Nationaal plan energiesysteem

CONCEPT

Ambtelijk werkdocument B - Ontwikkelpaden ketens van het energiesysteem

Inhoudsopgave

Werkdocument B - Ontwikkelpaden ketens van het energiesysteem **2**

Inleiding en leeswijzer **2**

1. Ontwikkelpad elektriciteitsketen **3**
1.1. Huidige situatie en beleid 4
1.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen en uitgangspunten 7
1.3. Uitwerking van de gewenste ontwikkelrichting 13

2. Ontwikkelpad waterstofketen **29**
2.1. Huidige situatie en beleid 30
2.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen en uitgangspunten 33
2.3. Aanbod van en vraag naar waterstofdragers 38
2.4. Uitwerking van de gewenste ontwikkelrichting 39
2.5. Beleidsagenda voor het ontwikkelpad 41

3. Ontwikkelpad koolstofketen **43**
3.1. Huidige situatie en beleid koolstofketen 43
3.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen koolstofketen 48
3.3. Gewenste ontwikkelrichting onder afweging publieke belangen 52
3.4. Gewenste beleidsinzet 53
3.5. Uitwerking van de gewenste ontwikkelrichting 61
3.6. Beleidsagenda voor de koolstofketen 70
3.7. Aardgasafbouwpad 72

4. Ontwikkelpad warmteketen **77**
4.1. Huidige situatie en beleid 78
4.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen en uitgangspunten 79
4.3. Gewenste ontwikkelrichtingen voor de warmteketen 82
4.4. Aanvullende vraagstukken voor ontwikkeling warmteketen 85

5. Lokale energiesystemen en energiehubs **90**
5.1. De ontwikkeling naar een meer decentraal energiesysteem naast het centrale energiesysteem 90
5.2. Energiehubs in een decentraal energiesysteem 92

Inleiding en leeswijzer

Dit is werkdocument B van het concept Nationaal plan energiesysteem (NPE). Het bevat verdiepende analyse en onderbouwing bij de inhoud en keuzes in het hoofddocument van het NPE. Dit werkdocument bevat de ontwikkelpaden van de hoofdketens van het toekomstige energiesysteem: elektriciteit, waterstof, koolstof en warmte. Aanvullend beschrijft het de ontwikkeling van decentrale energiesystemen, als belangrijk onderdeel van het toekomstige systeem.

Het hoofddocument en de vier werkdocumenten vormen samen het concept-NPE. Op basis van dit concept start het kabinet een dialoogfase. Dit werkdocument is daarmee een uitnodiging om mee te denken en gezamenlijk de inhoud verder aan te scherpen en vraagstukken stap voor stap te beantwoorden. In de dialoog gaat het over vragen als:

- Hoe komt de benodigde portfolio van flexibiliteitsopties tijdig tot stand in lijn met de groei van hernieuwbaar aanbod?
- Hoe schaalt het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers snel genoeg op en hoe kunnen warmtebronnen op lokaal niveau worden ontsloten en ingezet?
- Wordt de systeemrol van waterstof in het energiesysteem onderschreven en wat is er nodig om tegelijkertijd nationale productie en import op te bouwen?

Op basis van de dialoogfase werkt het kabinet de ontwikkelpaden én de bijbehorende beleidsagenda voor het energiesysteem verder uit richting het definitieve Nationaal plan energiesysteem, dat eind dit jaar verschijnt.

Leeswijzer

In dit werkdocument staan vier ontwikkelpaden voor de energieketens beschreven die zijn opgesteld vanuit de volgende basisvraag: hoe moeten energieketens zich in de tijd ontwikkelen, van aanbod tot vraag, voor een energiesysteem dat past bij een klimaatneutraal Nederland? Op deze brede, ingewikkelde vraag is niet één pasklaar antwoord te geven. De ontwikkelpaden maken mogelijkheden, onzekerheden en afwegingen zichtbaar voor productie, transport, omzetting, opslag en gebruik. En ze geven de gewenste ontwikkelrichting aan vanuit een afweging tussen publieke belangen en ze agenderen nog te maken keuzes. Deze ontwikkelpaden zijn niet 'af': het zijn geen uitgestippelde routes naar een gedetailleerd omschreven eindbeeld en ze bevatten geen uitwerking van de inzet van beleidsinstrumenten. Ze zijn de opmaat naar een meer uitgewerkte sturing op de gewenste ontwikkelrichting, inclusief inzet van juridisch, financieel, ruimtelijk en sociaal-maatschappelijk beleidsinstrumentarium. Naast de vier ketenontwikkelpaden gaat het vijfde hoofdstuk specifiek in op de ontwikkeling van het decentrale energiesysteem en de rol van energiehubs hierbij. De ontwikkeling van decentrale systemen, inclusief interactie tussen de vier genoemde energieketens, is een van de grote veranderingen richting het energiesysteem van de toekomst.

Voor het opstellen van deze ontwikkelpaden voor de energieketens is gebruik gemaakt van vele gesprekken en sessies met deskundigen, belanghebbenden en maatschappelijke organisaties en van diverse ondersteunende studies en adviezen, die in de bijlage beschikbaar zijn voor zover het nieuwe studies betreft. Verder is de inhoud van deze ontwikkelpaden tot stand gekomen in nauwe samenwerking tussen de betrokken departementen en in het bijzonder in wisselwerking met de sectorale transitiepaden van de gebruikssectoren die staan uitgewerkt in werkdocument C.

Disclaimer bij cijferbeelden

Met deze conceptversie van het NPE wil het kabinet de dialoog aangaan met alle belanghebbende partijen. Als aanknopingspunt bij het gesprek is een dergelijke dialoog gebaat bij een beeld dat kwantitatief gevoel geeft van de ontwikkelingen in het energiesysteem die aansluiten bij de ontwerpprincipes en richtinggevende keuzes die het kabinet hanteert. Tegelijkertijd is elk toekomstbeeld inherent onzeker en afhankelijk van tal van aannames. Het kabinet wil met de keuzes in het NPE bovendien vooral sturen op richting in plaats van precieze invulling. De in dit concept-NPE gepresenteerde cijfers zijn dan ook indicatief en hebben tot doel om de richting aan te geven en het gesprek over de hoofdkeuzes de komende maanden gerichter te kunnen voeren. Bij het samenstellen van de cijferbeelden is op onderdelen gebruik gemaakt van bestaande scenario's en rapporten, met name van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050, en zijn op onderdelen kwantitatieve vertalingen gemaakt die passen bij de geschetste ontwikkelrichtingen. In dit deel van het ambtelijk werkdocument is per energieketen een toelichting gegeven op de herkomst van de verschillende cijfers. De cijferbeelden in dit concept-NPE zijn niet integraal doorgerekend; dit gaat gebeuren richting het definitief NPE.

1. Ontwikkelpad elektriciteitsketen

Samenvatting

Wind en zon worden de twee belangrijkste duurzame energiebronnen. Elektriciteit is daardoor de belangrijkste energiedrager in het toekomstige energiesysteem. Een systeem met een hoge mate van elektrificatie en flexibele vraag is efficiënt en resulteert daarmee in de laagste maatschappelijke kosten. Elektriciteit zal naar verwachting het grootste deel van de finale energievraag uitmaken. De vraag zal drie keer zo groot zijn als nu en de productie ruim vier keer zo groot. Onzekerheden hierbij zijn vooral de productie van duurzame brandstoffen, inzet van lokale warmtebronnen en mate van elektriciteitsexport. Het personenvervoer en de weglogistiek zullen voor het grootste gedeelte elektrisch worden, met een snelle groei al in de komende jaren. Ook speelt (hybride) elektrificatie van de warmtevraag een belangrijke rol in de gebouwde omgeving. Er zijn grote onzekerheden in het verwachte elektriciteitsverbruik van de industrie. Op de korte termijn vanwege het onzekere tempo van elektrificatie, op de lange termijn door de onzekere mate van synthetische brandstoffen-productie. Door de omvang van deze sector is de impact van deze verschillen groot. In de ontwikkeling van de elektriciteitsketen gaat het kabinet voor nu uit van de meer maximale scenario's, waarbij het streeft naar:

Een CO_2-vrij elektriciteitssysteem in 2035.

