzame warmteprojecten (geothermie) kunnen worden gerealiseerd, zal daarvan afhangen.

Ook is al gewezen op belang van deze discussie op de omvang en de belasting van gasinfrastructuur. Warmtenetten verdringen immers gasnetten.

Conclusie

Op dit moment is nog niet goed in te schatten op welke punten de Warmtewet kansen biedt of een bedreiging vormt voor de verdere ontwikkeling van warmtenetten, omdat de wet nog niet in werking is getreden en lagere regel- geving nog moet worden ingevuld. Veel zal afhangen van de vraag hoe de business case van verschillende (nog te realiseren) warmtenetten eruit komt te zien op het moment dat bekend wordt welke tarieven warmteleveranciers ten hoogste mogen berekenen aan afnemers.

⁷⁶ Zie ook: Zie: Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer (NMa/EK, 2009).



C.3.4 Invoeding groengas

De vraag hoe moet worden ingespeeld op een toenemend aandeel aan groengas dat wordt ingevoerd op het gasnet is van belang in alle transitie scenario's, maar met name relevant voor het HB-scenario, vanwege de inzet van biomassa.

Biogas van een biomassavergister (in landbouw of industrie) en stortgas kunnen opgewerkt worden tot een gas met de eigenschappen van aardgas (zgn. 'groengas'). Groengas kan en mag ingevoerd worden in het aardgasnet als de kwaliteit en druk voldoen aan de eisen van de netwerkbeheerder. Bij kleinschalige productie van groengas is het economisch niet haalbaar om het groene gas op hoge druk (60 bar) te brengen en in te voeden in het netwerk van de landelijk netbeheerder GTS⁷⁷. De distributienetten, achter het zogenaamde GOS (Gasunie Ontvangst Station), werken op lagere druk (tot maximaal 8 bar) en zijn daardoor wel geschikt voor invoeding. De druk van het in te voeden gas moet goed bewaakt worden door de invoeder, zodat geen drukopbouw in het netwerk kan optreden. De kwaliteitseisen waaraan in te voeden gas moet voldoen, zijn beschreven in de Technische Voorwaarden Gas⁷⁸. Regionale netbeheerders mogen individuele afspraken maken over de kwaliteitseisen met een invoeder. Dit kan betekenen dat de eisen stringenter of juist minder stringenter kunnen zijn dan de algemene eisen op grond van de van de Technische Voorwaarden Gas, afhankelijk van de lokale situatie⁷⁹.

Om het invoeden van een toenemende hoeveelheid groengas te kunnen faciliteren, lijkt het noodzakelijk om te komen tot een soort standaardcontract voor het invoeden van biogas in het aardgasnet, waarbij vooral het borgen van de kwaliteit goed geregeld is. Dit draagt eraan bij dat een leverancier van biogas - een agrarisch bedrijf bijvoorbeeld - niet telkens opnieuw toestemming hoeft te krijgen van een regionale netbeheerder om gas aan het aardgasnet te mogen leveren. Anderzijds dient een dergelijk contract de netbeheerder te garanderen dat het ingevoede gas van goede kwaliteit is en bijvoorbeeld geen verontreinigingen bevat. Om dit standaardcontract te realiseren, zullen de Technische Voorwaarden Gas moeten worden aangepast.

Een relevante toekomstvraag is of men eisen moet (blijven) stellen bij de invoedingspunten en vervolgens (dus) verder aardgaskwaliteit transporteert of dat men uiteindelijk de kosten voor ombouw van apparaten voor lief neemt en ruw biogas transporteert of overgaat op een centrale 'opwerking' van biogas in combinatie met een speciaal biogasnetwerk.

Dit laatste zou een voor de hand liggende dienst kunnen zijn van netbeheerders. Hiermee kan ook de problematiek van de circa 50% lagere energiedichtheid van ruw biogas ten opzichte van aardgas op een effectieve wijze aangepakt worden.

Uiteraard is ook nog sprake van niet gereguleerd ruw gas dat niet opgewerkt hoeft te worden tot aardgaskwaliteit maar wel een rol in de lokale energievoorziening kan spelen.

Andere vraagstukken voor de (nabije) toekomst zijn:

- De aansluitkosten voor groengas kunnen aanzienlijk zijn omdat groengas veelal wordt aangeboden in het landelijk gebied op een plaats in het net waarachter weinig onttrekking van gas plaatsvindt (weinig eindverbruik

⁷⁷ Voor grootschalige productie van groengas moeten grote vergassinginstallaties worden gebouwd en daar gaat nog veel onderzoek aan vooraf.

⁷⁸ Zie: www.energiekamer.nl.

⁷⁹ Zie ook: http://www.groengasboek.nl/index.php?option=com_content&task=view&id=13&Itemid=22.



downstream). Dan is er onvoldoende afvoer van gas op dat punt en moet een lange aansluitleiding worden aangelegd naar een ander punt of moeten andere technische oplossingen worden gerealiseerd. Het is vooralsnog de vraag of en, zo ja, in welke mate de aanvrager dan wel 'het collectief' (i.c. de netbeheerder) verantwoordelijk is voor die kosten.

- Zeker wanneer ruwgas van verschillende aanbieders wordt verzameld en op één plek wordt opgewerkt en in het gasnet wordt gebracht, zal er sprake zijn van een leidingstelsel voor het ruwe gas. Het is momenteel nog onduidelijk of de netbeheerder een rol heeft op het gebied van dergelijke ruwgasnetten.

Conclusie

In algemene zin lijken ontwikkelingen rondom het invoeden van groengas te passen binnen het huidige wettelijke kader. Echter, om het invoeden van een toenemende hoeveelheid groengas te kunnen faciliteren, lijkt het noodzakelijk om te komen tot een soort standaardcontract voor het invoeden ervan. Om dit standaardcontract te realiseren, zullen de Technische Voorwaarden Gas moeten worden aangepast.

C.3.5 CO₂-opslag

De vraag hoe opslag van CO₂ georganiseerd moet worden, wie waarvoor verantwoordelijk is en of de netbeheerders daarbij een rol (moeten) spelen is enkel van belang in de scenario's B en C.

VROM werkt aan een Structuurvisie buisleidingen waarin ook aandacht besteed zal worden aan de totstandkoming van netten die nodig zijn voor CO₂-opslag. Deze zal naar verwachting in de tweede helft van 2010 klaar zijn⁸⁰. Er is een Taskforce CCS in het leven geroepen die de ontwikkeling van CCS in Nederland moet versnellen. Nodig voor de totstandkoming van de netten is duidelijkheid over:

- locatie infrastructuur (Structuurvisie buisleidingen);
- verantwoordelijkheid aanleg infrastructuur (bedrijfsleven, overheid);
- verantwoordelijke opgeslagen CO₂ (overheid? Aanpassing Mijnbouwwet).

Ook voor CO₂, en wellicht ook opslag van overtollige windenergie, bijvoorbeeld via het slim laden van elektrische auto's kan een zelfde dienstverlening door netbeheerders als eerder genoemd bij biogas aan de orde zijn. Mocht hierbij inderdaad een rol voor de netbeheerders zijn voorzien, dan betekent dit dat de taken van de netbeheerder bij wet moeten worden uitgebreid of aangepast.

Conclusie

Op dit moment is nog niet duidelijk of netbeheerders een rol krijgen bij het opslaan CO₂ en/of het beheren van opgeslagen CO₂. Mocht dat het geval zijn, dan zal hierop de relevante wet- en regelgeving (bijvoorbeeld de Mijnbouwwet) moeten worden aangepast of uitgebreid.

⁸⁰ Zie: <http://www.vrom.nl/pagina.html?id=20712#Nieuw%20beleid>.



C.4 Verwachtingen richting overheid

De transitie zal naast een actieve opstelling van de netbeheerders (Paragraaf 4.6) ook veranderingen van regelgeving vergen. De netbeheerders achten op de volgende punten een expliciete rol van de overheid nodig om tijdig te kunnen starten met aanpassing van hun netten:

- Op welke wijze, met welke institutionalisering kan er worden toegewerkt naar maatschappelijke optimale keuzes in de energievoorziening die voldoende rekening houden met de lange termijn en met de hele keten van energievraag, distributie en productie van energie.
- Duidelijkheid moet worden gegeven over de rol van de netbeheerder voor wind op zee (stopcontact op zee) en voor eventuele grootschalige opslag-faciliteiten. Het eerste is nu al aan de orde, de opslagfaciliteiten in 2020.
- De notie dat de regulering van de aansluitkosten van wind op land nu maatschappelijk gezien niet tot optimale uitkomsten leidt.
- De gasnetten zullen geschikt gemaakt moeten worden voor invoeding van groengas op MD-niveau (middendruk).
- De rol en taak van de gereguleerde netbeheerder op het gebied van transport en opwerking van ruwgas dient te worden verhelderd.
- Een keuze van de overheid is nodig over de rol van de netbeheerders bij het transport en opslag van CO₂. Als CO₂-opslag in 2020 een rol van betekenis moet gaan spelen, dan zal in 2015 duidelijkheid moeten zijn over de rol van de netbeheerder.
- Er is duidelijkheid van de overheid nodig over het netbeheer en de levering van warmte. Dit is nu onvoldoende geregeld om een belangrijke rol voor warmtelevering te krijgen. In 2011 is het nodig om hier uitsluitsel over te krijgen.
- De notie dat de regulering van gasnetten nu nog geen rekening houdt met vroegtijdige sloop, zoals in sommige scenario's in deelgebieden kan optreden.
- De netbeheerders gaan uit van een forse reductie van de vraag naar energie aan de zijde van de afnemers. Die zal niet vanzelf tot stand komen. Efficiëntienormen en/of prijsprikkels van de overheid zijn daarvoor nodig. Hierbij kunnen slimme meters en goede afrekeningsystemen een belangrijke rol spelen. Er is in 2011 duidelijkheid nodig welke eisen gesteld moeten worden aan die meters en afrekeningsystemen.
- Voor optimale benutting van de netten kunnen sturende tarieven een belangrijke rol spelen, hiervoor is onderzoek nodig naar mogelijkheden voor (en acceptatie van) vraagsturing en lokale opslag.
- De netbeheerders hebben zorg over de beschikbaarheid van openbare ruimte voor nieuwe transformatoren, nieuwe warmtenetten. Een gezamenlijke aanpak met de overheid is hiervoor noodzakelijk.

Alle netten met uitzondering van de lokale gasnetten zullen moeten worden verzwaaard om een 90% CO₂-reductie mogelijk te maken. De netbeheerders zullen bij de aanleg en onderhoud van gas- en elektriciteitsnetten rekening gaan houden met deze mogelijke veranderingen en zullen praktijkproeven opzetten met massaal gebruik van nieuwe technieken zodat de effecten op de betrouwbaarheid van de netten vroegtijdig kan worden onderzocht. De netbeheerders zullen in overleg met de overheid duidelijkheid scheppen over hun rol voor warmte- en CO₂-netten.

De overheid wil niet kiezen voor een bepaald scenario. Er is inderdaad veel voor te zeggen om de keuzes voor bijv. centrale of decentrale bronnen aan de markt over te laten. Maar als de netbeheerder met alle scenario's rekening moet blijven houden, zullen zij in eerste instantie kiezen voor investeringen



die in verschillende scenario's nuttig/nodig zijn. Vooral op lokaal niveau zal het erg lastig zijn om die 'altijd nuttige' investeringen te benoemen. Daar staat tegenover dat netuitbreidingen op lokaal niveau relatief snel kunnen worden gerealiseerd. Op hoger niveau (hogere spanning dan wel hogere druk) is het omgekeerd: Er kan beter worden voorzien wat in alle gevallen nodig is, maar de realisatietermijn is aanzienlijk langer. Daarom moet in beide gevallen blijvend rekening worden gehouden met het optreden van congestie op het net.



Bijlage D Techniekbeschrijvingen

D.1 Techniekbeschrijvingen (factsheets); opbouw

Voor elke techniek worden in de volgende bijlagen steeds in vast format de volgende vragen beantwoord:

- Wat is de status nu (penetratiegraad, ontwikkeling e.d.)?
- Wat is de bandbreedte van ontwikkeling (bijv. verwachte penetratiegraad voor 2020 en voor 2050)?
- Wat is de energievraag dan? (type (G, E, ...), capaciteit, vraag per jaar).
- Wat is technisch potentieel in Nederland?
- Wat zijn de belangrijkste factoren die die ontwikkeling beïnvloeden, zowel succes- als faalfactoren, en technisch en niet-technisch?
- Wanneer vindt de schaa sprong naar verwachting plaats?
- Bijt de techniek met andere technieken, zo ja met welke, en waarom?
- In welk type gebied komt de techniek met name tot zijn recht en waarom (nieuwbouw, bestaande bouw, utiliteit, industrie, stedelijk, landelijk,...)?
- Andere vermeldenswaardige feiten en inzichten?

Achtereenvolgens wordt in de volgende bijlagen beschreven:

| Bijlage | Factsheet |
|---------|--|
| E | Besparing gebouwgebonden energiegebruik |
| F | Ontwikkeling niet-gebouwgebonden elektriciteitsvraag |
| G | Groengas |
| H | HRe-ketel (micro-WKK) |
| I | Industriële WKK |
| J | Zonneboilers/thermische zonne-energie |
| K | Warmtepompen |
| L | Zon-PV in de gebouwde omgeving |
| M | Elektrisch personenvervoer |
| N | Rijden op gas |
| O | Energieopslag (woning/wijkniveau, elektriciteit en warmte) |
| P | Warmtedistributienetten |
| Q | CO ₂ -afvang en opslag (CCS) |
| R | Autarkie |
| S | Biomassa voor groengas |
| T | Windenergie (op land en op zee) |

D.2 Technieken die nog niet als factsheet zijn uitgewerkt

Naast de technieken die als factsheet zijn uitgewerkt, zijn er nog talloze technieken in ontwikkeling die niet als factsheet zijn uitgewerkt. Dit omdat de mogelijke grootschalige toepassing daarvan verder in de toekomst ligt. Bij updates van het NET-document zullen niet alleen de huidige factsheets waar nodig worden herzien, maar zal ook steeds worden bezien of er andere technieken zijn die dan wellicht moeten worden uitgewerkt in een factsheet.

Technieken die nu bewust niet zijn uitgewerkt als separate factsheet zijn onder andere:

- Blue Energy (elektriciteitsopwekking uit potentiaalverschillen tussen zoet en zout water);
- waterstof als energiedrager;
- aardwarmte als bron voor warmte en voor elektriciteit;
- energie uit golfslag;
- energie uit getijdenbeweging;
- biomassaproductie met grootschalige algenteelt;
- brandstofcellen;
- kleinschalige CO₂-afvang en opslag (huishoudensniveau);
- Concentrated Solar Power (CSP) (elektriciteitsproductie uit stoom die wordt gemaakt door een 'watervat' te verhitten via grote aantallen spiegels die zonlicht concentreren op het vat);
- ontwikkeling 'supergrid' in Europa;
- kernfusie.



Bijlage E Besparing Gebouwgebonden energiegebruik

In deze factsheet wordt enerzijds onderscheid gemaakt tussen nieuwbouw en bestaande bouw, en anderzijds tussen woningbouw en utiliteitsbouw. Deze segmenten verschillen wezenlijk van aard. Nieuwbouw is qua omvang veel kleiner (hoewel op een lange termijn bezien het aantal nieuwe gebouwen wel substantieel is) maar er zijn per gebouw grote energiebesparingen te realiseren. De bestaande bouw is qua omvang nu al groot en bij deze gebouwen is nog veel rendabele energiebesparing mogelijk. De belangrijkste twee verschillen tussen de woningbouw en de utiliteitsbouw zijn dat het bij woningbouw om veel kleinverbruikers gaat, die vrij uniform zijn qua energie-karakteristieken en bij utiliteitsbouw om een minder groot aantal grootverbruikers, die een heel divers energiepatroon kennen.

Deze factsheet handelt over het 'gebouwgebonden energiegebruik' (energiegebruik voor verwarming en ventilatie). Het 'niet gebouwgebonden energiegebruik' wordt behandeld in een separate factsheet.

E.1 Huidige status

Nieuwbouw

Voor nieuwbouwwoningen geldt thans een verplichte energieprestatie in de vorm van een maximale EPC van 0,8. Dit leidt doorgaans tot een energielabel A. Van de utiliteitsbouw is de EPC sinds 1 januari 2009 aangescherpt. De nieuwe eisen variëren van 1,1 tot 2,6 (afhankelijk van type utiliteitsgebouw). Daarvoor varieerde de EPC van 1,4 tot 3,6. In vergelijking met de nieuwe woningbouw, lopen de prestatie-eisen van nieuwe utiliteitsgebouwen nog enigszins achter.

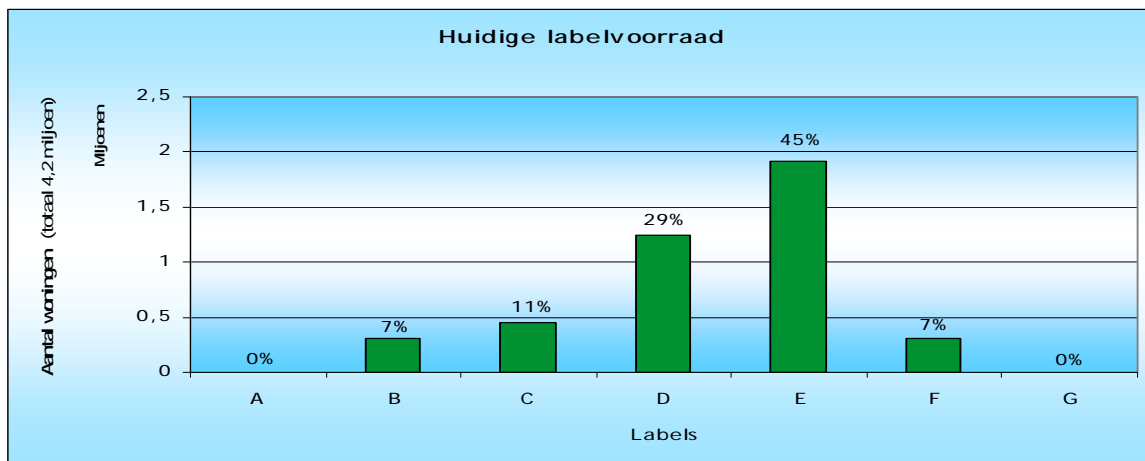
Bestaande bouw

De energiekwaliteit van de bestaande woningen is een stuk minder goed dan van nieuwe woningen, zoals Figuur 28 laat zien. Naar schatting heeft 75% van de bestaande woningen in Nederland een label D of E. (Groot, 2009-1). Dit overzicht is bepaald aan de hand van referentiewoningen. Praktijkonderzoek Van Brounen (2009) wijst uit dat ruim 50% van de 18.190 verkochte woningen in 2008, waarbij een energielabel was opgesteld, beschikken over een label C of D. Opgemerkt moet worden dat het in deze praktijkmeting wel om een aselecte steekproef gaat van de woningvoorraad. Zo zijn woningen van woningcorporaties niet inbegrepen. Ook betrof het uitsluitend woningen waarvoor een label was opgesteld, waarbij het aannemelijk is dat juist bij woningen met een relatief gunstige score zo'n label door de verkoper was aangevraagd, als bewijs van de kwaliteit. Bij een woning met een slechte score is deze prikkel minder aanwezig. Het aanvragen van een label is verplicht gesteld bij overdrachtsmomenten, echter tenzij beide partijen daarvan afzien.

De energiekwaliteit voor de bestaande utiliteitssector is thans nog niet inzichtelijk. Vermoedelijk is de energiekwaliteit beter dan van de bestaande woningbouw, omdat de levensduur van deze gebouwen doorgaans korter is.



Figuur 28 Huidige labelvoorraad van woningen die voor 2000 zijn gebouwd (schatting o.b.v. referentiewoningen)



Bron: Groot, 2009-1.

Voor utiliteitgebouwen van voldoende omvang wordt momenteel bij nieuwbouw standaard bekeken of warmte/koudeopslag financieel en technisch haalbaar is. Als het qua ondergrond mogelijk is en het gebouw verbruikt over het jaar meer koude dan warmte, dan wordt warmte/koudeopslag toegepast, en is dit rendabel zonder subsidie. Alleen indien de gebouweigenaar de investeringslasten zo laag mogelijk wil houden of de ondergrond er niet voor geschikt is, wordt van warmte/koudeopslag bij utiliteit afgezien.

E.2 Bandbreedte van de ontwikkeling

Een belangrijke kracht achter de energiebesparing in de gebouwde omgeving is het onafhankelijke Platform Energietransitie Gebouwde Omgeving (PeGO). Dit platform heeft als doelstelling om **50% energiereductie te bewerkstelligen in 2030** ten opzichte van het gebruik in 1990.

Nieuwbouw

In het Kabinetsprogramma Schoon en Zuinig is het voornemen beschreven om de energieprestatie-eis van nieuwe woningen aan te scherpen met **25% in 2011** en **50% in 2015** en voor utiliteitsgebouwen met **50% in 2017**. In het Lenteakkoord dat de Rijksoverheid heeft afgesloten met de bouwpartijen is dit streven bevestigd. Ook is in dit akkoord opgenomen dat alle partijen streven naar **energieneutraal bouwen in 2020**. Een vergelijkbare ambitie is opgenomen in het klimaatakkoord tussen de Rijksoverheid en de gemeenten; daarin is ten doel gesteld om vanaf 2020 de energieneutraal te bouwen.

Bestaande bouw

In 2008 hebben ministeries, bouwbedrijven, energiebedrijven, installateurs en woningcorporaties het convenant 'Meer met Minder' gesloten. Doel van dit convenant is dat 2,4 miljoen bestaande woningen en andere gebouwen in 2020 blijvend 30% minder energie gebruiken. In absolute termen is dit vertaald naar **100 PJ primaire energiebesparing in 2020** waarvan 2/3 deel in de woningbouw en 1/3 deel in de utiliteitssector gerealiseerd moet worden. Voor de langere termijn is nog geen concrete politieke doelstelling geformuleerd. Wel vindt gedachtevorming plaats over instrumentarium om grootschalige CO₂-reductie in de bestaande bouw op langere termijn te stimuleren. Thans

wordt nagedacht over een *verplichte energieprestatie voor de bestaande bouw*. Zo is dit bijvoorbeeld binnen het werkprogramma Schoon en Zuinig genoemd als nader uit te werken optie en doet het platform Energietransitie Gebouwde Omgeving (PeGO) er onderzoek naar.

E.3 Huidige energievraag

De energievraag voor verwarming in de gebouwde omgeving bedraagt momenteel 542 PJprimair. Dat is 17% van de totale primaire energievraag in Nederland (bron: CBS). De trend is dat het gasgebruik per gebouw in de gebouwde omgeving in de loop der tijd is gedaald, door beter geïsoleerde gebouwen en efficiëntere verwarmingstechnieken. De netto toename van het *aantal* gebouwen doet die daling echter weer teniet.

E.4 Reductiepotentieel

Middellange termijn

Voor de middellange termijn is zoals eerder aangegeven aan reductiedoel binnen de woning en utiliteitsbouw gesteld van *100 PJ in 2020*. Het zal hier met name gaan om gasbesparing die gerealiseerd kan worden door goede na-isolatie of een zuiniger verwarmingsketel. Verder zal de algemene doelstelling van PeGO overeenkomen met circa *350 PJ in 2030*.

Er wordt ook energie bespaard omdat de energieprestatie-eisen van nieuwbouw steeds verder worden aangescherpt. Dat levert een relatieve energiebesparing op ten opzichte van de situatie dat deze prestatie-eisen niet zouden worden aangescherpt. In absolute zin stijgt het totale gebouwgebonden energiegebruik licht omdat de voorraad gebouwen in Nederland netto stijgt. Tussen 1996 en 2007 steeg de woningvoorraad bijvoorbeeld met netto groeipercentages tussen de 0,7 en 1,6% per jaar (bron: CBS).

Lange termijn

Een gemiddeld hoger energielabel dan een B-label voor een groot deel van de bestaande bouw wordt niet heel waarschijnlijk geacht binnen de komende veertig jaar; om dit niveau te behalen zullen al vergaande verplichtingen nodig zijn. Bovendien zijn de kosten van een nog beter label zeer waarschijnlijk hoger dan van reductiemaatregelen in andere sectoren. Een B-label kan in de woningbouw een reductiepotentieel opleveren van *163 PJ*, bij het huidige aantal woningen dat voor 2000 is gebouwd (Groot, 2009-1). De werkelijke reductie zal minder zijn, omdat een deel van de woningen van voor 2000 wordt gesloopt (gemiddeld wordt jaarlijks circa 0,3% van de bestaande woningvoorraad gesloopt). Dezelfde type maatregel zal bij de utiliteitsbouw tot minder energiebesparing leiden. Het absolute energiegebruik van utiliteit is namelijk lager dan van de woningbouw (zie Paragraaf E.3) en de gebouwen zijn doorgaans minder oud.

Het klimaatneutraal bouwen kan op termijn een interessante energiebesparing opleveren. Jaarlijks wordt circa 60.000 tot 70.000 nieuwe woningen opgeleverd (CBS, Statline, tabel nieuwbouwwoningen). Woningen met een EPC van 0,8 (huidige energieprestatie-eis) emitteren 2,2 ton CO₂ per jaar (Clocquet, 2005). Tien jaar klimaatneutraal bouwen levert - ten opzichte van bouwen met een EPC van 0,8 - een reductie op van circa 1,4 Mton.



E.5 Succes en faalfactoren

Bestaande bouw

Thans zijn er voldoende technische maatregelen op de markt die de energetische kwaliteit van de bestaande woningvoorraad fors kunnen verbeteren. Opwaarderen naar label B is echter maar voor een deel van de gebouwen financieel rendabel bij de huidige energie-eindgebruikersprijzen. Daarnaast is nog sprake van zgn. weerstandskosten; belemmeringen liggen daardoor met name op het vlak van gebrek aan urgentiegevoel, kennisgebrek, tijdgebrek en overlast, en tevens aan het marktaanbod aan partijen die een totaalpakket verzorgen. Aan het oplossen van dat laatste punt wordt vanuit MeermetMinder gewerkt. Een belemmering is verder de 'split incentive' in de huursector, waar de gebouweigenaar investeert en de baten van de gerealiseerde energiebesparingen toevallen aan de huurder; dit geldt zowel voor de woningbouw als de utiliteitsector (uitgezonderd gebouwen met all-in huurkosten). Een aanpassing in het woningwaarderingstelsel voor huurwoningen om dit op te lossen is in de maak maar nog niet operationeel. Om aan de vraagzijde voor energetische verbetering van gebouwen een forse trendbreuk te laten ontstaan en grote energiebesparingsvolumes te realiseren zal naar verwachting een overgang naar meer verplichtend en/of beprijzend beleidsinstrumentarium noodzakelijk zijn. De sleutel hiertoe ligt bij de Rijksoverheid.

Nieuwbouw

Het concept energieneutrale nieuwbouw moet zich nog ontwikkelen, hoewel de afzonderlijke technieken om klimaatneutraal te bouwen er al wel zijn. Er kan aangehaakt worden bij ontwikkelingen in het buitenland (o.a. Duitsland). Verder moet nog overeenstemming gevonden worden over de definitie van energieneutraal (moet bijvoorbeeld 'niet gebouwgebonden energiegebruik' al dan niet meetellen). Het is wel makkelijker om binnen de doelgroep een verplichting op te leggen, omdat het - in vergelijking met bestaande bouw - om een relatief kleine groep professionele partijen gaat.

E.6 Schaalsprong

In de bestaande bouw wordt geen grote schaalsprong verwacht. Op de markt zijn er voldoende bewezen technieken om de energievraag terug te dringen, in zowel de bestaande bouw als de nieuwbouw. Deze verbeteringen vinden plaats op natuurlijke momenten (tijdens renovatie en nieuwbouw). Gezien dit feit en aangezien energieprestatie-eisen voor de nieuwbouw geleidelijk worden aangescherpt, zal er geen sprake zijn van een drastische schaalsprong. Het zal meer een geleidelijke weg worden naar 100 PJ besparing in 2020 en een verdere besparing richting 2050. Zoals genoemd zal voor dat laatste naar verwachting ook een trendbreuk in het gevoerde beleid nodig zijn.

E.7 Bronnen

Brounen, 2009

Dirk Brounen, Nils Kok, Jaco Menne

Het energielabel op de Nederlandse Koopwoningmarkt : Eerste ervaringen in beeld

Maastricht/Rotterdam : Universiteit Maastricht en RSM Erasmus, mei 2009



CE, 2007

F.J. Rooijers, et al.

Green4Sure : Het Groene Energieplan. Achtergrondrapport

Delft : CE Delft, 2007

Clocquet, 2005

R. Clocquet

Regeltoets aanscherping EPC-woningen

Amersfoort : DHV Bouw en Industrie B.V., mei 2005

Groot 2009-1

M.I. Groot, L.M.L. Wielders, F.J. Rooijers, H. Hoiting, P. Engel Sotomayor
Valenzuela, I. van der Es

Energieprestatie-eisen bestaande woningen

Delft/Utrecht/Capelle a/d IJssel : CE Delft/WE adviseurs/Oranjewoud, 2009

Rijk en gemeenten, 2007

Klimaatakkoord Gemeenten en Rijk 2007-2011; Samen werken aan een
klimaatbestendig en duurzaam Nederland

Rijk, Bouwend Nederland, Neprom en NVB, 2008

Lenteakkoord; Energiebesparing in de nieuwbouw



Bijlage F Ontwikkeling niet-gebouwgebonden elektriciteitsvraag

De 'niet gebouwgebonden elektriciteitsvraag' is het elektriciteitsgebruik dat bepaald wordt door losse apparaten in een gebouw (huishoudelijke apparaten, zoals wasmachines, koelkasten, magnetrons, föhns, computers, maar ook kantoorapparatuur), verlichting en koeling. In deze factsheet wordt een onderscheid gemaakt voor de elektriciteitsvraag in de gebouwde omgeving tussen woningbouw (huishoudens) en utiliteitsbouw.

F.1 Huidige status

De totale elektriciteitsvraag in Nederland in de gebouwde omgeving is volgens het CBS gestegen van 134 PJ in 1990 tot 207 PJ in 2007 (CBS, Statline, tabel Energiebalans; kerncijfers). Hierbij is de elektriciteitsvraag van de utiliteitsbouw hoger dan dat van de woningbouw, in 1990 ongeveer 10 PJ hoger en in 2007 ongeveer 30 PJ (woningbouw 88 PJ, utiliteit 119 PJ) (berekent op basis van gegevens van ECN; Daniëls, 2007).

Voor elektrische apparaten zijn er twee keurmerken op de markt om energiebesparing bij consumenten te bevorderen, het Energielabel en Energy Star. Het Energielabel geeft met de klassen A tot en met G de energiezuinigheid aan van een apparaat. A is het meest zuinig, en is gemiddeld 45% zuiniger dan een apparaat met Energielabel D of E. Het Amerikaanse label Energy Star, dat geen verplicht label is, stelt eisen aan het energieverbruik van apparaten, onder meer in de stand-by stand. Het label komt voor op kantoorapparatuur zoals PC's, beeldschermen, printers, faxen en kopieerapparaten.

Inmiddels zijn de wasmachines en vaatwassers met energielabel A ingeburgerd. De populariteit van wasdrogers en koelkasten met zuinigere energielabels stijgt, maar is nog steeds niet groot. Het marktaandeel van de aller-zuinigste typen wasdrogers en koelkasten is erg klein, respectievelijk 3,5 en 2,5% (Milieu Centraal, 2010).

Sinds 21 oktober 2009 geldt de Europese richtlijn Ecodesign (2009/125/EG) voor energieregelateerde producten. De Europese Commissie kan hiermee eisen stellen aan het ecologisch ontwerp. Het gaat hierbij om producten die veel verkocht worden en die een grote impact hebben op het milieu. Voor de energieregelateerde producten is een indeling naar productgroepen gemaakt en voor de komende jaren is er planning gemaakt welke productgroepen worden aangepakt (SenterNovem, 2010). Zo zijn er inmiddels eisen gesteld, in Nederland en andere EU-landen, dat er geen gloeilampen van 100 Watt of meer op de markt mogen worden gebracht. En sinds 7 januari 2010 worden er eisen aan het energiegebruik van stand-by- en uitstand van elektr(on)ische apparatuur gesteld.

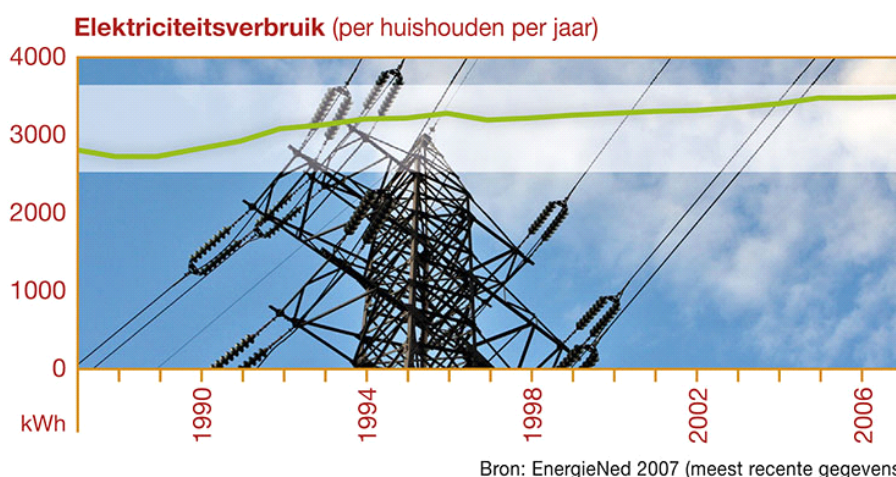


F.2 Verwachte ontwikkelingen

Woningbouw

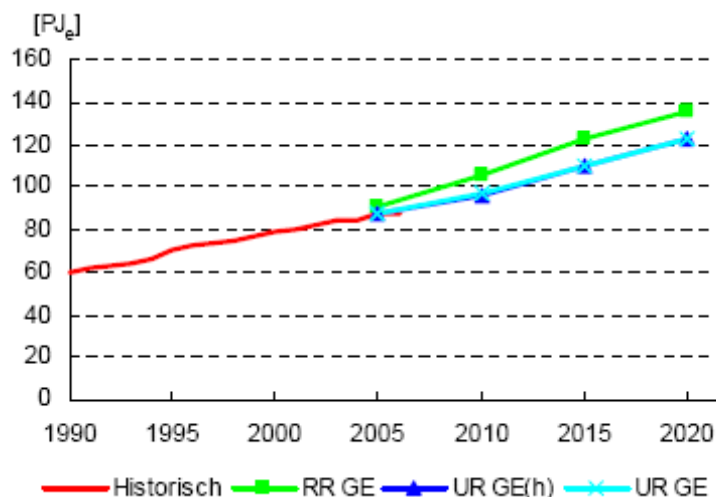
De trend van groeiend elektriciteitsgebruik van huishoudens zal naar verwachting doorzetten. In Figuur 29 is het historisch verloop van het gemiddeld gebruik per huishouden weergegeven. Sinds 1990 tot heden is de stijging met name veroorzaakt door een toename van het aantal elektrische apparaten. Tussen 1950 en 2005 is het elektriciteitsgebruik per huishouden in Nederland ongeveer vervijfvoudigd. Tussen 1980 en 2005 is het elektriciteitsgebruik toegenomen met 55%. Vooral het bezit van magnetrons, wasdrogers, vaatwasmachines en solaria groeide sterk. Deze apparaten verbruiken relatief veel elektriciteit (Compendium voor de Leefomgeving, 2010). Daarnaast is het aantal eenpersoonshuishoudens sterk toegenomen; het energiegebruik per persoon van een eenpersoonshuizen ligt ongeveer een derde hoger dan dat van een tweepersoonshuizen. Nog een andere oorzaak voor het gestegen gemiddelde elektriciteitsgebruik, is de stijging van het aantal huishoudens waarin beide partners (voltijds of deeltijds) werken. Deze huishoudens bezitten meer tijdsbesparende apparaten dan gemiddeld, zoals een wasdroger en een vaatwasser. De diverse elektrische apparaten dragen bij aan een uitstoot van 13 Megaton CO₂ van de jaarlijkse door het energiegebruik van huishoudens veroorzaakte uitstoot van 51 Megaton CO₂ (Milieu Centraal, 2010).

Figuur 29 Ontwikkeling van het gemiddeld elektriciteitsgebruik per Nederlands huishouden



ECN verwacht dat de stijging vanaf 2008 ruim 2,2% per jaar is naar 123 PJ elektriciteit in 2020 voor huishoudens, zie Figuur 30 (Daniëls, 2007). ECN stelt dat de vervanging van apparaten als witgoed door nieuwe zuinigere modellen met een A label wel tot forse besparingen zal leiden. Een aantal onzekere factoren (bevolkingsgroei, inkomensontwikkeling, statistiek, leefstijl/gedrag en klimaatontwikkeling) zijn in de prognose van ECN meegenomen. In de prognose van ECN is niet de normstelling van apparaten in kader van EU Ecodesign Richtlijn meegenomen vanwege onduidelijkheden rondom dit instrument.

Figuur 30 Prognose elektriciteitsverbruik huishoudens



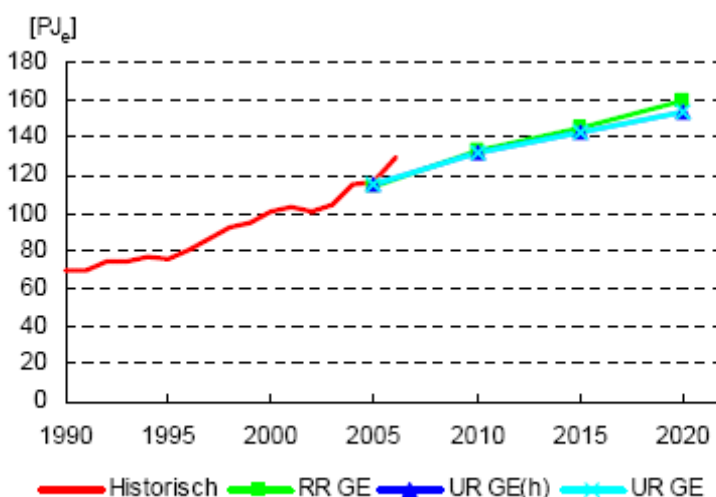
Bron: Figuur 6.12 'Electriciteitsverbruik huishoudens', zie Daniëls, 2007 (Actualisatie referentieramingen, Energie en emissies 2008-2020).

Het gemiddeld elektriciteitsgebruik van een huishouden *per type woning* loopt uiteen van 3.000 kWh tot 5.000 kWh per jaar voor respectievelijk een portiekflat/galerijwoning tot een geheel vrijstaande woning.

Utiliteit

Ook in de utiliteitsbouw is de verwachting dat het elektriciteitsverbruik zal blijven stijgen (zie Figuur 31). In de Referentieramingen van ECN stijgt elektriciteitsgebruik voor utiliteit van circa 97 PJ in 2000 naar tussen de 142 PJ en 159 PJ in 2020. De belangrijkste oorzaken voor deze stijging zijn de economische groei en het aantal werknemers en daarmee samenhangend de ontwikkeling van de gebouwenvoorraad en apparaten. Het elektriciteitsverbruik zal met name stijgen, als gevolg van toename in ICT en koeling van gebouwen.

Figuur 31 Prognose elektriciteitsverbruik HDO*



* HDO is bij ECN hetzelfde als de utiliteitsbouw.

Bron: Figuur 6.16 'Electriciteitsverbruik HDO', zie Daniëls, 2007 (Actualisatie referentieramingen, Energie en emissies 2008-2020).

F.3 Potentieel

De reductiepotentiëlen voor energie in de woningbouw en utiliteitsbouw zijn met name gericht op de gebouwgebonden apparaten en dus op het gasverbruik. Voor elektriciteitsreductie is in het kabinetsprogramma Schoon en Zuinig de ambitie benoemd dat het energiegebruik van apparaten in 2020 met 40% is verlaagd ten opzichte van ongewijzigd beleid. Dit wordt bereikt door energielabels en -normering voor apparaten waarbij de labels zich moeten blijven aanpassen aan de technische ontwikkeling. Zoals eerder genoemd zal dit gebeuren in Europees verband, in het kader van de Ecodesign Richtlijn. Inmiddels is er ook een taskforce verlichting ingesteld in Nederland die zich richt op openbare verlichting, utiliteitsbouw en de huishoudelijke sector om de sprong te maken naar de meest zuinige verlichting.

In het Milieu en Natuurplanbureau-rapport wordt een indicatie gegeven van onder meer het elektriciteitsgebruik in de gebouwde omgeving bij toepassing van het beleidspakket van Green4Sure en met GEHP-scenario (Van de Wijngaard, 2007). Tabel 34 geeft hiervan een overzicht.

Tabel 34 Indicatie van het elektriciteitsgebruik in de gebouwde omgeving bij toepassing van het beleidspakket van Green4Sure, met GEHP als achtergrondscenario

| | | G4S | | GEho |
|------------------------------|-----|------|------|------|
| | | 2005 | 2020 | |
| Totaal elektriciteitsgebruik | 200 | 241 | 291 | |
| Gebouwde Omgeving (PJe) | | | | |
| w.v. huishoudens | 88 | 117 | 136 | |
| w.v. HDO | 113 | 123 | 155 | |

In het kader van de Ecodesign Richtlijn zijn studies ter voorbereiding van een uitvoeringsmaatregel uitgezet en een enkele is pas recent gepubliceerd. Het is het dus lastig om op basis hiervan inschattingen te maken voor additionele reductieschattingen. ECN heeft een schatting gemaakt voor de elektriciteitsbesparing voor 2020 die ligt tussen de 60 en 112 PJ (Menkveld, 2007). Echter is deze elektriciteitsbesparing lang nog niet voldoende om de verwachte stijging van de elektriciteitsvraag tussen nu en 2020 te compenseren als die ergens tussen de 241 PJ van het 'Green4Sure' plan en het referentiescenario WLO-GEHP van 291 PJ ligt.

In de hoofdscenario's in dit rapport wordt een elektriciteitsvraag aan het centraal niveau aangehouden (i.e. vraag minus decentrale opwekking) van 150 (laag) tot 175 (hoog) TWh/jaar. Dit betreft de totale elektriciteitsvraag, dus niet alleen van huishoudens en utiliteitsgebouwen.

F.4 Succes- en faalfactoren

Ondanks het huidige label en normering systeem voor apparaten blijft de elektriciteitsvraag door apparaten in de gebouwde omgeving stijgen. Er liggen nog wat kansen bij huishoudens via het recent ingevoerde Europese Ecodesign Richtlijn. Maar het aantal 'nieuwe' apparaten en daarmee ook het gebruik van het aantal apparaten zal blijven toenemen. Om een voorbeeld te geven: in 2004 was in 23% van de huishoudens een breedbeeldtelevisie, in 48% van de huishoudens een DVD-speler, in 35% een CD-(re)writer en in 16% een MP3-speler aanwezig. Voor de DVD-speler en de MP3-speler zijn dit verdubbelingen ten opzichte van 2002 (Compendium voor de Leefomgeving, 2010).

In de utiliteitsbouw liggen kansen voor elektriciteitsbesparing in bijvoorbeeld technieken die mechanische koeling kunnen vervangen, voor warmte/koude-opslag en voor energie-efficiënte verlichting. Ook richt het programma 'Meer met Minder' zich o.a. op het aanbieden van energiediensten waarmee een elektriciteitsbesparing kan worden gehaald.

F.5 Schaalsprong

Zowel bij huishoudens als in de utiliteitsbouw worden geen grote schaal-sprongen verwacht op het vlak van elektriciteitsbesparing. Het effect van de Ecodesign Richtlijn geeft voor de bovenkant gemeten een geschat effect van zo'n 50 PJ besparing elektriciteit in de gebouwde omgeving.

F.6 Bronnen

CE, 2007

F.J. Rooijers, et al.

Green4Sure : Het groene Energieplan. Achtergrondrapport
Delft: CE Delft, 2007

Compendium voor de Leefomgeving, 2010

Elektrische apparaten in huishoudens,

<http://www.compendiumvoordeleefomgeving.nl/indicatoren/nl0034-Elektrische-apparaten-in-huishoudens.html?i=15-12>

Geraadpleegd op 5-2-2010

Daniëls, 2009

B.W. Daniëls, et al.