Het kabinet streeft naar een elektriciteitssysteem dat vanaf 2035 geen CO_2-uitstoot meer veroorzaakt. Snelle verdere opschaling van CO_2-vrij productievermogen (wind-, zon- en kernenergie) is noodzakelijk voor het benodigde volume van CO_2-vrije elektriciteit, voor het beperken van de benodigde flexibele CO_2-vrije productie (elektriciteitscentrales) en voor de businesscase van flexibiliteits-toepassingen (en specifiek conversieopties op basis van warmte en waterstof).

Versnelde elektrificatie en flexibele vraag.

Het kabinet zet zich in voor de vraagontwikkeling van elektriciteit in lijn met de klimaatdoelen. Hiermee blijft het mogelijk tijdige investeringen te doen in de keten en blijft de businesscase van productie gezond. Zowel de bestaande als nieuwe vraag moeten zo flexibel mogelijk zijn om maximaal bij te dragen aan de balans tussen vraag en aanbod, binnen de kaders van de beschikbare netcapaciteit.

Een gebalanceerd flexibiliteitsportfolio.

Een emissieloos elektriciteitssysteem in 2035 kan alleen tot stand komen als er ook in een sterk tempo voldoende flexibiliteit ontstaat. Het elektriciteitssysteem moet immers altijd in balans zijn. Er moet dus voldoende flexibiliteit beschikbaar zijn in zowel vraag als opwek als opslag, van minuut tot minuut en van seizoen tot seizoen. Hoewel alle flexibiliteitstoepassingen nodig zijn, is de ene toepassing geschikter voor een bepaald doeleinde dan de ander. Het kabinet zet zich in voor het borgen van prijsprikkels en markttoegang om de ontwikkeling van flexibiliteit en voldoende diversiteit in de toepassing van deze opties zeker te stellen.

Een robuuste ontwikkeling en gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur.

De energietransitie vraagt om enorme schaalsprongen in de uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur. Er is al volop inzet op netverzwaring en technologische innovaties, maar deze hebben ook beperkingen en nadelen. Er moet meer regie komen op de inrichting van het elektriciteitssysteem voor een efficiënte ontwikkeling en gebruik van de infrastructuur. Dit kan met stimulansen voor efficiënter gebruik van de infrastructuur en een gebiedsgerichtere benadering van vraag en aanbod, met afstemming in schaal, tijd en ruimte.

Strategische verbondenheid binnen Europa.

Het elektriciteitssysteem van Nederland is verbonden met de omliggende landen. Er is een Europese elektriciteitsmarkt, omdat dit leidt tot een betrouwbaarder en betaalbaarder systeem. De Noordzee is vanwege de opwekpotentie een belangrijke bron van energie voor Nederland én Europa. Het kabinet staat open voor een inzet op netto-export van elektriciteit op de lange termijn, voor een robuuste ontwikkeling van het (Noordwest-) Europese elektriciteitssysteem. Deze interconnectie biedt over en weer flexibiliteit. Het kabinet zet zich in voor afspraken met buurlanden over productievermogen, strategische interconnectie en de verdeling van maatschappelijke lusten en lasten van export en doorvoer.

1.1. Huidige situatie en beleid

Huidige situatie en recente ontwikkelingen

De huidige (finale) vraag naar elektriciteit is circa 120 TWh (+/- 432 PJ). De industrie gebruikt hiervan circa 33%, de gebouwde omgeving circa 53% (woningen 22%, dienstverlening 31%), de landbouw bijna 10% (CBS, 2021) en de mobiliteit ongeveer 2%. Het gebruik van elektriciteit is sinds 2018 redelijk stabiel. De afgelopen jaren is er vooral een verandering zichtbaar in het portfolio (van fossiel naar hernieuwbaar), maar was er nog geen sterke stijging in omvang. Een relatieve stijging in de vraag naar elektriciteit is wel zichtbaar sinds 2022. Dit is mede ingegeven door de gascrisis, maar ook doordat vraagsectoren voor verduurzaming voor hun energieverbruik vaak overstappen op elektriciteit.

In 2022 was het aandeel elektriciteitsproductie uit CO_2-vrije bronnen circa 43% (51 TWh, 183,6 PJ). Ongeveer 4% (5 TWh, 18 PJ) kwam uit kernenergie, 8% (9 TWh, 32 PJ) uit biogrondstoffen, 15% (18 TWh, 65 PJ) uit zon en 18% (21 TWh, 76 PJ) uit wind. Met name wind en zon vertonen een stijgende lijn. Van de 67 TWh (241 PJ) elektriciteitsproductie uit fossiele brandstoffen, kwam in 2022 ongeveer 40% (47 TWh, 169 PJ) uit gas, 14% (16 TWh, 57,6 PJ) uit kolen en 3% (3 TWh, 11 PJ) uit overige brandstoffen. Er is een elektriciteitshandel tussen Nederland en België, Denemarken, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen. De laatste jaren is er een relatieve stijging in de export zichtbaar ten opzichte van de import.

Om vraag en aanbod van elektriciteit bij elkaar te brengen is er infrastructuur en flexibiliteit nodig. Het elektriciteitsnet in Nederland bestaat momenteel uit circa 310.000 kilometer aan elektriciteitskabels (zie tabel 1). Er is een landelijk net dat onder beheer is bij TenneT. Dit is het hoogspanningsnet (110 tot 380 kV). Op dit net zijn met name grote aanbieders (centrales, windparken op zee, grote zonne- en windparken op land) en afnemers (zware industrie) van elektriciteit aangesloten. Dit net heeft ook de verbindingen met buurlanden (interconnectie) en de regionale netten (hoofdzakelijk beheerd door Enexis, Liander en Stedin). De regionale netten bestaan uit middenspanning en laagspanning. Op middenspanning worden met name industriële verbruikers, laadinfrastructuur voor logistiek en wind- en zonneparken op land tot vermogens van 80 à 100 MW aangesloten. De gebouwde omgeving en laadinfrastructuur voor personenmobiliteit is met name aangesloten op laagspanning. Het laagspanningsnet is met meer dan 220.000 kilometer het grootste net vanwege de vele vertakkingen en aansluitingen.

De afgelopen jaren neemt de druk op alle netvlakken substantieel toe. Zo is er een decentrale groei van relatief kleine en verspreide productie van CO_2-vrije elektriciteit op plekken met van een oudsher beperktere transportcapaciteit. Bijvoorbeeld bij zon op het dak en zon en wind in het landelijk gebied. Deze groei zorgt ervoor dat er fors meer netten uitgebreid moeten worden. Op veel plekken in Nederland zijn er al langere tijd beperkingen voor de invoeding van elektriciteit op het net. Ook zijn er de afgelopen drie jaar plekken ontstaan met afnamecongestie, dat wil zeggen dat de transportvraag van de elektriciteitsvraag groter is dan de beschikbare netcapaciteit. Dit neemt momenteel significant toe vanwege de groeiende elektrificatie van de energievraag in alle sectoren. Denk bijvoorbeeld aan een bedrijf wat daardoor niet over kan stappen op elektrische vrachtwagens. Deze problematiek vormt daarmee een rem op de energietransitie en nieuwe ontwikkelingen. Ook de spanningsproblematiek neemt toe doordat pieken in vraag en aanbod daar minder goed beheersbaar zijn. Met name op de lage netvlakken is dit een probleem. Spanningsproblematiek leidt tot storingen voor elektrische apparaten en installaties, bijvoorbeeld zonnepanelen die niet meer terugleveren.