Actualisatie referentieramingen, Energie en emissies 2008-2020

Petten : ECN, 2009

Menkveld, 2007

M. Menkveld, et al.

Beoordeling werkprogramma Schoon en Zuinig

Effecten op energiebesparing, hernieuwbare energie en uitstoot van broeikasgassen

Petten : ECN, 2008



Milieu Centraal, 2010

Trends energiebesparing, [http://www.milieucentraal.nl/pagina.aspx?onderwerp=Trends %20energiebesparing](http://www.milieucentraal.nl/pagina.aspx?onderwerp=Trends%20energiebesparing)
Geraadpleegd op 5-2-2010

SenterNovem, 2010

Ecodesign, <http://www.senternovem.nl/ecodesign/index.asp>
Geraadpleegd op 5-2-2010

Wijngaart van den, 2007

R.A. van den Wijngaart, H. E. Elzenga, R.M.M. van den Brink
Broeikasgasemissies 2011-2020
Analyse van potentieel en kosten van klimaat- en energiemaatregelen
Bilthoven : MNP, 2007



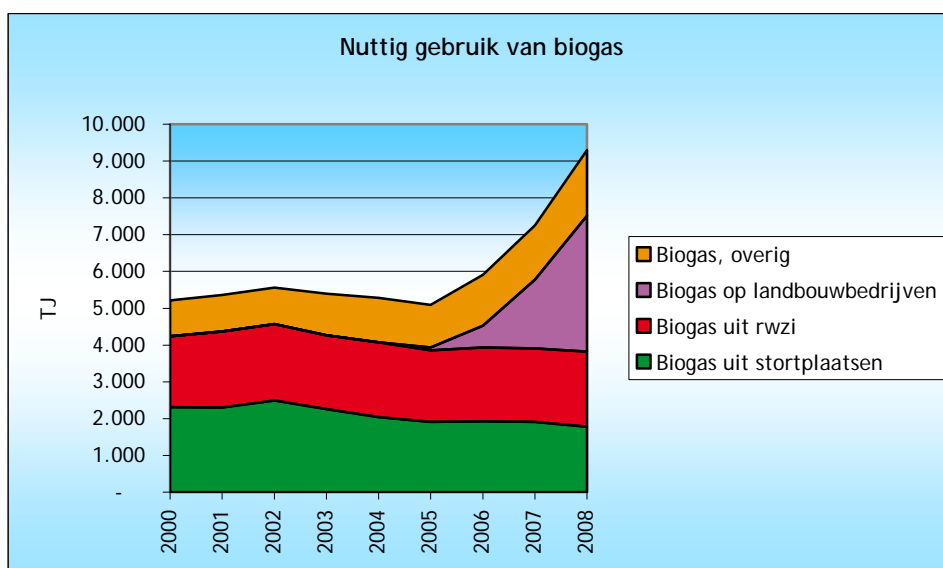
Bijlage G Groengas

Biogas wordt via vergisting of vergassing verkregen uit biomassa. Als biogas is opgewerkt tot aardgaskwaliteit wordt het ook wel groengas genoemd. Het kan worden gebruikt als vervanger van aardgas en - in de vorm van CNG (compressed natural gas) - ook als voertuigbrandstof, als vervanger van benzine. Zie voor de beschikbaarheid van biomassa ook Paragraaf R.1.

G.1 Huidige status

Op dit moment wordt biogas vooral decentraal geproduceerd uit biomassa. Dit gebeurt in Nederland hoofdzakelijk door vergisting bij stortplaatsen (stortgaswinning), rioolwaterzuiveringsinstallaties en op landbouw- en veeteeltbedrijven (zie Figuur 32). Met name de vergisting bij landbouwbedrijven is de laatste jaren zeer sterk toegenomen.

Figuur 32 Ontwikkeling in nuttig gebruik van biogas in Nederland, periode 2000-2008



Bron: CBS Statline, 2009.

In het buitenland vindt daarnaast al sinds een decennium grootschalige centrale vergisting van organisch afval (tot 300 kton/jaar) plaats. Recentelijk is ook een grootschalige vergistingsinstallatie voor maïs uit energieteelt in bedrijf genomen in Duitsland.

Biogas en stortgas worden in de huidige praktijk direct gebruikt c.q. afgezet als brandstof of worden opgewerkt tot groengas en worden geïnjecteerd in het aardgasnet.

Directe toepassing betreft met name inzet in W/K-gasmotoren of in direct bij de vergister of stort geplaatste CNG-installatie. Daarnaast vond en vindt er directe toepassing als brandstof in industriële processen plaats, bijvoorbeeld bij stortgas van de stortplaatsen in Bavel en Ambt Delden^{81 82}.

Voor injectie in lokaal aardgasnet of in middendruk of hoge druk aardgas transmissienetten dient aan de kwaliteitseisen van aardgas te worden voldaan. Voor de opwerking - drogen, verwijderen CO₂ (deels), H₂S en mercaptanen - worden technieken toegepast als membranen, PSA's, actief koolfilters, wassers en uitkoelen van CO₂. Het overblijvende gas bestaat volledig of voornamelijk uit methaan. Een klein deel van de methaan gaat bij de opwerking verloren.

Vanaf begin jaren tachtig tot heden zijn in Nederland enkele opwerkingsinstallaties operationeel, bijvoorbeeld bij de stortplaatsen De Spinder (Tilburg) en Attero (Wijster). In Zweden zijn op diverse locaties (bijvoorbeeld Linköping, Gothenburg) grootschalige opwerkingsinstallaties gerealiseerd die via een apart leidingnetwerk gecoprimeerde biomethaan naar tankstations transporteren.

De gebruikelijke schaalgrootte voor een industriële vergistinginstallatie is op dit moment 100-150 kton/jaar aan biomassa en een biogasproductie van 10-18 miljoen Nm³/jaar (Juliper, 2007). Hieruit kan netto (na aftrek van eigen gebruik) 6,5-8,5 miljoen Nm³/jaar aan groengas worden geproduceerd.

G.2 Verwachte ontwikkelingen

Op gebied van vergisting zal de trend van schaalvergroting doorzetten. In Zweden zijn bijvoorbeeld enkele zeer grote vergisters met een productiecapaciteit van 55·10⁶ m³ tot 110 biogas gepland^{83 84}

Mogelijk vinden daarnaast diverse technieken voor het verhogen van de biogasopbrengst per eenheid substraat (thermische voorbehandeling - hydrolyse, stoomexplosie - en toepassing van ultrasoon geluid, drukverhoging) meer ingang.

Op het gebied van opwerking is ook een duidelijke schaalvergroting te zien (zie HIT, 2008). De grootste opwerkingseenheid staat momenteel in Gothenburg en produceert 60 GWh biomethaan voor injectie in het aardgasnet⁸⁵.

In Nederland, Oostenrijk en Zweden wordt daarnaast gewerkt aan de technische ontwikkeling van de productie van bio-SNG geproduceerd uit hout dat via vergassing is omgezet in synthesegas.

⁸¹ <http://www.vcob.nl/images/downloads/071009%20Bavelse%20Berg.pdf>

⁸² http://www.energieprojecten.nl/stortgas/pr_wind.html

⁸³ <http://www.eon-nordic.mobi/templates/Eon2TextPage.aspx?id=61548&epslanguage=EN>

⁸⁴ <http://www.rug.nl/energyconvention/edc/archive/edc2008/presentations2008/Kreisel.pdf>

⁸⁵ http://www.goteborgenergi.se/English_Projects_Biogas___the_fuel_of_the_future_DXNI-8433833_.aspx



Het proces wordt onderzocht in Güssing, Oostenrijk⁸⁶ en bij ECN Petten. ECN en HVC Alkmaar willen een 10 MW_{brandstof} demonstratie-eenheid bouwen met een vergasser van ongeveer dezelfde schaalgrootte als opgesteld in Güssing⁸⁷. In Gothenburg is een bio-SNG fabriek van 800 GWh/jaar die in 2012 operationeel moet zijn⁸⁸. Er is echter voor zover bekend nog geen bouwcontract gesloten.

Een nieuwe trend is de omzetting van groengas in zogenaamde bio-LNG. Deze technologie is ontstaan uit de aardolie- en aardgaswinning als een optie om emissies door fakkelen of afblazen te reduceren en kan worden toegepast vanaf een schaalgrootte van 6 kton CH₄/jaar (ongeveer 15·10⁶ m³/a). Door opwerking tot bio-LNG kan een alternatieve transportroute onafhankelijk van het aardgasnet worden benut.

G.3 Energievraag

Groengas kan worden gebruikt als vervanger van aardgas en kan in de vorm van CNG (compressed natural gas) ook worden gebruikt als voertuigbrandstof als vervanger van benzine. Het huidige binnenlandse gebruik van aardgas en brandstoffen voor mobiliteit bedraagt respectievelijk ongeveer 1.500 PJ/jaar en ongeveer 200 PJ/jaar (CBS Statline). Puur technisch kunnen beide consumpties volledig met biogas/groengas worden gedekt; in welke mate dat in de praktijk daadwerkelijk zal gebeuren hangt af van marktfactoren en van de fysieke beschikbaarheid van biomassa.

G.4 Potentieel

ECN heeft in het Optiedocument verschillende varianten voor de productie van groengas in 2020 doorgerekend (ECN, 2009b). In Tabel 35 worden de uitkomsten van deze berekeningen gegeven. Voor een grotere productie van groengas is meer biomassa nodig. Deze moet of worden geïmporteerd of moet worden geteeld in Nederland. Geteelde biomassa is echter duur en het aanbod aan importeerbare biomassa geschikt voor vergisting is nul.

Tabel 35 Potentieel Groengas in 2020 uit Optiedocument

| | Besparing aardgas (PJ) |
|---|------------------------|
| Groengas door vergisting van mest (en biomassa) | 14,0-57,0 |
| Groengas van stortgas en RWZI's | 4,8 |
| Groengas uit vergassing van biomassa | 1,9-60,9 |

⁸⁶ <http://www.ie-leipzig.de/Energetik/Bio-SNG/News.htm>.

⁸⁷ <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/m09086.pdf>.

⁸⁸ http://www.goteborgenergi.se/Files/dok/broch/bio%20highways%20folder_2009_eng_final.pdf.



G.5 Succes- en faalfactoren

Nu al worden netbeheerders geconfronteerd met verzoeken om groengas in het aardgasdistributienet in te voeden. Dit is mede te danken aan de vergoeding die in het kader van de SDE-regeling geldt bij invoeding van groengas in het aardgasdistributienet. Opwerking naar aardgaskwaliteit is een zaak van de producenten van groengas. Invoerders moeten voldoen aan aansluiteseisen van de netbeheerders en zijn verantwoordelijk voor wat wordt ingevoerd. De netbeheerders controleren de gaskwaliteit bij invoeding en hebben het recht om de invoeding te onderbreken wanneer het groene gas niet aan de gestelde specificaties voldoet. De netbeheerders streven naar een goede kwaliteitbeheersing tegen acceptabele kosten.

Groengas moet omwille van veiligheid en betrouwbaarheid van gaslevering aan kwaliteitseisen voldoen. Enerzijds moeten bepaalde bestanddelen beslist in het groene gas voorkomen voordat invoeding in het aardgasdistributienet mag plaatsvinden. Anderzijds is uitsluiting van zaken die er beslist geen deel van mogen uitmaken minstens zo belangrijk vanwege mogelijke negatieve effecten op het aardgasdistributienet, de gebruik apparatuur en mensen, dieren en planten. Op korte termijn is helderheid nodig over de technische eisen en de verantwoordelijkheden (Energietransitie, 2008). De gezamenlijke netbeheerders zijn daarom een programma gestart waarbij door middel van onderzoek en ervaring met de eerste invoedingsprojecten aanvullende kwaliteitseisen worden gesteld. Doel hierbij is een balans te vinden tussen veilige en betrouwbare gaslevering en acceptabele kosten voor de groengasproducenten.

Uitdagingen voor de infrastructuur betreffen (AER, 2009):

- Inpassen van verschillende gaskwaliteiten - alhoewel er al verschillende gaskwaliteiten in Nederland zijn?
- Conversiecapaciteit voor gaskwaliteiten.
- Tweewegverkeer van gasstromen mogelijk maken.
- ‘Decentrale’ opbouw van het gasnet.
- Bemetering.

De belangrijkste belemmering is de beperkte beschikbaarheid van duurzaam geproduceerde biomassa (onder andere omdat de productie van gas niet noodzakelijkerwijs de prioriteit zal krijgen boven andere toepassingen).

G.6 Schaalsprong

De schaalsprong bij biogasproductie in de landbouw lijkt inmiddels ingezet te zijn. Voor de grootschalige toepassing van biomassavergassing is de technologie nog in ontwikkeling. Wanneer hier opschaling in plaats gaat vinden is nog niet bekend. In het Optiedocument wordt gesproken over een marktrijpe technologie in 2013 (ECN, 2009b).

G.7 Concurrerende technieken

Afhankelijk van de gekozen techniek (ECN, 2009b).

Inputs: beperkte tot geen concurrentie met andere toepassingen om biomassa. Wat betreft de toepassingen: overlap met bijvoorbeeld warmtepompen, zonneboilers en andere vergroeningsopties voor huishoudelijke warmtevraag. De aanwending van dit gas als groengas concurreert met directe conversie tot groene elektriciteit.



G.8 Toepassingsgebied

De productie zal hoofdzakelijk in landelijk gebied plaatsvinden (mestvergisting) of in industrieel gebied (grootschalige vergassing). Het gebruik van groengas kan overal plaatsvinden waar nu aardgas wordt toegepast (zo goed als alle sectoren van Nederland).

In Nederland is productie van groengas uit mest de meest voor de hand liggende optie. Door KEMA is recent onderzocht welke wijze van vergisten en opwerken optimaal is. Hierbij is uitgegaan van de 66 landbouwgebieden zoals CBS die onderscheidt. Het blijkt dat decentrale vergisting in combinatie met centrale opwerking de laagste kosten vergt. Met een investering van € 1 miljard kunnen ruwgasleidingen (inclusief invoeding in regionaal gasnet) worden aangelegd naar centrale punten waar het ruwe biogas wordt opgewerkt tot groengas. De totale kosten van het groengas variëren van € 0,80 tot € 2 per m³. De totale groengasproductie is maximaal 4 miljard m³ indien covergisting met mais het uitgangspunt is. Indien zonder covergisting groengas wordt gemaakt daalt de gasproductie naar 0,8 miljard m³ en de investeringskosten voor de netbeheerders tot € 600 miljoen. (bron: Kwantitatieve impact groengas op de gasinfrastructuur, KEMA, april 2010).





Bijlage H HRe-ketel (micro-WKK)

De HRe-ketel is een micro-warmtekrachtkoppeling voor huishoudens, waarbij de HR-ketel naast voor de verwarmingsdoeleinden tevens wordt benut om een bescheiden hoeveelheid elektriciteit te produceren.

H.1 Huidige status

Sinds jaren wordt er gesproken over - en gewerkt aan - de micro-warmtekrachtkoppeling voor huishoudens. Hoewel de eerste jaren de beloften lastig waar te maken waren, is de laatste twee jaar een zeer sterke ontwikkeling gemaakt. Inmiddels zijn meerdere CV-fabrikanten (Remeha, Baxi, Vaillant, Nefit/Bosch, Ariston, Whispergen) bezig met het ontwikkelen van een micro-WKK op basis van een Stirlingmotor en worden de eerste series van prototypes getest in Nederland.

In 2009 zijn ongeveer 1.000 micro-WKK's op verschillende testlocaties in Nederland geplaatst. Op dit moment zijn dat nog geen ketels uit de serieproductie, maar de eerste versies die gebruikt worden om de technische aspecten te verbeteren en de gebruikerservaring te monitoren. De verwachting is dat in de loop van 2010 de eerste producten op de markt komen die door consumenten gekocht kunnen worden.

Op dit moment is er vanuit de overheid (SenterNovem, 2009a) de mogelijkheid om een subsidie te krijgen voor een micro-WKK: Subsidieregeling Duurzame Warmte. Deze regeling loopt van 2008-2011 en heeft 10 miljoen Euro beschikbaar als aankoopsubsidie voor de micro-WKK. Aangezien de eerste micro-WKK's pas in de loop van 2010 op de markt komen, wordt de subsidie nu gehanteerd als innovatiebijdrage vanuit de overheid.

De ontwikkeling van de micro-WKK op basis van een brandstofcel staat nog in de kinderschoenen. Verschillende bedrijven zijn bezig met het testen van een enkele ketel, maar het gaat waarschijnlijk nog meerdere jaren duren voordat deze techniek marktrijp is.

H.2 Verwachte ontwikkelingen

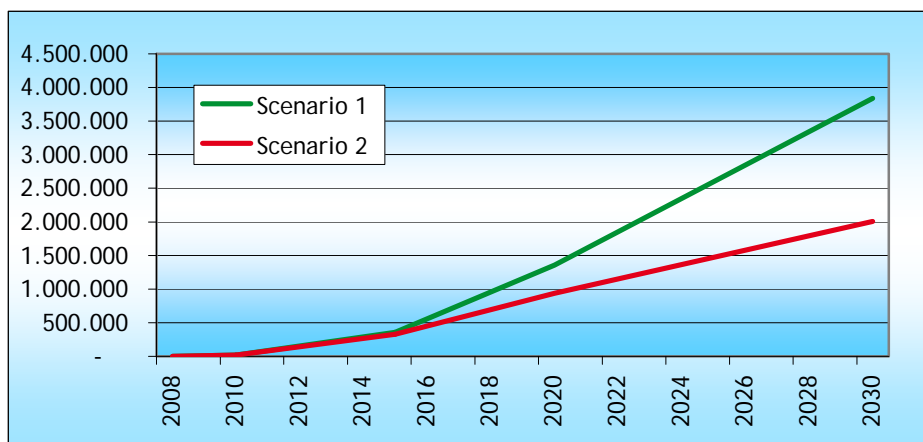
In een studie van COGEN Projects c.s. (2008) zijn twee scenario's ontwikkeld voor de marktpenetratie van de micro-WKK tussen 2010 en 2030. In Figuur 33 staan de uitkomsten van deze scenario's in termen van het cumulatief verwachte aantal micro-WKK's.

Belangrijk om in het oog te houden hierbij is dat de Cogen-studie geen stringente CO₂-randcondities aanhoudt voor de lange termijn (2050), zoals in het NET-document het uitgangspunt is. De micro-WKK zorgt voor een efficiëntieverbetering ten opzichte van gescheiden opwekking van warmte (in een HR-ketel) en elektriciteit, maar zorgt ook voor lokale netto CO₂-emissies indien de micro-WKK met aardgas wordt gestookt. Dit past niet meer bij een 90% CO₂-emissiereductie in 2050. Wanneer de micro-WKK wordt gestookt met groengas is dit probleem er niet. Echter, de omvang van de benodigde biomassastromen vormt dan een nieuw probleem, zie Bijlage S. In het NET-document wordt er daarom van uitgegaan dat micro-WKK's vooral een belangrijke transitietechniek zullen zijn, en dat op de lange termijn de stringente CO₂-reducties en de beperkte beschikbaarheid van groengas de balans zullen doen doorslaan naar elektrische warmtepompen en naar klein-



en grootschalige warmte. De Cogen-scenario's geven daardoor juist ook een belangrijke onzekerheid voor de (gas)netbeheerders weer.

Figuur 33 Diverse scenario's voor de marktontwikkeling van de HRe-ketel



H.3 Energievraag

De verwachting is dat er in Nederland in 2030 ongeveer 8,9 miljoen woningen zijn. Van deze woningen wordt door COGEN geschat dat 95% een individuele centrale verwarming heeft. De energievraag van woningen is sterk afhankelijk van de omvang, de isolatiegraad en het bouwjaar. In Tabel 36 wordt een overzicht gegeven van het energiegebruik in de twee Cogen-scenario's.

Tabel 36 Energievraag woningen in 2030 in de Cogen-scenario's

| Energievraag | Woningen < 2000 | Woningen > 2000 |
|--------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Ruimteverwarming (GJ _{th}) | 28 | 17 |
| Warm tapwater (GJ _{th}) | 8,1 | 8,1 |
| Elektriciteit (kWh) | 4.960 | 4.960 |

H.4 Potentieel

Het besparingspotentieel zoals dat bepaald is in de Cogen-scenario's is afhankelijk van de referentie die wordt genomen. Bepalend daarbij is of voor het elektriciteitsdeel gekeken wordt naar een STEG als referentie, of naar een kolencentrale met CCS. In Tabel 37 staan de uitkomsten.

Tabel 37 Emissiereductieresultaten voor de HRe-ketel, afhankelijk van de gekozen referentie (Cogen-scenario's)

| | Referentie | Energiebesparing | CO ₂ -emissiereductie | |
|------------|------------|------------------|----------------------------------|----------------------|
| | | | Middenwaarde | Volledige range |
| Scenario 1 | STEG | 35 PJ/jr. | 1,8 Mton/jr. | 1,4 -2,1 Mton/jr. |
| | Kolen CCS | 73 PJ/jr. | -1,2 Mton/jr. | -0,7 - -1,6 Mton/jr. |
| Scenario 2 | STEG | 19 PJ/jr. | 0,9 Mton/jr. | 0,7 -1,1 Mton/jr. |
| | Kolen CCS | 39 PJ/jr. | -0,6 Mton/jr. | -0,4 - -0,8 Mton/jr. |

H.5 Succes- en faalfactoren

Eén van de belangrijkste succesfactoren is dat de micro-WKK wordt ontwikkeld als één-op-één vervanger van de huidige HR-ketel: dezelfde afmetingen, dezelfde bediening, etc. Hiermee is de volledige vervangingsmarkt van HR-ketels geschikt voor de micro-WKK. Daarnaast wordt het voor individuele woningen mogelijk een aanzienlijke besparing te behalen op het energieverbruik.

De techniek is inmiddels zo ver uitontwikkeld, dat deze niet meer wordt gezien als faalfactor. De potentiële faalfactoren zullen waarschijnlijk zijn: de kosten (meerkosten t.o.v. een HR-ketel) en daarmee de terugverdientijd, en mogelijke onbekende effecten op het net bij grootschalige toepassing. Daarnaast kan de acceptatie door de installatiebranche een mogelijke belemmering opwerpen, als gevolg van het zwaarder en complexer zijn van de micro-WKK en de onbekendheid met de werking er van. Dit wordt echter niet als een onoverkomelijk probleem gezien maar kan wel tot vertraging in de uitrol leiden.

H.6 Schaalsprong

De verwachting is dat de eerste fabrikant in de loop van 2010 op de markt gaat komen en dat dus in de loop van 2011 en 2012 de eerste opschaling plaats zal gaan vinden. De marktpenetratie zal vervolgens vooral geleidelijk gaan, aangezien het een vervangingsmarkt betreft.

H.7 Concurrerende technieken

De micro-WKK is niet de enige techniek die wordt ontwikkeld voor de warmtelevering in de woningbouw. Eén van de belangrijkste concurrenten is de warmtepomp. Echter, de verwachting is dat de warmtepomp veelal in de nieuwbouw toegepast gaat worden, omdat hier een lage temperatuur verwarming voor gewenst is (bijvoorbeeld vloerverwarming). Deze ingrijpende veranderingen zullen niet vaak toegepast worden in de bestaande bouw. De micro-WKK zal meer worden toegepast in de bestaande bouw, voor de vervangingsmarkt van HR-ketels. Dit geldt voor de Stirling- μ WKK met elektrische rendementen van 20-30%. Met brandstofceltechnologie zijn rendementen tot 50% mogelijk, waardoor toepassing in nieuwbouw ook rendabel kan gaan worden (zie verder bij Toepassingsgebied).

Op dit moment worden testen uitgevoerd om de combinatie van een micro-WKK en zonnepanelen (zowel thermisch als PV) uit te proberen. De verwachting is dat hier een goede synergie te behalen is, omdat beide technieken hun piek halen in tegenovergestelde seizoenen (micro-WKK in de winter, zonnecollectoren in de zomer). Dit geldt voor de piek qua energieopbrengst, maar niet voor de piek in capaciteit. Voor het net dient rekening gehouden te worden met de pieken van beide technieken samen.

De μ WKK is vooral een energiebesparende techniek die zorgt voor een reductie van ca. 20% CO₂-emissie ten opzichte van de huidige situatie. Door het aardgas te vervangen door groengas, is er sprake van zowel duurzame warmte als duurzame elektriciteit. Zoals al opgemerkt (zie ook Bijlage S) vormt de beschikbaarheid van groengas een probleem.



H.8 Toepassingsgebied

Zoals reeds gezegd is de micro-WKK bij uitstek geschikt voor de vervangingsmarkt van de HR-ketel. In iedere woning zal een micro-WKK een besparing behalen. Echter, wil de micro-WKK ook financieel rendabel zijn (terugverdiendtijd van vijf jaar), dan moet (afhankelijk van de gebruikte techniek) een minimale hoeveelheid aardgas verbruikt worden. De omvang daarvan is afhankelijk van ontwikkeling in rendement en kostprijs. Hoe hoger het huidig gasgebruik, hoe beter het financieel rendement van een micro-WKK. Woningen met een relatief hoog (huidig) gasgebruik zijn meestal wat grotere en oudere woningen die minder goed geïsoleerd zijn. Voor goed geïsoleerde nieuwbouwwoningen zijn betere alternatieven dan de (huidige) micro-WKK beschikbaar (zoals de warmtepomp met LTV).

Een belangrijk aspect is de technische ontwikkeling van de μ WKK. Momenteel worden rendementen getoond van 20%/80% elektriciteit/gas. Echter hierin zit de nodige verbetering in de komende jaren/decennia. Over een aantal jaar wordt een rendement van de Stirling- μ WKK verwacht van 30%/70%. Momenteel wordt ook hard gewerkt aan brandstofcel- μ WKK, waarbij de elektrische rendementen nog verder zullen stijgen, tot 50%/50%. Met die rendementen wordt ook rendabele toepassing in nieuwbouwwoningen mogelijk, omdat de verhouding Elektriciteit-Warm Tapwater ook ongeveer 50/50 is.

H.9 Wetenswaardigheden, feiten en inzichten

Zie onder andere:

- Publieksinformatie over de micro-WKK: <http://www.microwkk.nl/>.
- Veldtesten met micro-WKK: http://www.slimmetgas.nl/hre_wat.asp.
- Informatie over producenten: <http://www.smartpowerfoundation.nl/>.

H.10 Literatuur

COGEN Projects c.s., 2008

COGEN Projects, ECN, Ecofys, TNO, CE Delft, Gasunie E&T

Energie- en CO₂-besparingspotentieel van micro-WKK in Nederland (2010-2030)

COGEN Projects : Driebergen, 2008

<http://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-O--08-017>

ECN, 2009a

Conceptadvies basisbedragen 2010 voor elektriciteit en groengas in het kader van de SDE-regeling

Petten : ECN, 2009

ECN, 2009b

Factsheets Optiedocument. Oktober 2009

<http://www.ecn.nl/nl/units/ps/themas/nederlands-klimaatbeleid/optiedocument/optiedocument-2010-2020/factsheets/emissietemas/co2/>



Energietransitie, 2008

Platform Nieuw Gas, Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening

Actieplan 'Decentrale Infrastructuur'

SenterNovem : Utrecht, 2008

<http://www.aebiom.org/IMG/pdf/Dahlgren.pdf>

SenterNovem, 2009a

Duurzame Warmte. Oktober 2009

<http://www.senternovem.nl/duurzamewarmte/>





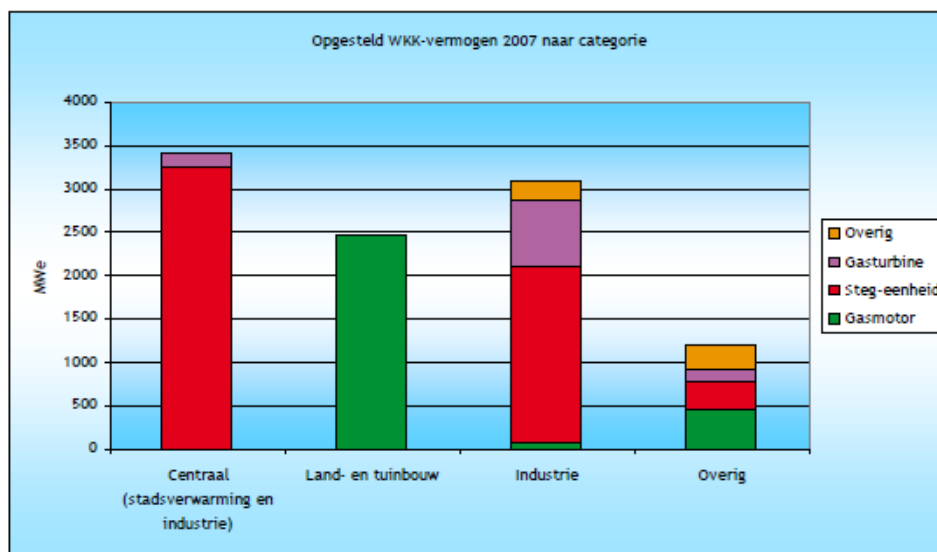
Bijlage I Industriële WKK

De industriële WKK betreft grootschalige, maar decentraal geplaatste units waarmee door industriële partijen tegelijk warmte en elektriciteit wordt geproduceerd, die ook beide worden benut.

I.1 Huidige status

In Figuur 34 is het opgesteld vermogen (in MWe) aan decentrale WKK-installaties weergegeven, in 2007 in Nederland (CE, 2009).

Figuur 34 Opgesteld WKK-vermogen in Nederland in 2007, onderverdeeld naar typen WKK-installaties



I.2 Verwachte ontwikkelingen

Het Regieorgaan Energietransitie (Regieorgaan Energietransitie, 2008) acht bij een actief stimuleringsbeleid een toename van het WKK-vermogen naar 14.000 MWe in 2020 haalbaar, uitgesplitst naar de sectoren industrie (naar 5.700 MWe), gebouwde omgeving (naar 5.300 MWe) en glastuinbouw (naar 3.000 MWe).

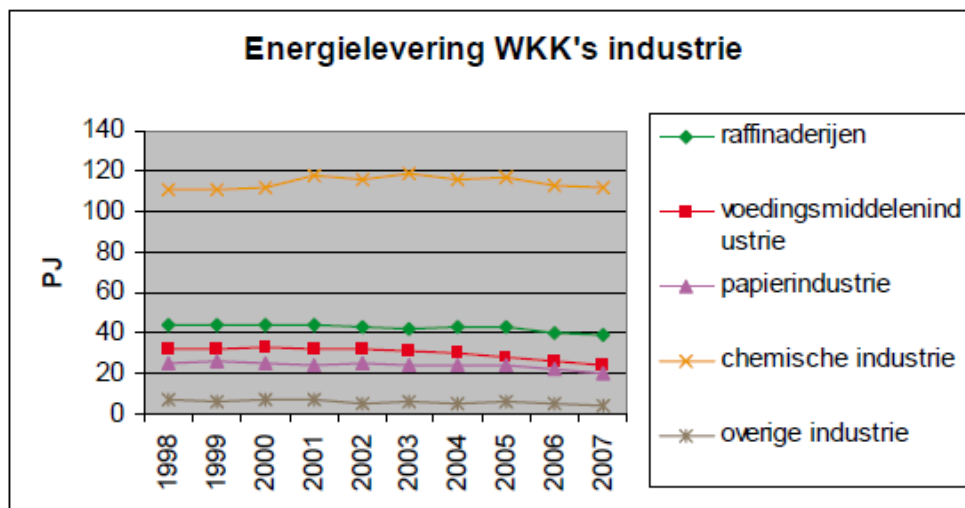
De huidige marktcondities (met name de prijzen voor elektriciteit en gas) blijken voor veel bedrijven te onzeker om te investeren in industriële WKK, met als gevolg dat er in het laatste decennium in de industrie vrijwel geen WKK-installaties zijn bijgebouwd, en is er min of meer sprake van een stilstand in de ontwikkeling van het opgestelde vermogen. Verder worden de laatste jaren diverse installaties in de industrie alleen tijdens piekuren ingezet, en uitgeschakeld tijdens de daluren. Het netto resultaat is een afname van de door industrie en elektriciteitssector geproduceerde hoeveelheid WKK-energie. Enkele bedrijven hebben investeringen gepland in nieuwe WKK-installaties. Dit betreft in hoofdzaak situaties waar de bedrijven uit eigen processen 'gas' ter beschikking hebben (raffinaderijgas, hoogovengas), en daardoor minder afhankelijk zijn van fluctuaties in gasprijzen. Deze investeringen beslaan

echter maar een beperkt deel van het eerder aangegeven potentieel van 4.000 MWe.

I.3 Energievraag

Figuur 35 geeft voor diverse industriële sectoren een uitsplitsing naar de ontwikkeling van de geleverde WKK-energie.

Figuur 35 Levering WKK-energie industriële sectoren - cijfers in PJ



Bron: CE, 2009.

I.4 Potentieel

Op zich bestaat er nog een zeer groot technisch potentieel voor de benutting van WKK in de industrie, zeker wanneer ook over de grenzen van individuele bedrijven wordt heengekeken en de vraag van meer dan één organisatie wordt gedekt. Het potentieel loopt in de honderden PJ's en tientallen TWhe per jaar.

I.5 Succes- en faalfactoren

Om diverse redenen staan investeringen in WKK's nu laag op de prioriteitenlijst van grote industriële bedrijven en energiebedrijven:

- WKK is geen core business van de industrie:
Investeren in WKK behoort niet tot de kernactiviteiten en WKK is niet van strategisch belang.
- Onzekerheden op de energiemarkt:
Met WKK begeeft een bedrijf zich tegelijk op de gasmarkt en de elektriciteitsmarkt. Het rendement van de investering is afhankelijk van de marktprijzen voor gas en elektriciteit. Deze vertonen de afgelopen jaren zeer forse fluctuaties.
- Kapitaal voor extra investeringen:
Het alternatief voor WKK, bijvoorbeeld het investeren in ketels en elektriciteit inkopen, vraagt een veel lagere investering (circa 10-20% van WKK-investering).

- Risico's en afhankelijkheid productieproces:
Voor industriële (proces)bedrijven is een zekere en continue beschikbaarheid van stoom van groot belang. De referentie voor WKK, het investeren in stoomketels en elektriciteit inkopen, biedt een hogere leveringszekerheid.
- Risico's samenwerking:
Samenwerking met derde partijen leidt tot extra risico's.

Deze weerstanden betekenen dat in de praktijk binnen projecten een vorm van (financiële) compensatie of verplichting nodig is om investeerders te bewegen te investeren in nieuw WKK-vermogen.

I.6 Schaa sprong

Energiebedrijven zullen vanaf 2012 hun emissierechten via een veiling moeten aankopen. Dit geldt ook voor de elektriciteitsproductie van (grote) WKK-installaties. De CO₂-emissies van WKK-installaties zijn lager dan die van bijvoorbeeld kolengestookte installaties. Enerzijds doordat de installaties veelal op gas draaien (met een relatief lage CO₂-emissie/GJ), anderzijds vanwege het hoge rendement van installaties. Veel industriële WKK moet in de daluren wedijveren met basislast kolenstroom. De brandstofkosten van kolenstroom zijn echter fors lager dan aardgas. De huidige EU ETS-prijzen (ca. € 15/ton CO₂) zorgen er echter niet voor dat industriële WKK concurrerend is met andere vormen van basislastvermogen.

I.7 Concurrerende technieken

Een belangrijke ontwikkeling in de markt is de geplande bouw van nieuw basislastvermogen in kolencentrales en een kerncentrale. Bij realisatie hiervan ontstaat naar verwachting een overschot aan productie van elektriciteit, met name in de daluren. Dit kan leiden tot lagere prijzen voor stroom, waardoor de concurrentiepositie van WKK verder verslechtert.

Kolengestookt vermogen lijkt bovendien meer en meer een concurrent te worden voor WKK- en gasvermogen wat betreft de flexibiliteit. De RWE-centrale in de Eemshaven bijvoorbeeld is redelijk goed regelbaar en is nadrukkelijk bedoeld als deellast-eenheid. Daarbij is de kolenprijs te laag om te kunnen concurreren. Dit effect kan worden genivelleerd door bijvoorbeeld een CO₂-heffing of een op CO₂-emissies gebaseerde belasting op kolen.

De ontwikkelingen in windvermogen vormen ook een bedreiging voor flexibel industrieel WKK vermogen. Het steeds toenemende windvermogen en de ambities van de overheid voor 12.000 MWe aan windvermogen noodzaken tot het vinden van opslagcapaciteit vanwege de bekende ongelijktijdigheid van windproductie en elektriciteitsvraag. Die opslagcapaciteit kan het meest rendabel worden geëxploiteerd door levering in de piek, de periode waarin ook voor industriële WKK de hoogste opbrengsten kunnen worden gegenereerd. De betreffende opslagtechnieken, zoals hoge temperatuur batterijen, condensatoren en vliegwielen zijn echter nog duur en daarmee vooralsnog voor de kortere termijn geen concurrent.



I.8 Toepassingsgebied

Het toepassingsgebied voor deze optie is specifiek de industrie en de elektriciteitsproductiesector.

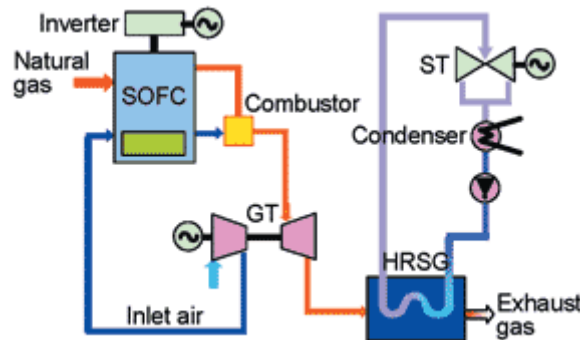
I.9 Wetenswaardigheden, feiten en inzichten

De huidige op gasturbines gebaseerde conversietechnologie voor elektriciteit uit aardgas is nog niet uitontwikkeld en biedt nog mogelijkheden tot verdere verbetering van rendement en reductie van investeringen en operationele kosten. Een quick scan in de vakliteratuur geeft de volgende perspectieven:

- Verdere rendementverbetering tot $\pm 65\%$ door verdere koeling van verbrandingslucht voorafgaand aan compressie (HAT-technologie), tussenkoeling tijdens luchtcompressie, waterinjectie in de turbine tijdens compressie (bijvoorbeeld Swirl Flash techniek van Stork) en hogere verbrandingstemperaturen⁸⁹.
- Reductie van investeringen en onderhoudskosten tot minder dan € 400/kWe door verbeteringen in materialen en ontwikkeling van configuraties zonder stoomturbine

Voor de langere termijn zou de innovatie kunnen gaan richting toepassing van hoge temperatuur brandstofcellen (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell), waarschijnlijk in combinatie met gasturbines.

Figuur 36 Schematische weergave van installatie met brandstofcel (SOFC) en gas- en stoomturbine



De combinatie brandstofcel - gasturbine maakt een netto elektrisch rendement van 75% mogelijk. De investering voor brandstofcellen moet vergelijkbaar worden met die voor gasturbines, circa € 350/kWe. Brandstofcellen (SOFC) hebben overigens niet de flexibiliteit in bedrijfsvoering die gasturbines hebben.

Zowel gasturbines als brandstofcellen bieden de mogelijkheid om biogas of biomassa gebaseerd SNG in te zetten. Biogaszet in SOFC's vindt al plaats in Duitsland.

⁸⁹ http://pepei.pennnet.com/Articles/Article_Display.cfm?Section=ARTCL&ARTICLE_ID=229711&VERSION_NUM=2&p=17.

Op aardgas gebaseerde elektriciteitsproductie is op zich ook vrijwel klimaatneutraal te maken, met behulp van CCS. Met name 'post combustion' technologie lijkt relevant voor aardgas. Zie voor meer informatie over CCS de betreffende factsheet (Bijlage Q).

I.10 Bronnen

CE, 2009

Ab de Buck, et al.

Rentabiliteit van WKK ; Second opinion op conclusies modelberekeningen ECN en Ministerie van Economische Zaken, ten behoeve van de Tweede Kamer
Delft : CE Delft, september 2009

Regieorgaan Energietransitie, 2008

Duurzame energie in een nieuwe economische orde
Utrecht : SenterNovem, 2008



Bijlage J Zonneboilers/thermische zonne-energie

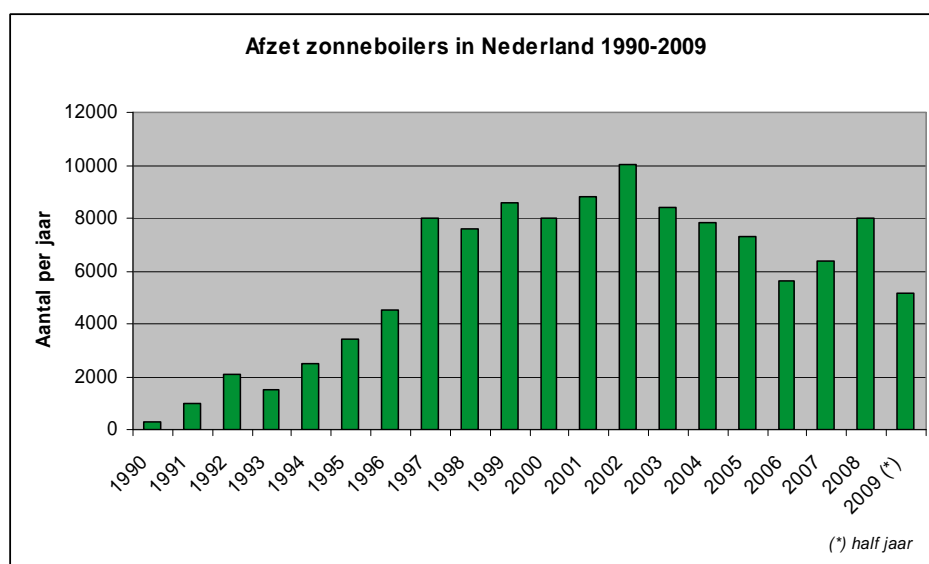
Een zonneboiler maakt gebruik van de zon om water te verwarmen. Het systeem bestaat uit een collector, een pomp, een warmtewisselaar, een opslagvat en een naverwarmer. De zonnecollector ziet eruit als een zwarte bak waar water (soms met antivries) doorheenloopt via dunne buisjes. Hier verwarmt de zon het water. Het door de zon opgewarmde (antivries)water verwarmt leidingwater via een warmtewisselaar, waarna het in een opslagvat terecht komt voor later gebruik.

J.1 Huidige status

Zonneboilers worden toegepast in woonhuizen, de utiliteit en het bedrijfsleven. De bekendste toepassing is die voor de verwarming van tapwater. Overal waar men warm water gebruikt kan een zonneboilersysteem een bijdrage leveren in energie(kosten)besparing. Een goed voorbeeld daarvan is de verwarming van zwembadwater; in verkocht collectoroppervlak is de markt voor zwembadsystemen groter dan de markt voor losse zonneboilers.

Tot 1997 vertoonde de afzet van zonneboilers in Nederland een forse stijging waarna de afzet tot 2002 redelijk stabiel blijft. Vanaf 2003 tot en met 2006 vertoonde de jaarlijkse afzet een daling van ruim 40% (onder meer als gevolg van de onverwachte afschaffing van de subsidie). In 2007 en 2008 is de markt sinds lange tijd weer gegroeid (met 13% resp. 25%) en is daarbij teruggekeerd op het niveau van 2004 (de ingevoerde subsidieregeling Duurzame Warmte in 2008 heeft hier waarschijnlijk toe bijgedragen). Ook de eerste helft van 2009 liet een sterke stijging zien (zie Figuur 37).

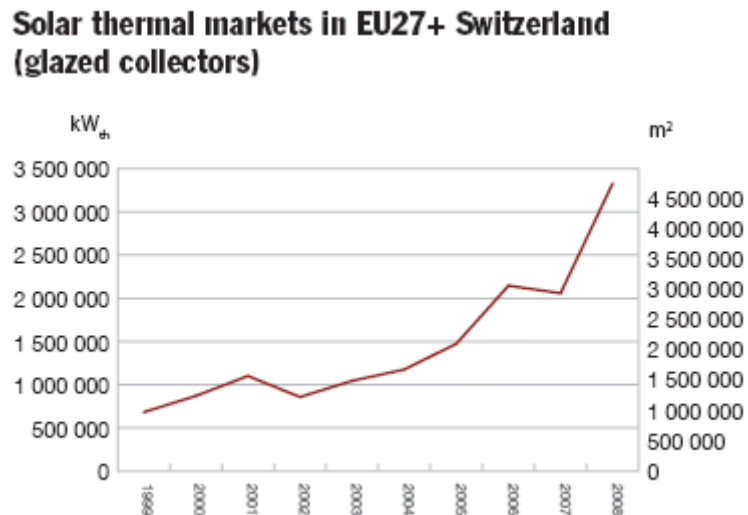
Figuur 37 Afzetontwikkeling van zonneboilers in Nederland



Bron: SenterNovem en CBS.

Dit past niet in het bredere Europese beeld. Binnen de EU is de afzet sinds 1990 met gemiddeld 14% per jaar toegenomen. In 2008, met een gemiddelde groei van 60%, lieten alle Europese landen een stijgende afzet zien. Met name in Duitsland verdubbelde de markt na de inzinking in 2007 (zie Figuur 38).

Figuur 38 Afzetontwikkeling van zonneboilers in EU-27 + Zwitserland



Bron: ESTIF, 2009b.

J.2 Verwachte ontwikkelingen

Warmtevraag neemt 40% van de totale energieconsumptie voor haar rekening. Zonnewarmte kan hier een aanzienlijke bijdrage gaan leveren. Ondanks een pessimistisch Nederlands vooruitzicht verwacht de Europese branchevereniging ESTIF in de toekomst een bijdrage van zes procent zonnewarmte van de totale energieconsumptie.

In Nederland begint de markt voor zonneboilers de laatste jaren weer op te leven (zie Figuur 37). Eind 2008 waren er cumulatief ruim 100.000 zonneboilers geïnstalleerd. De overheid heeft als doelstelling dat er 400.000 zonneboilersystemen geïnstalleerd moeten zijn in 2010, en een miljoen in 2020. Om dat laatste te realiseren moet de markt met 22% per jaar groeien van 8.000 systemen per jaar nu naar ruim 100.000 in 2020 (vergelijkbaar met de huidige vervangingsmarkt voor CV-ketels). Hiervoor is een trendbreuk nodig omdat de huidige jaarlijkse groei in Nederland beperkt is.