Tabel 1. Lengte en aantal klanten per netvlak in Nederland[1]

Functie	Niveau	Bovengronds (km)	Ondergronds (km)	Aantal klanten
Koppelnet	Hoogspanning (220/380 kV)	2840	40	160
Transportnet	Hoogspanning (50/110/150 kV)	5020	3760	180
Distributie, regionaal	Middenspanning (3 t/m 25 kV)	0	106.000	32.000
Distributie, lokaal	Laagspanning (0,4 kV)	0	220.000	8,2 miljoen

Het elektriciteitsnet verbindt vraag en aanbod in Nederland en maakt via interconnectie uitwisseling met buurlanden mogelijk. Dit gebeurt met landen met een complementair

[1] *Energie in cijfers, Netbeheer Nederland. https://energiecijfers.info/hoofdstuk-1/.*

opwek- en vraagprofiel, bijvoorbeeld meer kernenergie, meer waterkracht, andere weersomstandigheden, tijdverschillen en andere typen industrie. Op dit moment komt de meeste flexibiliteit in het afstemmen van vraag en aanbod vanuit regelbaar productievermogen, bestaande uit kolencentrales, aardgascentrales en warmtekrachtkoppelingen – waarbij ook de restwarmte gebruikt wordt – in centrales, de industrie en glastuinbouw. De flexibiliteit in Nederland is dus vanwege de beschikbaarheid van fossiele energiedragers nog erg aanbodgedreven. Door de opkomst van beperkt regelbare bronnen zoals wind en zon wordt flexibiliteit van het systeem door CO_2-vrije opwek, opslag, vraagsturing en interconnectie steeds meer van belang. Ook nieuwe vormen van integratie tussen ketens wordt in toenemende mate belangrijk, dit wordt ook wel systeemintegratie genoemd.

Europese Beleidsdoelen

Richtlijn voor energiebesparing (EED): Er is een hoofddoel afgesproken van 11,7% reductie van het energiegebruik in de Europese Unie in 2037. Dit doel is op EU-niveau bindend voor finaal energiegebruik en indicatief voor primair energiegebruik. Voor publieke instellingen geldt dat het energiegebruik jaarlijks met 1,9% moet afnemen en 3% van het gebouwoppervlak gerenoveerd moet worden tot bijna energieneutraal. Daarnaast moeten beleidsmaatregelen tussen 2024 en 2030 leiden tot een gemiddelde jaarlijkse besparing van 1,49% op het finale energiegebruik. Deze beleidsdoelen vergroten de vraag naar elektriciteit ten opzichte van nu, omdat door de overstap van bijvoorbeeld gas naar elektriciteit het primaire energiegebruik lager wordt. Tegelijkertijd kan het doel voor een lager finaal energiegebruik ook de vraag naar elektriciteit verkleinen.

Europees Emissiehandel Systeem (ETS): Het ambitieniveau van het bestaande ETS voor industrie, elektriciteit, luchtvaart en vanaf 2024 zeevaart (hierna: ETS-1) gaat sterk omhoog. In 2030 moeten deze sectoren 62% hebben gereduceerd ten opzichte van 2005. In de eerste jaren daalt het plafond iets langzamer, waarna het vanaf 2027 sneller zal dalen. Per 2024 zal naast luchtvaart – intra-Europees en later indien juridisch mogelijk ook extra-Europees – ook zeevaart onderdeel worden van het ETS-1. In 2027 zal het nieuwe emissiehandelssysteem (ETS-2) voor energie- en brandstofleveranciers aan de gebouwde omgeving en het wegtransport van start gaan. Dit is een extra stimulans voor verdere elektrificatie.

Effort Sharing Regulation (ESR): in 2030 moet de emissiereductie 40% zijn ten opzichte van 2005. Dit geldt voor alle gezamenlijke EU-lidstaten in de sectoren die onder de ESR vallen. Dat zijn de gebouwde omgeving, de transportsector, de landbouwsector en het (kleine) deel van de industrie dat niet onder het ETS-1 valt. De nationale opgaves die uit dit doel voortvloeien zijn ook onveranderd. Voor Nederland betekent dit dat vanaf 2023 een nieuw koolstofbudget gaat gelden voor de periode 2023-2030, gebaseerd op een hoger doel in 2030 van 48% reductie ten opzichte van 2005. Dit stimuleert ook verdere elektrificatie.

Mobiliteit (o.a. Fuel EU Maritime, clean vehicles directive, AFIR): Ook is er afgesproken dat per 2035 alle nieuw verkochte personenauto's en bestelwagens emissieloos moeten zijn, met ruimte voor voertuigen die op CO_2-neutrale brandstoffen rijden. In de tussentijd geldt voor personenauto's dat deze in 2030 55% minder CO_2 mogen uitstoten dan in 2021. Voor bestelauto's is dit 50%. Vanaf 2030 wordt walstroom verplicht voor container- en passagiersschepen voor bepaalde zeehavens. Verder is er ingestemd met het realiseren van een hoge(re) laadcapaciteit voor personenauto's en lichte bedrijfswagens. Daarnaast moeten lidstaten vanaf 2025 gradueel een basisnetwerk voor zware bedrijfsvoertuigen uitrollen op het Trans-Europees Netwerk voor Transport. Per 2030 moet dit het gehele netwerk omvatten. Ook moeten lidstaten per 2031 een waterstoftankinfrastructuur uitrollen langs het Europese netwerk (elke 200 km) en in de stedelijke knooppunten. Deze doelen stimuleren verdere elektrificatie en waarschijnlijk de benodigde elektrolysecapaciteit.

Richtlijn voor hernieuwbare energie (REDIII): Het Europese doel van ten minste 55% emissiereductie in 2030 ten opzichte van 1990 wordt vertaald naar nationale verplichtingen voor lidstaten. In het Fit-for-55-pakket zitten verschillende voorstellen om deze nationale verplichtingen op te hogen in lijn met de vastgestelde hogere ambitie. Zo is er al een akkoord bereikt dat het overkoepelende EU-doel voor het aandeel hernieuwbare energie opgehoogd wordt tot 42,5% in 2030. Voor de inzet van hernieuwbare waterstof en afgeleide hernieuwbare brandstoffen in de industrie worden bindende nationale doelen van 42% in 2030 en 60% in 2035 vastgelegd. Lidstaten mogen op twee voorwaarden deze doelen met 20% verlagen. Zij moeten ten eerste voldoen aan de van hen verwachte nationale bijdrage aan het overkoepelend EU-doel voor hernieuwbare energie. Ten tweede mag hun aandeel waterstof uit fossiele brandstoffen hoogstens 23% in 2030 en 20% in 2035 bedragen.

Lidstaten mogen voor deze doelstelling alleen onder strenge voorwaarden en in beperkte mate gebruik maken van waterstof uit kernenergie. Voor Nederland betekent dit dat het hernieuwbare opwekvermogen van elektriciteit genoeg moet zijn om een deel van deze waterstofvraag te kunnen faciliteren.

De Europese Commissie heeft in de 'EU strategy on offshore renewable energy' ook als doel gesteld dat in 2050 300 GW wind op zee en 40 GW andere hernieuwbare energie op zee opgewekt wordt. Daarnaast heeft de EU in laatste aanpassing van de trans-Europese energie-infrastructuur (TEN-E)-verordening een verplichting gesteld voor gezamenlijke wind op zee-doelstellingen per zeebekken voor 2030, 2040 en 2050. Nederland heeft samen met andere landen (Duitsland, Denemarken, België) en de Europese Commissie in de Esbjerg-verklaring ook gezamenlijke doelstellingen afgesproken voor wind op zee (150 GW in 2050).

Nationale beleidsdoelen

De nationale klimaatdoelen zijn vastgelegd in de Klimaatwet. Het doel van 95% reductie in 2050 wordt aangescherpt tot een verplichting voor Nederland om in 2050 de netto-uitstoot van broeikasgassen tot nul terug te brengen. Het streefdoel voor 2030 wordt aangescherpt tot ten minste 55% reductie. Daarbij richt het kabinet zich bij de uitwerking van het beleid op 60% emissiereductie.

Daarnaast wordt streven naar nul emissies in de elektriciteitssector in 2035 vastgelegd in de Klimaatwet. Met de aanvullende maatregelen vanuit de voorjaarsbesluitvorming resteert voor de elektriciteitssector nog een indicatieve restemissie in 2030 van circa 13 Mton. Deze moet in de vijf jaar daarna naar nul gebracht worden. Het is inherent onzeker of de elektriciteitssector op Nederlands grondgebied de uitstoot kan terugbrengen, omdat er sprake is van een Europese elektriciteitsmarkt. Het kabinet onderzoekt daarom de mogelijkheden voor borging van het nationale doel. Daarbij houdt het kabinet ook rekening met een stijgende elektriciteitsvraag van andere sectoren.

Voor wind op zee heeft het kabinet al ambitieuze doelen gesteld. Zo is het doel voor 2031 opgehoogd naar 21 GW (een vervijfvoudiging van de huidige capaciteit van 4 GW) en zijn de streefdoelen voor 2040 en 2050 respectievelijk 50 GW en 70 GW. Ook heeft het kabinet al het doel gesteld om in 2030 3 GW zon op zee te realiseren. Hiermee wil het ook een beter beeld krijgen van de potentie van deze techniek. Daarnaast zet het kabinet in op de realisatie van in totaal 2 GW in 2035 en 3 GW in 2040, wat optelt tot respectievelijk 15,8 en 28,8 TWh. Voor de Regionale Energiestrategieën (RES'en) is een doelstelling van 35 TWh aan grootschalige zon- (op land en dak) en windenergie op land afgesproken. Het huidige bod telt op tot 55 TWh. Voor de productie van groene waterstof heeft het kabinet als doel gesteld om in 2025 500 MW aan elektrolysecapaciteit gerealiseerd te hebben en 4 GW in 2030.

Huidige beleidsinzet

Het ETS, de aanscherping van de CO_2-heffing en de CO_2-minimumprijs stimuleren de elektrificatie van de industrie. Het kabinet wil met de twintig grootste industriële uitstoters nog een stap verder gaan door afspraken te maken over een programma voor snellere en ambitieuzere CO_2-reductie. Het kabinet is verder van plan om een afnameverplichting voor waterstof uit hernieuwbare bronnen in de industrie in te stellen. Daarmee wil het kabinet borgen dat Nederland aan het verwachte bindende doel uit het Fit-for-55-pakket voor gebruik van hernieuwbare waterstof kan voldoen. Deze verplichting moet in verhouding staan tot de beoogde binnenlandse elektrolysecapaciteit van 500 MW in 2025 en 4 GW in 2030.
Er is een stapsgewijze aanpassing van verschillende vrijstellingen en verlaagde tarieven in de energiebelastingen om zo de overstap van huishoudens en bedrijven van fossiele naar duurzame energie te belonen. Dit vergroot de vraag naar elektriciteit. Energie besparen is daarnaast een van de goedkoopste manieren om CO_2 te reduceren en is essentieel om de klimaatdoelen te bereiken. De energiebesparingsplicht verplicht bedrijven om energiebesparingen met een terugverdientijd van minder dan vijf jaar uit te voeren. De energiebesparingsplicht is in 2023 uitgebreid naar ETS- en vergunningplichtige bedrijven en de glastuinbouw. Dit verlaagt de vraag naar elektriciteit.

Het kabinet heeft in 2022 nieuwe gebieden voor windparken op zee aangewezen. Hiermee is de totale geplande capaciteit voor energie van wind op zee verdubbeld. Dat komt overeen met de 21 GW-doelstelling voor 2031. Daarnaast is het kabinet begonnen met het aanwijzen van nieuwe windenergiegebieden waarmee doorgroei tot 50 GW in 2040 mogelijk moet zijn. Dit is een enorme opgave, gegeven het korte tijdsbestek. De randvoorwaarden voor deze ambitie moeten op orde zijn: voldoende ruimte voor aanlanding en transport van de

geproduceerde elektriciteit en voldoende vraag naar deze elektriciteit, zeker in de kustgebieden nabij aanlanding.

De ambitie voor hernieuwbare elektriciteitsproductie op land van tenminste 35 TWh productie in 2030 is volgens het Planbureau voor de Leefomgeving en de netbeheerders binnen bereik. Volgens de RES-monitor is hiervan al bijna 23 TWh gerealiseerd. In RES-verband is afgesproken dat er minimaal 35 TWh aan grootschalige hernieuwbare elektriciteitsproductie wordt gerealiseerd. Het RES-bod 1.0 voor 2030 – de optelsom van de zoekgebieden voor wind en zon per RES-regio – bedraagt 55 TWh. Dat kan onder voorwaarden gehaald worden. Zo moet netinpassing bijvoorbeeld mogelijk zijn. Ook kleinschalige elektriciteitsproductie uit zonnepanelen groeit. De groeiende elektriciteitsproductie uit wind en zon vermindert de elektriciteitsproductie die nodig is uit kolen en aardgas. Het stimuleren van coöperatieve energieopwekking heeft hier tot nu toe ook aan bijgedragen. In aanvulling op ETS biedt de Wet minimum CO_2-prijs elektriciteitsopwekking elektriciteitsproducenten langjarig zekerheid over de minimale hoogte van CO_2-kosten. Deze kunnen zij meenemen bij investeringsbeslissingen. De Stimulering Duurzame Energie (SDE)++-subsidie speelt een belangrijke rol bij de elektrificatie. Dit versterkt indirect de business case van CO_2-vrije energieopwekking. Ook werkt het kabinet verschillende maatregelen uit voor de doorgroei en betere inpassing van zonne-energie in het elektriciteitssysteem, waaronder een normering van grootschalig zon op dak, verplichting van batterijen bij grootschalige zonneparken en afbouw van de salderingsregeling. De EU zet in op versnelde vergunningverleningsprocedures voor CO_2-vrije energie door de eisen hiervoor te versoepelen.

Het kabinet streeft naar een CO_2-vrije elektriciteitsketen in 2035. Dit is in lijn met wat mondiale klimaatstudies, de International Energy Agency (IEA) en ook het door het kabinet ingestelde Expertteam Energiesysteem 2050 (ETES) suggereren. De Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie borgt de uitfasering van kolencentrales in 2030. Gascentrales blijven na 2030 nodig als regelbaar productievermogen voor de leveringszekerheid, maar moeten vanaf 2035 CO_2-vrij zijn. Daarom wordt ingezet op het ombouwen van gascentrales, zodat deze kunnen draaien op waterstof(derivaten). Voor de ombouw van gascentrales is 1 miljard euro gereserveerd, met een bijmengverplichting die gekoppeld is aan deze subsidieregeling. Deze subsidieregeling wordt momenteel uitgewerkt. Aandachtspunten hierbij zijn de hoogte van de bijmengverplichting, de beschikbaarheid van duurzame waterstof, het verwachte aantal draaiuren van gascentrales en het effect van deze subsidie op de business case voor partijen die meedoen. De bouw van nieuwe kerncentrales rond 2035 en het verlengen van de bedrijfsduur van de huidige kerncentrale draagt bij aan een CO_2-vrije elektriciteitsketen. Het aandeel kernenergie groeit dan naar meer dan 10% van de elektriciteitsmix. Ook zet het kabinet in op een versnelde ontwikkeling van kleine, modulaire kernreactoren (zogenaamde SMR's), die al bijna rijp zijn voor de markt.

Met het Landelijke Actieprogramma Netcongestie (LAN) werkt het kabinet samen met medeoverheden, netbeheerders en netgebruikers aan het verlichten van de netcongestieproblematiek. Verschillende acties dragen bij aan het versnellen van netuitbreidingen en een efficiënter gebruik van de beschikbare netcapaciteit op alle netvlakken. Zo kunnen sectoren op een haalbare manier blijven verduurzamen en blijft de energietransitie op tempo. Daarnaast heeft het kabinet onlangs de Routekaart Energieopslag gepresenteerd. Hierin worden verschillende acties beschreven om voldoende elektriciteits-, warmte- en moleculenopslag in samenhang te ontwikkelen. Het Nationaal plan energiesysteem (NPE) is gevoed met inzichten uit deze twee belangrijke beleidstrajecten en geeft hiermee ook nieuwe inzichten en acties vanuit een langetermijnperspectief voor het energiesysteem.