De branchevereniging Holland Solar geeft in de 'Roadmap Zonne-energie' een verwachte afzetontwikkeling in Nederland van thermische zonne-energie uitgedrukt in vierkante meter collectoroppervlak voor 2015, 2030 en 2050 (zie Tabel 38).

Tabel 38 Afzetontwikkeling thermische zonne-energie uitgedrukt in vierkante meter collector

| | Afzetontwikkeling in m ² /jr. | | | |
|--------------------|--|---------|---------|-----------|
| | 2005 | 2015 | 2030 | 2050 |
| Nieuwbouw | 15.000 | 45.000 | 150.000 | 500.000 |
| Bestaande bouw | 4.000 | 90.000 | 700.000 | 2.500.000 |
| Utiliteit | 1.000 | 10.000 | 75.000 | 400.000 |
| Industriële sector | 0 | 4.000 | 40.000 | 200.000 |
| | 20.000 | 149.000 | 965.000 | 3.600.000 |

Bron: Holland Solar, 2007.

Holland Solar verwacht dat in 2015 de penetratiegraad van zonneboilers in de nieuwbouw zal zijn toegenomen tot circa 25 tot 40% van het nieuwbouw-volume. In de bestaande bouw zal een forse groei van zonneboilers te zien zijn onder invloed van de (verwachte) stijgende gasprijzen en gericht overheidsbeleid. Ook in andere segmenten van de gebouwde omgeving zal toepassing normaal beginnen te worden.

In 2030 verwacht Holland Solar dat door het beschikbaar komen van seizoenopslagsystemen en koeling het opgestelde vermogen thermische zonne-energie in de nieuwbouw zal oplopen van 2 to 7 kW_{th} per wooneenheid. In de bestaande bouw zal de zonneboiler dan een normaal verschijnsel zijn geworden. Door het beschikbaar komen van geschikte collectoren voor hoge temperaturen zullen ook industriële toepassingen toenemen. Ongeveer 20% van de gebouwen zal zijn uitgerust met thermische zonne-energiesystemen.

Door de maatregelen op het gebied van energiebesparing en energie-efficiëntie en de hoge gasprijzen zal volgens Holland Solar thermische zonne-energie in nieuwe woningen in 2050 de voornaamste bron van warmte (en koude⁹⁰) zijn geworden. In de bestaande bouw zal thermische zonne-energie een belangrijke bron van warmte (en koude) zijn. Rond 2050 zal de markt naar verwachting van Holland Solar stabiliseren.

J.3 Energievraag

Een zonneboiler bespaart per jaar ongeveer de verbranding van 200 kubieke meter aardgas. Over het algemeen is de aanschaf van een zonneboiler binnen zeven jaar terugverdiend (bron: Milieuloket).

J.4 Potentieel

In Nederland bestaat er een groot technisch potentieel voor de toepassing van thermische zonne-energie. Volgens Holland Solar (Roadmap, 2007) kan in potentie 81 PJ/jaar aan thermische zonne-energie worden opgewekt. Hiermee wordt bijna 7 Mton CO₂-emissie bespaard. Voor woningen wordt nu 500 PJ/jaar aan warmte gebruikt. Dat zal de komende decennia door efficiëntieverbetering van gebouwen en installaties af kunnen nemen tot 116 PJ/jaar in 2050. Daarvan zal dan 65 PJ/jaar door thermische zonne-energie worden geleverd.

⁹⁰ Via ad- of absorptiewarmtepompen.



De visie van Holland Solar op het zonne-energiepotentieel voor de korte, middellange en lange termijn staat in Tabel 39.

Tabel 39 Het thermische zonne-energiepotentieel voor de korte, middellange en lange termijn

| | Totaal geplaatst | | | |
|------|---|--------------------------------|---|-------------------|
| | Collector oppervlak (km ²) | Opgewekte e-warmte (Pj/jr.) | Besparing CO ₂ (Mton/jr.) | Afzet (MW/jr.) |
| 2015 | 1 | 2 | 0,1 | 100 |
| 2030 | 10 | 13 | 1,1 | 700 |
| 2050 | 57 | 74 | 6,3 | 2.500 |

Bron: Holland Solar, 2007.

J.5 Succes- en faalfactoren

Belangrijkste succesfactoren van de zonneboiler zijn de onuitputbaarheid van de zon, de onafhankelijkheid van de gasprij en de onafhankelijkheid van de levering door derden. Er zijn geen technologische doorbraken of toekomstige prijsverlagingen op de korte termijn nodig: zonneboilers zijn nu al economisch verantwoord in nieuwbouw en bestaande bouw. Een (meer algemene) succesfactor is de kans voor de economie. Alleen al voor de Nederlandse afzetvooruitzichten gaat het om bijna 50.000 arbeidsplaatsen en een omzet van 2,5 miljard Euro.

Er zijn ook een aantal faalfactoren. Een van de belangrijkste is de rol van de overheid. Een betrouwbaar overheidsbeleid met een lange termijn visie is essentieel voor lange termijn investeringsbeslissingen door het bedrijfsleven. Voor een massamarkt is standaardisatie een essentiële randvoorwaarde. De betrokkenheid van kennisinstituten bij de verdere ontwikkeling is van groot belang. Specifieke potentiële faalfactoren voor de zonneboiler op middellange termijn zijn ondermeer de benodigde technologische doorbraken (compacte en efficiënte seizoenswarmte opslagsystemen en koelsystemen die aangedreven worden met thermische zonne-energie), benodigde nieuwe productietechnieken en benodigde geavanceerde componenten.

J.6 Schaalsprong

De verwachting is dat door de subsidiëring van de zonneboiler (in het kader van de subsidieregeling 'Duurzame Warmte'), de eerste opschaling snel zal gaan plaatsvinden.



J.7 Concurrerende technieken

De zonneboiler is niet de enige techniek die wordt ontwikkeld voor de warmtelevering in de gebouwde omgeving. Eén van de concurrenten is de warmtepomp, voornamelijk in de nieuwbouw; energetisch gezien is de zonneboiler juist complementair aan de warmtepomp, voor tapwaterverwarming. In het zomerseizoen kan de zonneboiler zorgen voor de tapwaterverwarming en hoeft de warmtepomp niet aan. Het vergt wel een investering in zowel warmtepompsysteem als in de zonneboiler. In de bestaande bouw is de micro-WKK (als vervanger van de HR-ketel) de belangrijkste concurrent.

Behalve concurrent is de micro-WKK ook complementair aan de zonneboiler. Beide technieken halen hun piek in tegenovergestelde seizoenen (micro-WKK in de winter, zonnecollectoren in de zomer) en de verwachting is dat hier een goede synergie is te behalen.

J.8 Toepassingsgebied

De zonneboiler (thermische zonne-energie) is toepasbaar overal waar (met name) laagwaardige warmtevraag is. In de toekomst wordt ook toepassing voorzien voor hoogwaardige warmtevraag (in industriële processen), en voor koude vraag (via ab- of adsorptiewarmtepompen).

J.9 Impact op vermogensvraag

Er is een afname van de vermogensvraag van gas, maar niet van de piekvermogensvraag gas (omdat er rekening mee gehouden moet worden dat de bijdrage van zonneboilers ook wel eens nul kan zijn, met name in de wintermaanden).

J.10 Bronnen

Ecofys, 2007

Duurzame Warmte en Koude 2008-2020: Potentiëlen, Barrières en Beleid, Ecofys, juli 2007

<http://www.sikb.nl/upload/documents/WKO/WKO%20Ecofys%20juli%202007.pdf>

ESTIF

European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), <http://www.estif.org/home/>

ESTIF, 2009a,

Solar Thermal Markets in Europe in 2008, ESTIF, juli 2009

http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/market_data/downloads/2008%20Solar_Thermal_Markets_in_Europe_2008.pdf

ESTIF, 2009b

Potential of Solar Thermal in Europe, ESTIF, September 2009,

http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/events/downloads/Potential%20Solar%2520Thermal_Webinar.pdf



Holland Solar, 2009

Position paper thermische zonne-energie 2009-2020, Holland Solar, 2009,
http://www.zonne-energieinnederland.nl/position_paper_thermische_zonne2denergie_2009.pdf

Holland Solar, 2007

Transitiepad Thermische zonne-energie: de Roadmap van Holland Solar, maart 2007
http://www.zonne-energieinnederland.nl/roadmap_thermische_zonne_energie_230207.pdf

Milieuloket

'Zonne-energie', 23 november 2009
<http://www.milieuloket.nl/9353000/1/j9vvhurbs7rzkq9/vhurdyxrjtyt>

SenterNovem, 2009a

Statusrapportage zonneboilers in Nederland in 2008, SenterNovem, jan. 2009,
http://www.senternovem.nl/mmfiles/Statusrapportage%20zonneboilers%20in%20Nederland%20in%202008_tcm24-292090.pdf

Senter Novem, 2009b

Zonneboilers, <http://www.senternovem.nl/duurzameenergie/DE-technieken/Zonneboilers/Index.asp>, 24 nov 2009



Bijlage K Warmtepompen

Warmtepompen 'vijzelen', via het toevoegen van een beperkte hoeveelheid hulpenergie, warmte van een onbruikbaar temperatuurniveau op tot warmte met een wel bruikbaar temperatuurniveau.

K.1 Huidige status

De warmtepomp is inmiddels een bewezen techniek voor ruimteverwarming en wordt bij nieuwbouwprojecten regelmatig toegepast. Circa 7% van de nieuwbouwwoningen wordt uitgerust met een warmtepomp (5.000 systemen per jaar). In het segment kantoren is penetratie circa 20-30% van de totale nieuwbouw. Voor het overige deel van de utiliteitsmarkt is weinig detailinformatie beschikbaar, naar schatting is de penetratie hier ongeveer 10% van de nieuwbouw. Bij de glastuinbouw wordt de warmtepomp nog weinig toegepast. Ook in de bestaande woningbouw speelt de warmtepomp op dit moment nog een marginale rol (Kleefkens, 2009 en Harmsen, 2008). Volgens het CBS is het aantal warmtepompen in Nederland in de afgelopen 4 jaren ruimschoots verdubbeld van 35.060 systemen in 2004 naar 85.082 systemen in 2008.

In deze factsheet ligt de focus op warmtepompen voor ruimteverwarming, daarnaast is er nog een groot potentieel voor warmtepompboilers, die tapwater verwarmen op basis van warmte uit ventilatielucht.

In principe bestaan er twee soorten warmtepompen: elektrische warmtepompen, en gasgestookte warmtepompen. Gasgestookte warmtepompen treft men voornamelijk aan in de utiliteitsmarkt. Deze warmtepompen zijn te groot voor de huidige woningbouw. Veel nieuwbouwwoningen worden bovendien opgeleverd zonder een (aard)gas aansluiting. De cijfers die in deze bijlage worden gegeven gelden voor het totaal van elektrische en gasgestookte warmtepompen, tenzij anders wordt vermeld.

Tabel 40 Ontwikkeling van het opgesteld aantal warmtepompen in Nederland

| | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Opgesteld aantal warmtepompen | 35.060 | 42.330 | 53.784 | 67.403 | 85.082 |

Bron: CBS, Statline, tabel Duurzame energie; binnenlandse productie, verbruik en capaciteit.

K.2 Verwachte ontwikkeling

Het technisch besparingspotentieel van een standaard combiwarmtepomp bij nieuwbouwwoningen ligt op 15,5 PJ in 2020 volgens Harmsen (2007). Wanneer alle bestaande woningen met een CV-ketel worden vervangen door een combinatie van een HR-ketel/warmtepomp combi, dan kan maximaal 51,5 PJ primaire energie worden vermeden. Wordt ook de koelvraag gedekt dan is de extra vermeden energie 1,7 PJ. In totaal komt dat op een technisch besparingspotentieel van **69 PJ in 2020 in de woningbouw** (Harmsen, 2007). Dat komt overeen met circa 2% van de totale energievraag in Nederland. Concrete besparingscijfers voor de utiliteitssector en de glastuinbouw zijn niet gevonden, maar aangezien in beide sectoren ook een grote warmtevraag is (de warmtevraag van utiliteit benadert die van woningen) moet dat technisch besparingspotentieel ook fors zijn.



K.3 Huidige energiebesparing

In 2008 is circa 4,6 PJ per jaar aan primaire energie vermeden door toepassing van warmtepompen. Dit komt overeen met 146 mln. m³ aardgas equivalenten (CBS, Statline, tabel duurzame energie; vermeden verbruik primaire energie en vermeden emissie CO₂).

K.4 Reductiepotentieel

De gezamenlijke brancheorganisaties (2007) schatten het besparingspotentieel op primaire energie van warmtepompen op *8 PJ in 2020* en *30 PJ in 2050*. Aangezien de afgelopen jaren de groei van het aantal geïnstalleerde warmtepompen hoog is geweest (zie Tabel 40), en het potentieel in 2008 al lag op 4,6 PJ lijkt de schatting voor 2020 vrij conservatief. Kleefkens heeft berekend dat bij een marktaandeel in de nieuwbouw van 50% de warmtepomp in dit segment jaarlijks 0,25 PJ kan toevoegen aan de energiebesparing. Voor 2020 komt dat neer op een besparing op primaire energie van 2,8 PJ in de nieuwbouw. Bij een penetratie van circa 30% van de vervangingsmarkt (=120.000 stuks/jaar) kunnen warmtepompen in de bestaande bouw de energiebesparing met 2 PJ per jaar toenemen. Voor 2020 komt dat neer op 22 PJ. In totaal komt de besparing van Kleefkens (2009) op *25 PJ in 2020 in de woningbouw*. Harmsen (2007) schat een besparing op primaire energie in van 4,3 PJ in de nieuwbouw en 9,1 tot 14,6 in de bestaande woningbouw. In totaal komt dat neer op een besparing op primaire energie van *13 tot 19 PJ in de woningbouw in 2020*. Daar bovenop komt dan nog het potentieel van de utiliteitsbouw, de glastuinbouw en het huidige besparingspotentieel (4,6PJ).

K.5 Succes en faalfactoren

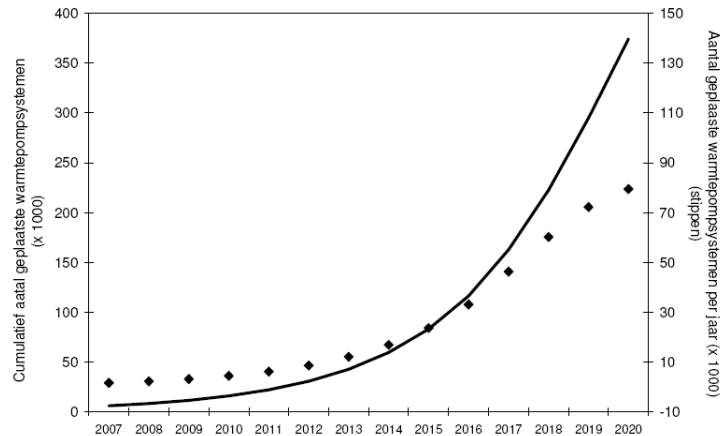
- Warmtepompen zijn zeker voor woningcorporaties binnen een acceptabele tijd terugverdiend. Echter bij een ongunstige verhouding tussen de gas- en elektriciteitsprijs kan met de warmtepomp de energierekening hoger uitpakken. Daarnaast is er een split incentive tussen de reductie van energiekosten voor huurder en de investering bij de woningcorporatie.
- Warmtepompen hebben een hogere aansluitwaarde op het net en vanaf 2009 worden ze hierop doorberekend. Dit heeft een negatief effect op de terugverdiendtijd.
- Een collectief warmtenet met individuele warmtepompen geeft bezwaren door huidige niet gereguleerde markt, met als gevolg langlopende contracten met exploitant op basis van 'Niet Meer Dan Anders' principe, waardoor er toch een koppeling met gas- en olieprijs ontstaat.

K.6 Schaalsprong

Harmsen (2007) voorziet een schaalsprong van aantal geïnstalleerde warmtepompen in de nieuwbouw van woningen vanaf 2015 zoals Figuur 39 laat zien. Hierbij behoort een besparingspotentieel van 4,3 PJ.



Figuur 39 Schaa sprongprognose voor (elektrische) warmtepompen in woningen



Bron: Harmsen, 2007.

In de bestaande bouw kunnen warmtepompen voor ruimteverwarming ook worden ingezet maar dan veelal bij grootschalige renovatie, aangezien het gehele warmte-afgiftesysteem in het gebouw in het algemeen moet worden gewijzigd naar een laag-temperatuursysteem. Daarnaast is een warmtebron noodzakelijk, bijvoorbeeld bodemwarmte. Bij gestapelde bouw bieden warmtepompen op basis van buitenlucht uitkomst, dit is een techniek die momenteel sterk in opkomst is⁹¹.

K.7 Concurrentie met andere technieken

Bij de glastuinbouw vindt een gestage groei plaats van warmtepompen. Veelal wordt door de tuinder gekozen voor concurrerende opties zoals WKK, ondanks dat de energiebesparing lager is. Echter met WKK wordt door de tuinder een financieel beter rendement behaald, hoewel de kosten per ton CO₂-reductie hoger zijn dan bij warmtepompen (Kleefkens, 2009).

In de woningbouw - en met name in de bestaande bouw - is de HRe-ketel een concurrerende techniek. De warmtepomp is inmiddels een bewezen techniek en breed toegepaste techniek; zover is de ontwikkeling van de HRe-ketel nog niet. Die techniek bevindt zich nog in het stadium van proefprojecten. HRe-ketels zijn echter wel veel makkelijker te installeren, en dat voordeel weegt zwaar in de bestaande bouw. Installatie van HRe-ketels op grote schaal op zolders is in Nederland nog steeds problematisch.

K.8 Bronnen

Brancheorganisaties Koude en Warmte, 2007

DE-Koepel, Holland Solar, Nederlands Platform Warmtepompen, Nederlandse Vereniging voor Ondergrondse Opslag, Platform Geothermie, Stichting Warmtepompen

Duurzame warmte en koude; wij zijn er klaar voor
Visie document, mei 2007

⁹¹ Zie bijvoorbeeld: Ecofys, TNO, ECN, BDH, 2009; 'Energiebesparing- en CO₂-reductiepotentieel hybride lucht/water warmtepomp in de bestaande woningbouw.'

Duurzame Energie Thuis, 2009

Veel belangstelling voor subsidie zonneboilers en warmtepompen
<http://www.duurzameenergiethuis.nl/subsidies/veel-belangstelling-voor-subsidie-zonneboilers-en-warmtepompen-2719.html>
Geraadpleegd op 13 oktober 2009

Harmsen, 2007

R. Harmsen, M. Harmelink,
Duurzame warmte en koude 2008-2020 ; potentiëlen, barrières en beleid
Utrecht : Ecofys, 2007

Kleefkens, 2009

Statusrapportage Warmtepompen in Nederland in 2008 (concept)
Utrecht : SenterNovem, 2009

Kooij, 2005

D. van der Kooij REA, R. Molenaar, M.B.A. Vlot, M.M. van Aarssen, B. de Zwart,
M.W.L. Dingenouts, Drs. J.S. Schorel
Studie 'Marktrijpheid warmtepompsystemen'
Techniplan : IF-technology, New-Energy-Works, April 2005

Milieucentraal 2009

Warmtepompen
<http://www.milieucentraal.nl/pagina?onderwerp=Warmtepompen>
Geraadpleegd op 13 oktober 2009



Bijlage L Zon-PV in de gebouwde omgeving

Foto-voltaïsche (photovoltaïc; PV) zonnecellen wekken elektriciteit op via de instraling van zonlicht. PV-cellen kunnen in beginsel overal worden toegepast (op schepen, in rekenmachines, etc.). Hier gaan we in op de toepassingen in de gebouwde omgeving.

L.1 Huidge status

De Nederlandse markt voor PV groeide van 1989 tot 1997 met 20% per jaar, terwijl de gemiddelde groei in 1997-2002 40% bedroeg. Sinds de afschaffing van de investeringssubsidie in 2003 is de groei lager. De ontwikkeling van elektriciteitsproductie en het opgesteld elektrisch vermogen van zon-PV in Nederland in de afgelopen jaren staat in Tabel 41.

Tabel 41 Ontwikkeling van zon-PV

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Zonnestroom (GWh) | 8 | 13 | 17 | 31 | 33 | 34 | 35 | 36 | 38 |
| Zonnestroom (MWe) | 13 | 21 | 26 | 46 | 50 | 51 | 53 | 53 | |

Bron: CBS, Statline, tabel Duurzame elektriciteit; binnenlandse productie, import en export.
CBS, Statline, tabel Elektriciteit; productie en productiemiddelen.

De huidige energieproductie ligt dus op 38 GWh (=0,03% van de totale NL elektriciteitsproductie). Veruit de meeste PV-systemen zijn netgekoppelde systemen, waarbij het elektriciteitsnet als back-up functioneert. Autonome systemen worden ook toegepast, maar nemen in termen van elektriciteitsproductie en vermogen een zeer bescheiden plaats in. In 2009 was voor zonnepanelen een SDE-subsidie beschikbaar van in totaal € 88 miljoen, met als doel om in totaal 20 MW te installeren. Het grootste deel (15 MW) was bestemd voor de kleinere zonnepanelen (< 15 kWp). Halverwege 2009 was de regeling al overtekend. Uit de tabel en voorgaande tekst valt duidelijk op te maken, dat de groei van het opgesteld vermogen in Nederland momenteel nog erg afhankelijk is van subsidie.

In Nederland ontvangen zonnepanelen een maximale jaarlijkse instraling (100%, is ca. 1.000 kWh⁹² instraling per m²) bij een hellingshoek van 36° en een oriëntatie van 5° west t.o.v. het zuiden. Een instraling boven de 90% geldt als optimaal. Deze instraling wordt gehaald als de panelen:

- niet beschaduwd worden;
- de oriëntatie tussen zuidoost en zuidwest ligt;
- de hellingshoek tussen 30° en 60° ligt.

Voor een plat vlak ligt de jaarlijkse instraling op 85% van het maximum.

⁹² Dit varieert in een standaardjaar van ca. 980 in het oosten tot 1.070 kWh/m² aan de kust.



Type zonnecellen

De op dit moment drie meest toegepaste typen zonnecellen zijn:

- Polykristallijn (multikristallijn) silicium zonnecellen (50% marktaandeel).
- Monokristallijn silicium zonnecellen (30% marktaandeel).
- Amorf silicium zonnecellen (10% marktaandeel).

Amorf silicium heeft een lager rendement maar is door een goedkoper productieproces per eenheid vermogen ongeveer even duur als polykristallijn en monokristallijn Silicium zonnecellen.

L.2 Verwachte ontwikkeling

Holland Solar (2007) voorziet op lange termijn dat per wooneenheid 15 tot 30 m² zonnepanelen worden toegepast. Volgens deze partij kan in de tweede helft van deze eeuw zonnestroom **25% van de elektriciteitsvraag** dekken, daarbij rekeninghoudend met de verwachting dat door innovatie de efficiëntie van zonnecellen zal toenemen. Dit is een ambitieuze inschatting, aangezien het huidige aandeel van elektriciteit uit zon-PV slechts 0,03% van de totale elektriciteitsproductie is. Montfoort (2008) spreekt van een technisch theoretisch potentieel van **68-108 TWh elektriciteit**⁹³. Dit is vergelijkbaar met 60-95% van het huidige elektriciteitsgebruik in Nederland. In die studie wordt, net als bij Holland Solar, rekening gehouden met sterk verbeterde paneelrendementen, en met zowel maximale toepassing van PV in de gebouwde omgeving (400 km²) als PV op grote grondoppervlakken (in totaal 200 km²).

In de hoofdsenario's van het NET-document is uitgegaan van een bandbreedte van 5 (laag), 15 (middel) en 40 (hoog) TWh/jr. aan elektriciteitsproductie door zon-PV. Het middenniveau komt overeen met de berekening van Holland Solar. Waarbij opgemerkt dat ook in het 'laag'-scenario in 2050 al een factor 132 meer zon-PV wordt toegepast dan in 2008, oftewel een jaarlijkse groei van ruim 12%.

L.3 Huidige bijdrage aan de elektriciteitsproductie

De totale elektriciteitsproductie van zonnecellen in Nederland lag in 2008 op **38 GWh** (zie Tabel 41). Dat is circa 0,03% van de totale elektriciteitsproductie in Nederland in dat jaar.

Als vuistregel kan gehanteerd worden dat een gemiddeld huishouden met 4 m² aan PV-panelen een elektrisch PV-piekvermogen van vijfhonderd watt-piek (Wp) heeft, en jaarlijks 375 kWh zonne-elektriciteit produceert.

Na drie jaar elektriciteitsproductie heeft een huidig zonnecelstelsel net zoveel CO₂ bespaard, als er vrijkwam door energiegebruik bij de productie van het systeem.

⁹³ Bij de veronderstelling dat: 400 km² beschikbaar dak- en geveloppervlak is in GO, 200 km² voor zonnecentrales, 200 tot 300 Wp/m² op lange termijn, en opbrengst 850 tot 900 kWh/kWp/jaar.



L.4 Reductiepotentieel

Het huidige Kabinet wil het aandeel duurzame energie tot 20% in 2020 verhogen. De Europese overheid heeft juridisch bindende doelstellingen afgesproken; 20% van het energiegebruik in Europa moet uit hernieuwbare energiebronnen komen in 2020; Voor Nederland geldt een verplicht aandeel duurzame energie van 14% in 2020.

Zonnecellen kunnen van betekenis zijn bij het halen van deze duurzame energiedoelstellingen, hoewel een veel grotere rol wordt verwacht van windenergie en biomassa in Nederland. Het optiedocument van ECN verwacht dat de elektriciteitsproductie van zonnecellen in 2020 zich binnen de bandbreedte van 0,7-8,2 PJ zal begeven. Dit zijn optimistische verwachtingen; bij de schatting van de bovengrens is een groei van de energievermogen verondersteld van 30% per jaar tot 2020 (ECN, 2006). Deze groei is in de afgelopen vier jaar bij lange na niet gehaald (zie Tabel 41).

Op de lange termijn is het besparingspotentieel te berekenen. Stel dat alle woningen een PV-oppervlak hebben van 15 m² (ondergrens verwachting Holland Solar (2007)). Dan zou de totale elektriciteitsproductie bij 7,1 miljoen woningen (woningaantal 2008) jaarlijks circa 8 TWh opleveren, bij de huidige efficiëntie van zonnepanelen⁹⁴. Aangezien de efficiëntie nog zal toenemen zal ook bij een zelfde oppervlak de elektriciteitsproductie toenemen. Thans is de efficiëntie 8-16%. In 2015 kan deze naar schatting 10 tot 20% zijn en in 2030 circa 15 tot 25% (Holland Solar, 2007). Daarnaast kan dit oppervlak/zonnepaneelproductie ook bij utiliteit worden bereikt. Verder zijn er nog mogelijkheden voor het plaatsen van zonne-energie langs snelwegen of andere grote ruimtes. Al deze factoren meegewogen is een elektriciteitsproductie van **16 TWh** ambitieus, maar haalbaar.

L.5 Succes en faalfactoren

- Een belangrijke faalfactor bij de implementatie van zon-PV zijn de kosten; de kosten van een PV-systeem laten zich thans nog niet terugverdienen. Zonder financiële ondersteuning stagneert de penetratie van zon-PV zoals ook uit de afgelopen jaren en het succes van de SDE-regeling voor zon-PV in 2009 is af te leiden. De opwekkosten van zonnestroom dalen echter gestaag. Sinke (2009) voorspelt dat deze prijzen binnen tien jaar in Nederland het niveau van consumentenprijzen hebben bereikt ('grid parity' ofwel netpariteit) of zijn gepasseerd. Vanaf dan is het voor de consument mogelijk om hun PV-systeem terug te verdienen. Om netpariteit te bereiken zijn PV-systeemprijzen nodig van 2 tot 2,5 Euro/Wp. Thans liggen ze op 3 tot 6 Euro/Wp. ECN heeft in een internationaal consortium panelen ontwikkeld waarmee netpariteit bereikt kan worden (mits toegepast in een goed systeem). Dit enerzijds door het productieproces goedkoper te maken en anderzijds de efficiëntie van de panelen te verhogen tot ruim 16% (Sinke, 2009). Dit zijn overigens niet de enige parameters die de kostprijs van zonnepanelen bepalen. De prijs van Silicium speelt ook een rol.
- Een andere bepalende factor is hoe architecten omgaan met de toepassing van zonnecellen. Een beproefd recept is dat een architect van naam en faam in een spraakmakend ontwerp zonnepanelen opneemt. Als Rem Koolhaas, Renzo Piano of Norman Foster een gebouw ontwerpt waarin

⁹⁴ Als vuistregel geldt dat 1 m² aan zonnepanelen (circa 100 Wp) per jaar rond de 75 kWh aan elektriciteit leveren (Nederlandse situatie).



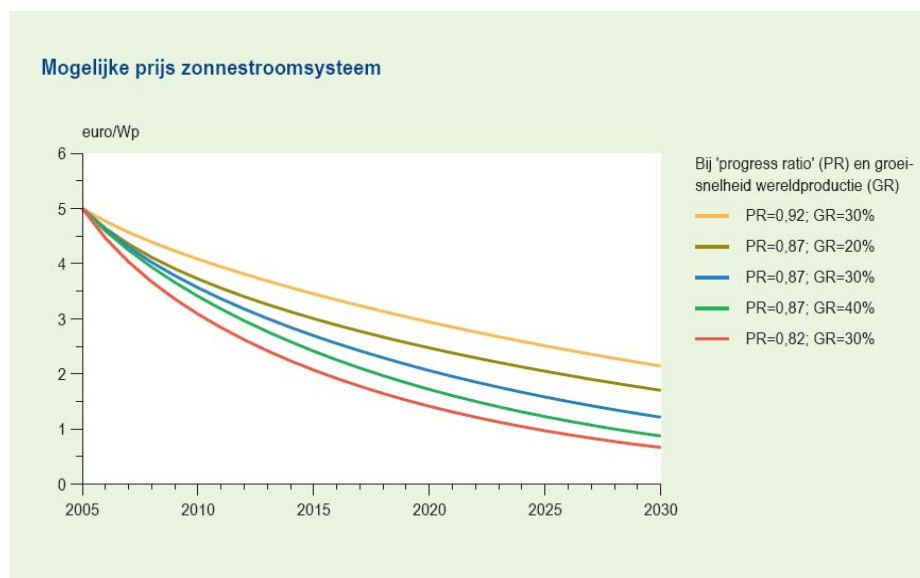
zonnepanelen prachtig geïntegreerd zijn, zullen andere architecten volgen (Ode, 2009).

- Een derde bepalende factor is hoe moeilijk of makkelijk achteraf zonnepanelen op een woning geplaatst kan worden. Daarbij spelen allerlei zaken een rol zoals tijdsbeslag, overlast van de installatie, kennisgebrek, administratieve afhandelingen, etc.

L.6 Schaa sprong

De kostprijzen van zonne-energiesystemen dalen. Sinke (2009) voorspelt dat binnen 10 jaar netwerkpariteit wordt bereikt (zie vorige paragraaf). De prijs van een systeem ligt dan rond € 2 tot € 2,5/Wp. In de leercurve van Montfoort (2008) worden dergelijke prijzen - uitgaande van het middelste scenario - verwacht in de periode tussen 2015 en 2022 (zie Figuur 40). Vanaf dan is het ook mogelijk om zonder subsidie zonnecellen toe te passen en zal een schaa sprong pas mogelijk zijn.

Figuur 40 Kostprijzontwikkeling van PV-systemen, bij 'Progress Ratio' (PR) en 'Growth Ratio' (GR)



Progress Ratio (PR) = factor voor kostenverhouding bij verdubbeling van cumulatieve productie.
Growth Ratio (GR) = de groei van de wereldwijde productie.
Bron: Montfoort, 2008.

L.7 Concurrentie met andere technieken

Zon-PV zal gebruikt worden in de gebouwde omgeving (in elk geval bij nieuwbouw en wellicht ook bij bestaande bouw) om een scherpe energieprestatie te behalen. Er is dus een belangrijke overlap tussen het reductiepotentieel van zon-PV en het reductiepotentieel in de gebouwde omgeving.

L.8 Overige opmerkingen

Bij het huidige opgestelde elektrische vermogen zou circa 2 tot 6 GWp aan opgesteld zonnestroomvermogen zonder problemen ingevoerd kunnen worden. Daarboven is een verdere groei van zonnestroom slechts mogelijk, wanneer maatregelen worden getroffen als grootschalige opslag van elektriciteit of het slimmer maken van netten. Het voordeel van een zonnestroomsysteem boven bijvoorbeeld windenergie, is dat de eerste iets beter voorspelbaar is in zijn opbrengst (Montfoort, 2009). Wind- en zonne-energie vlakken elkaars productiecurve wellicht uit omdat het doorgaans meer waait, als er veel bewolking is.

Een ontwikkeling op een geheel andere schaal is 'Concentrated Solar Power' (CSP), waarbij zonnestraling met behulp van spiegels wordt geconcentreerd op een watervat, waardoor stoom ontstaat, die vervolgens een elektriciteits-turbine aandrijft. CSP-centrales worden op dit moment voorzien in zonnrijke gebieden zoals Noord-Afrika. Zie bijvoorbeeld het Desertec-initiatief (<http://www.desertec.org/en/concept/>).

L.9 Bronnen

ECN, 2006

Fotovoltaïsche zonne-energie (zon-PV)

Factsheet behorende bij het optiedocument 2010-2020

http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/Optiedoc_2005/factsheets/co2-hh-05.pdf

Holland Solar, 2007

Holland Solar, VA-consult, ECN, Eneco, Atag, Consolair, Stroomwerk, Oskomera, Heliomax, Soul Sustainability

Zonne-energie ; feiten en cijfers

Utrecht : Holland Solar, maart 2007

Montfoort 2008

J.A. Montfoort, J.P.M. Ros

Zonne-energie in woningen; Evaluatie van transities op basis van systeemopties
Bilthoven : Milieu en Natuurplanbureau, 2008

ODE, 2009

Zonnepanelen nog mondjesmaat toegepast op woningen en gebouwen

http://www.duurzameenergie.org/site/index.php?option=com_content&task=view&id=43&Itemid=24&limitstart=4

Geraadpleegd op 12-10-2009

Sinke, 2009

W.C. Sinke

Wereldrecord paneelrendement en productiekosten gehalveerd

Energie⁺, nr. 3. juni 2009, p. 8 t/m 10

SenterNovem, 2009

PV/ zonnestroom, <http://www.senternovem.nl/duurzameenergie/DE-technieken/Zonnestroom/Index.asp>

Geraadpleegd op 12-10-2009





Bijlage M Elektrisch personenvervoer

De drie Nederlandse Technische Universiteiten en Stichting Natuur en Milieu hebben op 31 maart 2009 op de AutoRAI een ambitieus actieplan gepresenteerd met als doel 1 miljoen elektrische auto's in 2020.

M.1 Huidige status

De regering heeft op 3 juli 2009 het 'Plan van Aanpak Elektrisch Rijden' naar de Tweede Kamer gestuurd (http://verkeerenwaterstaat.nl/Images/20094571_tcm195-257213.pdf). Daarin is de ambitie neergelegd om Nederland in de periode 2009-2011 tot gidsland en internationale proeftuin voor elektrisch rijden te maken en daarna door te stomen naar grootschalige marktintroductie. In de periode 2009-2011 wordt hiervoor 65 miljoen Euro vrijgemaakt door de Rijksoverheid met als doel 500 miljoen Euro aan bestedingen uit te lokken. Planning van de voorziene marktpenetratie ziet er als volgt uit.

Tabel 42 Verwachte ontwikkelingen EVs

| Termijn | Marktontwikkelingsfase | Prognose aantal EVs |
|-----------|------------------------|---------------------|
| 2009-2011 | Proeftuinen | 10en-100en |
| 2012-2015 | Opschaling | 15.000-20.000 |
| 2015-2020 | Verdere uitrol | 200.000 |
| > 2020 | Volwassen markt | 1.000.000 in 2025 |

Bron: Ministerie voor Verkeer en Waterstaat (http://verkeerenwaterstaat.nl/Images/20094571_tcm195-257213.pdf).

Het aantal (deels) elektrische auto's is nu nog verwaarloosbaar (2% van het totale wagenpark) en bestaat vooral uit zogenaamde hybride auto's (deels elektromotor, deels verbrandingsmotor). Als gevolg van fiscale stimulansen in de aanschafbelasting (BPM) en de motorrijtuigenbelasting (MRB) en verlaging van de bijtelling voor de inkomstenbelasting (van 25 naar 14%) is de verkoop van hybrides de afgelopen twee jaar fors toegenomen (verviervoudigd) en deze stijgende lijn lijkt zich voort te zetten. Hybrides zijn niet relevant voor de elektriciteitsvraag. Plug-In-Hybrides (PHEV) zijn dat wel.

Met betrekking tot plug-in-hybrides (PHEV) en volledig elektrische auto's (EV): deze worden via het elektriciteitsnet opgeladen en kunnen langer zuiver elektrisch (en zonder lokale uitstoot) rijden (15 tot 50 km voor PHEV; 100 km en > voor EV in tegenstelling tot enkele km's voor hybride auto's). Deze auto's zijn nog volop in ontwikkeling en komen in Nederland (nog) nauwelijks voor op de weg.

Inmiddels zijn verschillende partijen serieus met elektrisch vervoer bezig (onder meer Renault, Nissan, Mitsubishi met EVs, Toyota introduceert nog dit jaar de plug-in hybride). Enexis is actief bezig om te 'proeftuinen' met elektrische auto's (zelf in gebruik nemen van deze auto's, mobile smart grids, etc., zie: http://www.enexis.nl/netwerk/netbeheeder/site/speciaalvoor/grootzakelijkeklanten/nieuwsbrief/essent_start_grootschalig_gebruik_van_elektrische_autos.html).



M.2 Verwachte ontwikkeling

Zie Tabel 42.

M.3 Energievraag

Tabel 43 Verwachte energievraag in 2020 in drie scenario's

| | Aantal EVs | Aantal PHEVs | Verwachte energievraag (PJ en TWh) ⁹⁵ |
|---|------------|--------------|--|
| 1 | 800.000 | 200.000 | 13,2 PJ (= 3,7 TWh) |
| 2 | 160.000 | 450.000 | 14,1 PJ (= 3,9 TWh) |
| 3 | 16.000 | 50.000 | 3,1 PJ (= 0,9 TWh) |

Bron: Eigen analyses CE Delft.

Ad 1: De Energievraag bij 800.000 EVs en 200.000 PHEVs in 2020 is 13,2 PJ. Dit scenario gaat er vanuit dat we al in 2020 1 miljoen elektrische auto's (EVs en PHEVs samen) hebben rijden. In de prognose van het ministerie van Verkeer en Waterstaat wordt er vanuit gegaan dat we pas in 2025 1 miljoen elektrische auto's zullen hebben, waarbij niet duidelijk is om hoeveel EVs en PHEVs het gaat.

Ad 2: Bij 160.000 EVs en 450.000 PHEVs is de verwachte energievraag 14,1 PJ. Daarbij is uitgegaan van de optimistische aanname dat benzine PHEVs 80% elektrisch rijden en diesel PHEVs 50%. Verder is aangenomen dat PHEVs 20% zuiniger zijn dan conventionele auto's (die al hun energie uit vloeibare brandstof halen). EVs zijn een stuk zuiniger. Verder rijden PHEVs meer jaar-kilometers dan EVs (omdat ze verder kunnen op één lading en sneller kunnen tanken).

Ad 3: Er is ook een langzamer up-take scenario uitgerekend: bij 16.000 EVs en 50.000 PHEVs is er in 2020 zo'n 3,1 PJ aan elektrische energie nodig.

Alle scenario's hebben een grote component PHEVs. Dit komt omdat CE Delft de visie heeft dat elektrische auto's een aanzienlijk grotere kans van slagen hebben als zij in eerste instantie worden geproduceerd met een lichte aanvullende conventionele motor of 'range extender'.

Het eerste scenario uit Tabel 43 komt qua schaal ongeveer neer op de 'volwassen markt' uit Tabel 42. Het langzame, derde, scenario uit Tabel 43 komt qua energiegebruik ongeveer overeen met 'opschaling' (Tabel 42) al is het een kleine overschatting aangezien het uitgaat van verkeersprognoses voor 2020 (meer kilometers per jaar dan in 2015).

Heel kort door de bocht kan gesteld worden dat per EV ongeveer 13 GJ per jaar gebruikt wordt als EVs gaan overheersen en 23-47 GJ als PHEVs gaan overheersen. Vergelijk dit qua ordegrrootte met 30-80 GJ per jaar voor een huidige personenauto (van Smart tot grote leaseauto)⁹⁶.

⁹⁵ Dit betreft alleen de elektrische energie. De 20 of 50% voor benzine- of dieselgebruik zit er niet in.

⁹⁶ In dit geval omvat de ingeschatte energievraag zowel de elektrische energie als de energie gerelateerd aan overige brandstoffen (benzine/diesel in geval van PHEV).



M.4 Technisch potentieel

In technische potentie kan 100% van het personenwagenpark elektrisch worden. Of het zo ver komt is vooral een kwestie van gebruiksgemak van de elektrische auto (volwaardig alternatief) en van financiën en uiteraard van netinpassing.

M.5 Succes- en faalfactoren

Succesfactoren:

- technisch: accu's kunnen in de toekomst rol gaan spelen als opslag van overtollige (wind)elektriciteit en demand side management in combinatie met 'slimme netten' (slim laden (Grid-to-Vehicle), Vehicle-to-Grid, Vehicle-to-home);
- financieel: auto (nog) relatief duur in de aanschaf, maar erg goedkoop in gebruik;
- een landelijk dekkende laadinfrastructuur welke voor elke E-mobilist toegankelijk is.

Faalfactoren:

- Technisch: R&D accu's/batterijen: wordt de auto's niet te duur, te zwaar en bieden ze volwaardig alternatief voor bestaande auto's met verbrandingsmotoren (kunnen er (voldoende) grote afstanden mee overbrugd worden en zijn er voldoende oplaadpunten?)
- Technisch: aanpassingen netinfrastructuur lopen mogelijk uit de pas met toenemende vraag naar elektrische auto's. Gaat ten koste van imago en opslagpotentieel (windenergie) onvoldoende benut bijvoorbeeld.
- Financieel: het is nog niet bekend of en hoe netbeheerders hoge voorfinancieringskosten van netuitbreidingen kunnen terugverdienen (regulering).

Vraag is nog welke techniek (PHEV en/of EV) de 'leidende' techniek wordt.

M.6 Schaalsprong

Zie Tabel 42.

M.7 Concurrentie met andere technieken?

Nee, hooguit 'strijd' om schaarse aansluit- en transportcapaciteit in geval van elektrische warmtepompen en eventueel airco's. EVs kunnen mogelijk zelfs positieve bijdrage leveren m.b.t. demand side management en opslag van elektriciteit (synergievoordelen).

Zolang het aantal oplaadpunten/capaciteit batterij nog beperkt is, komt de techniek het beste tot zijn recht in de gebouwde omgeving en met name in stedelijk gebied. Naarmate de techniek verder voortschrijdt en er langere afstanden gereden kunnen worden met deze auto's zal de grootschalige 'roll out' ook buiten bebouwd (stedelijk) gebied kunnen plaatsvinden.

M.8 Overige opmerkingen

Geen.





Bijlage N Rijden op gas

Rijden op aardgas is inmiddels een bewezen en betrouwbare techniek. Wereldwijd rijden al miljoenen auto's op aardgas. Ook in Nederland wordt aardgas als brandstof steeds populairder omdat het schoon en stil is, en omdat het een opstap biedt naar rijden op groengas.

N.1 Huidige situatie

Rijden op aardgas is beter voor het milieu dan rijden op diesel of benzine. De uitstoot van stikstofdioxide is bij aardgas zo'n 90% lager dan bij diesel. Ook komt er bij rijden op aardgas vrijwel geen fijn stof vrij. Verder is de uitstoot van het broeikasgas CO₂ per gereden kilometer tot 25% lager dan bij benzine, maar ongeveer gelijk aan diesel⁹⁷. Bij gebruik van 100% groengas daalt de directe (fossiele) CO₂-emissie naar nul.

Veel toonaangevende automerken brengen diverse modellen aardgasauto's op de markt. De aanschafprijs is meestal iets hoger dan van een benzine- of dieselluitvoering. Door de lagere brandstofprijs voor de consument, veroorzaakt door de veel lagere heffing op aardgas dan op benzine of diesel, wordt het verschil echter tijdens het gebruik terugverdiend. Het tanken van aardgas is technisch makkelijk en gaat even snel als het tanken van benzine of diesel. Het aantal aardgastankstations is nog beperkt⁹⁸, maar groeiende. Het plan is om dit de komende jaren uit te breiden tot een landelijk dekkend netwerk. Eind 2008 reden er in Nederland zo'n 1.100 voertuigen op aardgas rond, waaronder 70 bussen (GVR, 2009). De verwachting is dat eind 2009 10% van de Nederlandse OV-bussen op aardgas of groengas rijdt (PDM, 2009). Nederland neemt een bescheiden positie in op de Europese ranglijst van het aantal aardgasvoertuigen. In Europa reden eind 2008 meer dan 1 miljoen aardgasvoertuigen rond, waarvan meer dan de helft in Italië. Op wereldschaal is Europa een bescheiden speler; wereldwijd reden er eind 2008 meer dan 10 miljoen aardgasvoertuigen rond, met als duidelijke koploper Pakistan (2 miljoen). Andere landen met meer dan 1 miljoen aardgasvoertuigen zijn Argentinië, Brazilië en Iran. Het geschatte wereldwijde en Europees gebruik aan aardgas als brandstof voor mobiliteit staat in Tabel 44.