1.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen en uitgangspunten

Trends en onzekerheden

Omdat wind en zon de twee belangrijkste duurzame energiebronnen worden, wordt elektriciteit de belangrijkste energiedrager in het toekomstige energiesysteem. Een systeem met een hoge mate van elektrificatie en flexibele vraag is, met name vanwege de efficiëntie, een systeem met de laagste kosten. [2] Uit een vergelijking van de beschikbare scenario's blijkt

[2] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050, Expertteam Energiesysteem 2050 (2023); Towards fossil-free energy in 2050, Cambridge Econometrics en Element Energy (2019)*

de verwachting dat het eindverbruik van elektriciteit 2 tot 3 keer zo groot zal kunnen zijn als nu. Dit komt overeen met de scenario's voor omliggende landen. De verhouding tussen elektronen en moleculen kan verschuiven van de huidige verdeling van 20% elektriciteit en 80% moleculen, naar 50% elektriciteit of zelfs 70% in de hoogste scenario's. Het geïnstalleerd productievermogen van elektriciteit zal in 2050 vijf tot tien keer groter kunnen zijn dan het huidige. [3] De bovenkant van de bandbreedtes wordt vooral bepaald door de mate van elektriciteitsexport en de productie van duurzame brandstoffen. Het personenvervoer en weglogistiek zal vanwege de technische mogelijkheden en kosteneffectiviteit voor het allergrootste gedeelte elektrisch worden, met een snelle groei al in de komende jaren. Ook speelt verduurzaming van de warmtevoorziening door het vervangen van de cv-ketel op aardgas door een warmtepomp een belangrijke rol in de gebouwde omgeving. Zowel op de korte als lange termijn zitten er grote verschillen in het verwachte elektriciteitsverbruik van de industrie. Op de korte termijn komt dat door schommelende energie- en CO_2-prijzen, (nog) hoge aanschafkosten van elektrische apparatuur en onzekerheid over tijdige beschikbaarheid van netinfrastructuur en volledig duurzame stroom. Deze factoren zorgen voor een onzeker tempo van elektrificatie, ook bij andere sectoren. Op de lange termijn bestaat de onzekerheid in het elektriciteitsverbruik van de industrie met name uit de mate waarin er duurzame grond- en brandstoffen geproduceerd gaan worden in Nederland. Dit is met name afhankelijk van de internationale marktontwikkelingen voor deze stoffen. Door de omvang van de industrie is de systemische impact van deze verschillen groot.

Om in 2030 aan de nationale en Europese doelstellingen te voldoen, is veel extra aanbod en met name extra vraag en flexibiliteit nodig. Het doel van de emissiereductie is verhoogd van 49% naar 55% en voor de industrie is er een nieuwe groene waterstofdoelstelling vanuit de EU. Deze doelen vragen om een reductie van de fossiele elektriciteitsproductie van 35 naar circa 17 TWh[4] en verhogen de elektriciteitsvraag van 164 TWh naar circa 183 TWh.[5] Het vervangen van fossiele brandstoffen door CO_2-vrije elektriciteit is namelijk in het algemeen een efficiënte vorm van CO_2-reductie en besparing op het primaire energiegebruik. TNO heeft in het rapport 'Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030' berekend dat zowel de elektriciteitsvraag als het elektriciteitsaanbod achter zouden blijven op de doelstellingen. Sindsdien zijn er onder andere met de voorjaarsbesluitvorming maatregelen geformuleerd om het emissiereductiedoel te realiseren. Dit helpt ook het gat te dichten dat TNO heeft gesignaleerd in de ontwikkeling van de vraag naar en het aanbod van CO_2-vrije elektriciteit. Evengoed zijn er mogelijk meer inspanningen nodig om de ontwikkeling van de elektriciteitsketen op peil te houden, ook met het oog op 2035.

Een CO_2-vrije elektriciteitsketen in 2035 betekent niet dat de ontwikkeling van de elektriciteitsketen dan al klaar is. De keten zal verder moeten groeien om verdergaande elektrificatie in de verschillende sectoren te kunnen accommoderen. De druk op de elektriciteitsketen zal met name tussen 2030 en 2040 groot zijn, onder andere vanwege de 2035-doelstelling en een CO_2-vrije grote industrie in 2040 op basis van de aanscherping van het ETS-plafond. Richting 2030 wordt duidelijker wat de energiesysteemstrategie van de buurlanden wordt en hoe internationale markten voor CO_2-vrije energiedragers zich ontwikkelen. Ook wordt dan duidelijker hoe met name de energie-intensieve industrie zich hiertoe zal verhouden. Vanaf dan kan het kabinet ook een nauwkeurigere koers uitzetten voor de verdere ontwikkeling van de elektriciteitsketen tussen 2035 en 2050.

De gewenste ontwikkelrichting op hoofdlijnen

De elektriciteitsketen zal als 'motor' van de energietransitie fungeren de komende jaren. Maximale doorgroei van CO_2-vrije opwek (wind-, zon- en kernenergie) is wenselijk om directe elektrificatie maximaal mogelijk te maken. Dit zal voor alle sectoren de belangrijkste of een van de belangrijkste verduurzamingsroutes zijn. De technische mogelijkheden daarvoor zijn er voor een groot deel al. De opschaling van opwek en elektrificatie kan de komende jaren dan ook al goed op stoom komen. De opschaling van CO_2-vrije opwek is ook van belang om de 'tekorten' te verkleinen die met relatief kostbare CO_2-vrij regelbaar productievermogen (elektriciteitscentrales) ingevuld moeten worden. Ook omdat er op de korte en middellange termijn naar verwachting geen overvloed aan CO_2-vrije energiedragers

[3] *Vergelijkende analyse systeemstudies en scenario-analyses energiesysteem, Quintel en Witteveen + Bos (2023)*

[4] *Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030, TNO (2022).*

[5] *Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030, TNO (2022), geactualiseerd op basis van de 42,5% REDIII-doelstelling en gecorrigeerd met een maximum van 16 TWh aan binnenlandse elektrolyse.*

beschikbaar zal zijn. Mogelijkheden voor groene waterstofimport zullen naar verwachting nog beperkt zijn en nodig voor het realiseren van de Europese doelstellingen voor de industrie. Nieuwe kerncentrales zullen niet eerder dan 2035 beschikbaar zijn. Ook de beschikbaarheid van biogrondstoffen is beperkt en deze worden bij voorkeur gebruikt voor meer essentiële toepassingen als grondstof in de chemie en in brandstof voor zwaar transport. Blauwe waterstof zal voor regelbaar productievermogen een belangrijke energiedrager zijn. Toch is het ook van belang de inzet hiervan zo veel mogelijk te beperken, vanwege de beperkte Carbon Capture and Storage (CCS)-capaciteit en de kostbaarheid ervan. Maximale doorgroei van de productiecapaciteit voor CO_2-vrije elektriciteit uit zon en wind is ook nodig om met elektriciteit voldoende groene waterstof te kunnen produceren. Dit geldt voor de korte en middellange termijn met name voor toepassingen in de industrie en uiteindelijk ook voor regelbaar productievermogen.

De keuze voor een CO_2-vrije elektriciteitsketen in 2035 geeft richting en duidelijkheid aan de benodigde uitbouw van de keten. Het kabinet zal in de uitwerking die hierop volgt, specifiek verkennen wat er aanvullend nodig is om de ombouw van regelbaar productievermogen te versnellen. Ook verkent het kabinet hoe fossiele gascentrales eventueel als back-up kunnen fungeren om de leveringszekerheid en de betaalbaarheid te borgen. Naar verwachting zijn mogelijkheden voor netto-import van elektriciteit vanuit buurlanden beperkt. Daarom past bij de uitbouw van de keten ook het streven om op jaarbasis in de binnenlandse vraag naar elektriciteit te kunnen voorzien. Wel wordt het nog meer van belang om voldoende strategische interconnectie met buurlanden te hebben ten behoeve van de leveringszekerheid en betaalbaarheid, ook op (Noord-West) Europees niveau. Het gaat dan om interconnectie met landen met complementaire opwek- en gebruiksprofielen. Gegeven het productiepotentieel op de Noordzee is rekening houden met netto-export van elektriciteit op de lange termijn in de dimensionering van het elektriciteitssysteem voorstelbaar. Het kabinet zet zich er om deze redenen dan ook voor in om afspraken te maken over onder andere binnenlands productievermogen, strategische interconnectie en verdeling van maatschappelijke lusten en lasten van export en doorvoer. Dit in EU-verband en specifiek binnen pentalateraal- (Nederland, België, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg) en Noordzee-verband (naast hiervoor genoemde landen ook Denemarken, Ierland, Noorwegen, Zweden en het Verenigd Koninkrijk). Het kabinet zal hierbij ook pleiten voor een gedeelde inzet op een CO_2-vrije elektriciteitsketen in 2035 zodat een 'waterbedeffect' in de CO_2-uitstoot zoveel mogelijk voorkomen wordt. Het kabinet verkent hoe dit in samenhang met het ETS geïnstrumenteerd kan worden.