Tabel 44 Geschat wereldwijd en Europees gebruik aardgas als voertuigbrandstof in 2008, uitgedrukt in enkele energie-eenheden

| | Global | | | | | Europa | | | | |
|--------|-------------|-----|------|------|-------|-------------|-----|-----|------|-------|
| | Miljard Nm3 | TWh | PJ | Mtoe | % | Miljard Nm3 | TWh | PJ | Mtoe | % |
| Totaal | 30,5 | 305 | 1098 | 26,2 | 100,0 | 5,0 | 50 | 179 | 4,3 | 100,0 |
| Auto's | 19,0 | 190 | 684 | 16,3 | 61,7 | 1,9 | 19 | 68 | 1,6 | 38,3 |
| Bussen | 9,6 | 96 | 345 | 8,3 | 31,2 | 2,1 | 21 | 76 | 1,8 | 42,8 |
| Trucks | 1,4 | 14 | 51 | 1,2 | 4,6 | 0,9 | 9 | 32 | 0,8 | 17,8 |
| Ander | 0,5 | 5 | 18 | 0,4 | 1,6 | 0,1 | 1 | 2 | 0,1 | 1,2 |

Bron: GVR, NGVA Europe.

⁹⁷ http://www.senternovem.nl/energietransitiedm/faq/over_rijden_op_aardgas_groen_gas/faq_rijden_op_aardgasgroen_gas_milieueffecten_van_aardgas_groen_gas.asp#3

⁹⁸ Momenteel zijn er in totaal circa 30 tankstations aanwezig in Nederland, hiervan is echter een deel niet openbaar (Fuelswitch, 2009).



Zowel in Nederland als in het buitenland is de toepassing van biogas als voertuigbrandstof nog vrij ongebruikelijk. In Nederland is de infrastructuur voor deze brandstof nog niet ontwikkeld, en is er op dit moment pas één biogas pomp operationeel (www.fuelswitch.nl). In het buitenland zijn al meer projecten opgezet, in onder meer Lille, Stockholm en Bern rijden enkele honderden bussen op groengas (PDM, 2009).

Aardgas of biogas dat is opgewerkt tot een bepaalde kwaliteit, en vervolgens onder druk is opgeslagen ('Compressed Natural Gas' CNG,) is vooral geschikt voor personen-, bestel- en lichte vrachtauto's, als vervanger voor diesel of benzine. LNG (Liquified Natural Gas) is daarentegen vooral interessant voor voer- en vaartuigen (zwaardere vrachtverkeer en scheepvaart) die grotere afstanden afleggen en daardoor behoefte hebben aan een grotere energie inhoud per volume brandstof vergeleken met CNG.

In Nederland wordt LNG momenteel nog niet toegepast als voertuigbrandstof. Er is dan ook nog geen LNG-vulpunt operationeel, al zijn er wel enkele initiatieven gemeld om dit te realiseren⁹⁹. Er is wellicht een kans dat met de komst van LNG-terminals in Nederland (www.gate.nl) het gebruik van LNG als brandstof voor mobiliteit zal toenemen, maar er zijn vooralsnog geen plannen om via deze terminal ook voertuigen of schepen te voorzien van LNG als brandstof.

N.2 Verwachte ontwikkeling

De inzet van aardgas en groengas in verkeer is sterk afhankelijk van overheidsbeleid en stimulering, met name vanwege de relatief hoge kosten die nodig zijn om de tankinfrastructuur op te zetten, en de noodzaak om speciale aardgasvoertuigen aan te schaffen. In Figuur 41 zijn de huidige en geplande aardgasvulpunten voor auto's in Nederland weergegeven. Of deze omvang voldoende is om te zorgen voor de doorbraak van aardgasauto's moet worden afgewacht.

De European Natural Gas Vehicle Association (ENGVA) heeft zich gewaagd aan voorspellingen voor het aantal aardgasvoertuigen in 2020 en 2030 in Europa. Gebaseerd op de sterke groei in de afgelopen jaren verwacht de ENGVA dat in 2020 20 miljoen en in 2030 30 miljoen aardgasvoertuigen realistische aantallen zijn. Ze geeft toe dat dit meer een indicatie is, omdat het maken van een Europese voorspelling een complexe zaak is.

Het platform Duurzame Mobiliteit van de Energietransitie ziet rijden op aardgas als wegbereider voor rijden op groengas. Volgens hen moet daarom beleid worden gevoerd dat rijden op aardgas stimuleert en zorgt voor een geleidelijke overgang naar groengas. Een dergelijk beleid zou volgens de Energietransitie kunnen bestaan uit:

- Het blijven stimuleren van aardgas (CNG) als brandstof door fiscale voordelen van CNG en subsidie voor CNG-tankstations voort te zetten, óók voor vloeibaar aardgas (LNG).
- Het maximaal ondersteunen van de marktontwikkeling in specifieke segmenten.
- Het maximaal inzetten op groengasproductie (via effectieve SDE-regeling met passend budget en subsidiebedrag).

⁹⁹ http://www.rolandlng.nl/bestanden/RolandeLNG_brochure.pdf.



- Het geleidelijk overgaan van aardgas naar groengas mits groengas voldoende en zonder meerkosten beschikbaar is (o.a. door SDE-subsidie). Hiervoor is een verplichtstelling van groengas denkbaar. Ondertussen zou de inzet van biomethaan en bio-LNG in innovatieprogramma's moeten worden beproefd.

Figuur 41 Huidige en geplande aardgasvulpunten voor auto's in Nederland



Het is echter nog niet zeker dat rijden op aardgas of groengas een relevante rol als mobiliteitsbrandstof zal gaan spelen. Uit oogpunt van lange termijn klimaatbeleid biedt rijden op *aardgas* weinig tot geen voordelen. *Groengas* biedt op zich wel mogelijkheden om de broeikasgasemissies van mobiliteit sterk te verminderen, het is echter de vraag of voldoende biogaspotentieel bestaat om daadwerkelijk grote marktaandeelen te behalen, aangezien groengas ook voor andere segmenten als oplossing voor verduurzaming en CO₂-reductie wordt gezien.

De brandstofmix in de mobiliteitsector zal de komende decennia sterk gaan veranderen. Daarbij gooien de tweede generatie biobrandstoffen en elektriciteit hoge ogen. Aardgas kan als energiebron dan een rol spelen bij de productie van elektriciteit, onder andere voor elektrische auto's, mits deze met een zeer hoog rendement wordt geproduceerd - de CO₂-uitstoot per

kilometer is dan veel lager dan van conventionele auto's op benzine of diesel. Op termijn is ook CCS nodig om de benodigde CO₂-reducties te halen. Naast alternatieve brandstoffen zal de energie efficiëntie van de voertuigen ook sterk moeten verbeteren.

De reden dat aardgas als brandstof voor mobiliteit op dit moment voor bepaalde segmenten financieel voordeel biedt heeft vooral betrekking op de ecotax die in vergelijking met de hoge accijns op diesel en benzine zeer laag is (CE, 2008). De overheid heeft dan ook veel invloed op de inzet van de verschillende brandstoffen, via onder meer beprijzing. De rol die aardgas uiteindelijk zal krijgen in de mobiliteitsector is dan ook niet op voorhand met zekerheid vast te stellen. Wel betekent een grotere rol voor aardgas dat een aantal hordes moet worden genomen: benodigde investeringen in tankinfrastructuur, het wagenpark moet er geschikt voor worden gemaakt, de beperkte beschikbaarheid van tankstations zorgt voor een kip-en-ei probleem, onbekendheid bij de consument et cetera. Deze hebben een negatief effect op de verdere groei van aardgas en biogas in de mobiliteitsector. Alleen als de overheid de komende 10-20 jaar flink blijft investeren in deze technologie kan worden verwacht dat de rol van aardgas of groengas als energiebron in de toekomstige mobiliteitsector een grote rol zal spelen.

N.3 Energievraag

Het aantal voertuigen dat op dit moment rijdt op aardgas is zo gering dat er op korte termijn nauwelijks impact is op de energievraag. Het huidige binnenlands gebruik van mobiliteitbrandstoffen voor het wegverkeer is ongeveer 500 PJ, en van aardgas ongeveer 1.500 PJ. Zelfs als het aandeel aardgasvoertuigen stijgt tot 10% heeft dat percentueel gezien een gering effect op het binnenlands gebruik van aardgas (toename van 3,3%). De verwachting is overigens dat de energievraag van wegverkeer de komende decennia nog sterk zal kunnen stijgen: bij ongewijzigd gebruik naar 570 PJ in 2020 en 630 PJ in 2030.

N.4 Technisch potentieel

Aardgasvoertuigen doen technisch gezien niet meer onder voor voertuigen op benzine of diesel. Nadelen van een auto op aardgas zijn (1) de ruimte die wordt ingenomen door de extra brandstoftank¹⁰⁰ en (2) de beperkte actieradius bij het rijden op gas. Rijden op aardgas vereist een aparte (kostbare) infrastructuur (distributienet, pompstations, aangepast wagenpark). Hoewel het aantal vulstations gestaag stijgt, is er nog sprake van het kip-ei-probleem. Overigens is dat voor bussen in een stedelijke omgeving minder een probleem omdat die regelmatig naar de remise terugkeren waar een aardgasvulstation kan worden geïnstalleerd - dit vergt echter wel de nodige investeringen.

Hoewel aardgas een fossiele brandstof is maakt de inzet van aardgas als brandstof voor mobiliteit de overstap naar biogas mogelijk. De beschikbaarheid van biogas is zeer beperkt waardoor het wel lang kan duren voordat biogas aardgas (deels) kan vervangen. Bovendien is de verwachting dat biogas eenvoudiger en tegen lagere kosten bijvoorbeeld in WKK's kan worden ingezet of als groengas worden bijgemengd bij het aardgasnet.

¹⁰⁰ Bij affabriek aardgasvoertuigen is de tank vaak beter weggewerkt, en gaat het niet meer ten koste van bagageruimte.



N.5 Succes- en faalfactoren

In bovenstaande tekst zijn de meeste voor- en nadelen behandeld.

Resumerend zijn de belangrijkste voordelen (succesfactoren):

- Toepassing van aardgas in mobiliteit kan bijdragen aan de energiezekerheid. De aardgasvoorraad zal naar verwachting de komende 50 jaar voldoende zijn voor de Nederlandse afzet en is dus voldoende aanwezig (voorlopig nog niet schaars). Ook internationaal zijn nog veel voorraden aanwezig. Om toegang tot deze voorraden te krijgen, zullen nog wel diverse politieke en technische problemen moeten worden opgelost (CE, 2008).
- Distributie mogelijk via het reeds aanwezige uitgebreide aardgasnet.
- De aardgasmotor is een bewezen betrouwbare technologie.
- Meerprijs motor en lagere heffing op gas dan op benzine of diesel leidt tot break-even bij personenauto's bij ca. 15.000 km.
- Veel verschillende producenten leveren voertuigmodellen met aardgasmotor.
- Motor is stiller.
- (Lokale) verbetering luchtkwaliteit indien diesel wordt vervangen.
- Uitstekend geschikt voor bijmenging en vervanging door biogas (i.e. past in energietransitie naar duurzame energie).

Enkele nadelen (faalfactoren) zijn:

- Pompstations eisen hoge investering.
- Langzame marktpenetratie o.a. door het kip-ei-probleem: het aantal pompen in Nederland is (nog) zeer gering en alleen een zeer klein deel van nieuwe voertuigen is geschikt.
- Grote oliemaatschappijen ondersteunen aardgas (nog) niet in Nederland.
- Kleinere actieradius dan huidige benzine- of dieselauto's. LNG kan dit oplossen, maar vergt hogere investeringen. De huidige actieradius van aardgasauto's is circa 350 km, waarbij overigens vaak een 16 liter benzine-tank zorgt voor extra bereik.
- Hogere onderhoudskosten.
- Weinig tot geen vermindering van CO₂-uitstoot t.o.v. diesel (wel t.o.v. benzine).
- Vraagstuk of er wel voldoende biomassa beschikbaar is voor overgang van aardgas naar groengas in vervoer, dit in combinatie met alternatieve toepassingen voor groengas.

N.6 Schaalsprong

Omdat alleen nieuwe voertuigen geschikt zijn voor aardgas als brandstof zal er waarschijnlijk geen sprake zijn van een schaalsprong, maar van een geleidelijke overgang.

N.7 Concurrerende technieken

Concurrerende technieken zijn mobiliteit op biobrandstoffen en elektrisch vervoer, maar ook schone dieseltechnieken.



N.8 Toepassingsgebied

Mobiliteitsector: CNG voor personen-, bestel- en lichte vrachtauto's, LNG voor zwaarder vrachtvervoer en scheepvaart.

N.9 Impact op vermogensvraag

Onbekend, vanwege de onzekerheden in de ontwikkeling van marktpenetratiegraad.

N.10 Bronnen

Aardgas Mobiel

<http://www.aardgasmobiel.nl/>

CE, 2008

Gas4Sure - Aardgas als transitiebrandstof
Delft : CE Delft, 2008

DHV, 2006

Op weg met aardgas en biobrandstof, Uitgave en in opdracht van het Interprovinciaal Overleg (IPO)
www.ipo.nl/scripts/download2.php?publication=644

ENGVA, 2007

European natural Gas Response, 15 juli 2007

http://ec.europa.eu/reducing_co2_emissions_from_cars/doc_contrib/engva_en.pdf

Fuelswitch, 2009

www.fuelswitch.nl

GVR, 2009

Gas Vehicle Report, april, 2009,

<http://www.aardgasmobiel.nl/content/files/SITE6965/0904-GNV-Statistics.pdf>

NGVA Europe, 2009

<http://www.ngvaeurope.eu/our-vision>

NGV Holland

http://www.ngv-holland.nl/content_home.php

Rolande LCNG

http://www.rolandelng.nl/bestanden/RolandeLNG_brochure.pdf

SenterNovem, 2009

Rijden op Groengas, Platform Duurzame Mobiliteit, juni 2009

http://www.senternovem.nl/mmfiles/Rijden%20op%20groen%20gas%2028%20mei%2009_tcm24-305690.pdf

Website:

http://www.senternovem.nl/energietransitiedm/faq/over_rijden_op_aardgas_groen_gas/faq_rijden_op_aardgasgroen_gas_milieueffecten_van_aardgas_groen_gas.asp#3



Bijlage O Energieopslag (woning/wijkniveau)

Energieopslag is vooral nodig om de ongelijktijdigheid tussen het aanbod en de vraag naar energie te overbruggen. Bij elektriciteit is opslag, in de vorm van batterijen of accu's, op dit moment vooral handig om mobiel te kunnen opereren. Opslag van elektriciteit wordt echter extra relevant door de toenemende inzet van windturbines en PV-installaties. De productie van elektriciteit is daar puur afhankelijk van het aanbod van wind en zon en sluit niet altijd direct aan op de actuele behoefte. Opslag van elektriciteit op woning- en wijkniveau kan bijdragen aan de oplossing. Ook bij warmte en koude is opslag belangrijk. Deze is echter eenvoudiger te realiseren en in het voorzieningssysteem zijn vaak al opslagsystemen (buffertanks) opgenomen. De seizoensopslag van warmte en koude (benutting van in de zomer opgeslagen warmte in de winter en winterkoude in de zomer) is nog een relatief nieuw fenomeen; in de utiliteit-nieuwbouw is seizoensopslag in aquifers (water-voerende ondergrondse lagen) inmiddels bijna standaard geworden.

O.1 Huidige situatie

De verschillende vormen van energieopslag, kunnen worden onderscheiden in kortcyclisch en langcyclisch. Bij elektriciteit is *op dit moment* vrijwel altijd sprake van de eerste variant. Bij warmte en koude komen beide situaties voor. De kortcyclische elektrische variant is vooral bedoeld voor het ondervangen van het intermitterende karakter van het aanbod aan windenergie en zon-PV. Vooral bij omvangrijke inzet van dergelijke opties is opslag nodig, zowel op centraal als op wijk/woningniveau¹⁰¹. In de huidige situatie worden voor het ondervangen van de fluctuaties vooral de flexibiliteit van fossiele elektriciteitscentrales ingezet en de inter-connecties met andere landen. Dit zal op termijn niet toereikend zijn.

Bij de langcyclische opslag wordt bedoeld op seizoensopslag van warmte en koude in een ondergrondse watervoerende laag (aquifer). Hier wordt 's zomers de warmte afgevangen, ondergronds opgeslagen en 's winters als warmte weer omhoog gehaald en gebruikt. Daarnaast wordt koude in de winterperiode opgevangen en ondergronds opgeslagen dat er in de zomer weer wordt uitgehaald en als koeling wordt gebruikt¹⁰². Koude/warmteopslag (KWO) is inmiddels min of meer standaard geworden in de nieuwbouwutiliteit, mede als gevolg van de aanscherping van de energieprestatie-eisen. Bij KWO is wel hulpenergie nodig voor pompen en een eventuele (veelal elektrische) warmtepomp.

¹⁰¹ Zie : De concurrentiekracht van elektriciteitsopslag. Een analyse met MARKAL in het kader van het Programma Elektriciteitsnetwerk Gebruikers Onderzoek (PREGO). G.H. Martinus, ECN 2004. Zie ook: CE, 2008, 'Transitiestrategie Elektriciteit en warmte', F.J. Rooijers, J.P. van Soest, C. Leguijt en H.J. Croezen, november 2008, CE Delft, Delft.

¹⁰² Zie verder: <http://www.senternovem.nl/eprn/maatregelen/verwarming/seizoensopslag.asp>



O.2 Verwachte ontwikkeling

De ontwikkelingen worden onderscheiden naar opslagtechniek:

Zonneboiler

Een zonneboiler¹⁰³ plus opslagvat is een voorbeeld van een kortcyclisch opslagmedium voor warmte. In een collectorvlak, veelal op het dak van een woning of gebouw, wordt water verwarmd door zonne-instraling. Het verwarmde water wordt gebruikt op een tijdstip dat het gewenst is. Hierbij vindt eventueel naverwarming plaats, met behulp van bijvoorbeeld een HR-ketel. Veelal wordt de geproduceerde warmte alleen ingezet voor dekking van de vraag naar warm tapwater. Voor de ruimteverwarming is de warmteproductie te gering (zeker in de winter wanneer daar juist behoefte aan is). Zonneboilers kunnen, zeker in laagbouw-nieuwbouwwoningen, gemakkelijk standaard worden aangebracht; een goede dakoriëntatie is daarbij wel vereist. In de gestapelde bouw is het relatieve dakoppervlak kleiner. In de bestaande bouw vergt toepassing veelal wel het nodige maat-installatiewerk, maar worden zonneboilers toch ook steeds vaker toegepast. In de utiliteitsbouw is de vraag naar warm tapwater vaak zo klein dat geen zonneboilers wordt toegepast, tenzij het bijvoorbeeld zieken- en verzorgingshuizen betreft. De penetratiegraad van zonneboilers in de totale woningbouw is nu nog beperkt tot ca. 2%, maar verwacht moet worden dat deze de komende decennia sterk toe zal nemen.

(Micro-)WKK in combinatie met een opslagvat

De micro-WKK (ook wel HRe-ketel genoemd) staat aan het begin van de uitrol. De komende tien jaar wordt door fabrikanten cumulatieve aantallen tot 1,4 miljoen toestellen verwacht (zie Bijlage H, Figuur 33). De HRe-ketel wordt door een aantal fabrikanten standaard uitgerust met een behoorlijk warmte-opslagvat zodat de gemiddelde opslagcapaciteit in het woningbestand zeker toe zal nemen.

Zonne-energie met batterijopslag

Bij de aanwezigheid van een net-koppeling kan de elektriciteit uit een PV-installatie, die niet direct ter plaatse wordt gebruikt, aan het elektriciteitsnetwerk worden geleverd. Bij afwezigheid van zo'n aansluiting, is er in een dergelijk geval een opslag nodig. De combinatie met een accu ligt op dit moment het meest voor de hand. (<http://www.zonnepanelen-info.nl/zonne-energie/opslag/>). Andere methoden bevinden zich in het stadium van ontwikkeling, zoals opslag in de vorm van waterstof (zie bijvoorbeeld: <http://webwereld.nl/nieuws/52164/mit-meldt-grote-doorbraak-in-opslag-zonne-energie.html>).

Thermochemische warmteopslag

Op diverse plaatsen in de wereld wordt onderzoek verricht aan stoffen met een zeer hoge opslagdichtheid voor warmte. Daarbij wordt gedacht aan een dichtheid van tientallen GJ/m³; ofwel twee orden van grootte hoger dan die van warmwater. Hoewel het onderzoek aardige vorderingen maakt en er een aantal prototypes gebouwd zijn blijft een echte doorbraak voorsnog uit, vooral doordat er problemen zijn bij de effectieve overdracht van de warmte aan het medium en terug.

¹⁰³ Zie ook: <http://www.milieucentraal.nl/pagina.aspx?onderwerp=zonneboiler>. Zie ook: <http://www.hollandsolar.nl/zonnewarmte.html>.



Accu's bij elektrisch vervoer

Bij elektrisch vervoer zijn accu's vooral nodig om de verplaatsingen mogelijk te maken. Daarbij treedt automatisch een verschuiving in de tijd op tussen de afname van de elektriciteit en de feitelijke inzet hiervan. Bij een slim inspelen hierop kan de beschikbare capaciteit (vooralsnog vooral in theorie!) worden ingezet om pieken in de elektriciteitsvraag te reduceren en vraag te realiseren op momenten dat overige afnemers een lage behoefte hebben. De opslagcapaciteit wordt dan onderdeel van een demand-side management systeem.

Grootschalige opslag (OPAC)

Ondergrondse pomp-accumulatie-centrales (OPAC) maken gebruik van het niveauverschil tussen een ondergronds waterreservoir en een bovengronds reservoir (verschil in potentiële energie). Op momenten dat (bijv. duurzame) elektriciteit ruim voor handen is wordt water opgepompt. Op andere momenten wordt het vermogen juist beschikbaar gemaakt door water naar beneden te laten stromen via een waterkrachtcentrale (<http://www.opac.com/>). In Nederland zijn er plannen voor centrales tot een totaal van tussen de 8.000 en 11.000 MW. Een soortgelijke techniek, maar dan geheel bovengronds, is de combinatie van een waterkrachtcentrale met oppompen, zoals destijds is voorgesteld in het 'Plan Lievense', en recent weer nieuw leven is ingeblazen via het concept van een valmeer als eiland in de Noordzee¹⁰⁴. Ook de Noors-Nederlandse inter-connectie kan in dit perspectief worden gezien, omdat in dat geval in Noorwegen een vergelijkbaar principe wordt ingezet (oppompen in de bergen).

Seizoensopslag

Seizoensopslag of koude/warmteopslag (KWO) is een inmiddels goed ontwikkelde techniek om energie (in de vorm van warmte of koude) op te slaan en op een ander tijdstip te gebruiken. Vele gebouwen zijn en worden met dergelijke installaties uitgerust. Er vinden discussies en onderzoek plaats rond de optimale verdeling van het potentieel in de ondergrond en over het toelaatbare temperatuurniveau van de betreffende warmte (<http://www.rivm.nl/milieuportaal/dossier/koude-en-warmteopslag/>).

Smart Storage in het elektriciteitsnet

Op diverse plaatsen in Nederland worden proeven uitgevoerd met stationaire accu's in het elektriciteitsnet, in combinatie met slimme balancerings. Zo heeft Alliander in vakantiepark Bronsbergen in Zutphen een accusysteem operationeel in combinatie met PV-panelen op de vakantiehuisjes¹⁰⁵. Een tweede systeem van Alliander, ook op basis van lood-zwavelaccu's, wordt gebouwd bij Apeldoorn. En Enexis heeft in West-Brabant een accusysteem in aanbouw op basis van Li-ion-accu's.

0.3 Impact op de energievraag

Vrijwel alle genoemde technieken hebben een component van benutting van duurzame energie en dragen bij aan vermindering van de vraag naar primaire energie. De opslag op zichzelf leidt feitelijk niet tot energiebesparing, maar deze maakt het wel mogelijk dat beschikbare energie (bijvoorbeeld omgevingswarmte uit de zomer en elektriciteit uit windparken op

¹⁰⁴ Zie bijvoorbeeld: <http://www.we-at-sea.org/docs/Energie-eilandMgtSamenvattingFinal%203jul2007.pdf>

¹⁰⁵ Zie: <http://www.alliander.com/nl/alliander/over-alliander/projecten/intelligent-netbeheer/index.htm>



dalmomenten in de vraag) beter kan worden benut en niet verloren gaat. Via dit principe leidt de opslag wel degelijk tot besparingen op de vraag naar fossiele energie.

O.4 Technisch potentieel in Nederland

Het technische potentieel voor de genoemde opslagsystemen - zowel thermisch als elektrisch - bedraagt vele honderden PJ's, doordat deze in beginsel overal in het land kunnen worden ingezet. Een uitzondering hierop vormt het principe van de OPAC, of bovengrondse tegenhangers hiervan. Daarbij gaat het om grote projecten die gekoppeld zijn aan specifieke locaties.

Vele technieken kunnen prima door Nederlandse bedrijven en instellingen worden gerealiseerd (zie o.a.: 'Opslag van elektriciteit: Status en toekomstperspectief voor Nederland' Rapport opgesteld in opdracht van SenterNovem Projectnummer: NEO 0268-05-05-01-002 Erik Lysen, Sander van Egmond, Saskia Hagedoorn, Utrecht: Centrum voor Energieonderzoek, september 2006); vele referenties hierboven verwijzen direct of indirect naar Nederlandse leveranciers.

O.5 Suuces- en faalfactoren

Factoren die de introductie van de genoemde techniek kunnen versnellen zijn:

- de prijs van primaire energie en daarmee de prijs van elektriciteit en warmte;
- de energieprestatie-eisen (EPC) bij nieuwbouw die invloed zullen hebben op de inzet van zonneboilers, zon-PV en HRe-ketels;
- eventuele energieprestatie-eisen (EPBD) voor de bestaande bouw.

O.6 Schaa sprong

Een mogelijke schaa sprong wordt niet gehinderd door de (on)mogelijkheden aan de aanbodzijde; daar is voldoende potentieel. Knelpunten zitten veeleer aan de vraagkant. Zodra daar de wil of noodzaak ontstaat om actie te nemen (door aanscherping van prestatie-eisen of een stijging van energieprijzen) kan snel een schaa sprong worden gerealiseerd.

O.7 Concurrentie met andere technieken?

Voor zover kan worden overzien is dit niet aan de orde. Integendeel, de tijdelijke opslag van elektriciteit en warmte vormt in de meeste gevallen een waardevolle aanvulling op andere technieken, waardoor deze beter tot hun recht komen of beter ingepast kunnen worden. Opslagsystemen sluiten bijvoorbeeld ook uitstekend aan op het principe van 'smart energy grids'.

O.8 Andere vermeldenswaardige feiten en inzichten?

Niet van toepassing.



O.9 Impact op vermogensvraag

De opslag van elektriciteit en warmte heeft - op lokaal en nationaal niveau - een stabiliserende werking op het patroon van de vraag. De opslagmogelijkheden helpen om ongelijktijdigheid tussen vraag en aanbod op te vangen. En doordat de opslagsystemen bijdragen aan een flexibele inpassing van duurzame bronnen draagt zij ook bij aan een vermindering van de totale vraag naar fossiele energie.

De precieze uiteindelijke impact hangt sterk af van de keuzen die gemaakt worden voor de opbouw van de totale energievoorziening en ook van verdere technische ontwikkeling bij de opslagsystemen.





Bijlage P Warmtedistributienetten

Deze bijlage gaat in op de optie van collectieve netten voor de distributie van warmte voor ruimteverwarming en tapwatervoorziening. Als huidige bron voor de levering van warmte via deze netten wordt in de regel gebruik gemaakt van restwarmte of aftapwarmte uit elektriciteitscentrales, AVI's of de industrie.

P.1 Huidige status

CE Delft heeft in 2009 in opdracht van de Energiekamer de warmtemarkt in kaart gebracht. In het rapport wordt onderscheid gemaakt naar grootschalige warmtenetten (> 5.000 aangeslotenen; stadsverwarming) en kleinschalige warmtenetten (< 5.000 aangeslotenen; waaronder blokverwarming). Op basis daarvan kunnen 13 grote warmtenetten (stadsverwarming) worden onderscheiden. Deze netten zijn grotendeels in handen van de drie grootste Nederlandse energiebedrijven Eneco, Essent en Nuon (zie Tabel 45).

Tabel 45 Overzicht huidige grootschalige warmtenetten in Nederland

| Warmtenet | Leverancier | Aantal Verbruikers (x1.000) | Aandeel <1.000kW |
|-----------------------|---------------|-----------------------------|------------------|
| Almere | Nuon Warmte | 42,9 | 100,0% |
| Amernet | Essent Warmte | 31,1 | 99,6% |
| Amsterdam | Nuon Warmte | 7,5 | 99,2% |
| Den Haag-Ypenburg | Eneco Warmte | 8,9 | 99,0% |
| Duiven-Westervoort | Nuon Warmte | 8,7 | 99,9% |
| Enschede | Essent Warmte | 5,2 | 99,7% |
| Helmond | Wamob | 6,4 | 99,9% |
| Leiden | Nuon Warmte | 6,3 | 99,3% |
| Purmerend | SV Purmerend | 24,3 | 100,0% |
| Rotterdam | Eneco Warmte | 43,5 | 99,0% |
| Utrecht-Stad | Eneco Warmte | 41,7 | 99,0% |
| Utrecht-Leidsche Rijn | Eneco Warmte | | |
| Utrecht-Nieuwegein | Eneco Warmte | | |
| Totaal | | 226,5 | |

Het aantal kleinschalige warmtenetten (waaronder blokverwarming) is niet exact bekend. Dit komt onder meer doordat blokverwarming niet enkel wordt aangeboden door grote warmtebedrijven, maar ook door tal van kleine organisaties, waaronder woningcorporaties en verenigingen van eigenaren. Wel wordt, op basis van gegevens van SenterNovem en de grootste warmtekostenverdeelfirma¹⁰⁶, geschat dat het gaat om ongeveer 300 netten van grote energiebedrijven en 6.600 netten van woningcorporaties, verenigingen van eigenaren en andere partijen (zie Tabel 46).

¹⁰⁶ Warmtekostenverdeelfirma's verdelen en factureren voor woningcorporaties, VvE's of andere partijen de kosten van de productie en levering van warmte over de verbruikers.



Tabel 46 Overzicht kleinschalige warmtenetten in Nederland

| Type | Woningen (x 1.000) | Netten |
|------------|-----------------------|---------|
| Eneco | 23,4 | 192 |
| Essent | 14,3 | 72 |
| Nuon | 32,8 | ca. 40 |
| Cogas | 1,1 | 2 |
| MeerWarmte | 0 | 1 |
| Overig | 264,2 | ± 6.600 |
| Totaal | 335,8 | ± 6.900 |

Opmmerking: De warmtemarkt is constant in beweging. De getallen in de tabel zijn dan ook indicatief. Als gevolg van de beschikbare gegevens is het aantal warmtenetten berekend aan de hand van het aantal *woningen*, niet op basis van verbruikers.

Binnenkort zal de Warmtewet in werking treden op basis waarvan (de tarieven van) warmteleveranciers gereguleerd zullen gaan worden. Warmteleveranciers mogen op grond van de Warmtewet hun redelijke kosten, plus redelijk rendement, terugverdienen waarbij deze redelijke prijs ten hoogste gelijk mag zijn aan de maximumprijs (die gebaseerd is op het 'Niet Meer Dan Anders' principe, NMDA). Ontwikkelingen op de warmtemarkt (i.e. financierbaarheid verschillende (duurzame) warmteprojecten) zullen hiervan afhankelijk zijn.

Wellicht dat op de langere termijn nu nog afzonderlijke warmtenetten 'aan elkaar zullen groeien' (meerdere warmtebronnen/warmteleveranciers die zijn aangesloten op hetzelfde net; 'ringnet'). Of er, net als bij elektriciteit en gas, een scheiding in warmtelevering en warmtetransport ('netbeheer') zal optreden is nog een open vraag. Door de kostenstructuur van warmteprojecten is dit in de huidige marktconstellatie zeker niet op korte termijn te verwachten.

P.2 Verwachte ontwikkeling

- In verschillende programma's en akkoorden zijn energiebesparingsdoelen neergelegd en -afspraken (onder meer lokale initiatieven in bijvoorbeeld Rotterdam en Amsterdam) gemaakt die naar verwachting zullen leiden tot een groei van (duurzame) warmte/koudelevering.

Als gevolg hiervan mag verwacht worden dat de bestaande warmtenetten zullen worden uitgebreid en het aantal warmtenetten toeneemt. Qua ordegrrootte (in PJ aan warmte) volgen hieronder enkele kentallen.

2020

- Schoon en Zuinig: het potentieel aan warmte van hernieuwbare bronnen en restwarmte wordt geschat op 100 tot 150 PJ in 2020 (bron: Ecofys), waarbij het potentieel van KWO en geothermie alleen al wordt geschat op ongeveer 90 PJ in 2020 (CE, 2009: IPO Routekaart Warmte).
- Programma Warmte op Stoom: doel is om vanaf 2012 ongeveer 40 PJ aan fossiele energie uit te sparen voor warmte en koude door bijvoorbeeld toepassen van rest-/aftapwarmte of duurzame bronnen; na 2012 kan dit in de periode tot 2020 oplopen tot 120 PJ per jaar (verder verduurzamen warmtevoorziening).
- In het onderzoek 'IPO Routekaart Warmte' (CE, 2009) is in beeld gebracht op welke locaties in Nederland in potentie warmte/koudeprojecten



kunnen worden gerealiseerd om de tussen provincies en Rijk overeengekomen doelstelling van 52 PJ duurzame warmte/koude voor 2020 te realiseren.

Conclusie

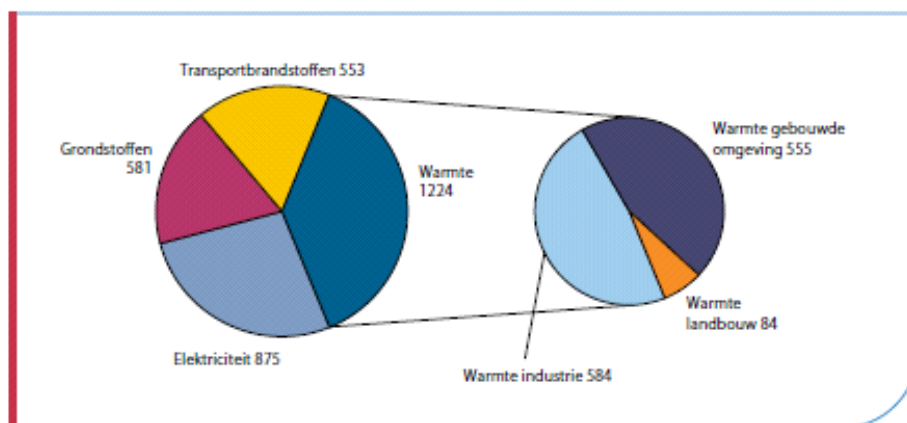
Op basis van de gevonden bronnen wordt verwacht dat (duurzame) warmte/koudelevering zal toenemen met 52 tot 150 PJ per jaar. Dat betekent een forse bandbreedte in mogelijke ontwikkeling. De mate waarin dit tot extra warmtenetten leidt, hangt onder meer af van de mate waarin deze warmtelevering additioneel is (aanboren nieuw potentieel) of 'slechts' reeds bestaande warmtelevering uit fossiele bronnen vervangt (overschakelen op andere warmtebron).

In de bestaande bouw is de verwachting dat het aantal grootschalige warmtenetten niet heel erg zal groeien (wellicht wel uitbreidingen). Wel zal warmte naar verwachting verduurzamen en zullen netten wellicht (> 2020?) aan elkaar worden gekoppeld waardoor meerdere bronnen in de gevraagde warmte kunnen voorzien. In de nieuwbouw is de groei van warmtenetten onder de huidige marktcondities moeizaam door de verder dalende EPC, dalende warmtevraag en implementatie van de Warmtewet.

P.3 Energievraag

In Nederland gebruiken we momenteel 3.233 PJ primair aan energie per jaar uit olie, kolen, gas en duurzame bronnen (bron: NEW). Deze energie wordt gebruikt voor de productie van elektriciteit en warmte, als brandstof voor transport en als grondstof, bijvoorbeeld voor plastics. Van dit totale energieverbruik wordt 38% (1.224 PJ) gebruikt voor de warmtevoorziening (48% industrie, 45% gebouwde omgeving en 7% landbouw, met name glastuinbouw), zie Figuur 42.

Figuur 42 Verdeling van het energiegebruik in Nederland naar type vraag (in PJ primair)



Verdeling van het energiegebruik in Nederland naar toepassing (alle waarden in PJ primair, 2006).

Bron: CBS en SenterNovem/NEW.

In de gebouwde omgeving wordt 555 PJ ingezet aan energie voor warmteproductie. Hiervan is 323 PJ primair voor huishoudens en 232 PJ primair voor utiliteitsbouw. Van de 323 PJ aan energie die ingezet wordt voor warmtevoorziening voor huishoudens is op dit moment het overgrote deel (302 PJ) aardgas. ECN heeft scenario's ontwikkeld voor de toekomstige warmtevraag in

2040. Het nuttig warmteverbruik varieert daarin van 900 tot 1.450 PJ. Als de doelstellingen uit programma's als Warmte op Stoom gehaald worden, zit de verwachte vraag in 2040 meer aan de onderkant van de bandbreedte (900 PJ). Dit betreft de ontwikkeling van de totale warmtevraag in Nederland. Belangrijk om daarbij in het achterhoofd te houden is dat deze ECN-scenario's uitgaan van marktontwikkelingen en niet van stringente CO₂-emissiereducties zoals in het NET-document is gedaan. Hierdoor ontstaan discrepanties in cijfers.

P.4 Technisch potentieel in Nederland

Het technisch potentieel voor warmtelevering in Nederland is zeer hoog. Als voorbeelden: in Amsterdam wordt nu ca. 1.000 MW weggekoeld in vijf lokale bronnen (Diemen, Hemweg, AEB-Avi, VU en AMC). In het Botlekgebied wordt ca. 3.000 MW aan restwarmte weggekoeld. Potentiële rest- c.q. aftapwarmtebronnen zijn met name Electriciteitscentrales, Avi's en industriële installaties. Daarnaast zijn er nog de potentiële aan grootschalige duurzame warmte (geothermie) en kleinschaliger en kleinschalige duurzame warmte (m.n. KWO, zonnewarmte).

P.5 Succes- en faalfactoren

Relevante factoren om het technische potentieel te kunnen benutten zijn onder andere:

- Bij toepassing van duurzame warmtelevering in de bestaande bouw is het van belang dat er voldoende kritische massa is qua (aard) vraag en aanbod van warmte in relatie tot de te overbruggen afstand. Daarnaast is 'timing/gelijktijdigheid' heel belangrijk: kans van slagen het grootst als op het moment van grootschalige renovatie partijen (bewoners, eigenaar warmtebron, warmteleverancier, gemeente) effectief bij elkaar worden gebracht.
- Succes- en faalfactoren bij de uitwerking van de Warmtewet zijn: zal het niveau van de maximumprijs voldoende hoog blijken om warmte(/koudeprojecten) van de grond te laten komen (werkelijke kosten > maximumprijs)? Is pooling mogelijk ja/nee?

P.6 Schaalsprong

In plaats van een schaalsprong wordt eerder een geleidelijke toename verwacht. De verwachting daarbij is dat vooral bestaande warmteprojecten verder uitgebouwd zullen worden. Daarnaast is groei mogelijk in kleinschalige warmteprojecten, waarbij één en ander wel afhankelijk is van de ontwikkeling van het wettelijk kader (inclusief bouwregelgeving in normen als EPG en EMG).



P.7 Concurrentie met andere technieken?

Warmtedistributie concurreert met verwarmingstechnieken op basis van gasdistributie (HR- en HRe-ketel), en collectieve warmtesystemen concurreren met individuele warmtesystemen (bijvoorbeeld individuele warmtepomp versus collectief systeem gevoed door warmtepompen).

De toekomstige wetgeving op het gebied van energie-efficiëntie en klimaat zal bepalend zijn of de markt grootschalig zal kiezen voor collectieve (duurzame) warmtesystemen of voor gastoepassingen.

P.8 Waar komt techniek het beste tot zijn recht?

Grootschalige warmtenetten komen het best tot hun recht in dicht bebouwde (i.e. grootstedelijke) regio's met grote, en van jaar tot jaar constante, warmtevraag (grote kritieke massa). Kleinschalige warmteprojecten passen in principe overal, in de gebouwde omgeving.

P.9 Overig

Geen.

P.10 Bronnen

CE, 2009a

A. (Ab) de Buck, M.P.J. (Margaret) van Valkengoed, C. (Cor) Leguijt
IPO Routekaart Warmte :Stevige stappen om warmte en koude te benutten
Delft : CE Delft, maart 2009

CE, 2009b

B.L. (Benno) Schepers, M.P.J. (Margaret) van Valkengoed
Warmtenetten in Nederland
Overzicht van grootschalige en kleinschalige warmtenetten in Nederland
Delft : CE Delft, 2009

Rijk, IPO, 2009

Klimaat- Energieakkoord tussen Rijk en provincies
Den Haag : Rijksoverheid ; IPO, 2009

VROM, 2007

Nieuwe energie voor het klimaat : werkprogramma schoon en zuinig
Den Haag : Ministerie van VROM, 2007





Bijlage Q CO₂-afvang en -opslag (CCS)

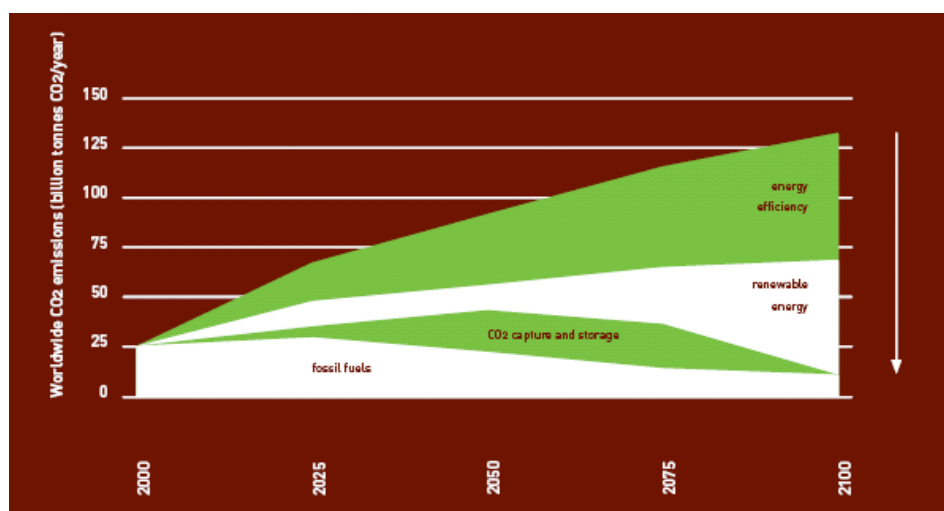
Het afvangen en (ondergronds) opslaan van CO₂ (CCS) is een methode om door te gaan met het verbruiken van fossiele brandstoffen zonder de emissies van broeikasgassen in de atmosfeer. CCS wordt in het algemeen gezien als transitietechniek op weg naar een uiteindelijk volledig duurzame energievoorziening.

Q.1 Huidige status

In het Nederlands coalitieakkoord van februari 2007 wordt expliciet melding gemaakt van het feit dat CCS één van de pijlers is van de doelstelling voor 'transitie naar één van de duurzaamste en efficiëntste energievoorzieningen in Europa in 2020' (Ecofys, 2007). Dit bevestigt het feit dat CCS een essentieel onderdeel is van het Nederlandse klimaat beleid.

CCS kan een belangrijke, zij het tijdelijke, rol spelen in het streven een verdere groei in CO₂-uitstoot te reduceren. Zie Figuur 43 voor de potentiële rol die CCS kan spelen in de strategie om CO₂-uitstoot te verminderen.

Figuur 43 Potentiële rol van CCS in de strategie om CO₂-uitstoot te reduceren



Bron: Ecofys, 2007.

In feite bestaat CCS uit drie onderdelen: afvang van CO₂, transport en ondergrondse opslag. De *afvang* van CO₂ is voornamelijk gericht op bedrijven die grote hoeveelheden CO₂ uitstoten (bijv. elektriciteitscentrales, raffinaderijen, chemische industrieën, staalindustrie en cementproductie).

In principe zijn er drie methoden van CO₂-afvang:

1. Oxy-fuel combustion: de brandstof wordt met zuivere zuurstof verbrand waarbij rookgas ontstaat met een hoge CO₂-concentratie.
2. Post-combustion: de CO₂ wordt uit de rookgassen opgevangen na de verbranding van fossiele brandstoffen. Deze techniek wordt reeds jaren toegepast bij het verwijderen van CO₂ uit aardgas, maar deze techniek is

thans nog te duur om bij rookgassen toe te passen. Er is weinig ervaring met deze technologie in energiecentrales gestookt met kolen.

3. Pre-combustion: de koolstof wordt uit de brandstof verwijderd voordat die wordt verbrand. Dit gebeurt door het vergassen van de brandstof, waarna uit het ontstane synthesegas de CO₂ wordt verwijderd zodat zuivere waterstof overblijft. De technologie wordt op commerciële en grote schaal toegepast in bijvoorbeeld chemiebedrijven. Echter er is maar beperkte kennis van deze technologie in de elektriciteit productie. Kolenvergassing is een zeer complex proces.

Er wordt veel technologisch onderzoek naar CO₂-afvang gedaan. Ook worden er in verschillende landen demonstratieprojecten uitgevoerd, waarbij op kleine schaal ervaring wordt opgedaan met de afvang technologie. In Nederland zijn dat bijvoorbeeld een pilot project bij de EON-elektriciteitscentrale op de Maasvlakte en een project bij de Nuon kolenvergasser in Buggenum.

CO₂-transport naar een geschikte opslaglocatie zal vaak via pijpleidingen plaatsvinden. Ook transport per schip behoort tot de mogelijkheden (indien de hoeveelheid CO₂ wat kleiner is of de afstand tot de opslaglocatie wat groter). Er is veel ervaring met pijpleidingtransport, ook in Nederland. Bijvoorbeeld via de zgn. OCAP-leiding wordt CO₂ van de Shell raffinaderij in Pernis naar de tuinbouwsector in het Westland getransporteerd. En in de Verenigde Staten zijn er duizenden kilometers pijpleiding voor CO₂ in gebruik, waarbij de CO₂ naar oliebronnen wordt getransporteerd om daar geïnjecteerd te worden om extra olie te winnen (de zgn. 'Enhanced Oil Recovery').

Uitgeputte olie- en gasvelden zijn zeer geschikt voor opslag van CO₂, omdat die velden vaak diep in de grond liggen en miljoenen jaren olie- c.q. gasdicht zijn gebleken. Daardoor kan de CO₂ ook weer in die velden worden opgeslagen zonder dat het zal ontsnappen. Ook in zogenaamde aquifers (waterhoudende lagen in de diepe ondergrond) kan CO₂ worden opgeslagen. Een voorbeeld daarvan is het Sleipner veld voor de Noorse kust, waar al sinds 1996 CO₂ wordt opgeslagen. CO₂ kan ook worden opgeslagen in diepe steenkoollagen waarbij het aanhangende methaangas gewonnen kan worden ('Enhanced Coal Bed Methane').

Q.2 Verwachte ontwikkelingen

De Nederlandse overheid wil een 'koploperspositie op het gebied van afvang en opslag van CO₂ behouden' (Ecofys, 2007). Daartoe is er door het Kabinet in juni 2009 een Beleidsbrief CCS naar de Tweede kamer gestuurd. In deze beleidsbrief worden de randvoorwaarden geformuleerd voor de fase van groot-schalige demonstratieprojecten en de industriebrede toepassing van CCS in Nederland in de periode daarna. De demonstratieprojecten moeten uiterlijk in 2015 operationeel zijn, zodat ervaring wordt opgedaan met voorbereiding en daadwerkelijke toepassing van CCS in de praktijk. Dit is belangrijk om de kosten naar beneden te brengen en de integrale aanpak van de keten CO₂-afvang, -transport en -opslag in de praktijk te kunnen realiseren. De verwachting is dat vanaf 2020 de industriebrede uitrol kan volgen.



De Beleidsbrief gaat achtereenvolgens in op nut en noodzaak van CCS, de veiligheidsaspecten, de maatschappelijke acceptatie en de verder invulling van de randvoorwaarde. Een aantal besluiten en activiteiten van het Kabinet in de komende periode:

- Gasunie en EBN (Energie Beheer Nederland) zijn door het Kabinet verzocht uiterlijk eind 2009 bouwstenen te leveren voor een langetermijnstrategie voor CO₂-transport en -opslag.
- Gasunie en EBN krijgen van het Kabinet de ruimte een initiërende resp. regisserende rol te spelen bij de realisatie van (delen van) het CO₂-transport en -opslagennetwerk, onder voorwaarde dat zij ook ruimte zullen bieden aan eventuele private initiatieven. Uiterlijk voorjaar 2010 zal het Kabinet nadere besluiten nemen over de overheidsbijdrage voor aanleg van de transport- en opslaginfrastructuur.
- De verantwoordelijkheid voor een CO₂-opslaglocatie wordt in principe 20 jaar na afsluiting van de locatie overgedragen aan de Staat; wanneer de monitoringsresultaten en lange termijnverwachtingen voor de opslaglocatie daarvoor basis vormen, kan de verantwoordelijkheid eerder dan wel later worden overgedragen.
- De implementatievoorstellen voor de Europese CCS-richtlijn zullen uiterlijk eind 2009 aan de Raad van State worden aangeboden. Er zal worden onderzocht of zo ja, op welke wijze en onder welke condities de aansprakelijkheid voor de opslaglocatie, met uitzondering van de milieuaansprakelijkheid, door de Staat zou kunnen worden overgenomen op hetzelfde moment als de verantwoordelijkheid voor die locatie aan de Staat wordt overgedragen.
- Het Kabinet zal de randvoorwaarden bepalen voor het behoud van potentiële opslaglocaties, o.a. op basis van de bouwstenen voor een lange termijn transport- en opslagstrategie. De resultaten van het Kabinetbesluit zullen worden verwerkt in de voorstellen voor aanpassing van de Mijnbouwwetgeving, die in de eerste helft van 2010 aan de Raad van State zullen worden aangeboden.
- Het Kabinet zal zich actief inzetten voor de selectie van de Nederlandse projecten door de Europese Commissie als Europees grootschalig CCS-demonstratieproject.
- Ter voorbereiding van het daadwerkelijk verkrijgen van 180 mln. € Europese middelen voor één CCS-demonstratieproject in Nederland, is het Kabinet bereid een Rijksbijdrage voor betreffend project beschikbaar te stellen en zal daarover op korte termijn besluiten.
- Ter voorbereiding van het indienen van de Nederlandse voorstellen voor de selectie als Europees grootschalig demonstratieproject, zal het Kabinet, op basis van gedegen en uitgewerkte business cases.
- Serieus een Rijksbijdrage voor (een deel van) deze demonstratieprojecten overwegen, mits de bedrijven van hun kant ook komen met substantiële financiële commitments. Uiterlijk voorjaar 2010 zal het Kabinet daarover nadere besluiten nemen. Bij de besluitvorming over de inzet van de netto opbrengsten van de nationale veilingen van de emissierechten vanaf 2013, zal het Kabinet een afweging maken tussen verschillende bestedingsrichtingen als: EMU-saldo, terugsluis naar burgers en bedrijfsleven, nationaal klimaatbeleid (waaronder demonstratieprojecten CCS) en internationaal klimaatbeleid.



Q.3 Energievraag

Elektriciteitscentrales met CO₂-afvang zijn minder efficiënt dan centrales zonder afvang. Ook voor transport en opslag is extra energie nodig. CCS betekent per saldo 20-30% productie capaciteit verlies. Afhankelijk van technische ontwikkelingen is de verwachte reductie in efficiëntie in 2020 tussen de 8%- en 10%-punt (Ecofys, 2007).

Q.4 Potentieel

De opslagcapaciteit voor CO₂ in Nederland is, exclusief het Groningen veld, ongeveer 4.000 miljoen ton (zie Figuur 44). Alleen velden met een capaciteit groter dan 4 Mton zijn meegenomen, omdat velden met een kleinere capaciteit niet rendabel zullen zijn. Dit is voldoende capaciteit om de CO₂-uitstoot van alle Nederlandse energiebedrijven 50 jaar lang op te slaan.

Figuur 44 Opslagcapaciteit CO₂ in Nederland

| Storage type | Storage capacity Mtonnes |
|--|-----------------------------|
| > Depleted gas fields | |
| Onshore Non-Groningen | 1,400 |
| Groningen | 7,350 |
| Offshore | 1,150 |
| Total depleted gas fields | 10,100 |
| > Depleted Oil fields EOR ¹ | 40 |
| > Aquifers ² | |
| Onshore traps | 405 |
| Offshore traps | 310 |
| Total aquifers | 715 |
| > Storage in deep coal fields | 400 |
| Total | 11,255 |

Source TNO, 2007

¹ EOR | Enhanced Oil Recovery
² Aquifers | Open aquifers are not included in this table

Bron: Ecofys, 2007.

Maar dit is de theoretische maximum capaciteit. Er bestaat onzekerheid over de feitelijk beschikbare capaciteit. In het NOGEPARapport wordt gesuggereerd dat de feitelijke beschikbaarheid misschien slechts één derde van de theoretische capaciteit is. Dit kan verschillende oorzaken hebben zoals ondiepte of slechte permeabiliteit. Ook is een groot deel van de reservoirs al van voor 1967, waarbij het lek risico groter wordt.

De opslag capaciteit in Noorwegen en Engeland is zeer groot. Bijvoorbeeld de opslagcapaciteit voor de Schotse kust wordt geschat op 4,6 miljard ton CO₂ en dat is groot genoeg om de totale CO₂-uitstoot van Schotland en Noord-Engeland voor 200 jaar op te slaan.

Q.5 Succes en faalfactoren

Er is wereldwijde aandacht voor CCS vanwege het klimaatprobleem. Er komt veel geld beschikbaar, zowel uit Europa als van het Nederlandse Kabinet om grootschalige demoprojecten op te zetten. Er zijn Europese afspraken gemaakt over CCS. Er wordt in Nederland al lange tijd wetenschappelijk onderzoek gedaan naar CCS. De aanwezigheid van olie- en gasvoorkomens heeft ervoor gezorgd dat er in Nederland veel kennis en ervaring is op het gebied van diepe ondergrond en het transport van gas. En Nederland beschikt over lege gasvelden die potentieel geschikt zijn voor CO₂-opslag.

Dit zijn zo wat succesfactoren voor CCS in Nederland, maar er zijn ook tegenkrachten en onzekerheden. In principe zijn er vier groepen van onzekerheden c.q. bottlenecks: technische, juridische, maatschappelijke en economische. Technische factoren zijn ondermeer het gebrek aan ervaring met CO₂-afvang en compressie en de complexiteit van 'capture readiness'. CO₂-afvang is alleen gedemonstreerd op pilot niveau, grootschaligheid en commercialiteit zijn (nog) niet bewezen. Er is onzekerheid over de mogelijkheid tot verbetering van oplossingsmethodes. En efficiëntie en capaciteit lopen sterk terug bij CO₂-afvang (Ecofys, 2007).

Juridische bottlenecks zijn ondermeer het eigendom van de gasvelden, vergunningen en nazorg. Maatschappelijke acceptatie is een punt van zorg (vgl Barendrecht). En er zijn economische factoren. Allereerst de prijs. Volgens de laatste scenario's ligt de kostprijs van afvang tussen de 30 en 40 \$ per ton CO₂ (Ecofys, 2007). Dit is aanmerkelijk hoger dan de huidige CO₂-prijs. Ten tweede is er concurrentie met on-shore gasopslag in het kader van de ambitie van Nederland als gasrotende land. Er is voldoende opslag capaciteit in het buitenland (Engeland, Noorwegen) maar daar staan weer hogere transportkosten tegenover. Ten derde is er onzekerheid bij private investeerders over de bijdrage (subsidie beleid) van de overheid.

Q.6 Schaalsprong

De verwachting is dat er twee grootschalige demonstratieprojecten in 2015 operationeel zijn. De plannen van het Rotterdam Climate Initiative (RCI) voorzien in de afvang, transport en opslag van CO₂ vanaf 2015 uitgroeiend tot een grootschalige afvang en opslag van 20 Mton in 2025. De plannen van CCS Noord-Nederland voorzien in een grootschalige afvang en opslag van 15 Mton in 2023 (RCI, 2009). Afhankelijk van de te verwachte kostendaling en het wegnemen van bovenstaande onzekerheden en bottlenecks kan vanaf 2020 de industriebrede uitrol starten (Ecofys, 2007).

Q.7 Concurrentie met andere technieken

CCS bijt niet met biomassa of windenergie. Het bijt wel met decentrale micro-WKK. Immers, het lijkt niet realiseerbaar om bij elke WKK-installatie een CCS installatie te installeren, nog afgezien van het logistieke probleem.

Q.8 Toepassingsgebied

De techniek komt met name tot zijn recht bij de grote industrie- en elektriciteitsbedrijven.



Q.9 Impact op vermogensvraag

De vermogensvraag zal toenemen maar er is geen gelijktijdigheid.

Q.10 Bronnen

M. Vosbeek en H. Warmenhoven

Making large-scale Carbon Capture and Storage CCS in the Netherlands work',
Ecofys, May 2007

http://www.energiened.nl/_upload/bestellingen/publicaties/272_MakingCCSworkCompleet.pdf

H. Spiegeler

Making large-scale Carbon Capture and Storage CCS in the Netherlands work
mei 2007

http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/pdf/ccs_netherlands.pdf

Cato-2 program, <http://www.co2-cato.nl/>

Rotterdam Climate Initiative en CCS Noord-Nederland, 2009

Brief aan de leden van de Vaste Kamercommissies van EZ en VROM,
31 augustus 2009

<http://www.rotterdamclimateinitiative.nl/documents/brief%20CCS.pdf>

Rotterdam Climate Initiative, 2009

CO₂ capture, transport and storage in Rotterdam - report 2009

<http://www.rotterdamclimateinitiative.nl/documents/CCS-ExecSumm.pdf>

Coolplanet, 2009

North Sea rocks have huge CO₂ storage capacity

<http://www.coolplanet2009.org/news-environmental-issues/252.html>

Beleidsbrief CCS van EZ en VROM, 23 juni 2009

Tweede Kamer de Staten-Generaal, 31510, Nr.36

<http://ikregeer.nl/document/KST132868>

H. Bolscher, 2009

Dutch CCS Policy - Moving on from research to demonstrations, 9 October 2009

<http://www.co2-cato.nl/cato-2/publications/dutch-ccs-policy-moving-on-from-research-to-demonstrations>

NOGEPa, 2008

Potential for CO₂ storage in depleted gasfields on the Dutch Continental Shelf',
juni 2008

<http://www.nogepa.nl/images/08-06-30%20dhv%20tno%20ccs%20offshore%20%20final.pdf>



Bijlage R Autarkie

R.1 Inleiding

Decentrale energieopwekking op zodanige schaal dat er zelfvoorziening (autarkie¹⁰⁷) ontstaat, wordt door velen als zelfstandig scenario betiteld, maar een analyse van vraagontwikkeling en aanbodmogelijkheden leidt tot de conclusies dat:

- maximaal 60% van de Nederlandse vraag naar energie op eigen bodem (wind, zon, lokale biomassa) kan worden geproduceerd, uitgaande van forse vraagreductie (vraagscenario: extra laag);
- lokale opslag van elektriciteit cruciaal is om te voorkomen dat het elektriciteitsnet moet worden verzaamd om ongelijktijdigheid van vraag en aanbod te matchen.

R.2 Vraagontwikkeling

Voor de analyse kijken we naar een (recente) woonwijk van 2.000 woningen, geprojecteerd in het jaar 2050. In deze woonwijk is de energievraag als volgt:

- 2.000 * 800 m³ gas voor verwarming en warm tapwater;
- 2.000 * 4.200 kWh = 21 GWh elektriciteit;
- 2.000 * 1.200 liter motorbrandstof voor 18.000 km/j per huishouden;
- Overig (openbare verlichting, riool) circa 5.000 kWh (nu 15.000 kWh).

De vraag naar laagwaardige warmte kan in de komende 40 jaar worden verlaagd tot 400 m³ (balansventilatie, extra isolatie, regelapparatuur) en de resterende vraag is met lokale bronnen te dekken, maar leidt wel tot een hulpvraag aan elektriciteit (warmtepompen). De warmtepomp met een SPF van 4 zal ongeveer 900 kWh/j vergen met een piekvermogen van 5 kWe (voor koude winterdagen). De gelijktijdigheid is 0,5 zodat op wijkniveau rekening gehouden moet worden met een extra belasting van 2,5 kWe per woning. De vraag naar elektriciteit stijgt nog steeds elk jaar: de efficiëntieverbetering van zuinige lampen, etc. wordt overtroffen door de groeiende vraag door nieuwe (elektronische) apparaten. Het is moeilijk om de vraag constant te houden. Gemiddeld 4.200 kWh in 2009 bij een maximale belasting van 6 kWe per huishouden. Door gelijktijdigheid van 20% resulteert een gemiddelde belasting van 1,2 kWe per huishouden op wijkniveau. Dit komt overeen met de huidige ontwerpcapaciteit voor nieuwe woonwijken.

De vraag naar mobiliteit is gemiddeld 18.000 km/jaar. Deze vraag is door elektrische auto's te voorzien en vergt dan ongeveer 3.600 kWh bij een maximale belasting van 2 kWe. Gelijktijdigheid op wijkniveau is afhankelijk van de laadstrategie, maar kan beperkt zijn tot gemiddeld 0,5 kWe per woning. Daarbij wordt er vanuit gegaan dat de mobiliteitsvraag niet verder toeneemt. Dit laatste zal een trendbreuk vergen.

De totale vraag komt hiermee op $4.200 + 900 + 2.600 = 8.000$ kWh/j

Deze cijfers corresponderen voor het jaar 2050 met het scenario Extra Lage energievraag.

¹⁰⁷ Autarkie: streven van staten zelf voort te brengen wat zij nodig hebben om onafhankelijk te zijn van het buitenland.



R.3 Energieproductie

De mogelijkheden om decentraal energie (warmte en elektriciteit) te produceren zijn als volgt:

- Warmte: met een bio-WKK kan zowel warmte als elektriciteit worden geproduceerd. Dit is met name geschikt voor wijken waar de warmtevraag moeilijk is te verlagen en biogas beschikbaar is. Het is ook goed te bedenken dat brandstofcel (μ)WKK een rendement E/W van 50/50 gaan bereiken. Ook met een lage ruimtewarmtevraag is deze techniek goed toepasbaar. De vraag naar elektriciteit en warm tapwater neigt ook naar een verhouding van 50/50.
In de onderhavige wijk (extra lage warmtevraag) kan gebruik worden gemaakt van omgevingswarmte (lucht, bodem) met behulp van warmtepompen.
- Elektriciteit kan geproduceerd worden met zon-PV en met windturbines. Voor beide technieken geldt dat de omstandigheden goed moeten zijn voor de gegeven productie:
 - Zon-PV: 'toevallig' zijn de woningen in deze wijk allemaal gunstig georiënteerd en kan er 20 m² panelen worden gelegd. Dit kunnen op termijn ook verticale panelen/ramen zijn. Door technische verbeteringen gaan we uit van een jaarproductie van 150 kWh per m² (thans 75 kWh/j per m²).
 - Windenergie: de wijk ligt op een windrijke locatie en de bewoners accepteren de turbines aan de rand van hun woonwijk. De 5 turbines van elk 1 MWe leveren 200.000 kWh/jaar (op gunstige locaties).

Dit aanbodscenario komt overeen met het Midden-scenario voor decentrale productie, omdat het Hoog-scenario tot onwaarschijnlijke hoeveelheden decentrale productie leidt dat zeker niet aan de optimale condities, zoals hiervoor geschetst, kan worden voldaan.

R.4 Vraag en aanbod

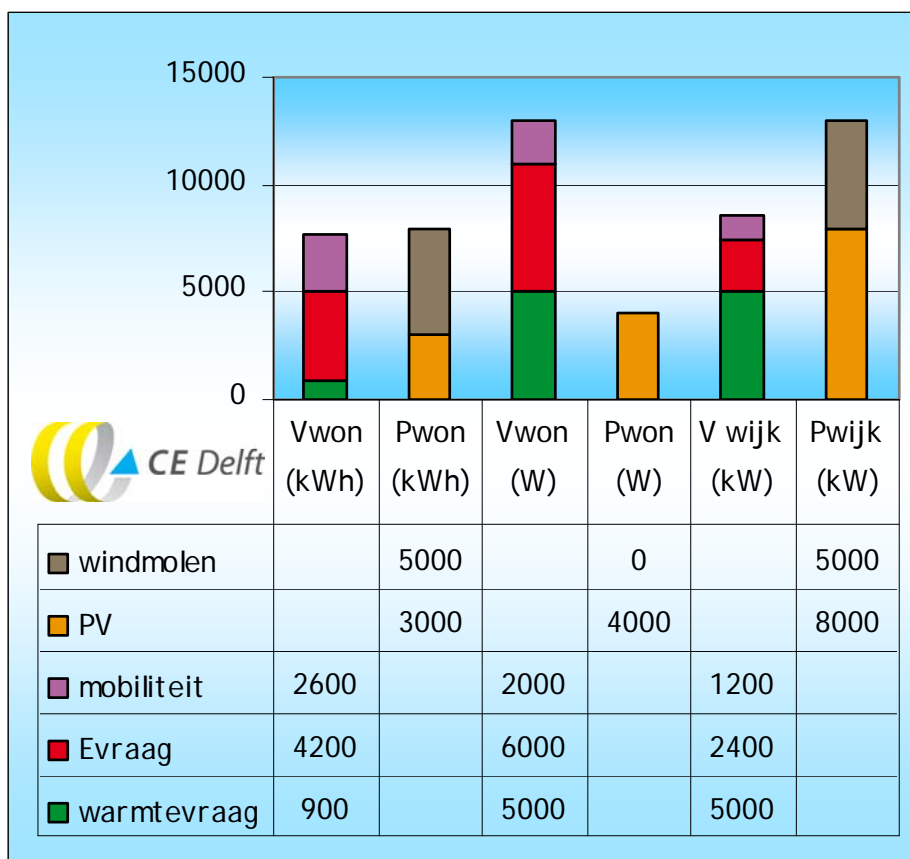
Voor deze wijk kan met vijf windturbines en 20 m² PV per woning de gemiddelde vraag van 8.000 kWh/j geproduceerd worden.

In Figuur 45 is in de eerste en tweede kolom de vraag V en de productie P in kWh per woning gegeven. In de derde en vierde kolom is voor V en P het vermogen per woning weergegeven (relevant voor de woningaansluiting) waaruit blijkt dat ongeveer 13 kWe per woning nodig is, bepaald door het gelijktijdig kunnen optreden van de verschillende vraagcomponenten. In de vijfde en zesde kolom is van de gezamenlijke vraag V en productie P het vermogen op wijkniveau gegeven. Hier wordt door de beperkte gelijktijdigheid van de verschillende vraagcomponenten over de 2.000 woningen, het vermogen van de Productie (wind en zon) maatgevend. Voor 2.000 woningen is het 13.000 kW, oftewel 6,5 kWe per woning. Als de windturbines apart worden aangesloten op het Elektriciteitsnet, zal per huishouden een gemiddelde netaansluiting van 4 kW nodig zijn. Hierbij is geen rekening gehouden met lokale opslag.

Gebruik van bio-WKK met warmteopslagsystemen is een mogelijkheid om in sommige situaties vraag en aanbod in balans te brengen. Hiervoor is wel een lokaal warmtenet nodig. Dan kan warmte worden geproduceerd als er vraag naar elektriciteit is.



Figuur 45 Vraag en productie van decentrale warmte en elektriciteit



R.5 Optimale randvoorwaarden

Als dit concept in alle wijken toepasbaar zou zijn, dan zou dit voor Nederland een productie opleveren van 23 TWh zon en 38 TWh wind (30 GWe zon en 19 GWe wind). De uitgangspunten zijn echter zeer optimistisch:

- 20 m² zon-PV per woning;
- verdubbeling van de opbrengst per m² zon-PV;
- lage warmtevraag per woning;
- gelijk blijvende elektriciteitsvraag per woning;
- gelijk blijvende mobiliteitsvraag per woning;
- windturbines staan op windrijke locatie;
- acceptatie van 5 windturbines rondom woonwijk.

De gelijktijdigheid van vraag en aanbod is echter een probleem dat juist moet worden gezien als het gaat om de energienetten. Het is zeer goed mogelijk dat er geen zon en wind is en dat toch een groot deel van de lokale vraag moet worden voldaan (bijv. winter ochtend/avond). Andersom kan het PV-systeem volop produceren terwijl de wind ook redelijk waait en er bijna niemand thuis is (mooie zomermiddag). Hiervoor zijn twee oplossingen:

- Opslagcapaciteit lokaal in accu's (al dan niet in combinatie met de auto's). De opslagcapaciteit zal per woning ongeveer 4kW*8uur*3dagen = 100 kWh bedragen om langdurige zonnige periodes te kunnen opvangen (autoaccu's worden nu ontworpen voor een opslagcapaciteit van 25 kWh).
- Uitbreiding van de E-netten zodat altijd de lokale productie kan worden afgezet (de productiecapaciteit is groter dan de gesommeerde vraag-

capaciteit). Dit moet afhankelijk van de overige productiecapaciteit worden gecombineerd met een centrale opslag van elektriciteit. Combinatie van deze opties is natuurlijk ook mogelijk.

R.6 Meer dan alleen woningen

De som van de energievraag van alle huishoudens (35 TWh elektriciteitsvraag, 10 TWh voor verwarming, 25 TWh voor elektrisch vervoer) bedraagt een deel van de totale energievraag. Naast de huishoudelijke vraag resteert een vraag van kantoren, scholen, kleine bedrijven (40 TWh) en van de industrie (nu circa 60 TWh, stijgt naar verwachting tot 75 TWh). Dit zijn de cijfers die gelden voor het Extra Lage vraagscenario.

Als de gebouwde omgeving (woningen en utiliteit) decentraal alle elektriciteit opwekt dan nog zal er 75 TWh centraal geproduceerd moeten worden waarvoor centrale productie en transport noodzakelijk is.

Naast elektriciteit is er ook een vraag naar hoogwaardige warmte en naar brandstoffen voor het goederenvervoer (in de prognose van het vraagscenario laag 45% en van het scenario lager 40%), waarmee duidelijk wordt dat de decentrale productie van elektriciteit en warmte verre van voldoende is om in de Nederlandse energievraag te voorzien.

Daarnaast is het ook mogelijk dat in Nederland elektriciteit geproduceerd gaat worden voor buurlanden zodat hiervoor extra productiecapaciteit en transportcapaciteit nodig is.

R.7 Conclusie

De conclusie uit deze analyse is dat:

- onder zeer optimistische aannames, maximaal 60% van de NL-vraag naar elektriciteit op decentrale wijze kan worden geproduceerd, voor de laagwaardige warmtevraag is dat hoger, maar dit gaat wel gepaard met een extra elektriciteitsvraag;
- lokale opslag van elektriciteit cruciaal is om te voorkomen dat het elektriciteitsnet van wijken met een groot aandeel decentrale productie moet worden verzwaard om ongelijktijdigheid van vraag en aanbod te matchen;
- Autarkie is voor een land als Nederland met een bevolkingsdichtheid, grote welvaart en relatief veel energie-intensieve industrie voor het jaar 2050 niet mogelijk door de beperkte mogelijkheden van energieproductie.

Bijlage S Biomassa voor groengas

Biomassa heeft een groot potentieel als duurzame energiebron voor de Nederlandse energiehuishouding. In 2020 is de binnenlandse beschikbaarheid van biomassa tussen de 50 en 100 PJ groot. In 2050 zal dit zijn toegenomen tot 500 à 600 PJ. Op wereldschaal varieert de beschikbaarheid van biomassa in 2050 tussen de 0 en 1.600 EJ (duizend PJ).

Biomassa kent vele toepassingsgebieden en mogelijke conversietechnieken. Uit een analyse blijkt dat het gebruik van biomassa voor energie, chemie en staal in het algemeen de gunstigste resultaten geeft. In het bijzonder gaat het om het gebruik van biomassa voor biogas/groengas en ter vervanging van kolen voor biostaal, elektriciteit en warmte. Voor al deze toepassingen ligt een zeer belangrijke rol weggelegd voor houtige biomassa.

In 2020 kan biomassa voorzien in 1 tot 13 PJ groengas. De belangrijkste biomassabronnen hiervoor zijn mest (binnenlands) en houtige biomassa (import). Groengas kan een één-op-één vervanging zijn voor aardgas, maar omdat het aanbod de komende decennia een fractie blijft van het huidige verbruik zal goed gekeken moeten worden waar deze vorm van biomassa vandaan komt en waar deze het beste ingezet kan worden. Op dit moment lijken dat vooral toepassingen voor de productie van hoogwaardige warmte en als grondstof. Voor de productie van laagwaardige warmte en duurzame elektriciteit zijn aanzienlijk meer alternatieven voor handen.

Over de beschikbaarheid van biomassa is de laatste jaren zeer veel geschreven en de inschattingen hiervan lopen sterk uiteen. Met name de inschatting van de hoeveelheid biomassa die mondiaal beschikbaar is in de komende decennia leidt tot veel discussie. Om toch een goed beeld te krijgen van de rol en de invloed van biomassa in de toekomstige Nederlandse energievoorziening in het algemeen en de ontwikkelingen voor groengas en het netwerk in het bijzonder, wordt in de komende paragrafen een overzicht gegeven van de ontwikkeling van de beschikbaarheid van biomassa uit Nederland en in de wereld. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een aantal recente studies over biomassa, de beschikbaarheid, de vraag en de mogelijkheden. De focus hierbij ligt op de midden en lange termijn ontwikkelingen.

Om inzichtelijk te krijgen wat het potentieel voor biogas/groengas is, wordt eerst gekeken naar de beschikbaarheid van biomassa in het algemeen. Zowel voor Nederland als internationaal (Paragraaf S.1). Biomassa is er in vele soorten en maten en ook de toepassingen van biomassa zijn zeer divers, de vervolgstap zal dan ook bestaan uit het in beeld brengen van de toepassingsgebieden van biomassa, zowel algemeen als voor energie (Paragraaf S.2 en S.3). In het eerste geval wordt tevens dieper ingegaan op specifieke conversietechnieken en biomassa techniek combinaties (BTC's), nu als in de toekomst. Een belangrijke en potentieel aantrekkelijke toepassing van biomassa is de productie van biogas/groengas (Paragraaf S.4). Deze optie wordt in haar beschikbaarheid en mogelijkheden voor inpassingen in het huidige net (Paragraaf S.5). Tot slot wordt een korte analyse gemaakt van de mogelijkheden die biogas/groengas heeft als substitutie voor aardgas (Paragraaf 0).



S.1 Beschikbaarheid van biomassa

S.1.1 Nederland

Eind 2009 hebben Koppejan et al. (2009) voor SenterNovem onderzoek gedaan naar de beschikbaarheid van biomassa voor energietoepassing in Nederland in 2020. Deze studie concludeert dat vooral houtige reststromen, mest en gemengd afval biomassa-bronnen in Nederland zijn. Deze beschikbaarheid in Nederland wil echter niet zeggen dat deze biomassa zeker in Nederland verwerkt zal worden. Transport naar buurlanden als daar een ruimer subsidie-systeem wordt gehanteerd (Duitsland) of een duurzame energieverplichting is (België) is zeker niet ondenkbaar.

Energie wassen

Teelt van energiegewassen door boeren, zoals koolzaad voor biodiesel of graan en maïs voor bio-ethanol.

Primaire bijproducten

Primaire bijproducten komen vrij in het veld als restproduct van de teelt of bijgroei van een ander product, zoals stro, hooi, natte gewasresten, houtige biomassa uit de fruit- en boomteelt, gras uit natuur en bermen, heide, riet, groenafval uit de gebouwde omgeving of mest.

Secundaire bijproducten

Bij- en restproducten van productieprocessen, zoals schoon resthout uit de houtverwerkende industrie, reststromen uit de voedings- en genotmiddelenindustrie of veilingafval.

Tertiaire bijproducten

Afvalstromen, zoals zuiveringsslib van riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties, afvalhout, composteeroverloop, GFT, brandbaar restafval van huishouden, utiliteit en industrie, reststoffen van verwerking van oud papier, textiel en Solid Recovered Fuels (SRF).

Scenario's

De beschikbare hoeveelheid biomassa is sterk afhankelijk van het gekozen toekomstbeeld en ontwikkeling van de technologieën en economieën. Voor 2020 heeft Koppejan et al. (2009) gebruik gemaakt van een viertal scenario's om de bandbreedte van de beschikbaarheid te schatten¹⁰⁸. Deze scenario's verschillen in de inschatting van de economische groei en de aandacht voor duurzaamheid.

Bij het toepassen van de scenario's wordt een onderscheid gemaakt tussen energiegewassen, primaire en secundaire bijproducten en tertiaire biomassa-stromen. Daarnaast leiden de scenario's tot verschillende eigenschappen van de biomassa en daarmee ook haar beschikbaarheid: prijs, handel, duurzaamheid, technologische ontwikkeling, concurrerende opties en beleid. De uitkomsten van de scenarioanalyses verschillen op (i) de totale hoeveelheid geproduceerde biomassa per stroom, (ii) de hoeveelheid biomassa die naar energie en andere toepassingen zou kunnen gaan en (iii) de inzet van bepaalde technologieën (conversiemix).

De beschikbare hoeveelheid biomassa die uit de scenarioanalyses komt varieert tussen 46 en 50 Mton droge stof. Het is afhankelijk van de uiteindelijke conversietechniek hoeveel energie uit deze biomassa gehaald kan worden. Daarnaast is lang niet al deze droge stof beschikbaar voor energie-

¹⁰⁸ Global Economy, Transatlantic Market, Strong Europe en Regional Communities.



toepassingen, omdat zij reeds in andere processen of gebruiken zijn opgenomen. Uit de studie van Koppejan et al., 2009 blijkt dat, afhankelijk van het scenario, uiteindelijk tussen de 13,4 en 16,4 Mton droge stof beschikbaar is voor energietoepassingen (elektriciteit en warmte). Indien deze beschikbare biomassa wordt ingezet met behulp van de best passende conversietechnologie¹⁰⁹, dan kan de biomassa voor ongeveer 50 tot 100 PJ van de finale energievraag voorzien (komt overeen met 100 tot 160 PJ vermeden fossiel of primaire energie).

Lange termijn

Wanneer naar de langere termijn wordt gekeken, dan komen ook andere, nieuwe bronnen van biomassa beschikbaar. Zo worden onder andere een grote bijdragen verwacht van aquatische biomassa of SNG geproduceerd van afvalstromen. Verschillende studies hebben een inschatting gemaakt van de beschikbare biomassa in 2030 (PGG, 2006; ECN, 2006; PGG, 2009). De uitkomsten van deze studies verschillen sterk, maar de uitkomsten van de studies hebben een bandbreedte die ligt rond 500 en 600 PJ (energie-inhoud).

Voor de nog langere termijn (2040-2050) zijn er geen specifieke ramingen van het potentieel in Nederland beschikbaar. De verwachting is dat voor biomassa uit Nederland het potentieel niet zeer sterk zal verschillen met het potentieel rond 2030.

S.1.2 Internationaal

De biomassamarkt is reeds nu al, maar in de toekomst nog meer een internationale markt waar biomassa als commodity wordt verhandeld. Het ligt dan ook in de lijn der verwachtingen dat een groot deel van de gebruikte biomassa in de toekomst wordt geïmporteerd uit het buitenland.

In de wetenschappelijke wereld is een stevige discussie gaande over de mondiale beschikbaarheid van biomassa in 2020-2030. Dit potentieel is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de productiviteit van de landbouw. Bij een sterke intensivering van de landbouw is het duurzame potentieel van biomassa mondiaal behoorlijk groot in de orde van 100 à 200 EJ¹¹⁰. De huidige mondiale energievraag is 500 EJ. Als deze intensivering van de landbouw niet gaat plaats vinden dan is het potentieel van biomassa kleiner en ligt in de orde van 33 EJ (Hoogwijk et al., 2003).

Verschillende bronnen komen tot een zeer groot mondiaal potentieel aan biomassa op de lange termijn:

- Hoogwijk (2004) en Hoogwijk et al. (2003): 33-1.130 EJ/jr.;
- Hall et al. (...): 'Available biomass' 2.900 EJ/jr., waarvan 270 EJ/jr. 'sustainable use, at competitive prices';
- Assefa (2006): Afrika alleen al 400 EJ/jr.;
- IPCC: 'Global technical potential' 200-400 EJ/jr., bij 'Competitive costs in 2050'.

¹⁰⁹ Er is gerekend met de meest gangbare conversietechnologie, rekening houdend met de belangrijkste eigenschappen van het materiaal zoals energiedichtheid, chemische samenstelling en financiële aspecten (Koppejan et al., 2009).

¹¹⁰ EJ betekent exajoule en is 10¹⁸ joule, ofwel duizend PJ.



De verschillen in potentieelschattingen zijn te verklaren uit een aantal verschillen in aannames (CE, 2007):

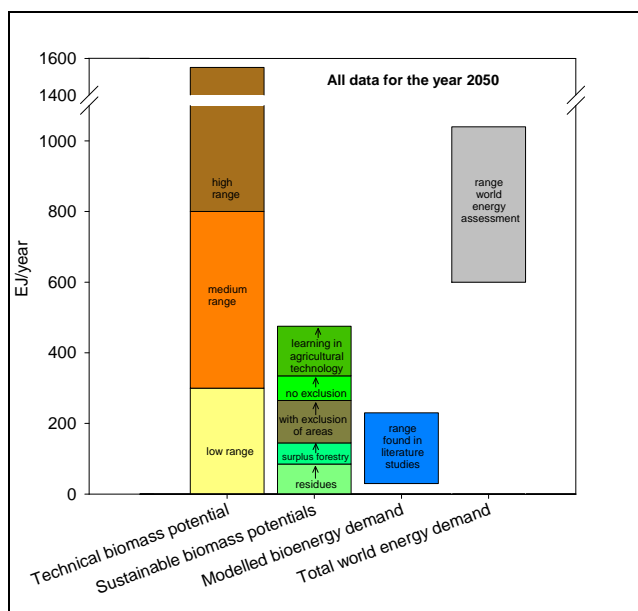
- De groei van de landbouwproductiviteit. Deze blijkt in verschillende studies op een factor 5 (tot 2050) te worden geschat (of gepostuleerd), terwijl anderen een mix van productiviteitsgroei en achteruitgang verwachten die net voldoende zal zijn om de voedselvraag te volgen.
- De logistieke beperkingen. Meestal wordt ervan uitgegaan dat de logistiek géén limiterende factor is, er zijn of komen voldoende wegen, vaarwegen, havens, etc.
- Het voedselpakket. Aanname is veelal continuering van het mondiale voedselpakket zoals het nu is, of zelfs vermindering van vleesconsumptie. De ontwikkeling is evenwel dat met een toenemend inkomen het vleesgebruik meer dan evenredig stijgt.

In Figuur 46 wordt weergegeven wat de bandbreedte is van de verschillende studies die de laatste jaren zijn uitgevoerd. In de figuur worden de verschillende bandbreedtes van de studies aangegeven. Zo varieert het ingeschatte technisch potentieel van biomassa tussen de 0 en 1.600 EJ en de wereldenergievraag tussen de 600 en 1.200 EJ.

Tussenconclusie

Met de huidige beschikbare biomassa in Nederland kan ongeveer 44 PJ aan finale energie worden voorzien (83 PJ vermeden primair). In de toekomst zal dit toe kunnen nemen van 50 tot 100 PJ (100 tot 160 PJ vermeden primair) in 2020 tot 500 en maximaal 600 PJ in 2040-2050. De hoeveelheid biomassa die beschikbaar is voor import varieert zeer sterk. In 2020 ligt dit rond 100 á 200 EJ (duizend PJ) en in 2050 heeft het geschatte technisch potentieel een bandbreedte van 0 tot 1.600 EJ.

Figuur 46 Vergelijking van bandbreedtes van biomassapotentieel en -vraag in de wereld voor 2050



Bron: Dornburg et al., 2008.

Opm.: Vergelijking van bandbreedtes van technisch biomassapotentieel uit meerdere studies, het duurzame potentieel (volgens Dornburg et al., 2008), de verwachte vraag naar biomassa en de totale, mondiale energievraag voor 2050.

S.2 Gebruik van biomassa

Biologisch materiaal wordt traditioneel gebruikt als voedsel, veevoer en constructiemateriaal (hout). Daarnaast wordt hout in veel ontwikkelingslanden gebruikt voor verwarming en koken. In Europa zijn we de laatste twintig jaar tot de conclusie gekomen dat we biologische materiaal ook goed kunnen gaan gebruiken voor toepassingen waar we nu fossiele brandstoffen voor gebruiken als olie, kolen en gas.

Biomassa is toepasbaar in verschillende markten voor warmte, elektriciteit, transport, chemie of gas. Als we een piramide van de maatschappelijke waarde van al die verschillende toepassingen maken, dan krijgen we een piramide zoals getekend in Figuur 47.

Bovenaan in de biomassa waardepiramide staan de gezondheids- en lifestyle-producten: *fragrance*, *farma* en *fine chemicals*. Een klein volume, maar een hoge, economische toegevoegde waarde. Daarna volgen voeding voor mens en dier (*food* en *feed*). Dat heeft een iets lagere maar nog steeds hoge toegevoegde waarde en een groter volume. Dan volgt de chemie (*fermentatie*, *fertilizers* en *fibers*) en tenslotte de energietoepassingen (*fuel* en *fire*). Energie zit onder in deze piramide qua toegevoegde waarde, maar heeft nogal wat volume nodig. Dat moeten we bij voorkeur halen uit de productieketens van de producten die hoger in de piramide zitten.

Figuur 47 Biomassavolumes van klein en waardevol naar veel en goedkoop



Bron: CE, 2010.

S.2.1 Biomassa technologie combinaties

Er is een grove driedeling in de conversietechnieken voor biomassa-toepassingen voor energiedoeleinden. Biomassa kan worden verbrand, vergist of vergast¹¹¹. Iedere biomassa heeft één en soms meerdere conversietechnieken die het hoogste rendement opleveren. Als gevolg hiervan is dus ook het potentieel (uitsparing van primaire fossiele brandstoffen) sterk afhankelijk van de BTC.

Door de veranderende biomassastromen in de komende decennia en de veranderende energievraag, verandert de optimale aanwending (BTC) mee.

Huidige toepassingen

Op dit moment vindt in Nederland rond de 100 PJ nuttig biomassaverbruik plaats (zie Tabel 47). Een deel van deze biomassa komt uit Nederland en een deel wordt geïmporteerd (met name de biomassa voor het bij- en meestoken in centrales en biobrandstoffen). Figuur 48 laat zien waar de bio-energie-installaties in Nederland staan die op dit moment in bedrijf zijn.

Tabel 47 Nuttige verbruik van biomassa voor energie in Nederland (in TJ)

| Toepassing | 1990 | 1995 | 2000 | 2006 | 2007 | 2008 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| AVI | 13.205 | 15.450 | 25.512 | 26.616 | 27.845 | 30.549 |
| Bij- en meestoken in centrales | - | 33 | 1.755 | 29.445 | 15.702 | 19.692 |
| Houtkachels bedrijven | 1.682 | 2.103 | 2.150 | 2.306 | 2.552 | 2.678 |
| Houtkachels huishoudens | 11.476 | 9.742 | 9.766 | 9.316 | 9.316 | 9.316 |
| Overige biomassaverbranding | 440 | 577 | 3.695 | 6.623 | 7.070 | 13.069 |
| Biogas uit stortplaatsen | 392 | 2.238 | 2.313 | 1.926 | 1.909 | 1.858 |
| Biogas uit RWZI | 1.779 | 1.834 | 1.925 | 2.010 | 1.998 | 2.046 |
| Biogas op landbouwbedrijven | - | - | - | 591 | 1.872 | 3.697 |
| Biogas overig | 468 | 826 | 974 | 1.382 | 1.475 | 1.850 |
| Biobrandstoffen voor wegverkeer | - | - | - | 1.979 | 13.031 | 12.048 |
| Totaal | 29.442 | 32.802 | 48.089 | 82.193 | 82.769 | 96.803 |

Bron: CBS, 2010.

¹¹¹ Een vierde optie is pyrolyse, maar deze is op dit moment nog sterk in ontwikkeling en wordt weinig toegepast.



Figuur 48 Bio-energie-installaties in Nederland



Bron: SenterNovem, 2009.

In de studie 'Goed gebruik van biomassa' (CE, 2010) is een inschatting gegeven van de manier waarop biomassa het best in Nederland kan worden toegepast.

Voor dit 'goede gebruik' is een aantal criteria gehanteerd:

- een hoge CO₂-reductie per Euro meerkosten (€/ton CO₂);
- een hoge CO₂-reductie per ha landgebruik (incl. water en nutriënten) (ton CO₂/ha/jr.);
- zo groot mogelijke bijdrage aan de economie;
- bijdrage aan de energievoorzieningszekerheid;
- minimaal verlies van nutriënten.

Uit de analyse in deze studie blijkt dat op dit moment vooral vergisting van mest en de toepassing van biomassa als vervanger van kolen bij de staalproductie zeer goed gebruik van biomassa is (zie Tabel 48)

Tabel 48 Scores biomassaopties naar 'goed gebruik'

| | €/ton CO ₂ | Reductie ton CO ₂ /ha/jaar |
|---|-----------------------|---------------------------------------|
| Zeer goed | | |
| Vergisting van mest (100%) | 54 | > 100 |
| Inzet van biomassa in de staalsector als kolenvervanger | ± 50-70 | ± 25 |
| Redelijk | | |
| Bijstoken van biomassa bij kolencentrales | 105 | ± 25 |
| Bio-WKK | 135 | ± 12 |
| Een aantal biochemieopties | -28 tot 1.343 | |
| Bio-ethanol uit suikerriet (Brazilië) | ± 100 | 8 |
| Covergisting van mest als digestaatbeleid aangepast wordt | 230 | 9 |
| Matig tot slecht | | |
| Biodiesel uit koolzaad | > 400 | 1-2 |
| Bio-ethanol uit tarwe/mais | > 400 | 1-2 |

Bron: CE, 2010.