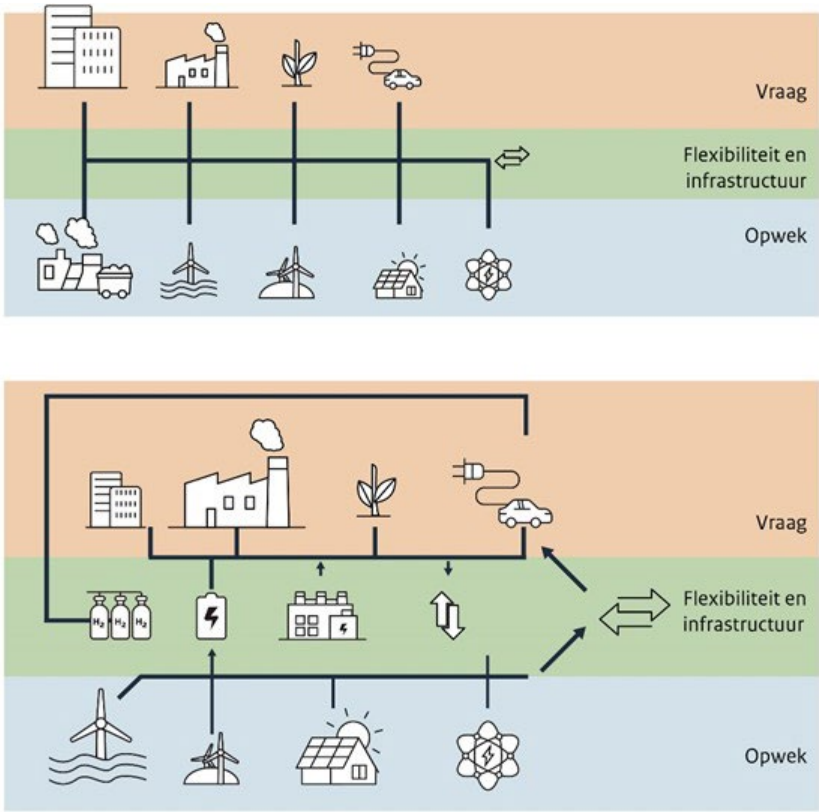
De doelstellingen voor zowel 2030 als 2035 zorgen ervoor dat er de komende jaren een maximale doorgroei van CO_2-vrije opwek nodig is. Om de business case voor CO_2-vrije opwek op peil te houden en de doelstellingen in zicht te houden, is ook een bijpassende vraagontwikkeling nodig. Zowel bij nieuwe als bij bestaande vraag is flexibilisering van groot belang. Flexibele vraag in de vorm van aangepaste processen en hybridisering heeft namelijk een heel belangrijke rol in het verkleinen van de behoefte aan (kostbaar en moeilijk te realiseren) regelbaar productievermogen en het maximaal benutten van de variabele opwek uit wind en zon. Aangepaste processen zijn bijvoorbeeld op andere momenten produceren, laden van elektrisch vervoer en gebruik van warmtepompen. Hybridisering wil zeggen het uitwisselbaar produceren en gebruiken van waterstof en warmte afhankelijk van beschikbaarheid van elektriciteit. Zonder een substantiële ontwikkeling van flexibele vraag, is de opgave voor 2030 en 2035 nagenoeg onmogelijk om te realiseren. Het kabinet zal zich hier dan ook stevig voor inzetten. Ook verdere ontwikkeling van elektriciteitsopslag, strategische interconnectie met buurlanden en waterstofproductie en opslag voor de balans tussen vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem zijn van belang. Bij curtailment – ofwel het 'afknijpen' van te veel productie van elektriciteit bij de bron, ook wel omlaag regelbaar productievermogen – is er vaak een negatieve connotatie met energieverspilling. Toch is curtailment juist een nuttige vorm van flexibiliteit. Met name wanneer er anders netcongestie zou ontstaan en/of het (economisch) potentieel van andere flexibiliteitsvormen om overschotten op te vangen al volledig benut is. Ook in het verkleinen van de vraag naar andere, meer kostbare vormen van aanbodflexibiliteit, kan het zogenaamd overdimensioneren van CO_2-vrije opwek gecombineerd met curtailment een maatschappelijk wenselijke strategie zijn. Dit verdient nog nader onderzoek. Vanuit een energiesysteem-perspectief en weging van publieke belangen is er een gebalanceerde stimulering nodig van de verschillende, deels concurrerende, flexibiliteitsoplossingen.

Na 2035 is de benodigde ontwikkeling van de elektriciteitsketen veel onzekerder. Tussen 2035 en 2040 zal er vooral een uitbouw zijn voor verdere elektrificatie in alle sectoren. Zo moet de grote industrie vanuit het ETS ook naar 0 emissies gaan in 2040. Vanaf 2035 en met name tussen 2040 en 2050 kan er nog een zeer grote vraag ontstaan naar elektriciteit, als de

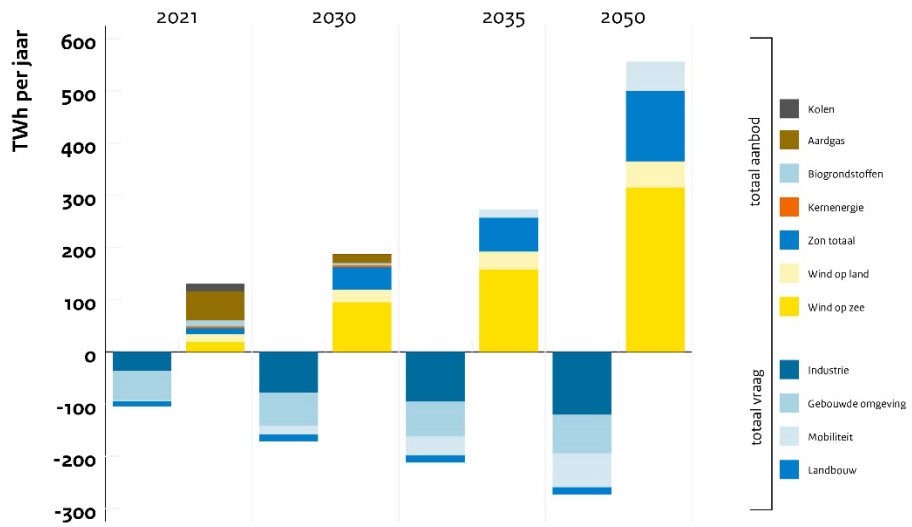
huidige vraag naar brandstoffen voor de zeevaart en luchtvaart in grote mate in Nederland geproduceerd zal worden. Het kabinet zal dus moeten bezien in hoeverre het streeft naar een zo groot mogelijke elektriciteitsvoorziening voor de productie van brandstoffen voor internationale lucht- en zeevaart en/of export van substantiële volumes elektriciteit naar omringende landen. Ervan uitgaande dat dat de productiepotentiëlen in omliggende landen beperkter zijn. Voor een deel is dit niet een keuze die het kabinet kan maken, bedrijven kiezen immers zelf wat en voor wie ze produceren. Toch heeft het kabinet wel een zeer belangrijke faciliterende rol, onder andere in de vorm van vergunningen, financiering, ruimtelijke planvorming en tenders. Het kabinet kan er dus wel voor kiezen om een ontwikkeling wel of niet actief te stimuleren. Het kabinet gaat uit van de huidige omvang van sectoren in Nederland met bijbehorende energievraag en de wenselijkheid om buurlanden met minder productiepotentieel in CO_2-vrije elektriciteit te kunnen voorzien. Daarom gaat het kabinet voor nu uit van een maximale uitbouw van de elektriciteitsketen. Dit ziet het kabinet als een robuust uitgangspunt: eventuele verzonken kosten van de voorbereiding hierop zijn naar verwachting minder hoog dan wanneer deze uitbouw nodig blijkt te zijn en er geen voorbereidingen zijn geweest. Het produceren van brandstoffen of het exporteren van elektriciteit van grote invloed op de fysieke structuur van het energiesysteem, met name op de infrastructuur. Daarom streeft het kabinet ernaar om hier richting 2030 een standpunt in te bepalen wanneer de onzekerheden naar verwachting minder groot zijn.