Opmerking: Voor de opties die op dit moment gesubsidieerd worden is uitgegaan van de subsidiebedragen die daadwerkelijk uitgekeerd worden. Dat is aangegeven door de referentie SDE of MEP. De daadwerkelijke kosten van deze opties zijn waarschijnlijk iets lager omdat in de subsidie altijd een extra bedrag ingevoegd moet zijn om partijen te overtuigen om aan deze opties te beginnen.

Toekomstige toepassingen

Op korte termijn is een combinatie van een hoge CO₂-emissiereductie, een laag vruchtbaar land gebruik en lage kosten, de korte termijn mix voor 'goed gebruik' van biomassa. Op langere termijn komt daar de bijdrage aan de economie bij.

Voor de prestatie van biomassaopties op de wat langere termijn is een hele reeks verkenningen uitgevoerd. Voor een aantal technieken (bijvoorbeeld bijstoken bij kolencentrales en bio-WKK) liggen de inschattingen van prestaties op de criteria voor 'goed gebruik' dicht bij elkaar. Voor meer opties zijn de inschattingen echter behoorlijk verschillend (bijvoorbeeld voor 2^{de} generatie biobrandstoffen). In Tabel 49 is voor een groot aantal BTC's de kentallen €/ton CO₂ en ton CO₂/ha/a ingeschat voor 2020.



Tabel 49 Geschatte scores van biomassatechniekcombinaties op efficiënte parameters bij een olieprijs van € 50/bbl. (2020)

| Toepassingsmogelijkheden biomassa in Nederland | €/ton vermeden CO ₂ | ton CO ₂ -eq./ha/a | Reductie GHG emissies | Kostprijs bioproduct (€/GJ of ton) | Kostprijs referentie (€/GJ of ton) |
|---|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Bio-elektriciteit, USC CFBC (zie Lagisza) op SRC hout (GJe) | 152 - 4 | 6,3 - 14,1 | 68% - 91% | 29,3 - 16,3 | 15,8 |
| Meestoken houtchips in kolencentrale | 69 - 28 | 16,6 - 27,8 | 85% - 95% | 9,0 - 5,4 | 2,5 |
| Bio-warmte uit chips | | | | | |
| - bebouwde omgeving (GJth) | 88 - 6 | 7,8 - 14,6 | 73% - 91% | 20,3 - 16,3 | 16,0 |
| - industrieel (GJth) | 77 - 8 | 7,7 - 14,5 | 73% - 91% | 11,3 - 6,8 | 7,3 |
| Biotransportbrandstof (GJtransport) | 61 | 9 | 84% | 16 | 12 |
| 1e generatie suikerriet ethanol - FOB EU prijs, ex heffing | | | | | |
| Biotransportbrandstof (GJtransport) | | | | | |
| 1e generatie in de EU | | | | | |
| - tarwe met gasgestookte WKK | 102 | 3 | 42% | 16 | 12 |
| - koolzaad biodiesel | 100 | 6 | 54% | 17 | 12 |
| - NExBtL palmolie (conservatieve olie-opbrengst) | 83 | 10 | 73% | 17 | 12 |
| Biotransportbrandstof (GJtransport) | | | | | |
| 2e generatie biofuel | | | | | |
| - bio-ethanol uit SRC-hout | 382 - 36 | 3,8 - 8,2 | 74% - 74% | 35,5 - 14,1 | 11,9 |
| - FT diesel uit SRC-hout | 273 - 45 | 6,3 - 12,3 | 93% - 93% | 34,9 - 15,7 | 11,9 |
| Groengas uit vergisting (GJgroengas) | | | | | |
| - covergisting | 471 - 335 | 8,4 - 8,4 | 83% - 83% | 24,9 - 20,6 | |
| - mestvergisting (50% ÷ 50% RDM - VDM) | 47 - 29 | n.v.t. | 433% - 433% | 12,9 - 7,9 | |
| SNG uit hout (GJgroengas) | 269 - 44 | 9,1 - 10,7 | 90% - 90% | 22,7 - 9,8 | 7,3 |
| Bio plastics: - kentallen per ton | | | | | |
| - etheen/PE uit suikerriet EtOH | -28 - -26 | 10,3 - 14,6 | 239% - 339% | 908,0 - 878,0 | 1.000 |
| - zetmeelpolymeer | 875 - 875 | | 67% - 67% | 2,8 - 2,8 | 1,0 |
| - 1,3 PDO/Sorona | 615 - -1343 | 11,9 - 11,9 | 23% - 23% | 1.750,0 - 1.970,0 | 1.970 - 3.670 |
| Biochemie - FT nafta uit SCR-hout (GJnafta) | 308 - 61 | 5,8 - 11,3 | 92% - 92% | 34,9 - 15,7 | 11,0 |
| Bioproduct (voorbeeld: smeerolie) - per ton | 333 - 333 | 0,2 | 77% - 77% | 1,5 - 1,5 | 1,0 |
| Biostaal - SRC-hout pellets (GJ TOP pellet) | 90 - 46 | 15,6 - 27,7 | 84% - 100% | 10,8 - 7,6 | 2,5 |

Opmerking: Bij CO₂-reductie percentage alleen directe effecten, met name bij landbouwgewassen is er zeker een nadeel van indirecte effecten. Bij eerste generatie biobrandstoffen op basis van tarwe en koolzaad wordt er ook veevoer geproduceerd. Dit is meegerekend in de ha benadering. Ongeveer de helft van de hectares voor teelt wordt toegerekend aan de bijproducten.

Uit Tabel 49 blijkt dat met name de 2^e generatie biofueltechnieken en de SNG uit hout hebben brede ranges van onzekerheid (factor vijf tot tien verschil). Ook valt op dat de verschillen tussen de chemie opties groot zijn.

Van de grondstoffen scoren vooral mest, suikerriet en houtige biomassa goed.

De interessante toepassingsopties zijn als volgt te kwalificeren:

- groengas uit mest, vooral regionaal dus beperkte potentie;
- etheen/PE op basis van suikerriet;
- bio-WKK, meestoken bij kolen, biowarmte en biostaal uit houtige biomassa.

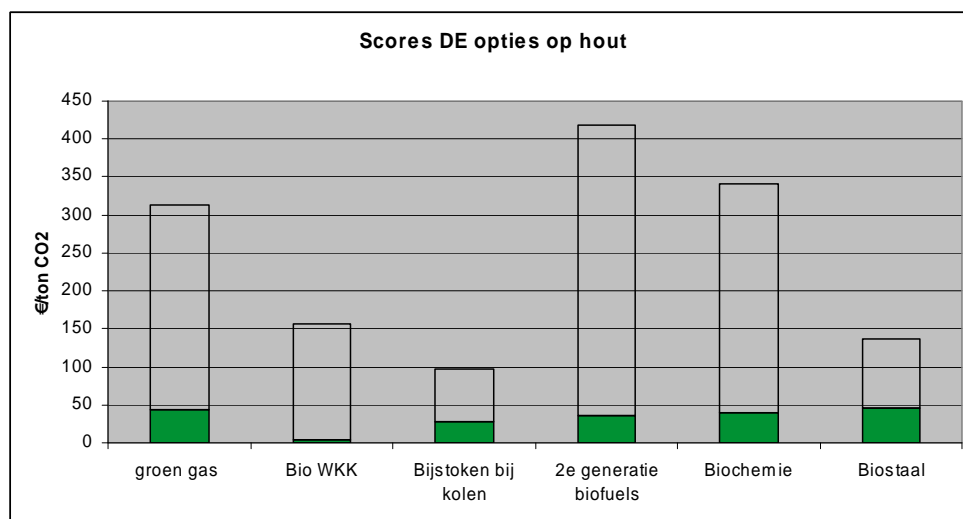
Groengas uit covergisting is per vermeden ton CO₂ aanzienlijk duurder dan mestvergisting met rundveedrijfmest (RDM) en varkensdrijfmest (VDM). Dit komt doordat bij mestvergisting per GJ de uitgespaarde CO₂-emissie veel groter is dan bij covergisting.

Misschien interessant zijn:

- Groengas en 2^e generatie biobrandstoffen uit houtige biomassa.

Uit Tabel 49 is tevens af te lezen dat de competitie om 'houtige' biomassa rond 2020 tussen sectoren heel scherp kan worden. Het grootste deel van de beschikbare biomassa bestaat uit houtige biomassa. Dit is nu alleen nog inzetbaar voor elektriciteit en warmte (naast traditionele gebruikers als de papierindustrie, houtvezelplaatindustrie, etc.). Omdat houtige biomassa de belangrijkste grondstof zal worden en ingezet kan worden in vele sectoren hebben we de scores daarvan naast elkaar gezet in een grafiek.

Figuur 49 Competitie om houtige biomassa tussen verschillende sectoren (meerkosten t.o.v. fossiel per ton CO₂-emissiereductie inclusief onzekerheidsrange



In Figuur 49 is de inschatting op €/ton CO₂ voor 2020 voor verschillende opties die houtige biomassa kunnen gebruiken. In Figuur 49 is nog geen rekening gehouden met de EU ETS-CO₂-handelsprijs (waarschijnlijk 25 €/ton CO₂ bij handhaven doel -20% en 50€/ton CO₂ bij EU doelstelling van -30% (CE, 2010).



De range in de getallen ligt aan de onzekerheid in de hout(pellet)prijs (4 á 7,5 €/GJ) en ranges in verwachtingen van de rendementen en kosten van technieken. Figuur 49 geeft aan dat in de range van 50 á 150 €/ton CO₂ hout waarschijnlijk kan worden gebruikt in de elektriciteits-, warmte- en staal-sector. De onzekerheid voor de gas- en de transportsector is groter (tweede generatietechnieken). De transportsector wordt echter beleidsmatig op dit moment zwaarder naar bio gestuurd waardoor het ook heel goed mogelijk dat ook met hogere prijzen deze sector toch meedoet met de competitie om hout. De onzekerheid in de biochemiesector komt door het brede producten-portfolio. Sommige opties zullen in 2020 ook meedoen met de competitie, anderen zijn nog te duur.

Conclusie is dat houtige biomassa in 2020 waarschijnlijk een zeer gewilde grondstof is die in vele sectoren gebruikt kan worden. Het automatisme dat houtige biomassa naar elektriciteitssector gaat, zal verdwijnen. Daarnaast zal de sector waar de biomassa het meeste waard is (of waar de ondersteuning het hoogst is) de biomassagrondstofprijzen gaan bepalen.

Lange termijn

In de studie van CE Delft (2010) is ook een zeer lange termijn perspectief bekeken. Hier is uitgegaan van een gunstige biomassa prijs (biomassaproductie is uitgebreid geoptimaliseerd) en ook de optimistische techniek inschattingen zijn gekozen. Dit geeft een mogelijk beeld voor opties in 2030 á 2040. De onzekerheid in deze getallen is echter behoorlijk groot. Het geeft een indicatie van de ontwikkeling die routes zouden kunnen doormaken.

Tabel 50 Potentiële optimistische kenmerkenopties bij lage biomassaprijs en uitontwikkelde technieken 2030-2040

| Toepassings-mogelijkheden biomassa in Nederland | €/ton vermeden CO ₂ | ton CO ₂ -eq/ha/a | Reductie GHG emissies | Kostprijs bioproduct (€/GJ of | Kostprijs referentie (€/GJ of |
|--|--------------------------------|------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Bio-elektriciteit, USC CFBC (zie Lagisza) op SRC hout (GJ _e) | 4 | 14,1 | 91% | 16,3 | 15,8 |
| Meestoken houtchips in kolencentrale | 28 | 27,8 | 95% | 5,4 | 2,5 |
| Bio-warmte uit chips | | | | | |
| - bebouwde omgeving (GJ _{th}) | 6 | 14,6 | 91% | 16,3 | 16,0 |
| - industrieel (GJ _{th}) | -8 | 14,5 | 91% | 6,8 | 7,3 |
| Biotransportbrandstof (GJ _{transport}) | | | | | |
| 1 ^e generatie suikerriet ethanol - FOB EU prijs, ex heffing | 61 | 9,5 | 84% | 16,2 | 11,9 |
| 1 ^e generatie in de EU | | | | | |
| - tarwe met gasgestookte WKK | 102 | 3,2 | 42% | 15,5 | 11,9 |
| - koolzaad biodiesel | 100 | 5,6 | 54% | 16,8 | 11,9 |
| - NExBTL palmolie (conservatieve olie-opbrengst) | 83 | 9,7 | 73% | 17,3 | 11,9 |
| 2 ^e generatie biofuel | | | | | |
| - bio-ethanol uit SRC hout | 36 | 8,2 | 74% | 14,1 | 11,9 |
| - FT diesel uit SRC hout | 45 | 12,3 | 93% | 15,7 | 11,9 |
| Groen Gas uit vergisting (GJ _{groen gas}) | | | | | |
| - covergisting | 335 | 8,4 | 83% | 20,6 | |
| - mestvergisting (50% ÷ 50% RDM - VDM) | 29 | n.v.t. | 433% | 7,9 | |
| SNG uit hout (GJ _{groen gas}) | 44 | 10,7 | 90% | 9,8 | 7,3 |
| Bio plastics: - kentallen per ton | | | | | |
| - etheen/PE uit suikerriet EtOH | -26 | 14,6 | 339% | 878,0 | 1.000,0 |
| - Zetmeelpolymeer | 875 | | 67% | 2,8 | 1,0 |
| - 1,3 PDO/Sorona | -1.343 | 11,9 | 23% | 1.750,0 | 3.670,0 |
| Biochemie - FT nafta uit SCR hout (GJ _{nafta}) | 61 | 11,3 | 92% | 15,7 | 11,0 |
| Bioproduct (voorbeeld: smeerolie) - per ton | 333 | 0,2 | 77% | 1,5 | 1,0 |
| Biostaal - SRC hout pellets (GJ TOP pellet) | 46 | 27,7 | 100% | 7,6 | 2,5 |

Opvallend in de lange termijnverkenning is dat er een aantal chemische opties economisch rendabel gaat worden en dat toepassing voor warmte elektriciteit relatief goedkoop zou kunnen worden. De werkelijke inzet in sectoren zal met deze prijzen echter ook zeer sterk afhangen van het overheidsbeleid en alternatieve opties in de sector. Zo resulteert het verplichte aandeel bio in transport nu al in een hogere prijs voor biomassa in deze sector.

Voor het criterium ton CO₂/ha/jaar scoren vooral opties die kolen vervangen met hout (biostaal en meestoken bij kolencentrale) zeer goed. Eerste generatie biobrandstoffen uit gematigd klimaat scoren niet goed op dit criterium. Mest en andere reststromen scoren wel heel goed op dit criterium omdat deze geen of weinig hectares gebruiken.

Tussenconclusie

Het gebruik van biomassa kan worden afgezet langs twee assen: volume en waarde. De toepassingen die een klein volume vereisen hebben een hoge toegevoegde economische waarde en vice versa. Hierdoor ontstaat concurrentie tussen de verschillende toepassingsgebieden van biomassa.

Uit studies blijkt dat voor 2020 de toepassing van mest voor de productie van groengas, suikerriet voor bio-ethen en houtige biomassa het interessantst zijn. Voor de langere termijn scoren vooral houtige biomassa ter vervanging van kolen (e-centrales en biostaal) zeer goed, evenals groengas uit mestvergisting.

De verwachting is dat in de komende decennia vooral concurrentie zal ontstaan bij het gebruik van houtige biomassa. Deze vorm van biomassa heeft zeer veelzijdige toepassingsmogelijkheden: groengas, bio-WKK, bijstoken, biobrandstoffen, biochemie en biostaal.

S.3 Biomassa voor energie

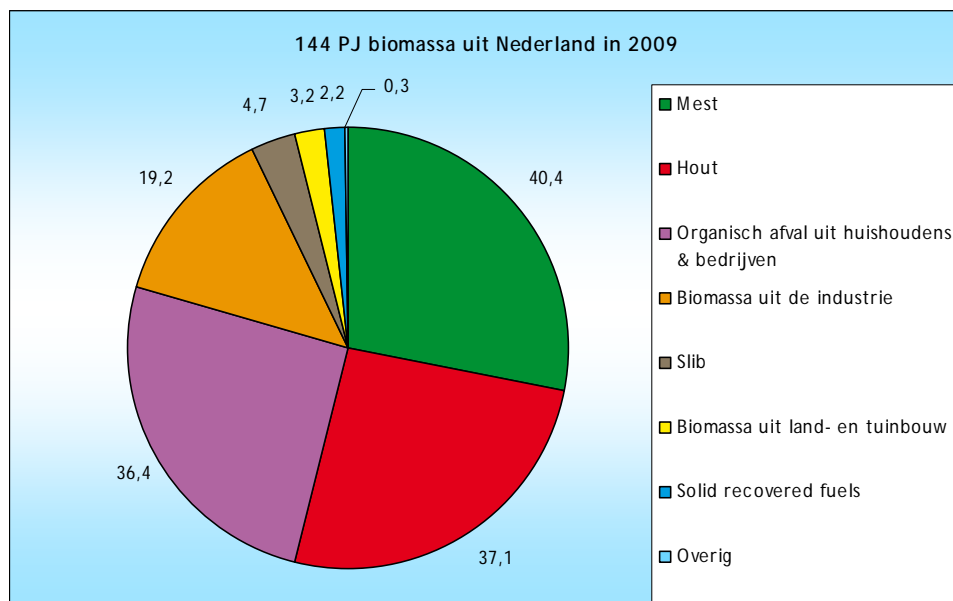
Hoewel er veel studies zijn gedaan naar de beschikbaarheid over reststromen voor energiegebruik in Nederland zijn er geen goede statistieken beschikbaar van de inzet van korte cyclus C (biomassa) in Nederland. Dit beperkt de mogelijkheden om een systematische analyse te maken van de Nederlandse potentie om onze biomassa efficiënter in te zetten (PPG, 2006).

Er is dan ook geen duidelijk beeld hoeveel biomassa in welke sector wordt ingezet. Wel is bekend hoeveel en waar biomassa wordt ingezet voor energiedoelinden. In de studie van Koppejan et al. (2009) is overzicht gegeven van alle huidige Nederlandse biomassastromen, de productie, beschikbaarheid en inzet (zie Figuur 50).

De huidige beschikbaarheid van binnenlandse biomassa voor energieopwekking bedraagt ongeveer 144 PJ (hoge verbrandingswaarde). Op dit moment wordt daarvan circa 40% ingezet.



Figuur 50 Biomassastromen beschikbaar in Nederland voor energietoepassing in 2009



Bron: Koppejan et al., 2009.

Zoals uit de voorgaande paragrafen blijkt is de waarde van biomassa, zowel economisch als energetisch, sterk afhankelijk van de gekozen toepassing. De aard en karakteristieken van biomassa laten niet zo maar iedere toepassing toe. Bepaalde biomassastromen lenen zich wel voor de ene toepassing en niet voor de andere. Hierdoor ontstaan zogenaamde biomassatechnologie-combinaties (BTC's). Deze BTC's vormen een beperking voor het toepassingsgebied van biomassa.

Voor 2020 heeft Koppejan et al., 2009 gekeken naar hoeveelheid beschikbare biomassa en de hoeveelheid die inzetbaar is voor elektriciteit en warmte. Per stroom is er, afhankelijk van het gekozen scenario, een conversietechniek aangenomen, welke gangbaar is in de omzetting naar finale energie. In Tabel 51 staat de uitkomst van deze analyse. Hieruit blijkt dat de beschikbare hoeveelheid groengas in 2020 kan variëren tussen 1 en 13 PJ. De hoeveelheid biogas is niet onderzocht.

De beschikbaarheid van buitenlandse biomassa voor energietoepassingen is vele malen groter.

Tabel 51 Hoeveelheid beschikbare biomassa voor elektriciteit en warmte in 2009 en 2020 en de daaruit te produceren elektriciteit, warmte en gas

| | 2009 | Global Economy | Transatlantic Market | Strong Europe | Regional Communities |
|------------------------|------|----------------|----------------------|---------------|----------------------|
| Beschikbaarheid | | | | | |
| Mton ds | 10,5 | 13,8 | 13,4 | 16,4 | 15,5 |
| PJ LHV | 125 | 173 | 167 | 179 | 173 |
| PJ HHV | 180 | 231 | 226 | 281 | 268 |
| Productie | | | | | |
| PJ elektriciteit | 30 | 38 | 38 | 51 | 49 |
| PJ warmte | 13 | 15 | 15 | 28 | 35 |
| PJ groengas | - | 1 | 1 | 13 | 10 |
| PJ finaal | 44 | 54 | 53 | 91 | 94 |
| PJ vermeden fossiel | 83 | 101 | 102 | 155 | 157 |

Opmerking: De eerder genoemde 144 PJ is het biogene deel van het 180 PJ HHV potentieel.

Tussenconclusie

De huidige beschikbaarheid van Nederlandse biomassa voor energietoepassingen is ongeveer 144 PJ, op dit moment wordt ongeveer 40% daarvan werkelijk gebruikt. Het huidige nuttige gebruik van biomassa in Nederland (exclusief biobrandstoffen) ligt op 85 PJ. Een deel van de biomassa wordt dus geïmporteerd. De beschikbare 144 PJ kan leiden tot een uitsparing van 83 PJ primaire energie in 2009. Voor 2020 is dat, afhankelijk van het scenario, 101 tot 157 PJ vermeden primair.

S.4 Biogas en groengas

Uit de analyse van de korte en lange termijn toepassing van biomassa in de voorgaande paragraaf, blijkt dat biogas/groengas toepassingen goed scoren op de kosteneffectiviteit (€/ton CO₂-reductie) en de CO₂-reductie per hectare land. Voor de productie van biogas zijn meerdere biomassastromen beschikbaar.

Biogas wordt geproduceerd door vergisting of vergassing van biomassa. De meest voor de hand liggende stromen zijn natte biomassastromen zoals mest, slib en GFT, maar ook houtige biomassa, gras, stro en resten uit de voedsel-industrie zijn biomassa-bronnen die gebruikt kunnen worden voor het produceren van biogas (SenterNovem, 2005).

Uit de studie van Koppejan et al., 2009 blijkt dat er in Nederland in 2009 meer dan 40 PJ aan mest beschikbaar is. Daarnaast is er 37 PJ aan houtige biomassa (snoei-, rest- en afvalhout) beschikbaar en bijna 20 PJ aan biomassa uit de voedings- en genotmiddelenindustrie. In totaal is er zelfs meer dan 100 PJ beschikbaar voor de productie van biogas. Dit betekent echter niet dat al deze biomassa ook daadwerkelijk ingezet gaat of kan worden voor biogas-productie. Dit komt doordat het al in gebruik is, of dat andere toepassingen goedkoper of beter zijn. Wanneer de technische en praktisch mogelijkheden (beschikbaarheid, conversietechniek) worden meegenomen, dan blijkt uit de studie dat, afhankelijk van het scenario, het potentieel van groengas voor de finale energievraag varieert tussen de 1 en 13 PJ.

Naar verwachting zal vooral mestvergisting en het vergassen van houtige biomassa een grote bijdrage gaan leveren aan de biogasproductie (CE, 2010). Met name van houtige biomassa wordt veel verwacht.



Biogas/groengas uit mest

Het vergisten mest gebeurt op dit moment op meer dan honderd locaties in Nederland. Hoofdzakelijk vindt dit plaats op agrarische bedrijven. Mestvergisting is een lage temperatuur biochemisch proces, waarbij een brandbaar gas, biogas, geproduceerd wordt van biomassa. Het geproduceerde biogas is een mengsel van CO₂ en methaan, welke vervolgens rechtstreeks ingezet kan worden voor de productie van elektriciteit en warmte of opgewerkt kan worden tot aardgaskwaliteit, het zogenaamde groengas (zie volgende paragraaf).

Indien het biogas op de locatie zelf wordt omgezet in elektriciteit en warmte, dan worden deze producten in eerste instantie door het boerenbedrijf zelf afgenomen. Het overschot aan elektriciteit wordt geleverd aan het net. In deze situatie hoeven er waarschijnlijk geen maatregelen te worden getroffen om het netwerk aan te passen.

Het biogas kan zelf echter ook getransporteerd worden. Het kan dan eerst worden opgewerkt tot groengas, zodat het aan het netwerk geleverd kan worden, of het blijft gewoon biogas. Indien dat laatste het geval is, dan zullen gepaste maatregelen moeten worden getroffen voor het transport van het biogas. Als alle beschikbare mest in Nederland in 2020 wordt omgezet in biogas, dan levert dat een productie van 2,1 miljard m³ biogas¹¹².

De productie van mest, geschikt voor biogas, is de laatste jaren ligt afgenomen, maar lijkt te stabiliseren. Van de totale mestproductie in Nederland (72 Mton in 2009) is 76% dunne mest, afkomstig van rundvee en 17% dunne mest van varkens (CBS, 2010). In Figuur 51 staat de verdeling van de mestproductie in Nederland (van dunne rundvee- en varkensmest). Twee derde van alle dunne mestproductie vindt plaats in Noord-Brabant, Gelderland, Overijssel en Friesland. Als dit in relatie wordt gebracht met de huidige bio-energie initiatieven in Nederland (zie Figuur 48), dan valt te verwachten dat de komende jaren de grootste uitbreiding van de biogasproductie in Overijssel en Gelderland te verwachten is, omdat daar op dit moment nog maar weinig initiatieven aanwezig zijn en toch een groot aanbod van mest is.

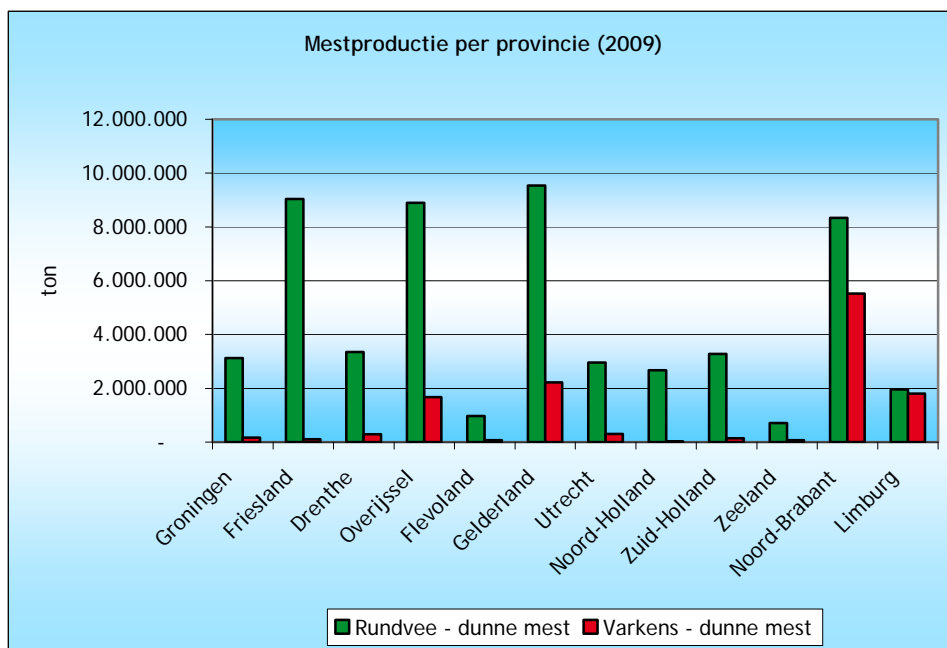
Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat ook op dit moment al veel van de mest getransporteerd wordt. Een kwart van alle geproduceerde mest (ongeveer 19 Mton) wordt vervoerd naar een andere locatie. Hiervan wordt 2,2 Mton geëxporteerd (de import van mest bedraagt 0,2 Mton).

Het is met name de dunne varkensmest die vervoerd wordt, meer dan 70% van de mest 'wisselt van eigenaar' (8,8 van de 12,3 Mton). Dunne rundveemest wordt aanzienlijk minder getransporteerd, slechts 8% (4,5 van de 53,8 Mton).

¹¹² Er is in 2020 tussen 32 en 38 PJ steekvaste (pluimvee)mest en 3 en 42 PJ drijfmest beschikbaar, de drijfmest kan worden ingezet voor biogasproductie (Koppejan et al., 2009). 42 PJ staat gelijk aan 2,1 miljard m³ biogas van 20 MJ/m³. Dat is exclusief vergisting met co-substraten.



Figuur 51 Mestproductie per provincie in 2009



Bron: CBS, 2010.

De hoeveelheid pluimveemest heeft een aandeel van rond de 2% (1,5 Mton) van de totale mestproductie. Hiervan is meer dan 95% (1,4 Mton) vaste mest. Twee derde van alle pluimveemest wordt geproduceerd in Noord-Brabant, Gelderland en Limburg. Van de vaste mest wordt ongeveer 90% (1,2 Mton) getransporteerd, waarvan de helft naar het buitenland gaat (CBS, 2010).

Covergisten

Covergisten is het toevoegen van co-substraten (o.a. snijmais als energiegewas, groentefval en producten van de levensmiddelenindustrie) aan de mest. Dit verhoogt de rentabiliteit van de vergisting en draagt eraan bij dat mineralen en organische stof worden teruggevoerd naar de landbouw (WUR, 2008).

Digestaat

Digestaat is een drijfmest, het eindproduct dat ontstaat na mestvergisting in biogasinstallaties. De landbouwkundige waarde van digestaat is hoger dan die van niet-vergiste drijfmest en daardoor is het gebruik ervan aantrekkelijk voor zowel akkerbouwers als veehouders en tuinders. Onder bepaalde voorwaarden kan het digestaat worden gebruikt als meststof, compost of afval (LNV, 2010). Het is een snelwerkende stikstofmeststof, waaraan in het voorjaar een grote behoefte is.

Biogas/groengas uit houtige biomassa

De belangrijkste bron van biomassa in de toekomst is de houtige biomassa (zie Paragraaf 5.2.1). Aangezien Nederland slechts een beperkte hoeveelheid houtige biomassa jaarlijks kan produceren, zal deze biomassa uit het buitenland moeten worden geïmporteerd. Deze import kan op twee manieren plaatsvinden: Ofwel de houtige biomassa wordt rechtstreeks uit verschillende landen (zoals Canada of Rusland) worden geïmporteerd, of de biomassa wordt eerst omgezet in biogas of Substitute Natural Gas (meestal afgekort tot SNG, ook wel Synthetic Natural Gas) en dan getransporteerd.

Het omzetten van houtige biomassa naar gas gebeurt niet door middel van vergisting zoals bij natte biomassa, maar door vergassing. Deze technologie is op dit moment nog zeer sterk in ontwikkeling en het zal zeker nog vele jaren duren voordat deze techniek volwassen is en op grote schaal toegepast kan worden.

Uit een studie van KEMA (2010) blijkt dat in een regio als Noordwest Rusland ongeveer 4,5 miljard kubieke meter SNG jaarlijks geproduceerd kan worden. Met een gemiddelde LHV van 37 MJ/m³ betekent dat dus een productie van rond de 160-170 PJ per jaar. Het huidige Nederlandse jaarlijkse aardgasverbruik bedraagt op dit moment ongeveer 1.400 PJ. Dat zou betekenen dat een dergelijke grootschalige inzet van houtige biomassa voor de productie van SNG 'slechts' 11 tot 12% van het huidige aardgasverbruik kan vervangen.

Tussenconclusie

De productie van biogas of groengas uit biomassa biedt een zeer interessante optie. De belangrijkste biomassabronnen hiervoor zijn mest en houtige biomassa.

De huidige beschikbaarheid van drijfmest, geschikt voor biogasproductie bedraagt 16 PJ, in 2020 kan dit variëren tussen de 3 en 42 PJ. Wanneer deze mest wordt gebruikt voor de productie van groengas, dan kan tussen de 1 en 13 PJ aan groengas aan het net worden geleverd. De mest is vooral beschikbaar in de provincies Noord-Brabant, Gelderland, Overijssel en Friesland.

De productie van biogas of groengas uit houtige biomassa heeft een veel groter potentieel. Dit komt doordat hiervoor biomassa uit het buitenland wordt gebruikt.

De concurrentie om houtige biomassa kan echter groot zijn.

S.5 Invoeding van groengas

KEMA heeft in opdracht van de netbeheerders onderzocht hoe hoog de kosten voor invoeding van groengas zijn als in alle landbouwgebieden in Nederland mest wordt vergist, al dan niet met covergisting van maïs. Hierbij zijn drie verschillende opties onderzocht:

- centrale vergisting en centrale opwerking van het biogas tot groengas;
- decentrale vergisting en centrale opwerking tot groengas;
- decentrale vergisting en decentrale opwerking.

Alle kosten zijn door KEMA berekend met verschillende deelvarianten.

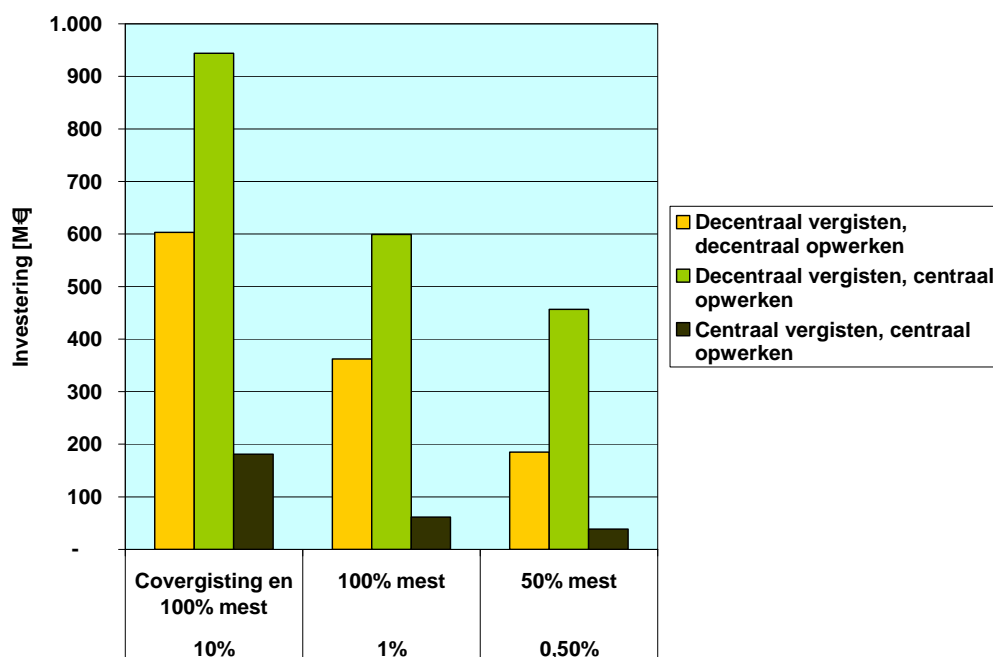
Tabel 52 Kosten invoeding van groengas

| | Kosten per vermeden ton CO ₂ |
|--|---|
| Centraal vergisten + centraal opwerken | € 550-600 |
| Decentraal vergisten + centraal opwerken | € 175-190 |
| Decentraal vergisten + decentraal opwerken | € 220-250 |

De totale kosten zeggen nog niets over de kosten voor de netbeheerders, want de duurste optie (centraal vergisten en centraal opwerken) vergt de laagste kosten voor energie-infrastructuur. Als echter naar de overall aantrekkelijkste optie wordt gekeken dan zal tussen de 0,6 en 1 miljard € geïnvesteerd moeten worden in energie-infrastructuur. De investeringen voor de netbeheerders zijn grafisch weergegeven in Figuur 13.



Figuur 52 Totale investeringen in de infrastructuur (8-bar net en biogasnetwerk, inclusief compressie naar het RTL-net)



Voor de verschillende opties is aangegeven welk deel van de binnenlandse aardgasvraag vervangen wordt door groengas (zie de percentages in onderste regel van Figuur 13).

S.6 Biomassa en aardgassubstitutiemogelijkheden

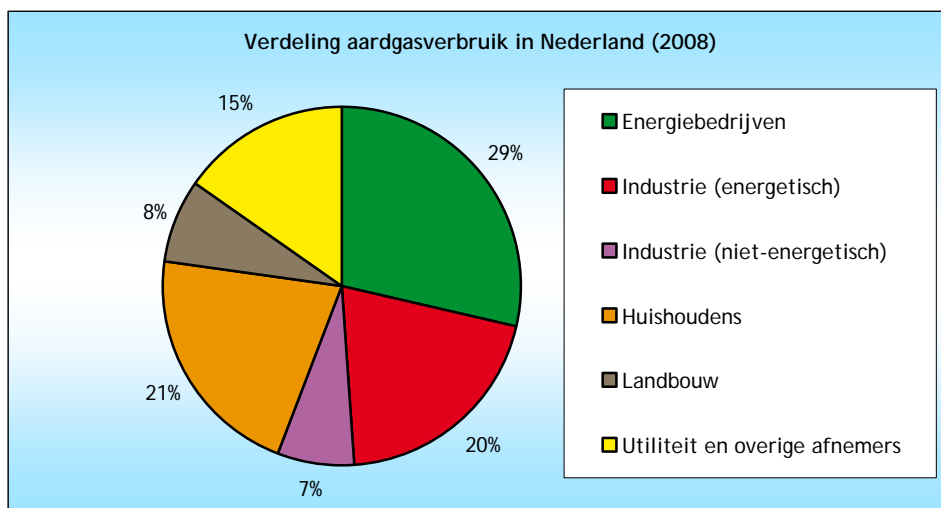
De beschikbaarheid van groengas uit binnenlandse biomassa wordt door Koppejan et al., 2009 geschat op 1 tot 13 PJ. Wanneer hierbij de mogelijkheid van de import van SNG van houtige biomassa wordt meegenomen, dan ligt dit potentieel vele malen hoger. Hoeveel hoger is afhankelijk van vele factoren, waaronder de concurrentie met andere toepassingen van houtige biomassa in de wereld.

Aardgas is op dit moment na aardolie de meest gebruikte grondstof voor energie en producten. Jaarlijks wordt rond de 1.400 PJ aardgas verbruikt in Nederland. Hiervan gaat ongeveer 40% naar warmtekrachtinstallaties voor de productie van elektriciteit, stoom en/of warm water, 50% naar de productie van warmte in ketels, kachels en ovens en 10% wordt gebruikt als grondstof voor andere producten (PBL, 2010). Het overgrote deel van het aardgasverbruik heeft dus ten doel het produceren van warmte.

S.6.1 Verbruik per sector

In Figuur 53 wordt weergegeven wat de verdeling van het aardgasverbruik in Nederland in 2008 was. In de sectoren Huishoudens, Landbouw en Utiliteit en overig wordt het aardgas zo goed als volledig ingezet voor de productie van laagwaardige warmte (< 100°C). In de sector Energiebedrijven wordt het aardgas omgezet in elektriciteit en/of warmte. In de sector Industrie (inclusief raffinaderijen) wordt aardgas zowel voor de conversie in elektriciteit en/of warmte gebruikt als voor grondstof van andere producten.

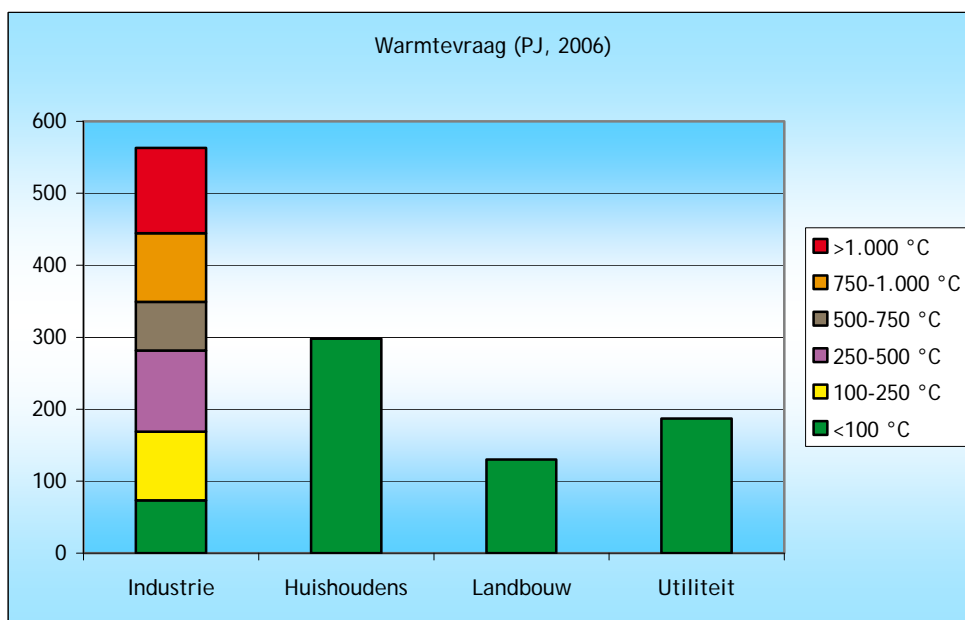
Figuur 53 Verdeling van het aardgasverbruik in Nederland (2008)



Bron: CBS, 2010; PBL, 2010.

Figuur 54 laat zien wat de verdeling van het type warmte is per sector. De laagwaardige warmte voor Huishoudens, Landbouw en Utiliteit wordt voor 90% geleverd door aardgas en bij ongeveer 10% van gebruikers vindt warmtelevering plaats, zoals stadsverwarming. Bij de Industrie (inclusief raffinaderijen) wordt ongeveer 40% van de warmtevraag rechtstreeks voorzien door warmte. Daarnaast worden aardolie(producten) (35%) en warmtekrachtkoppelingen (25%) gebruikt voor de productie van de benodigde warmte. Het is op dit moment niet bekend voor welk temperatuurgebied welke warmtebron wordt gebruikt. De verwachting is echter dat dit relatief gelijk verdeeld is.

Figuur 54 Warmtevraag naar temperatuur (2006)



Bron: CBS, 2009; ECN, 2002.



Rijden op gas

Ondanks de op zich gunstige condities in Nederland voor de toepassing van aardgas als brandstof voor mobiliteit blijven de ontwikkelingen achter ten opzichte van een aantal andere landen. Zo beschikt een redelijk aantal landen over uitgebreide distributienetwerken waarvan door een groot aantal gebruikers gebruik van wordt gemaakt. Wereldwijd wordt CNG in meer dan 7 miljoen voertuigen toegepast (Courage, 2009). Echte koplopers bevinden zich in zowel Zuid-Amerika (Argentinië: 1,65 miljoen voertuigen, Brazilië 1,42 miljoen) en Azië (Pakistan 1,6 miljoen) om op grote afstand gevolgd te worden door Europa (0,43 miljoen)(Courage, 2009). Omdat een overstap van benzine en diesel naar aardgas de nodige investeringen vergt, gaat deze niet vanzelf, en zien we dat de succesvolle ontwikkelingen in de verschillende landen gepaard gaan met gericht overheidsbeleid.

In Nederland begint het aantal auto's op aardgas langzaam toe te nemen. Steeds meer autoproducenten ontwikkelen een auto die op aardgas kan rijden. Op dit moment rijden er in Nederland ongeveer 600 stadsbussen op aardgas (AardgasMobiel, 2010).

S.6.2 Substitutiemogelijkheden

Als gekeken wordt naar de substitutiemogelijkheden van aardgas in de verschillende sectoren dan kan grosso modo worden gezegd dat het aardgasverbruik voor de productie van laagwaardige warmte in de sectoren Huishoudens, Landbouw en Utiliteit vervangen kan worden door andere warmtebronnen. Hierbij kan gedacht worden aan warmtelevering door restwarmtebenutting (zowel fossiel als biomassa) en duurzame invullingen zoals zonthermische systemen, geothermie en warmte/koudeopslagsystemen met warmtepompen. Hierbij moet echter wel bedacht worden dat hoewel het aardgasverbruik daalt, het elektriciteitsgebruik stijgt. En daarnaast heeft het aardgas in de landbouw en specifiek de glastuinbouw ook een andere functie. In die sector levert het verbranden van aardgas de CO₂ waarop de planten groeien. Door geen aardgas meer te verbruiken, zal een andere bron van CO₂ gevonden moeten worden.

Het vervangen van aardgas bij de energiebedrijven kan worden gedaan door grootschalige inzet op duurzame bronnen zoals wind, biomassa en water. Dit is echter geen eenvoudige opgave.

Een substitutiemogelijkheid voor aardgas in de industriële sector is lastiger te vinden. Voor de laagwaardige warmte zijn oplossingen analoog aan de overige sectoren beschikbaar, maar voor de hoogwaardige warmte zijn duurzame opties niet breed voor handen. Waarschijnlijk kan een groot deel van deze warmtevraag wel elektrisch ingevuld worden, maar omdat de route van aardgas naar warmte een aanzienlijk hoger rendement heeft dan van de productie van elektriciteit naar warmte, zal de vraag naar (duurzaam) geproduceerde elektriciteit zeer sterk toenemen.

Voor het niet-energetisch aardgasverbruik zullen andere koolstofbronnen aangewend moeten worden. Biomassa in het algemeen en biogas in het bijzonder lijken hiervoor goede gegadigden.

Binnen de Energietransitie van de overheid wordt het rijden op groengas als een van de transitiepaden voor de komende decennia gezien. In het zwaar transport zijn betaalbare alternatieven de komende jaren schaars. Voor bussen, vuilniswagens en wegtransport over lange afstanden is vloeibaar biomethaan een van de weinige duurzame oplossingen. Naast wegvervoer kan groengas ook in scheepvaart en railvervoer worden toegepast (SenterNovem, 2009a).



Tussenconclusie

Het huidige aardgasverbruik in Nederland ligt rond de 1.400 PJ. Energiebedrijven en de industrie verbruiken 56% van het aardgas, gevolgd door de gebouwde omgeving met 36% en landbouw met 8%. 90% van het aardgas wordt ingezet voor energie, 10% als grondstof. Rijden op aardgas vindt op dit moment nog zéér beperkt plaats.

De substitutiemogelijkheden van aardgas door duurzame bronnen buiten biogas/groengas voor de gebouwde omgeving en landbouw zijn in grote mate aanwezig. Inzet van aardgas bij energiebedrijven kan veelal vervangen worden door duurzame energiebronnen. In de industriële sector is substitutie met name voor de hoogwaardige warmte en grondstof lastig. Het ligt dan ook voor de hand dat biomassa/biogas/groengas voor deze toepassingen ingezet zal worden. De Nederlandse overheid beschouwd ook rijden op groengas een van de potentiële toepassingen voor de komende decennia.

S.7 Bronnen

Aardgas Mobiel, 2010

Rijden op aardgas/groengas

Nieuwegein : Aardgas Mobiel, 2010

http://www.aardgasmobiel.nl/content/files/SITE6965/AardgasMobiel_brochure_ev_final_webversie.pdf

Assefa, 2006

G. Assefa

A new role for a long-time friend : Biomass in Africa.

Zweden, Stockholm : School of Energy and Environmental Technology, Royal Institute of Technology, 2006

CBS, 2009

R. Segers

Het energieverbruik voor warmte afgeleid uit de Energiebalans

Den Haag/Heerlen : CBS, 2009

CBS, 2010

Statline

<http://statline.cbs.nl/statweb/>

CE, 2007

J.P. van Soest (JPvS), G. Bergsma (CE Delft), H. Croezen (CE Delft)

Biomassa : van controversie naar ontwikkelagenda

Delft : CE Delft, 2007

CE, 2010

G. Bergsma, B. Kampman, H. Croezen

Goed gebruik van biomassa

Delft : CE Delft, 2010



Dornburg et al. , 2008

V.Dornburg, A. Faaij, P. Verweij (University of Utrecht), H. Langeveld, G. van der Ven, F. Wester, H. van Keulen, K. van Diepen, M. Meeusen, M. Banse (Wageningen UR), J. Ros, D. van Vuuren, M. van Oorschot, F. Smout, J. van Vliet (MNP), H. Aiking (VU Amsterdam), M. Londo, H. Mozaffarian, K. Smekens (ECN), E. Lysen, S. van Egmond (eds. , UCE)
Netherlands Research Programme on Scientific Assessment and Policy Analysis for Climate Change (WAB)
Assessment of global biomass potentials and their links to food, water, biodiversity, energy demand and economy
Bilthoven : MNP, 2008

ECN, 2002

Transitie naar een duurzame energievoorziening in 2050
Petten : ECN, 2002

ECN, 2006

L. Rabou, E. Deurwaarder (ECN), H. Elbersen, E. Scott (WUR, A&F)
ECN, WUR i.o.v. Platform Groene Grondstoffen
Biomassa in de Nederlandse energiehuishouding in 2030
Petten : ECN, 2006

ECN, 2007

ECN, NRG
De belofte van een duurzame Europese energiehuishouding
Petten : ECN, 2007

Hoogwijk, 2004

M. Hoogwijk
On the global and regional potential of renewable energy sources
PhD Thesis Utrecht University
Utrecht : Utrecht University, 2004

Hoogwijk et al. , 2003

M. Hoogwijk, A. Faaij, R. van den Broek, G. Berndes, D. Gielen W. Turkenburg
Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy
In : Biomass and Bioenergy 25 (2003) p. 199-133

KEMA, 2010

J. van Wingerden, T. van Wingerden, A. van Vliet
Kwantitatieve impact groengas op energieinfrastructuur
Groningen, KEMA, mei 2010

Koppejan et al. , 2009

J. Koppejan, W. Elbersen, M. Meeusen, P. Bindraban
Beschikbaarheid van Nederlandse biomassa voor elektriciteit en warmte in 2020
Utrecht : SenterNovem, 2009

LNV, 2010

Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit
Regels voor gebruik digestaat als meststof, compost of afval. Maart 2010
http://www.hetInvloket.nl/portal/page?_pageid=122,1793799&_dad=portal&_schema=PORTAL&p_document_id=295254&p_node_id=3972813&p_mode=



PBL, 2010

Binnenlands energieverbruik per energiedrager, 1990-2008. Maart 2010
<http://www.compendiumvoordeleefomgeving.nl/indicatoren/nl0054-Verbruik-per-energiedrager-Nederland.html?i=6-40>

PGG, 2006

EnergieTransitie, Platform Groene Grondstoffen
Duurzame productie en ontwikkeling van biomassa, zowel in Nederland als in het buitenland
Sittard : Platform Groene Grondstoffen, 2006

PGG, 2009

L. Pelkmans, C. Beckx, N. Devriendt, I. de Vlieger
VITO i.o.v. Platform Groene Grondstoffen
Plausibility check ambitie biobrandstoffen van het Platform Groene Grondstoffen
België, Mol : VITO, 2009

Sanders, 2007

Biorefinery, the bridge between Agriculture and Chemistry. Presentatie Brokerage Event, Amsterdam, 18 januari 2007
<http://www.demisec.nl/senternovem/Presentaties/Presentation%20Johan%20Sanders.pdf>

SenterNovem, 2005

Biomassa Technologie Matrix (nov. 2005). Maart 2010
http://www.senternovem.nl/duurzameenergie/publicaties/publicaties_bio-energie/Biomassa_technologie_matrix.asp

SenterNovem, 2009

Bio-energie centrale in Nederland, december 2009. Maart 2010
http://www.senternovem.nl/mmfiles/Bio-energie%205%20categorieren%20v7_tcm24-309698.pdf

SenterNovem, 2009a

Platform Duurzame Mobiliteit, EnergieTransitie
Rijden op groengas
Utrecht : SenterNovem, 2009

Stern, 2006

N. Stern
Stern Review on the Economics of Climate Change
Verenigd Koninkrijk, Londen : HM Treasury, 2006
http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm

WUR, 2008

Praktijkonderzoek Plant & Omgeving, Wageningen UR
Digestaat
Lelystad : Wageningen Universiteit en Researchcentrum, 2008
<http://library.wur.nl/way/bestanden/clc/1869836.pdf>





Bijlage T Windenergie

Benutting van windenergie kent een lange historie in Nederland. In deze factsheet gaat het om windturbines voor elektriciteitsproductie, zowel op land (grootschalig en kleinschalig) als op zee ('off shore', grootschalig).

T.1 Huidige status

De Rijksoverheid hanteert een doelstelling voor wind voor het jaar 2020 van 6.000 MW op land en 6.000 MW op zee, samen 12.000 MW. Deze doelstelling is voor wat betreft het aandeel op land uitgewerkt in het werkplan 'De groei van Windenergie op land'. Het werkplan is een gezamenlijke productie van een groot aantal organisaties en overheden, zie (Groeiplan, 2009).

De huidige omvang van windenergie in Nederland staat in Tabel 53.

Tabel 53 De huidige omvang van windenergie in Nederland (cijfers uit (Groeiplan, 2009), afkomstig van Wind Service Holland)

| | Op land | Op de Noordzee | Totaal | Eenheid |
|------------------------|-----------|----------------|-----------|---------|
| Aantal windturbines | 1.876 | 96 | 1.972 | # |
| Jaarproductie | 4.478.658 | 688.800 | 5.167.458 | MWh |
| Vermogen | 1.974 | 228 | 2.202 | MW |
| Aantal vollasturen/jr. | 2.269 | 3.021 | 2.347 | u/jr. |

De huidige windturbines op land zijn sterk geconcentreerd langs de kusten van Waddenzee en IJsselmeer, in de kop van Noord-Holland (Wieringermeer), en in Zeeland, zie Figuur 55. Op het Nederlands deel van de Noordzee zijn twee zogenaamde 'near shore' windparken in gebruik genomen, voor de kust van Egmond aan Zee en van IJmuiden.



Figuur 55 Bestaande windturbinelocaties op land in Nederland in 2009



Bron: Groeiplan, 2009.

T.2 Verwachte ontwikkelingen

Windenergie is, samen met bij- of meestook van biomassa, een belangrijke pijler voor Nederland om de doelstelling van 20% duurzame energie in 2020 te realiseren. De verwachting is dat motorbrandstoffen en gas/warmte aanzienlijk minder dan 20% duurzaam zullen realiseren in 2020, zodat het aandeel duurzame elektriciteit op circa 35% zal moeten uitkomen. Zie ook (CE, 2008). Aangezien windenergie nog niet op kostprijs kan concurreren met fossiel opgewekte elektriciteit subsidieert de overheid het prijsverschil vanuit de SDE-regeling.

De Rijksoverheid hanteert een doelstelling voor wind voor het jaar 2020 van 6.000 MW op land en 6.000 MW op zee, samen 12.000 MW. Deze doelstelling is voor wat betreft het aandeel op land uitgewerkt in het werkplan 'De groei van Windenergie op land'. Het werkplan is een gezamenlijke productie van een groot aantal organisaties en overheden, zie (Groeiplan, 2009). Eind 2011 moet de verdubbelingdoelstelling (2.000 MW extra windenergievermogen op land), op een verantwoorde manier zijn vergund of gerealiseerd. Centraal staat het oplossen van ruimtelijke knelpunten op de korte termijn. Voor de langere termijn gaat het er om een visie te formuleren, zodat windenergie ook na de huidige Kabinetsperiode verder door kan groeien. Omdat de belangen van betrokken partijen niet gelijk zijn, vergt het de nodige inzet om met elkaar de ambitie te realiseren. In het werkplan spreken de organisaties samen de wens en de intentie uit om te werken aan windenergie op land.

Figuur 56 Bestaande initiatieven voor nieuw windvermogen op land



Bron: Groeiplan, 2009.

Naast de ingebruikname van nieuwe locaties is er een trend om op bestaande locaties, als de turbines aan vervanging toe zijn, deze te vervangen door turbines van groter vermogen. Turbines van 3 MW zijn momenteel al gangbaar in de markt. Deze trend zal, gezien de schaarste aan goede turbinelocaties, en gezien de nog steeds groeiende turbinevermogens op de markt en dalende kostprijzen daarvan, voorlopig nog aanhouden.

Naast wind op land heeft de Rijksoverheid een belangrijke rol voorzien voor wind op zee. Aan doelstellingen, plannen en goede bedoelingen is geen gebrek, maar de realisatie daarvan loopt tot nu toe ernstig achter op de doelen. De oorzaken hiervan, en mogelijke oplossingsrichtingen, zijn treffend beschreven in het essay 'Münchhausen op de Noordzee' (Van Soest, 2008). De Rijksoverheid heeft inmiddels een aantal belemmeringen opgelost, zoals het aanwijzen van voorkeursgebieden voor wind en het koppelen van vergunningsaanvragen en subsidieaanvragen.

Een beperkte rol lijkt weggelegd voor kleine windturbines in de gebouwde omgeving. Hiervan zijn inmiddels vele typen op de markt, de meeste daarvan voldoen vooralsnog niet aan de door de fabrikanten voorgespiegelde prestaties¹¹³. De kleine turbines mogen zich wel verheugen in een groeiende belangstelling van consumenten. Mochten de huidige technologische problemen uiteindelijk worden opgelost dan vormen kleine windturbines in de gebouwde omgeving voor netbeheerders een punt van aandacht, net zoals zon-PV dat nu al is.

Voor de periode na 2020 kan wind op land met name groeien door het toepassen van steeds grotere turbines. Vooral wind op zee kan nog veel verder groeien dan de genoemde doelstelling van 6.000 MW. Daarvoor moeten wel keuzes worden gemaakt ten opzichte van andere belangen (o.a. scheepvaart, visserij, defensie). Bij inpassing van grote hoeveelheden windvermogen in het Nederlandse elektriciteitsnet (typisch meer dan 10.000 MW) ontstaan steeds meer momenten waarop de vraag minus het must-run elektrisch vermogen groter is dan het opgewekte windvermogen (TenneT, 2009; CE, 2008b). Interconnecties met het buitenland, zoals bijvoorbeeld Noorwegen, vormen een deel van de oplossing hiervoor, samen met flexibel inzetbaar fossiel vermogen. Grootschalige opslag levert een andere vrijheidsgraad. Dit drijft wel de kosten voor de energievoorziening op.

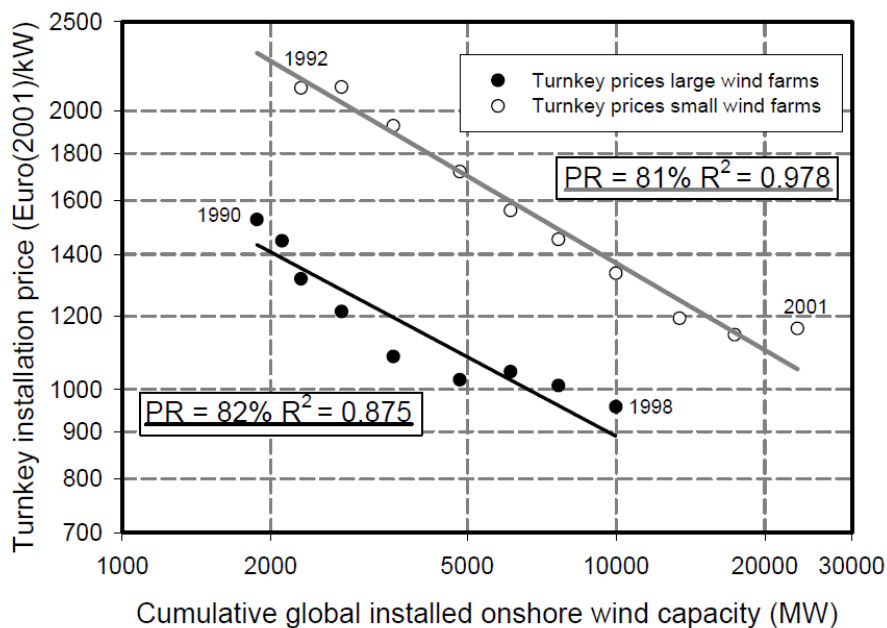
Momenteel zet de omvang van de SDE-subsidie een rem op de omvang aan windvermogen, naast uiteraard andere factoren als beschikbare ruimte en ruimtelijke ordeningsprocedures. Dit zal zo blijven zolang wind niet op eigen kracht kan concurreren met fossiel gestookt vermogen. De ontwikkeling van de kostprijs van een techniek wordt de leercurve genoemd. Op een log-log-schaal levert dit nagenoeg rechte dalende lijnen op, zoals weergegeven in Figuur 57. Overigens zijn in dergelijke lijnen de kosten van diepe netinpassing en de kosten van flexibiliteit en opslag in de energievoorziening niet opgenomen. De verwachting op grond van dergelijke ervaringscurves is dat wind uiteindelijk zonder subsidie kan concurreren met fossiel gestookt vermogen, zeker als de CO₂-emissieprijzen in het EU ETS zullen gaan stijgen. De kostprijs van wind op land is (peil 2009) gemiddeld 5 €ct/kWh, dat is bijna net zoveel als kWh uit moderne kolen- of gasgestookte centrale (bron: Groeiplan, 2009).

¹¹³ Zie bijvoorbeeld de informatie op:
http://www.duurzameenergie.org/site/index.php?option=com_content&task=view&id=46&Itemid=27



Een bijzondere kostenpost vormen de netinpassingskosten. In Bijlage B staan de benodigde investeringen voor de windvolumes uit de Scenario bepaald. Voor windenergie op land kan daarvoor als ruw kentel 300 € per kW worden gehanteerd¹¹⁴, met de kanttekening dat er grote regionale verschillen zijn. De totale investeringen in netinpassing voor de resterende 4.000 MW windenergie op land tot 2020 komen daarmee op 1,2 miljard €. Voor het aanleggen en beheren van een elektriciteitsinfrastructuur op zee schat TenneT een investering tussen de 2,4 tot 3,2 miljard €¹¹⁵, voor 6.000 MW windenergie op zee, te realiseren in de periode tot 2020.

Figuur 57 Leercurves voor wind op land



Bron: Junginger, 2005.

T.3 Potentieel

Het technisch potentieel in Nederland voor windenergie wordt geschat op (Junginger, 2005):

Op land: 3.000-6.000 MW.

Op zee: 10.000-56.000 MW.

Zoals al benoemd kunnen dergelijke zeer grote hoeveelheden windvermogen (de bovengrenzen van de schattingen) niet zonder opslag in de energievoorziening worden ingepast.

In de voor het NET-document ontwikkelde scenario's is gewerkt met in totaal 7.000, 5.000 en 2.000 MW wind op land voor respectievelijk scenario A, B en C, en met 20.000, 6.000 en 6.000 MW wind op zee voor deze scenario's.

¹¹⁴ Opgaven Alliander aan werkgroep NET-document.

¹¹⁵ Zie Kamerstuk 'Toezegging inzake aanleg en beheer net op zee' d.d. 19 feb. 2010 van Minister Van der Hoeven.



T.4 Succes- en faalfactoren

Succesfactoren zijn:

- hernieuwbare bron zonder CO₂-emissies;
- betrouwbare en ver ontwikkelde techniek;
- grote wereldmarkt;
- zeer groot technisch potentieel, zowel op land als vooral ook op zee;
- vrij goede voorspelbaarheid van productie.

Faalfactoren zijn:

- huidige afhankelijkheid van subsidies, en huidige 'subsidieconcurrentie' tussen landen;
- kapitaalintensiviteit;
- aanbodgestuurd vermogen i.p.v. vraaggestuurd vermogen, daarom altijd back-up nodig en/of vraagsturing;
- concurrentie om schaarse ruimte;
- acceptatieproblemen bij burgers;
- materiaal- en grondstofprijzen.

T.5 Schaalsprong

Op land is de schaalsprong al geweest, met de huidige 2.000 MW aan wind-turbines. Op zee voltrekt de schaalsprong zich momenteel vooral in het buitenland.

T.6 Concurrende technieken

Fossiele elektriciteitsopwekking, biomassacentrales, en (op langere termijn) zon-PV.

T.7 Toepassingsgebied

Overal waar ruimte en wind is.

T.8 Wetenswaardigheden, feiten en inzichten

Onder klimaatwetenschappers wordt er op gewezen dat een energievoorziening die alleen uit bijvoorbeeld zon- en windenergie bestaat geen mogelijk heeft om CO₂ af te vangen uit de atmosfeer. Die mogelijkheid is er wel bij de combinatie van biomassa-inzet + CCS. Dit is dan in relatie tot studies waarbij een langdurige 'overshoot' van CO₂-concentraties moet worden gecompenseerd door actieve afvang van CO₂, en/of waarbij de klimaatgevoeligheid voor CO₂ groter blijkt dan nu als gemiddelde aangenomen en waardoor een nog veilig geachte CO₂-concentratie aanmerkelijk lager ligt dan de nu aangenomen waarde van 450 ppm. De huidige mondiale CO₂-concentratie is 388 ppm¹¹⁶.

¹¹⁶ Zie: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>



Naast de gangbare verticale asturbines met tandwielkast, bestaan er ook types met een horizontale as. Ook zijn er windmolens zonder draaiende delen, zoals met trilbanden, en molens met directe overbrenging zonder tandwielkast.

T.9 Bronnen

CE, 2008a

M.J. (Martijn) Blom, C. (Cor) Leguijt, F.J. (Frans) Rooijers
Visie op realisering groot aandeel duurzame elektriciteit : Synthese van Green4sure en Energieagenda 2020
Delft : CE Delft, september 2008

CE, 2008b

F.J. (Frans) Rooijers, C. (Cor) Leguijt, H.J. (Harry) Croezen i.s.m. J.P. van Soest
Transitiestrategie Elektriciteit en Warmte
Delft : CE Delft, november 2008

Groeiplan, 2009

De groei van Windenergie op land
gezamenlijk werkplan van: NWEA, ODE, Provinciale Milieufederaties, Stichting Natuur & Milieu, LTO, IPO, VNG, Ministerie van VROM, Ministerie van EZ, Ministerie van LNV, Ministerie van Defensie
Den Haag ,2009
<http://www.vrom.nl/pagina.html?id=2706&sp=2&dn=9176>

Junginger, 2005

H.M. Junginger
Learning in Renewable Energy Technology Development
Utrecht : Universiteit Utrecht, 2005

TenneT, 2009

Position paper 'Grootschalige energieopslag'
Arnhem : TenneT, 2009

Ummels, 2009

B.C. Ummels
Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments
Delft : TU Delft, 2009

Van Soest, 2008

Jan Paul van Soest, i.s.m. Nanda Gilden en Hein Sas
Münchhausen op de Noordzee : een essay over Noordzee-energie, kansen en belangen
Klarenbeek : Jan Paul van Soest Advies voor Duurzaamheid, 2008
<http://www.jpvs.nl/nederlands/site.htm>





Bijlage U 2nd opinion investeringscijfers

U.1 Inleiding

Deze bijlagetekst is grotendeels overgenomen uit de notitie 'Second opinion investeringsramingen NET-document' van D-Cision¹¹⁷ d.d. 18 juni 2010, waarin een second opinion is gegeven op de capaciteitsramingen en bijbehorende investeringscijfers voor de elektriciteitsinfrastructuur zoals gepresenteerd in Bijlage B van dit rapport. D-Cision heeft de analyse gebaseerd op de volume-cijfers zoals deze in de scenario's A, B en C in Bijlage A zijn gegeven. Het beeld is daarmee completer dan dat van de bottom-up analyse op capaciteitsbasis in Bijlage B, die alleen op woongebieden is gebaseerd, met een ruw geschatte opslag van 50% voor de overige gebieden. In de D-Cision-investeringscijfers zijn de totale elektriciteitsproductie en elektriciteitsvraag uit de scenario's meegenomen, ook die voor kantoorgebieden, bedrijventerreinen, industriegebieden en tuinbouwgebieden, zonder daarin overigens per gebied of naar nieuwbouw/bestaande bouw te differentiëren omdat onderliggende cijfers daarvoor niet voorhanden zijn in de top-down scenario-opzet in Bijlage A.

Het beeld is dat de capaciteitsaanpak zoals gehanteerd in Bijlage B leidt tot een ondergrens voor de investeringen in de LS- en MS-netten in woongebieden, en de volumeaanpak van D-Cision tot een bovengrens. Aldus ontstaat een range waarbinnen de werkelijke investeringen naar de huidige inzichten zullen liggen. Voor de HS-netten zijn de cijfers van D-Cision completer en daardoor beter dan de resultaten van de bottom-up aanpak in Bijlage B. Achteraan deze Bijlage U wordt een vergelijk gegeven van beide aanpakken.

Netbeheer Nederland heeft in haar eigen rapport 'Net voor de toekomst' ranges opgenomen voor de investeringen per netvlak die gebaseerd zijn op afgeronde cijfers uit de analyses in zowel Bijlage B als deze Bijlage U.

U.2 Integraal overgenomen tekst uit notitie van D-Cision

Uitgangspunten

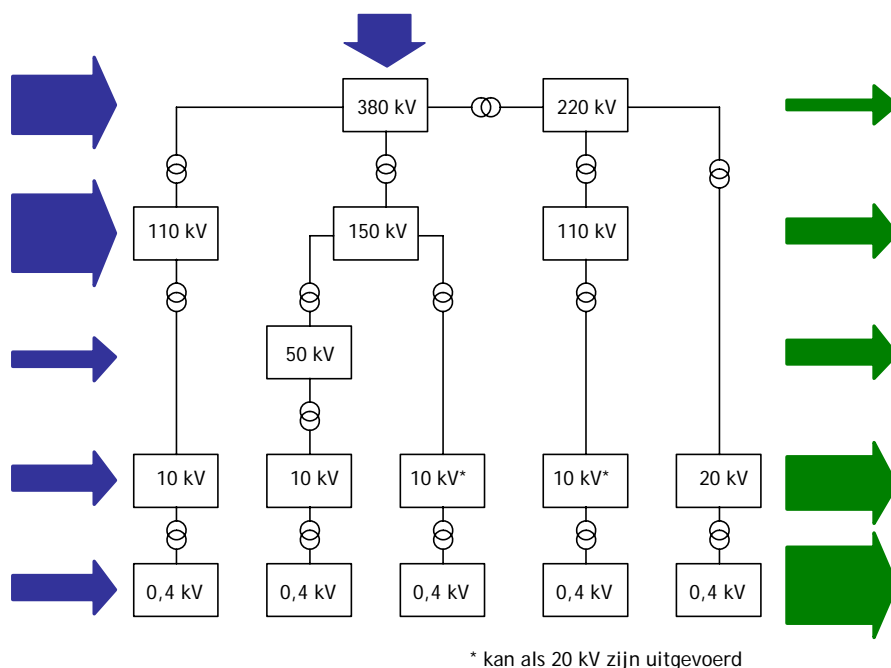
1. Conform afspraak beperkt deze memo zich tot de elektrische infrastructuur.
2. De drie door CE Delft samengestelde scenario's (A, B en C) vormen het uitgangspunt. Voor elektriciteit worden de volgende (robuuste) conclusies in de Achtergrondrapportage genoemd:
 - Elektriciteit wordt een belangrijkere energiedrager door substitutie en groei van welvaart.
 - De elektriciteitsvraag zal op lokaal niveau sterk toenemen door substitutie (elektrische warmtepomp, elektrisch vervoer).
 - Decentrale productie (vooral zon-PV) zal in alle hoofdscenario's plaats vinden en de vraag naar centrale productie relatief terugdringen, de capaciteitsvraag naar back-up vermogen blijft daarbij wel bestaan.

¹¹⁷ Second opinion investeringsramingen NET-document; J. Meeuwse, D-Cision, d.d. 18 juni 2010.



- Decentrale productie kent grote pieken die vaak niet samen vallen met de vraag naar elektriciteit.
3. De huidige structuur van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening is gevisualiseerd in Figuur 58. In deze figuur is door middel van blauwe pijlen weergegeven op welke spanningsniveaus elektriciteit wordt ingevoed en door middel van groene pijlen op welke spanningsniveaus de stroom wordt afgenomen. Kenmerkend voor de huidige situatie is de sterke topdown ordening. De meeste elektriciteit wordt op de hoogste spanningsniveaus geïnjecteerd terwijl de meeste stroom aan de lagere spanningsniveaus wordt onttrokken. Hierop is onder meer de huidige infrastructuur alsook de cascade tarievenstructuur gebaseerd.

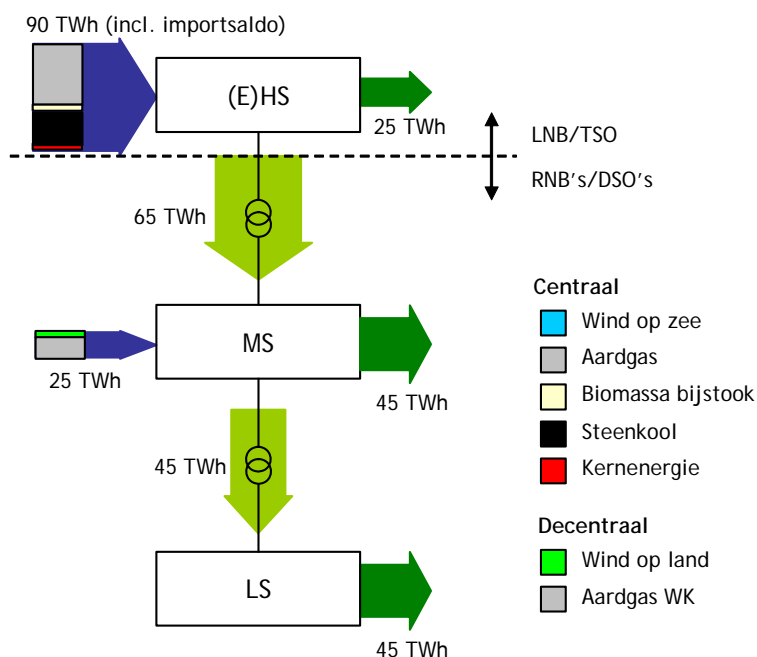
Figuur 58 Huidige verdeling van afname en invoeding over netvlakken



Bron: TenneT.

4. Een vereenvoudigde versie van Figuur 58 is weergegeven in Figuur 59. In deze figuur zijn de spanningsniveaus 380 kV, 220 kV, 150 kV en 110 kV samengevoegd in één (E)HS-niveau. Het MS-niveau omvat de spanningen 50 kV, 20 kV en 10 kV. Tevens is in Figuur 59 de samenstelling van de brandstofmix op hoofdlijnen gevisualiseerd.

Figuur 59 Vereenvoudigde voorstelling van de huidige Nederlandse elektriciteitsvoorziening

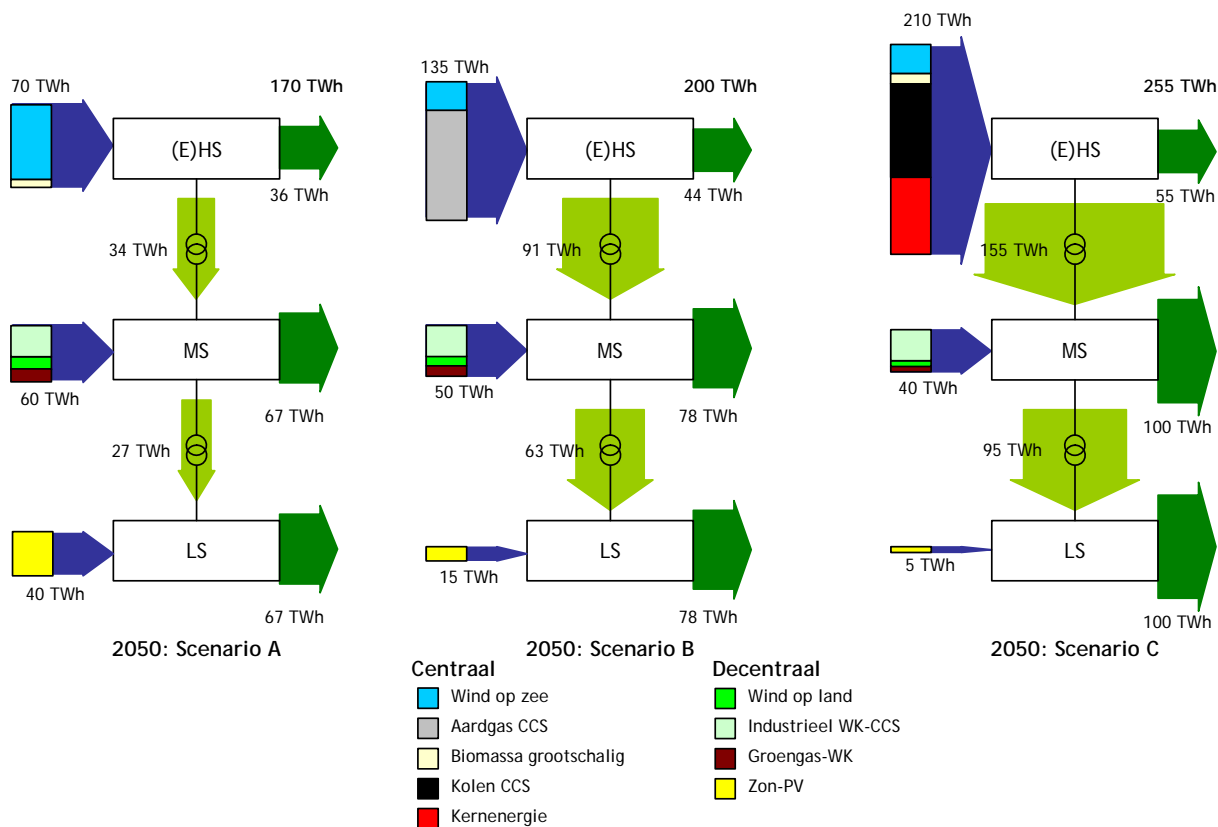


Bron: D-Cision.

5. De drie scenario's voor 2050 van CE Delft veronderstellen elk een aanzienlijke toename van het elektriciteitsverbruik, maar verschillen desondanks onderling behoorlijk van elkaar, zowel:
 - qua veronderstelde totale elektriciteitsconsumptie;
 - qua veronderstelde brandstofmix als;
 - als qua resulterende transportbehoefte.

6. De onderlinge verschillen tussen de scenario's A, B en C zijn gevisualiseerd in Figuur 60 (in analogie met Figuur 59). Bij het samenstellen van deze figuur is veelvuldig gebruik gemaakt van cijfermateriaal van CE Delft (rapport 'Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland', d.d. 26 mei 2010). Enkele belangrijke kenmerken en veronderstellingen die ten grondslag liggen aan de constructie van Figuur 60 zijn opgenomen in Tabel 54. De blauwe cijfers zijn rechtstreeks afkomstig uit het CE-rapport. De zwarte cijfers zijn hiervan afgeleid door D-Cision.

Figuur 60 Schematische voorstelling van de drie scenario's voor 2050



Bron: D-Cision.



Tabel 54 Belangrijke kenmerken en veronderstellingen behorende bij Figuur 57

| Kenmerk/veronderstelling | Scenario A Veel DCO, extra lage vraag | Scenario B Minder DCO, lage vraag | Scenario C Weinig DCO, lage vraag |
|---|---|---|---|
| Decentrale invoeding [TWh] | 100 | 65 | 45 |
| <i>Zon-PV (invoeding op LS-niveau)</i> | 40 | 15 | 5 |
| <i>Groengas WK (invoeding op MS-niveau)</i> | 15 | 10 | 5 |
| <i>Industrieel- WK-CCS (invoeding op MS-niveau)</i> | 30 | 30 | 30 |
| <i>Wind op land (invoeding op MS-niveau)</i> | 15 | 10 | 5 |
| Totale elektriciteitsvraag [TWh] | 170 | 200 | 255 |
| Centrale invoeding [%] | 100 | 100 | 100 |
| <i>Wind op zee</i> | 85 | 15 | 10 |
| <i>Biomassa</i> | 15 | 0 | 5 |
| <i>Aardgas CCS</i> | 0 | 85 | 0 |
| <i>Kolen CCS</i> | 0 | 0 | 45 |
| <i>Kernenergie</i> | 0 | 0 | 40 |
| Centrale invoeding [TWh] | 70 | 135 | 210 |
| <i>Wind op zee (invoeding op (E)HS-niveau)</i> | 60 | 20 | 21 |
| <i>Biomassa (invoeding op (E)HS-niveau)</i> | 10 | 0 | 11 |
| <i>Aardgas CCS (invoeding op (E)HS-niveau)</i> | 0 | 115 | 0 |
| <i>Kolen CCS (invoeding op (E)HS-niveau)</i> | 0 | 0 | 94 |
| <i>Kernenergie (invoeding op (E)HS-niveau)</i> | 0 | 0 | 84 |
| Elektriciteitsvraag per netvlak | Groeit ongeveer naar rato van verdeling in Figuur 59 | Idem | idem |
| Elektriciteitsvraag [TWh] | 170 | 200 | 255 |
| <i>(E)HS-niveau</i> | 36 | 44 | 55 |
| <i>MS-niveau</i> | 67 | 78 | 100 |
| <i>LS-niveau</i> | 67 | 78 | 100 |

Bron: CE en D-Cision.

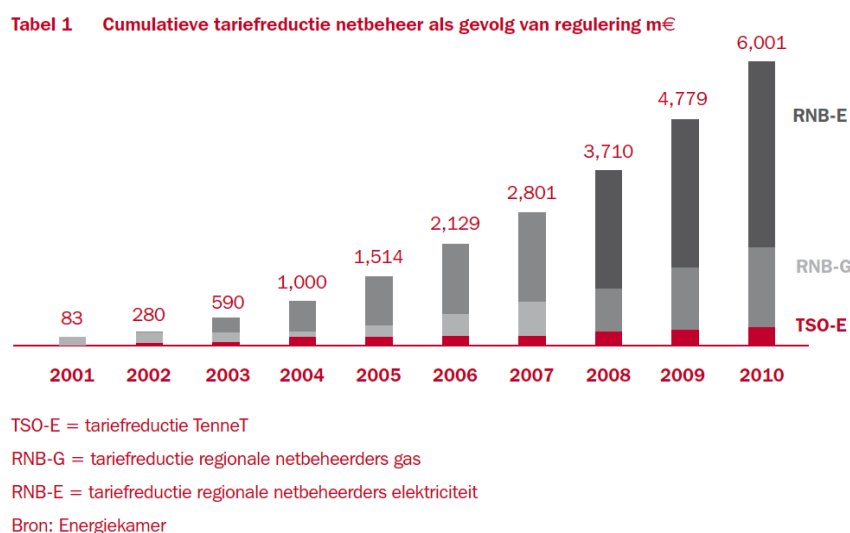
7. Scenario A is het meest gericht op decentrale opwekking (100 TWh) en de laagste elektriciteitsconsumptie. In de scenario's B en C is in mindere mate sprake van decentrale opwekking (65 respectievelijk 45 TWh)¹¹⁸. Vooral scenario C kent een sterke topdown ordening en betekent in feite een voortzetting en verdere uitbouw van de bestaande situatie (afgezien van de samenstelling van de brandstofmix). Vergelijk daartoe de Figuur 59 en Figuur 60.
8. Sinds de liberalisering van de energiemarkten, zijn de netbeheerders onderworpen aan regulering en toezicht. Dit uitte zich in (generieke dan wel individuele) doelmatigheidskortingen (x-factoren) in verschillende reguleringsperioden. Deze kortingen bedroegen voor de meeste netbeheerders enkele procenten van hun jaarlijkse totale inkomsten op jaarbasis. Hierdoor is de efficiency van het netbeheer toegenomen en is er bespaard op investeringen in de infrastructuur. De Energiekamer heeft dit onlangs becijferd op een cumulatieve besparing van circa 6 miljard Euro in 2010. Zie Figuur 61. Er zijn kennelijk vooral veel besparingen gerealiseerd bij de regionale netbeheerders (RNB's).

¹¹⁸ Een gangbare definitie voor het onderscheid tussen centraal en decentraal productievermogen is het netvlak waarop een productiemiddel is aangesloten. Productiemiddelen die aangesloten zijn op netten van minder dan 110 kV worden daarbij als decentraal productievermogen bestempeld. Productiemiddelen die aangesloten zijn op netten van 110 kV of hoger worden als centraal productievermogen aangemerkt. Zie ook: 'Standpunten-document Decentrale Opwekking', d.d. mei 2004 van de Energiekamer van de NMa.



9. Als gevolg van de regulering zijn de netbeheerders gaandeweg toegegroeid naar een efficiënt kostenniveau. Voorzichtig gezegd was het reguleringsregime van dien aard dat investeringen in de infrastructuur in elk geval niet werden aangemoedigd. Vrij recent is dit onderschreven en aan de orde gesteld door de Algemene Energie Raad in het rapport "De ruggengraat van de energievoorziening". Citaat op p18: "Voorts ligt het voor de hand om te veronderstellen dat een belangrijk deel van deze verbetering is gerealiseerd door bestaande marges in de infrastructuur en de beheersorganisatie te verkleinen. Deze verbetermogelijkheden houden een keer op. De gerealiseerde besparingen zullen dan niet door verdere efficiencyverbeteringen kunnen worden opgevangen. Er ontstaat in die situatie een uitholling van het investeringsvermogen van de bedrijven. Dat dit moment niet ver meer weg is, blijkt ook uit een recente studie van McKinsey. De hierin gegeven analyse geeft aan dat Nederland één van de meest efficiënte infrastructures van EU heeft. De ruimte voor verdere verbetering is derhalve beperkt".

Figuur 61 Cumulatieve tariefreductie netbeheer als gevolg van regulering



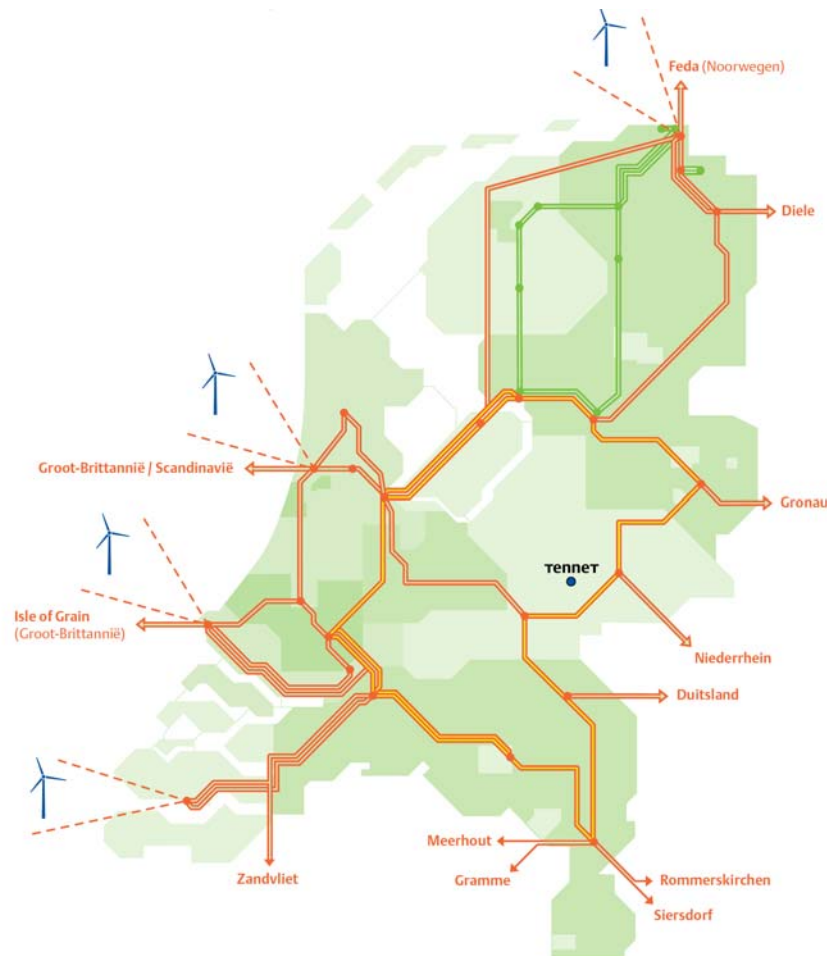
Bron: AER, De ruggengraat van de energievoorziening.

10. Naast de wettelijke eis van doelmatig netbeheer (E-wet, art. 16.1.b) bestaat ook de verplichting tot het aanhouden van voldoende reservecapaciteit (E-wet, art. 16.1.d). Deze twee verplichtingen staan op gespannen voet met elkaar. Enerzijds worden de netbeheerders geacht om geen 'koperen platen' aan te leggen omdat dit niet past bij het doelmatigheidsprincipe. Anderzijds worden ze verplicht om voldoende capaciteit in de netwerken aan te houden om nieuwe klanten te accommoderen en de werking van de vrije markt te faciliteren. Vooral in de afgelopen reguleringsperioden lijkt het accent meer te hebben gelegen op doelmatigheid dan op het aanhouden van voldoende reservecapaciteit. Netbeheerders zijn daarom terughoudend geweest in investeringen. Dit geldt in het bijzonder voor producenten aangezien deze categorie aansluitingen geen transporttarieven betaalt volgens de vigerende tarievenstructuur. De noodzaak tot het invoeren van congestie management als tijdelijke overbruggingsmaatregel voor een aantal gebieden in Nederland is hiervoor wellicht illustrerend.



11. Uit de voorgaande twee punten kan worden geconcludeerd dat er thans sprake is van efficiënt netbeheer, ofwel dat het 'vet op de botten van de infrastructuur uit het verleden' in de afgelopen jaren is afgenomen. Additionele energietransporten vergen daarom additionele netwerkinvesteringen. Dit komt bijvoorbeeld tot uiting in de Visie2030, die in 2008 is opgesteld door TenneT. Zie Figuur 62. Aanmerkelijke netverzwaringen in de hoofdinfrastructuur worden op tal van plaatsen voorzien. Ten opzichte van de bestaande situatie is er sprake van vele honderden kilometers nieuwe 380 kV verbindingen en diverse nieuwe 380 kV stations, waarvan een deel nog niet in figuur 5 is weergegeven (bijvoorbeeld Westerlee, Wateringen, Vijfhuizen, Tilburg en Simonshaven).

Figuur 62 Mogelijke toekomstige elektrische hoofdinfrastructuur in 2030



Bron: TenneT, Visie 2030.

12. Wellicht zal er kritiek komen op veronderstelde efficiëntie veronderstelling doordat iemand oppert dat de benuttinggraad van veel netvlakken nog laag is. Er wordt echter op gewezen dat dit een rechtstreeks gevolg is van de wettelijke verplichting om de veiligheid en betrouwbaarheid van de T&D infrastructuur te waarborgen (E-wet, art 16.1.b). In de Netcode (E-wet, art. 31.1.a) wordt onder meer voorgeschreven dat de EHS- en HS-netten moeten worden aangelegd en bedrijfsgevoerd onder handhaving van de enkelvoudige storingsreserve ((N-1)-criterium). In de MS-netten wordt de betrouwbaarheid vanouds geborgd door het hanteren van omschakelbare

ringstructuren. Dit beperkt echter wel de benutting van bovengrondse lijnen en ondergrondse kabels tijdens normale bedrijfsvoering. Er moet immers rekening worden gehouden met beschikbare en omschakelbare capaciteit na het optreden van eventuele storingen. Wie denkt dat er fors bespaard kan worden op de aangehouden en noodzakelijke storings-reservecapaciteit zal hoogstwaarschijnlijk moeten inboeten op betrouwbaarheid. Er wordt vanuit gegaan dat dit laatste ongewenst is in een samenleving, die steeds afhankelijker wordt van elektrische energie.