De verwachte en gewenste stijging van de vraag naar en productie van elektriciteit tussen nu en 2050 zal een ongekende belasting voor de elektriciteitsinfrastructuur met zich meebrengen. Tot nu toe was de elektriciteitsinfrastructuur altijd volgend aan de behoefte aan transportvermogen. In een energiesysteem dat zich steeds verder uitbreidde en ruimtelijk niet al te grote implicaties had, was dit haalbaar. De energietransitie vraagt echter om schaalsprongen op de verschillende niveaus van de elektriciteitsinfrastructuur. De netbeheerders lopen nu al tegen enorme uitvoerbaarheidsproblemen aan voor ruimtelijke inpassing, tekort aan arbeidskracht en schaarste aan materialen. Het is dan ook onmogelijk om door te gaan met de manier waarop de elektriciteitsinfrastructuur nu wordt gebruikt en ontwikkeld (in ieder geval tijdens de duur van de transitie). Daar komt bij dat het kabinet de huidige manier van gebruik en ontwikkeling van de infrastructuur ook niet langer maatschappelijk optimaal acht, met name in het licht van duurzaamheid, betaalbaarheid en leefomgevingskwaliteit. Het kabinet streeft de volgende wijzigingen na: 1) een grotere nadruk op de effecten op de infrastructuur bij keuzes in het energiesysteem, 2) een meer geïntegreerde ontwikkeling en ruimtelijke sturing van vraag en aanbod, 3) grotere prikkels voor efficiënter netgebruik en 4) een meer geplande uitrol van netuitbreidingen door netbeheerders.

Richtpunten voor de ontwikkeling van de elektriciteitsketen



Figuur 1. Zeer versimpelde weergaven van de elektriciteitsketen nu (boven) en in 2050 (onder) inclusief omvang en onderlinge verhoudingen van de ketenonderdelen



Figuur 2. Richtwaardes voor ontwikkeling van vraag naar en aanbod van elektriciteit

Tabel 2. Richtwaardes voor ontwikkeling van vraag naar en aanbod van elektriciteit

TWh per jaar	2021	2030	2035	2050
Totaal finale vraag	**104**	**171**	**192**	**273**
Industrie	36	78	95	120
Gebouwde omgeving	56	63	67	74
Mobiliteit	2	17	36	65
Landbouw	10	13	14	14
Totaal primair aanbod	**131**	**187**	**271**	**556**
Wind op zee	19	95	158	315
Wind op land	15	24	34	50
Zon totaal	11	43	65	135
Kernenergie	4	4	16	56
Biogrondstoffen	11	4	0	0
Aardgas	56	17	0	0
Kolen	15	0	0	0

Tabel 3. Indicatieve capaciteitsontwikkeling voor CO_2-vrij productievermogen

GW	2021	2030	2035	2050
Wind op zee	2,5	21	35	*72*
Wind op land	5,3	8,8	12	17
Zon totaal	14,4	59,3	98	172
Kernenergie	0,5	0,5	2	7

Alle 2021-getallen komen uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022. Uitzondering daarop is de totale vraag en aanbod waarvan de bron het CBS is. Andere uitzonderingen zijn de getallen voor wind op zee en wind op land: daarvan zijn de bronnen respectievelijk het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) en de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).

Voor 2030 komen de getallen voor de finale elektriciteitsvraag uit de sectorale transitiepaden. Voor het primaire aanbod komen vrijwel alle getallen uit de TNO-analyse Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030. De getallen voor wind en zon op land komen uit de RES-monitor 2022. Daarbij is alleen opgenomen wat al een wind- of zonbestemming heeft gekregen, waarmee het totaal uitkomt op circa 50 TWh. Het RES-bod is een ambitieuze opgave, uitgaande van de benodigde randvoorwaarden voor daadwerkelijke realisatie. Desalniettemin is de realisatie zeer gewenst, vanwege het benodigde totaal aan CO_2-vrij productievermogen. De kabinetsinzet is daarnaast dat in 2031 21 GW aan wind op zee gerealiseerd is, in de tabel is dit weergegeven in het getal voor 2030. Dit resulteert in circa 95 TWh aan elektriciteitsproductie. Elektriciteitscentrales op kolen zijn verboden in 2030 en de verlaagde inzet van centrales op aardgas is in lijn met de klimaatdoelstelling.

Voor 2035 geldt de kabinetsdoelstelling voor een emissieloze elektriciteitsketen. Dit betekent dat de productie van elektriciteit uit kolen en aardgas (zonder CCS) dan niet meer mogelijk is. De kabinetsdoelstelling is zeer recent vastgesteld; er zijn nog geen doorrekeningen opgesteld voor wat dit qua ophoging van het CO_2-vrije productievermogen moet betekenen. Ook niet omdat de vraagontwikkeling vanuit de sectoren nog onbekend is. Het kabinet zal dit verder onderzoeken. De opschaling van wind op land en zon volgt uit het Klimaatakkoordscenario dat gehanteerd wordt in de investeringsplannen van de netbeheerders. Vanaf 2032 zal een deel van de elektriciteitsproductie op zee in toenemende mate (direct) omgezet worden naar waterstof. Zo kunnen overschotten in elektriciteitsproductie door middel van elektrolyse alsnog een waarde/toepassing in het energiesysteem krijgen. Door dit zo dicht mogelijk bij de bron om te zetten, is het niet nodig om elektriciteitsinfrastructuur aan te leggen voor omzetting elders (op land). Het kabinet zet daarnaast in op de bouw van twee nieuwe kerncentrales. De eerste wordt rond 2035 verwacht, waarmee in 2035 maximaal 2 GW (15,8 TWh) aan kernenergie beschikbaar zal zijn (incl. de bestaande BDV Borssele centrale). Het is zeer wenselijk dat deze nieuwe

kerncentrale er in 2035 komt, en snel daaropvolgend de tweede. Dit om de benodigde hoeveelheid elektriciteitscentrales op waterstof te beperken. De tweede kerncentrale brengt het totale vermogen op 3,5 GW in totaal (27,8 TWh) en zal uiterlijk in 2040 gerealiseerd zijn. Vanaf 2035 is een groter wordend verschil tussen primaire productie en finaal gebruik zichtbaar. Dit komt doordat de productie van warmte en waterstof met gebruik van elektriciteit toeneemt. Tegelijkertijd neemt het algehele verschil tussen primaire productie en finaal gebruik in het energiesysteem af door elektrificatie van de fossiele brandstofvraag en vervanging van fossiele elektriciteitsproductie. Dit is niet zichtbaar in de bovenstaande tabel.