13. Investerings in netwerkcapaciteit worden primair gedreven door capaciteitsvragen van marktpartijen en gelijktijdigheden daartussen. Daarom is een poging gedaan om de inhoud van Figuur 60 te vertalen naar soortgelijke figuur, maar dan gericht op de capaciteitsbehoefte of capaciteitsbeslag in plaats van jaarlijkse volumes. Het is daarbij wel noodzakelijk om nog een aantal aanvullende veronderstellingen te doen.
14. Er wordt verondersteld dat de piekvraag optreedt op een winteravond en voor Nederland momenteel 18,5 GW bedraagt¹¹⁹. Vervolgens wordt verondersteld dat de piekvraag op het piekmoment als volgt is verdeeld over de verschillende netvlakken:
 - (E)HS: 3,1 GW → bedrijfstijd belasting op dit netvlak: ± 8.000 uur/jaar;
 - MS: 6,4 GW → bedrijfstijd belasting op dit netvlak: ± 7.000 uur/jaar;
 - LS: 9,0 GW → bedrijfstijd belasting op dit netvlak: ± 5.000 uur/jaar¹²⁰.
15. Verder wordt verondersteld dat de piekvraag in de drie scenario's evenredig toeneemt met de vraagvolumes. Dit impliceert ook dat de bedrijfstijd van de vraag per netvlak in de komende 40 jaar niet wijzigt. Zie Tabel 55. Eventuele kleine verschillen in Tabel 55 tussen totalen en de sommatie van afzonderlijke bijdragen per netvlak worden veroorzaakt door afrondingen.

Tabel 55 Veronderstellingen over de verdeling van de piekvraag per scenario en per netvlak

| | 2010 | Scen. A | Scen. B | Scen. C |
|-------------------------|------|---------|---------|---------|
| Jaarverbruik [TWh] | 115 | 170 | 200 | 255 |
| Piekvraag op (E)HS [GW] | 3,1 | 4,6 | 5,4 | 6,9 |
| Piekvraag op MS [GW] | 6,4 | 9,5 | 11,1 | 14,2 |
| Piekvraag op LS [GW] | 9,0 | 13,3 | 15,7 | 20,0 |
| Totaal [GW] | 18,5 | 27,3 | 32,2 | 41,0 |

Bron: D-Cision.

¹¹⁹ In de jaarlijkse Transportbalansen van TenneT wordt vaak gerept over een maximale netbelasting van ongeveer 14,5 GW. Maar deze waarde is gebaseerd op de uitwisseling met het landelijke (E)HS-netwerk en metingen van productiemiddelen met een vermogen van meer dan 5 MW. Kleinere eenheden, die doorgaans invoeden op de lagere netvlakken zijn hier dus niet in verdisconteerd. Vandaar dat de daadwerkelijke piekbelasting nog circa 4 GW hoger ligt. Dit wordt overigens ook onderkend in de Rapporten 'Monitoring Leveringszekerheid', die periodiek door TenneT worden gepubliceerd.

¹²⁰ Deze bedrijfstijden zijn eigenlijk te hoog ten opzichte van de werkelijkheid. Dit komt doordat de piekbelastingen van de afzonderlijke netvlakken in de praktijk niet samenvallen op het moment van de totale, gezamenlijke piek. Er is dus sprake van een vereenvoudiging van de werkelijkheid door te veronderstellen dat op het landelijke piekmoment ook de afzonderlijke pieken van elk netvlak samenvallen. De consequentie hiervan is dat de gehanteerde (veronderstelde) bedrijfstijden per netvlak hoger zijn dan in de werkelijkheid het geval is.



16. Voor de nadere kwantificering van de productiezijde is gebruik gemaakt van de scenario beschrijvingen. De resultaten hiervan zijn weergegeven in Tabel 56.

Tabel 56 Veronderstellingen per productie categorie per scenario

| | Volume [TWh] | | | Capaciteit [GW] | | |
|-----------------------|--------------|------------|------------|-----------------|-------------|-------------|
| | Scen. A | Scen. B | Scen. C | Scen. A | Scen. B | Scen. C |
| Wind op zee | 60 | 20 | 21 | 20,0 | 6,0 | 6,0 |
| Aardgas CCS | 0 | 115 | 0 | 0,0 | 17,0 | 0,0 |
| Biomassa grootschalig | 10 | 0 | 11 | 1,5 | 0,0 | 1,5 |
| Kolen CCS | 0 | 0 | 94 | 0,0 | 0,0 | 14,0 |
| Kernenergie | 0 | 0 | 84 | 0,0 | 0,0 | 10,0 |
| Wind op land | 15 | 10 | 5 | 7,0 | 5,0 | 2,0 |
| Industrieel WK-CCS | 30 | 30 | 30 | 4,5 | 6,0 | 4,5 |
| Groengas WK | 15 | 10 | 5 | 3,0 | 2,0 | 1,0 |
| Zon-PV | 40 | 15 | 5 | 45,0 | 17,0 | 6,0 |
| Totaal | 170 | 200 | 255 | 81,0 | 53,0 | 45,0 |

Bron: CE, aangevuld met interpretaties van D-Cision.

17. Vervolgens zijn voor elk afzonderlijk scenario twee capaciteitsdiagrammen voor vraag en aanbod opgesteld. Deze zijn weergegeven in de Figuur 63 en Figuur 64. Er is hierbij bewust gekozen voor een tweedeling om de uitersten te verkennen, namelijk:

– **Zonovergoten zomermiddag met een stevige bries in juni/juli (Figuur 63)**

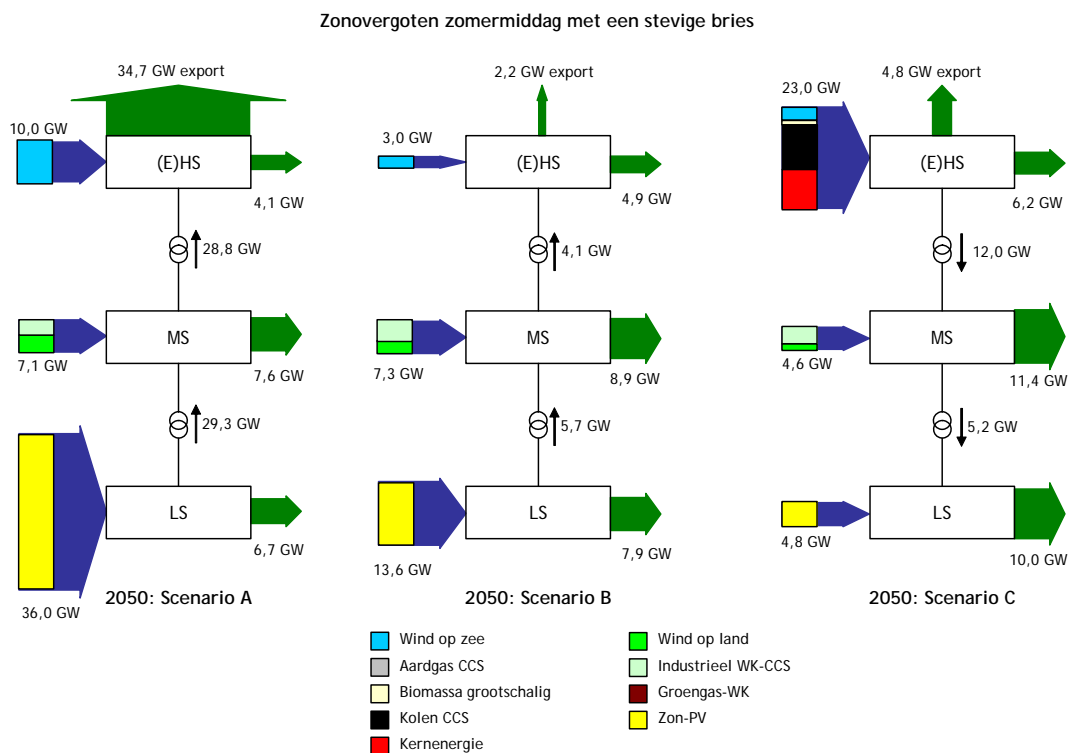
Het resultaat hiervan is veel zon-PV productie aangevuld door een aanmerkelijke hoeveelheid windenergie, terwijl de elektriciteitsvraag betrekkelijk laag is.

– **Windstille winteravond in december/januari (Figuur 64)**

Het resultaat hiervan is geen zon-PV productie en geen windenergie productie, terwijl de elektriciteitsvraag maximaal is.



Figuur 63 Schematische voorstelling van de 3 scenario's voor 2050 op een zonovergoten zomermiddag waarbij het tevens stevig waait



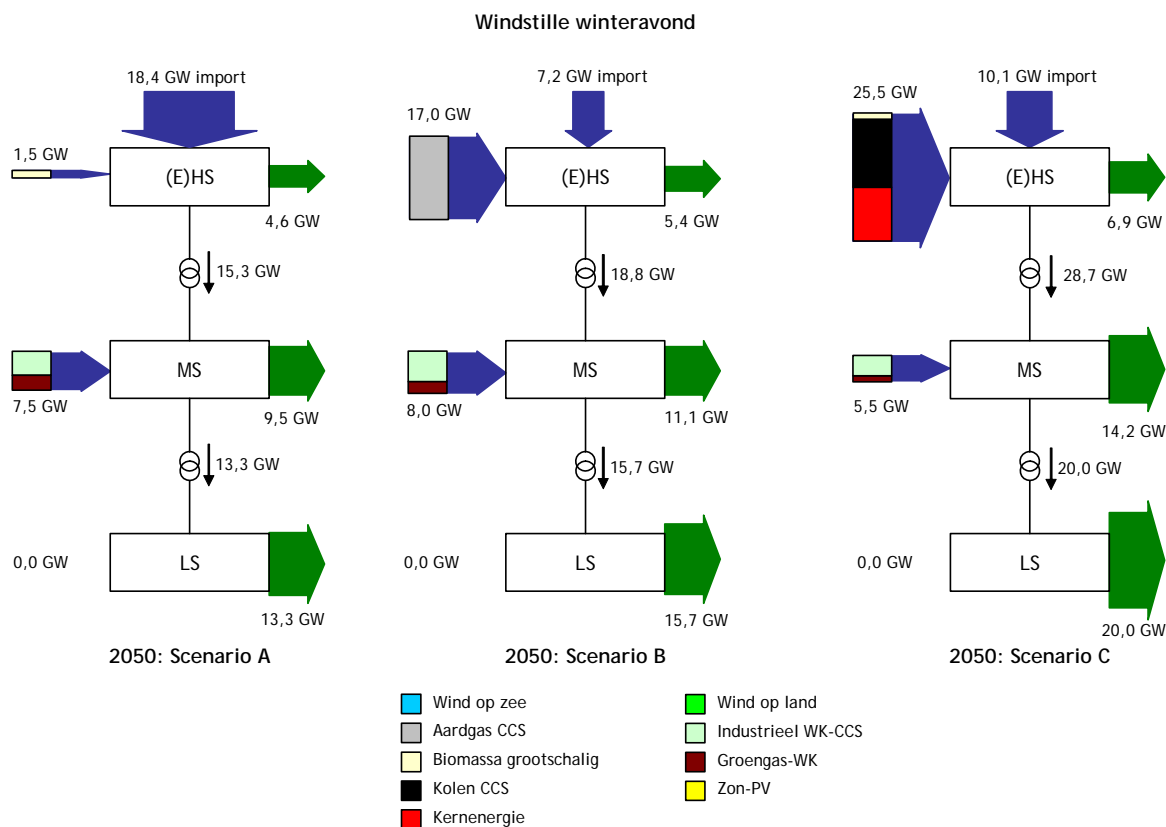
Bron: D-Cision.

18. Bij de constructie van Figuur 63 en Figuur 64 is uitgegaan van de volgende veronderstellingen:

- Voor zon-PV is gerekend met een gelijktijdigheid van maximaal 0,8 als gevolg van niet uniforme en niet optimale positionering (dakoriëntatie) van alle PV-panelen.
- Tijdens de zonovergoten zomermiddag is de belasting gelijk verondersteld aan:
 - LS-niveau: 50% van de bijdrage in de piek van de winteravond (vooral koeling en airco's).
 - MS-niveau: 80% van de bijdrage in de piek van de winteravond.
 - (E)HS-niveau: 90% van de bijdrage in de piek van de winteravond.
- Tijdens de windstille winteravond is de belasting gelijk verondersteld aan:
 - LS-niveau: 100% van de bijdrage in de piek van de winteravond.
 - MS-niveau: 100% van de bijdrage in de piek van de winteravond.
 - (E)HS-niveau: 100% van de bijdrage in de piek van de winteravond.
- Tijdens de zonovergoten zomermiddag produceert:
 - Groengas WK (bijvoorbeeld voor wijkverwarming) niet.
 - Industrieel WK-CCS op 80% van het piekvermogen.
 - Zon-PV maximaal met een gelijktijdigheid van 0,8.
 - Wind op halve kracht.
- Tijdens de windstille winteravond produceert:
 - Groengas WK (bijvoorbeeld voor wijkverwarming) op volle kracht.
 - Industrieel WK-CCS op volle kracht.
 - Zon-PV niet.
 - Wind niet.



Figuur 64 Schematische voorstelling van de 3 scenario's voor 2050 op een windstille winteravond



Bron: D-Cision.

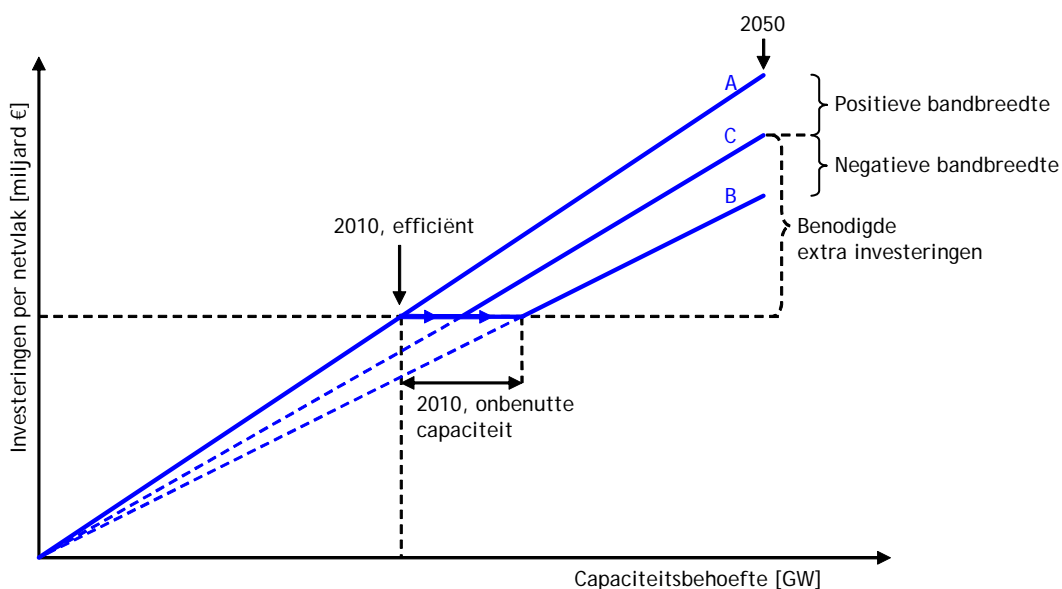
19. Uit Figuur 63 blijkt dat vooral in scenario A er sprake is van een enorme onbalans tussen vraag en aanbod (balanceringsprobleem). Op een zonnige zomermiddag met een stevige wind is de productie kennelijk vele malen groter dan de momentane elektriciteitsvraag. Opslagvoorzieningen voor elektriciteit kunnen dit probleem weliswaar deels ondervangen, maar zijn naar verwachting niet toereikend. Vooral de volumes van de opslagfaciliteiten baren zorgen. Een rekenvoorbeeld kan dit verduidelijken. Een grove indicatie voor Li-ion batterijen in stationaire toepassing: 35 GW benodigde opslagcapaciteit • 8 uur/dag • 3 achtereenvolgende zonnige dagen impliceert een benodigd opslagvolume van ruim 900 GWh. Dit komt overeen met een opslagvolume van circa 300 GWh per dag. Ter vergelijking: in 5 miljoen elektrische auto's kan slechts 50 GWh per dag worden opgeslagen. De benodigde investeringen in een dergelijk opslagpotentieel worden geraamd op ongeveer 200 miljard € (uitgaande van 200-250 €/kWh opslagcapaciteit).

20. Uit het voorgaande kan worden geconcludeerd dat het waarschijnlijk goedkoper is om veel extra netwerkcapaciteit aan te leggen dan om de overschotten (en tekorten in scenario A voor windstille winteravonden, zie Figuur 64) op te vangen met behulp van elektriciteitsopslag. In zeker opzicht wordt hiermee impliciet verondersteld dat er sprake is van een perfecte internationale elektriciteitsmarkt waarbij de netwerkcapaciteit geen belemmering vormt. De consequenties voor de benodigde netwerkinvesteringen (in alle netvlakken) zijn echter aanzienlijk.



21. Uit Figuur 64 blijkt dat er opnieuw in scenario A sprake is van een aanmerkelijke onbalans tussen vraag en aanbod op een windstille winteravond (balanceringsprobleem). Ook in scenario C is er overigens de noodzaak van grote elektriciteitsimporten op dergelijke piekmomenten. Dit omdat de bijdragen van zon en wind wegvallen en de resterende veronderstelde opgestelde productiecapaciteit ontoereikend is om in de hoge piekvraag te voorzien.
22. Er wordt verondersteld dat op macro economische (Nederlandse) schaal de hoeveelheid benodigde investeringen evenredig is met de maximale capaciteitsbehoefte per netvlak. De benodigde transport- en distributie (T&D) infrastructuur wordt dus evenredig verondersteld met de capaciteitsbehoefte. In geval van volledig efficiënte netten (met 100% benutting) vergen additionele energietransporten meteen additionele netwerkinvesteringen. Een en ander is gevisualiseerd in Figuur 65. Indien wordt uitgegaan van volstrekt efficiënt netbeheer is er sprake van lijn A. Als er sprake is van onbenutte capaciteit in de bestaande infrastructuur die volledig kan worden benut, dan is lijn B van toepassing. Lijn C vormt de middenweg tussen de lijnen A en B.

Figuur 65 Veronderstelde relatie tussen benodigde investeringen en de capaciteitsbehoefte



Bron: D-Cision.

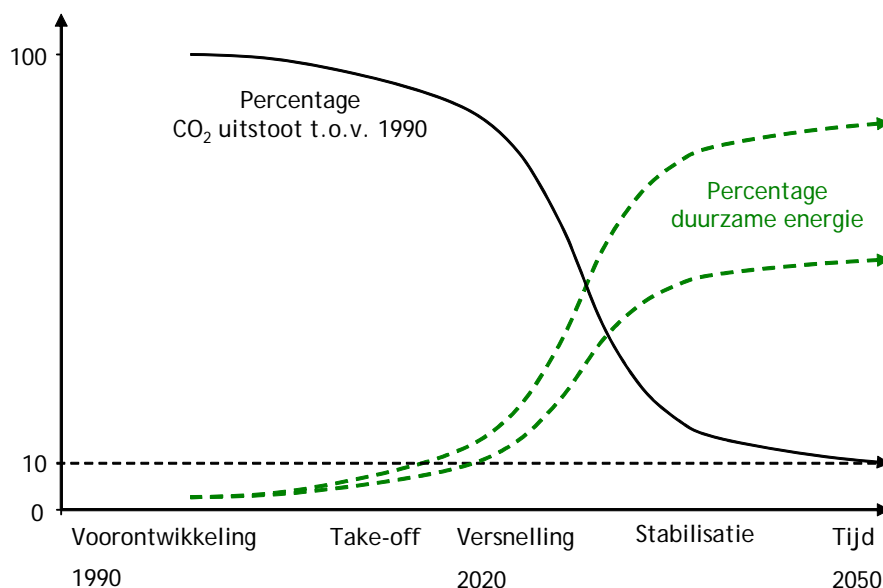
23. Voor de raming van de noodzakelijke extra investeringen in de elektriciteitsnetten wordt gebruik gemaakt van lijn C. Dit omdat het enerzijds niet realistisch is om te veronderstellen dat de hoeveelheid onbenutte capaciteit momenteel gelijk is aan 0% voor ieder netvlak (lijn A). Anderzijds is een ontwikkeling conform lijn B evenmin realistisch omdat hierin wordt verondersteld dat de netbeheerders geen enkele reservecapaciteit meer overhouden, wat in strijd is met de wettelijke eis om voldoende reservecapaciteit aan te houden (E-wet, art. 16.1.d) en de maatschappelijk gewenste marktordening.
24. Een hoeveelheid onbenutte capaciteit van 100% in Figuur 65 houdt in dat er twee keer zoveel transportcapaciteit is aangelegd als dat er momenteel wordt gebruikt. Met andere woorden: een onbenutte capaciteit van 100%

impliceert dat de doorvoer over het bestaande netvlak kan verdubbelen zonder dat er additionele investeringen noodzakelijk zijn, ofwel een huidige benuttinggraad van 50% ($= 100/(100+100)$) Evenzo impliceert een onbenutte capaciteit van 25% een huidige benuttinggraad van 80% ($= 100/(100+25)$).

25. De onbenutte capaciteit is per netvlak verschillend. Het is hierbij van belang om onderscheid te maken tussen:
- Benodigde extra investeringen in verband met handhaving van de spanningscriteria (kwaliteit).
 - Benodigde extra investeringen in verband met handhaving van de criteria voor de stroombelastbaarheid (betrouwbaarheid).
- Beide soorten criteria stellen grenzen aan de benuttingmogelijkheden van bedrijfsmiddelen. Over het algemeen geldt dat handhaving van de spanningscriteria vaak eerder aanleiding geeft tot extra investeringen dan handhaving van de stroombelastbaarheid criteria, vooral in de LS- en MS-netten.
26. Weliswaar is er in de praktijk sprake van getrapte, stapsgewijze investeringen, maar indien alle benodigde investeringen in Nederland in beschouwing worden genomen (vanuit een macro economische benadering), dan laat de wet van de grote getallen zich steeds meer gelden. De sprongsgewijze investeringen worden dan op het totaal van alle investeringen 'minieme' stapjes waardoor de investerings sprongen steeds meer overgaan van het discrete naar het continue domein. Dit pleit voor een rechte (en geen zaagtand) lijn in Figuur 65.
27. De veronderstelde relatie tussen investeringen en capaciteitsbehoeftes in Figuur 65 impliceert dat de transportkosten per kW niet toe of afnemen in geval van lijn A. In geval van lijn B kunnen de transportkosten per kW nog dalen. De grootte van de kostenreductie is vanzelfsprekend afhankelijk van de huidige hoeveelheid onbenutte capaciteit per netvlak.
28. Volgens de transitietheorie voltrekken transities zich doorgaans volgens vaste patronen of stadia (zie Figuur 66), te weten:
- voorontwikkeling;
 - take-off;
 - versnelling;
 - stabilisatie.
- Hier wordt in de investeringsramingen rekening mee gehouden door middel van een spreiding van de investeringen in de periode 2011 en met 2050.
29. De toekomstbeelden van Figuur 60 worden als 'eindbeeld' voor 2050 in Figuur 66 aangehouden. Dit impliceert ook dat tijdens (of voorafgaand aan) de versnellingsfase van de energietransitie een investeringsgolf zal plaatsvinden omdat de ontwikkelingen dan het snelste gaan. Vooral rond 2030 wordt een aanmerkelijke versnelling van de energietransitie verondersteld. Zie Figuur 66. Het percentage duurzame energie is hierbij afhankelijk van de toepassing van wel/geen Carbon Capture and Storage (CCS) technieken en van de inzet van wel/geen kernenergie.



Figuur 66 Verondersteld verloop van de energietransitie op basis van de scenario's uit het CE-rapport



Bron: D-Cision.

30. De bestaande elektrische infrastructuur vormt het uitgangspunt. Deze infrastructuur kan worden opgesplitst in diverse netvlakken of aansluitcategorieën, te weten:

- wind op zee-aansluitingen;
- EHS-net;
- EHS/HS-stations;
- HS-net;
- HS/MS-stations;
- MS-net;
- MS/LS-stations;
- LS-net;
- LS-aansluitkabels;
- wind op land-aansluitingen.

31. De gehanteerde eenheidskosten die voor de voornoemde netvlakken worden gehanteerd zijn weergegeven in Tabel 57. De eenheidsprijzen zijn gebaseerd op het prijspeil van 2010. Uit Tabel 57 valt op te maken dat het merendeel van de waarde van de netten door de regionale netbeheerders wordt beheerd. De totaalsom in Tabel 57 ter grootte van ruim 34 miljard € vertegenwoordigt als het ware de nieuwbouwkosten van de Nederlandse elektrische T&D-infrastructuur¹²¹.

¹²¹ Ter vergelijking: Voor de huizenmarkt kan een zelfde soort beschouwing worden gehanteerd. Circa 7,4 miljoen woningen à gemiddeld 200.000 € (ten behoeve van verwerving grond en nieuwbouw) per woning, levert een waarde op van 1.480 miljard €.

Tabel 57 Gehanteerde investeringskengetallen en schattingen van onbenutte capaciteit ten behoeve van de investeringsramingen¹²²

| Netvlak | Eenheid | Aantal | Prijs/eenheid [k€_2010] | Waarde [M€_2010] | Onbenutte cap. [%] |
|-------------------|------------|-----------|----------------------------|---------------------|-----------------------|
| Wind op zee | MW | 228 | 800 | 182 | 10 |
| (E)HS netwerk | Netwerk | 1 | 5.326.875 | 5.327 | 67 |
| HS/MS stations | stuks | 256 | 15.000 | 3.840 | 25 |
| MS kabels | circuit km | 105.000 | 100 | 10.500 | 25 |
| MS/LS stations | stuks | 112.000 | 38 | 4.256 | 67 |
| LS kabels | circuit km | 150.000 | 50 | 7.500 | 17,5 |
| LS aansluitkabels | stuks | 7.400.000 | 0,3 | 2.220 | 400 |
| Wind op land | MW | 2.000 | 400 | 800 | 10 |
| | | | | 34.443 | |

Bron: D-Cision en Enexis.

32. Alle investeringsramingen worden gebaseerd op het prijspeil van 2010.

33. Een inschatting van de onbenutte capaciteit per netvlak op basis van expert judgement en best engineering practice¹²³ is eveneens weergegeven in Tabel 57. Uit Tabel 57 blijkt dat vooral de onbenutte capaciteit in de LS-aansluitkabels zeer hoog is. Dit impliceert dat er waarschijnlijk weinig of geen extra investeringen noodzakelijk zijn voor deze categorie bedrijfsmiddelen. De hoeveelheid onbenutte capaciteit in zowel de LS-kabels als de MS-kabels wordt voornamelijk begrensd door de handhaving van de spanningscriteria. Dit treedt vooral op in de LS-netten en in mindere mate in de MS-netten. Voor de bestaande aansluitingen van wind op zee en wind op land is uitgegaan van maatwerkoplossingen, met als consequentie dat de hoeveelheid onbenutte piekcapaciteit van deze aansluitcategorieën beperkt is (schatting van 10% onbenutte capaciteit).

Bepaling investeringsramingen

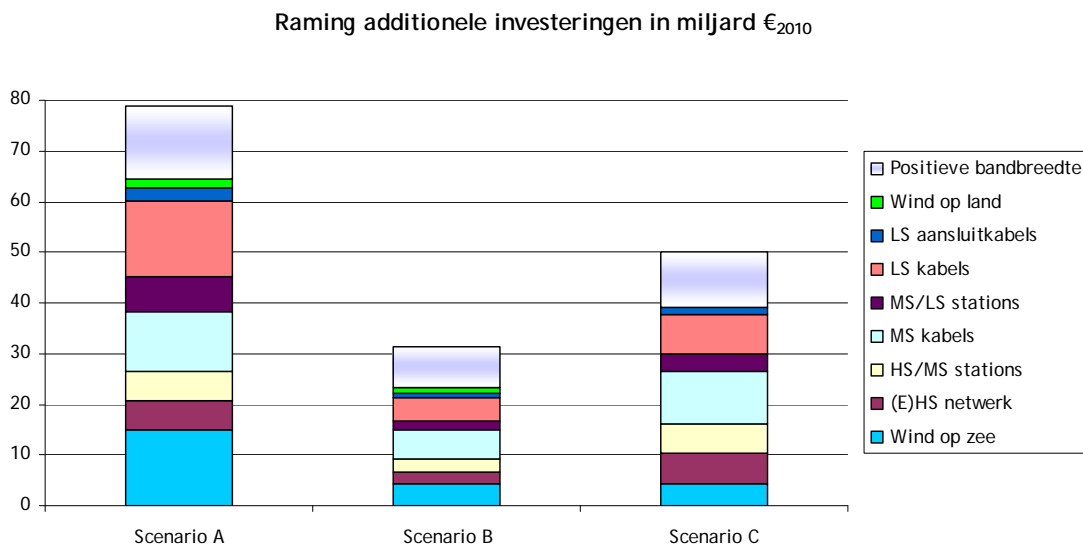
Op basis van alle voorgaande veronderstellingen is het mogelijk om investeringsramingen op te stellen. De resultaten hiervan zijn weergegeven in Figuur 67 respectievelijk Tabel 58. Hierbij wordt benadrukt dat de ramingen uitgaan van volledige realisatie van elk scenario in de periode 2011 tot en met 2050. Het betreft dus ramingen van de benodigde investeringen in de periode 2011 tot en met 2050, uitgedrukt in €₂₀₁₀.

¹²² De waarde van het (E)HS-netwerk is tot stand gekomen op basis van de sommatie van:
 - 2.667 circuit km EHS verbindingen à 625 k€/circuit km = 1.667 M€
 - 24 EHS/HS stations à 30 M€/station = 720 M€
 - 9.800 circuit km HS verbindingen à 300 k€/circuit km = 2.940 M€.

¹²³ Gezamenlijke inschattingen van André Postma, Johan Morren (beiden Enexis) en Jos Meeuwssen (D-Cision).



Figuur 67 Resultaten van extrapolaties op basis van Figuur 63, Figuur 64 en Figuur 65, alsook Tabel 57



Bron: D-Cision.

Tabel 58 Resultaten van extrapolaties op basis van Figuur 63, Figuur 64 en Figuur 65, alsook Tabel 57

| Netvlak | Extra investeringen [miljard € ₂₀₁₀] | | | Bijdrage in bandbreedte [miljard € ₂₀₁₀] | | |
|------------------------------|--|-------------|-------------|--|------------|-------------|
| | Scenario A | Scenario B | Scenario C | Scenario A | Scenario B | Scenario C |
| Wind op zee | 15,1 | 4,4 | 4,4 | 0,7 | 0,2 | 0,2 |
| (E)HS netwerk | 5,6 | 2,3 | 5,9 | 2,7 | 1,9 | 2,8 |
| HS/MS stations | 5,7 | 2,4 | 5,7 | 1,1 | 0,7 | 1,1 |
| MS kabels | 11,8 | 5,9 | 10,5 | 2,5 | 1,8 | 2,3 |
| MS/LS stations | 6,8 | 1,7 | 3,3 | 2,8 | 1,5 | 1,9 |
| LS kabels | 15,1 | 4,6 | 7,9 | 1,8 | 1,0 | 1,2 |
| LS aansluitkabels | 2,5 | 0,8 | 1,4 | 2,5 | 0,8 | 1,4 |
| Wind op land | 1,9 | 1,1 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,0 |
| Totaal | 64,6 | 23,3 | 39,1 | 14,2 | 8,0 | 10,9 |
| Positieve bandbreedte | 14,2 | 8,0 | 10,9 | | | |
| Bovengrens | 78,8 | 31,3 | 50,0 | | | |

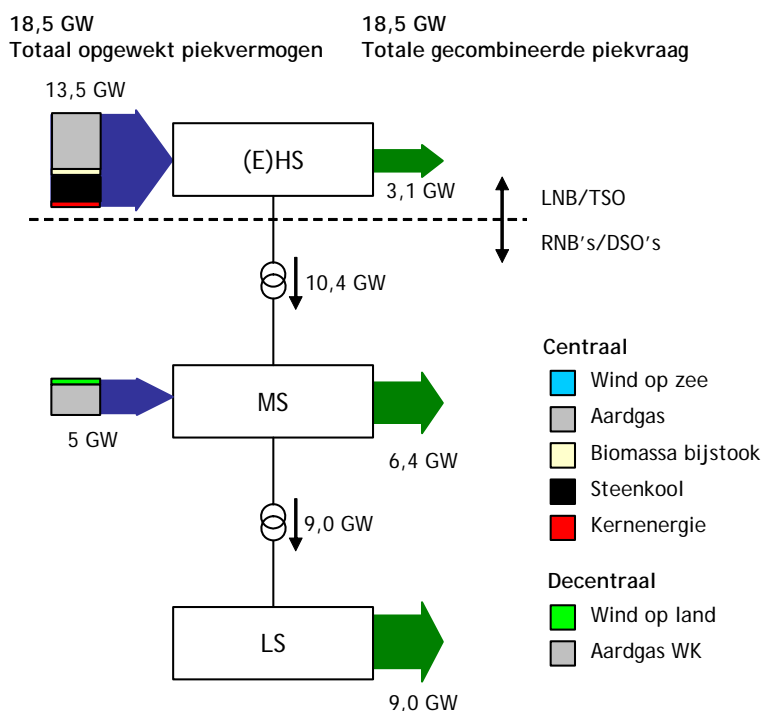
Bron: D-Cision.

Overige belangrijke invoergegevens die aan de berekeningen ten grondslag liggen, zijn weergegeven in Figuur 68 en Tabel 59. De cijfers in Tabel 59, die behoren bij de scenario's, zijn 1-op-1 gerelateerd aan Figuur 63 dan wel Figuur 64. Voor elk netvlak is namelijk steeds de maximale capaciteitsbehoefte bepaald met behulp van de Figuur 63 en Figuur 64. Ter illustratie worden twee voorbeelden gegeven:

- De benodigde capaciteit voor het (E)HS-netvlak voor scenario A is maximaal op de zonnige zomermiddag en bedraagt 34,7 GW (= 28,8 GW + 10,0 GW - 4,1 GW, zie Figuur 63). De waarde voor de windstille winteravond is aanzienlijk kleiner, namelijk 15,3 GW (= 18,4 GW + 1,5 GW - 4,6 GW, zie Figuur 64).
- De benodigde capaciteit voor de MS/LS stations in scenario C is maximaal op de windstille winteravond en bedraagt dan 20 GW (zie Figuur 64). De waarde voor de zonnige en windrijke zomermiddag is veel kleiner (5,2 GW, zie Figuur 63).



Figuur 68 Vereenvoudigde voorstelling van de huidige Nederlandse capaciteitsverdeling.



Bron: D-Cision.

Tabel 59 Belangrijke invoergegevens die aan de berekeningen ten grondslag liggen.

| Netvlak | Onbenutte cap. [%] | Capaciteit per scenario [GW] | | | |
|-------------------|--------------------|------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | Huidig [GW] | Scen. A [GW] | Scen. B [GW] | Scen. C [GW] |
| Wind op zee | 10 | 0,2 | 20,0 | 6,0 | 6,0 |
| (E)HS netwerk | 67 | 13,5 | 34,7 | 24,2 | 35,6 |
| HS/MS stations | 25 | 10,4 | 28,8 | 18,8 | 28,7 |
| MS kabels | 25 | 15,4 | 36,4 | 26,8 | 34,2 |
| MS/LS stations | 67 | 9,0 | 29,3 | 15,7 | 20,0 |
| LS kabels | 18 | 9,0 | 29,3 | 15,7 | 20,0 |
| LS aansluitkabels | 400 | 9,0 | 29,3 | 15,7 | 20,0 |
| Wind op land | 10 | 2,0 | 7,0 | 5,0 | 2,0 |

Bron: D-Cision.

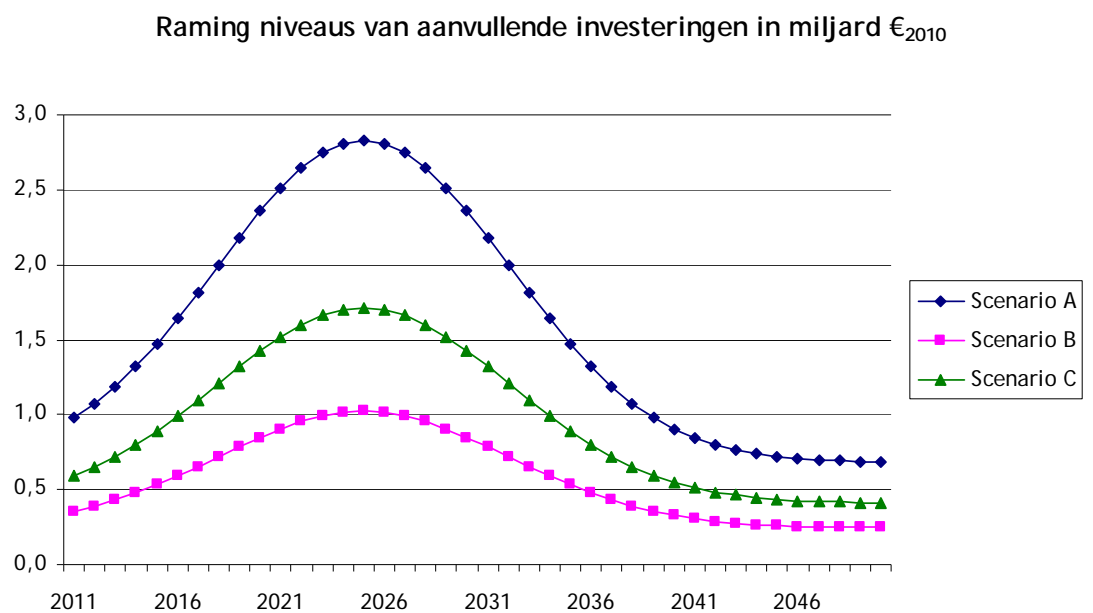
Uit Figuur 67 en Tabel 58 blijkt dat de investeringsniveaus behoorlijk verschillen per investeringscategorie alsook per scenario. Scenario A vergt blijkbaar de meeste netwerkinvesteringen en scenario B de minste. In scenario A wordt een aanzienlijk deel van de benodigde netwerkinvesteringen veroorzaakt door de inpassing van zon-PV en windenergie. Zie ook Tabel 56. Alle netvlakken moeten in scenario A substantieel worden verzwaaard. Vooral de MS-kabels en LS-kabels springen in het oog. Een en ander is verklaarbaar met Figuur 62. Desondanks vallen de benodigde netwerkinvesteringen nog mee vergeleken met de eerder geraamde kosten voor alternatieve opslagvoorzieningen, ter waarde van circa 200 miljard €. Eventuele investeringen in LS-aansluitkabels blijken erg mee te vallen. De hoogte hiervan is tevens gelijk aan de onzekerheidsmarge of bandbreedte en wordt veroorzaakt door de manier van berekenen (zie Figuur 65). Dit is in overeenstemming met de eerder uitgesproken verwachting.

Als rekening wordt gehouden met de S-vormige transitiecurve uit Figuur 66, dan is een schatting te maken van het investeringsprofiel per jaar voor de periode 2011 tot en met 2050. Hierbij wordt verondersteld dat de versnelling van de energietransitie op haar hoogtepunt is rond 2030. Voor de netbeheerders is het echter van belang om tijdig te anticiperen op toekomstige ontwikkelingen met als doel om de energietransitie optimaal te faciliteren. Vandaar dat de investeringen in feite moeten plaatsvinden vóórdat de externe ontwikkelingen in een versnelling geraken. Op die manier ontstaat Figuur 69.

In Figuur 69 vindt een deel van de benodigde investeringen gelijkmatig verspreid over de tijd plaats, terwijl een ander deel is gerelateerd aan de versnelling van de externe ontwikkelingen, dan wel aan een (eventueel vervroegde) vervangingsgolf van bedrijfsmiddelen. Het bepalen van de juiste verhouding tussen het jaarlijkse gelijke deel en de golfbeweging is echter lastig te bepalen en is in Figuur 69 betrekkelijk willekeurig bepaald.

De som van alle jaarlijkse investeringen over de periode 2011 tot en met 2050 is afhankelijk van het scenario en gelijk aan 64,6 of 23,3 of 39,1 miljard €. Zie Tabel 58. Vanzelfsprekend is het moment van de investeringspiek nauw gelieerd aan de snelheid waarmee de externe ontwikkelingen plaatsvinden.

Figuur 69 Schatting van benodigde investeringen in de elektrische infrastructuur over de komende decennia



Bron: D-Cision.



Tot slot

Er wordt benadrukt dat alle voorgaande berekeningen gebaseerd zijn op modellen en een groot aantal aannames en randvoorwaarden. Het is algemeen bekend dat elk model een vereenvoudiging van de werkelijkheid is. Unieke gebeurtenissen kunnen er niet mee worden voorspeld en de uitkomsten gelden uitsluitend binnen het raam van de gehanteerde vooronderstellingen en randvoorwaarden. In elk model kan slechts al bekende kennis worden opgenomen. Ofwel: wat er niet in wordt gestopt, kan er ook niet uitkomen. Omgekeerd geldt ook: *'Garbage in is garbage out'*.

Uitgangspunten en randvoorwaarden zijn over het algemeen gebaseerd op wat men verwacht dat er gaat gebeuren. Modeluitkomsten hangen daardoor veelal af van een groot aantal, soms onderling gerelateerde parameters. De berekeningsresultaten staan of vallen daarom met de visie van de modelmaker op de toekomst. In die zin heeft modellering een subjectief aspect. Dit doet overigens niets af aan de waarde van modellering op zich of de integriteit van modelmakers. Wel is het goed om dit voortdurend te blijven beseffen en hier alert op te blijven. De beperkingen die aan het modelleren verbonden zijn, hebben er eenvoudigweg mee te maken dat de werkelijkheid oneindig complex is en voor verrassingen kan zorgen (zoals in het verleden meermalen is bewezen).

Aangezien er weinig beters voorhanden is dan modellen, zal geprobeerd moeten worden om ze zo nauwkeurig mogelijk te maken en zo goed mogelijk te ijken en te toetsen. Toch blijft het belangrijk om de uitkomsten altijd met een zekere relativering te bejegenen. Met andere woorden: *'Don't fall in love with your model'*.

U.3 Vergelijkingstabel investeringscijfers CE Delft en D-Cision

In onderstaande vergelijkingstabel staan de investeringscijfers voor de verzwarende van de elektriciteitsnetten van CE Delft (Bijlage B) en D-Cision (deze bijlage) naast elkaar gezet.

Tabel 60 Vergelijking investeringscijfers uit methode CE Delft en methode D-Cision; elektriciteitsnetten

| | D-Cision | | | CE Delft | | |
|---------------------|----------|-----|------|--|-----|-----|
| | A | B | C | A | B | C |
| Wind op zee | 15,1 | 4,4 | 4,4 | 9,4 | 2,8 | 2,8 |
| (E)HS | 5,6 | 2,3 | 5,9 | | | |
| HS/MS-transformator | 5,7 | 2,4 | 5,7 | Woongebieden; totaal: 4,1 - 6,4 t.b.v. netverzwaring nieuwbouw: 0,8 - 3,1 t.b.v. netverzwaring best. bouw: 3,3 op te hogen met 50% voor de overige gebieden | | |
| MS-kabels | 11,8 | 5,9 | 10,5 | | | |
| MS/LS-transformator | 6,8 | 1,7 | 3,3 | Woongebieden; totaal: 1,7 - 2,5 t.b.v. netverzwaring nieuwbouw: 0,4 - 1,2 t.b.v. netverzwaring best. bouw: 1,3 Op te hogen met 50% voor de overige gebieden | | |
| LS-kabels | 15,1 | 4,6 | 7,9 | | | |
| LS-aansluitkabels | 2,5 | 0,8 | 1,4 | | | |
| Wind op land | 1,9 | 1,1 | 0,0 | 1,5 | 0,9 | 0 |
| Bandbreedte | 14,2 | 8,0 | 10,9 | | | |

U.4 Conclusies uit de vergelijking

1. De cijfers van CE Delft voor de HS- en MS-infrastructuur zijn puur gebaseerd op een bottom-up analyse van de ontwikkeling van de capaciteitsvraag in woongebieden, en geven daarmee een ondergrens van de totaal benodigde verzwarringsinvesteringen, met een ruw geschatte opslag van 50% voor de overige gebieden. De cijfers van D-Cision zijn gebaseerd op volumecijfers van elk scenario, en zijn te beschouwen als bovengrens.
2. De analyse van D-Cision laat een duidelijk onderscheid zien tussen de benodigde investeringen in de elektriciteitsnetten voor scenario's A, B en C. Rond 2020 zal duidelijkheid moeten ontstaan over de omvang van de reductie van de energievraag, de omvang van decentrale productie, de inzet van elektrische warmtepompen, en de mate waarin vervoer elektrificeert, zodat de investeringen vanaf 2020 gericht kunnen worden op scenario A, B of C.