Voor 2050 is de elektriciteitsvraag ook afkomstig van de sectorale transitiepaden, waarin de elektrificatie van de energievraag hoog is. Het primaire aanbod is gebaseerd op de hoogste ii3050 scenario's.[6] Het kabinet acht het robuuster voor de beleidsinzet om van relatief hoge verwachtingen uit te gaan. Daar horen wel de voorbehouden bij dat de daadwerkelijke streefmix nader gepreciseerd moet worden, dat de realisatie onder andere afhankelijk is van ruimtelijke inpasbaarheid en dat (bij voorkeur) sterkere energiebesparing en veranderingen in economische ontwikkelingen tot lagere waarden kunnen leiden. Voor de aanbodkant is het wind op zee-getal de huidige kabinetsdoelstelling. Deze is gebaseerd op wat maximaal inpasbaar is in het energiesysteem, met oog voor andere functies op de Noordzee. Het getal voor wind op land komt overeen met het gemiddelde van het scenario Nationaal Leiderschap (NAT) en het scenario Decentrale Initiatieven (DEC) van ii3050, wat past bij de meer decentrale/lokale rol van wind op land in het elektriciteitssysteem. Desalniettemin is de inpassing van wind op land in de leefomgeving een uitdaging. Daarom wil het kabinet met medeoverheden en netbeheerders, georganiseerd in RES-verband, in gesprek over de mogelijke doorontwikkeling van hernieuwbaar op land na 2030. In het hoge elektrificatiescenario van ii3050 komt een doorgroei van zon-pv naar voren naar circa 135 TWh, exclusief zon op water. Hierbij is een uitwisseling mogelijk tussen zon op grond en zon op dak en infrastructuur. Ook hierover wil het kabinet verder met medeoverheden in gesprek gaan. Hoe zon op zee de verhouding tussen verschillende zon-pv-toepassingen en de rest van de energiemix verder kan veranderen is nog onduidelijk vanwege de nog onzekere technologische mogelijkheden en ecologische aspecten. Zon op zee is qua profiel in essentie een goede aanvulling op wind op zee. Daardoor is het mogelijk dezelfde elektriciteitsinfrastructuur te gebruiken als die al voor wind op zee uitgelegd wordt. Kernenergie is van belang voor de robuustheid van het elektriciteitssysteem, zowel vanwege diversificatie als het bieden van basislastvermogen. Een doorontwikkeling naar circa 7 GW in 2050 is dan ook voorstelbaar, in te vullen met meer grote centrales en/of kleine, modulaire reactoren. Een veel grotere doorgroei van kernenergie richting 2050 acht het kabinet niet logisch: een groot deel van het variabele productievermogen en de flexibiliteit zal al in 2035 ontstaan. Het totale productievermogen in 2050 komt met deze ambitieuze richtgetallen uit op wat naar verwachting nodig zal zijn, wat past bij het streven voorbereidingen voor het maximale te treffen.

Wat niet naar voren komt in het hiervoor genoemde vraag- en opwekvermogen, is de behoefte aan flexibiliteit. In het elektriciteitssysteem moet ieder moment vraag en aanbod gelijk aan elkaar staan. De zogenaamde 'residuele vraag' – dat is de vraag op een bepaald moment minus het aanbod van wind- en zonenergie – laat zien wat de behoefte aan flexibiliteit is. Scenariostudies geven uiteenlopende inschattingen van wat deze residuele vraag is en wat de verwachte capaciteit is van flexibiliteitstoepassingen om hieraan bij te dragen. Voor 2030 lopen schattingen uiteen van vraag-aanbodverschillen van ongeveer 17-26 GW aan 'tekorten' tot 11-57 GW aan 'overschotten'. Voor 2050 lopen de bandbreedtes nog veel meer uiteen, namelijk van 13-37 GW aan 'tekorten' tot 38-142 GW aan 'overschotten'. Ook de mogelijke bijdrage van verschillende flexibiliteitstoepassingen hieraan loopt in verwachtingen uiteen. Voor het opvangen van 'tekorten' is het volgende nodig: import, het omlaag regelen van de vraag, het ontladen van elektriciteitsopslag (bijvoorbeeld grote batterijen of batterijen in elektrische voertuigen) en regelbaar productievermogen in de vorm van elektriciteitscentrales (op waterstof). Ook de inzet van kerncentrales beperkt de omvang van de tekorten. Voor het opvangen van 'overschotten' is het volgende nodig: export, het omhoog regelen van de vraag, het laden van elektriciteitsopslag, het inzetten van e-boilers en warmtepompen (power-to-heat) in de industrie en gebouwde omgeving, elektrolyse (power-to-hydrogen) en curtailment. Deze vormen van flexibiliteit kennen een onderlinge verhouding, bijvoorbeeld doordat de ene goedkoper is dan de andere, of dat de ene langer achter elkaar ingezet kan worden dan de

[6] *Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, Netbeheer Nederland (2023).*

andere, maar ze zijn allemaal nodig. De opschaling daarvan moet nu al plaatsvinden, in gelijk tempo met de opbouw van de vraag- en aanbodkant. Voor bidirectioneel laden van elektrisch vervoer, power-to-heat in de gebouwde omgeving en industrie geldt dat de technische potentie groot is en dit naar verwachting kosteneffectieve vormen van flexibiliteit zijn. Dit geldt ook in het algemeen voor het kunnen op- en afregelen van de vraag afhankelijk van het aanbod. Toch wordt de rol van deze technieken over het algemeen laag ingeschat in scenariostudies. Dit komt door de praktische uitdagingen voor het ontsluiten van dit flexibele vermogen. Hier is dus met urgentie extra aandacht voor nodig.

Er zijn een aantal grote veranderingen en/of doorbraken mogelijk die de geschetste gewenste ontwikkelrichtingen substantieel kunnen veranderen. Voorbeelden hiervan zijn de importmogelijkheden voor groene waterstof (met name richting 2030 en 2035), de doorontwikkeling van nieuwe innovatieve technieken zoals zon-pv op zee (waarvan in 2030 3 GW wordt gerealiseerd), zon-pv geïntegreerd in daken en gevels, lange termijn elektriciteitsopslag en kleine modulaire kernreactoren. Ook andere factoren hebben potentieel een groot effect op de geschetste ontwikkelrichtingen. Bijvoorbeeld veranderingen in de omvang en aard van de industrie in Nederland, grote stappen in energie-efficiëntie, circulariteit en de vraag- en aanbodontwikkeling in buurlanden. Dit laat vooral zien dat de bovenstaande streefgetallen op basis van inschattingen geen absolute zekerheid zijn. De getallen dienen dan ook als indicatie voor de orde van grootte van de veranderingen. Daarmee kunnen overheidsbeleid en marktinvesteringen richting krijgen. Tegelijkertijd moeten in een weerbarstige transitie alle relevante partijen flexibel kunnen inspelen op veranderingen. Het is hierbij nodig een balans te vinden tussen enerzijds koersgericht en anderzijds adaptief handelen. Dit vergt een risicoafweging van de lasten van het niet maken van een keuze versus de lasten van het maken van een keuze die mogelijk achteraf suboptimaal is. Monitoring van de daadwerkelijke ontwikkelingen en eventuele bijsturing als gevolg daarvan is de komende jaren van groot belang (zie werkdocument A, hoofdstuk 3).

Uitgangspunten die volgen uit de schetsen

- Inzetten op een maximale uitbouw van de elektriciteitsketen tussen nu en 2035. Dit maakt directe elektrificatie en waterstofproductie mogelijk in lijn met Europese en nationale klimaat- en energiedoelstellingen en een goed functionerend elektriciteitssysteem.
- Voorbereiden op hoge scenario's voor de elektriciteitsketen in 2050 (het eindbeeld). Deze koers richting 2030 herzien, met name in het licht van internationale ontwikkelingen zoals de marktontwikkeling voor waterstof(afgeleiden) en de energieplannen van buurlanden.
- Stimuleren van de ontwikkeling van een gebalanceerd flexibiliteitsportfolio. In het bijzonder voor de elektriciteitsvraag is het van groot belang dat bij de ontwikkeling hiervan flexibilisering gelijk wordt meegenomen.
- Zo veel mogelijk komen tot een planmatige en gebiedsgerichte aanpak (op verschillende schaalniveaus) van vraag, aanbod en infrastructuur. Daarnaast stimuleren van efficiënt gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur.

1.3. Uitwerking van de gewenste ontwikkelrichting

Gewenste ontwikkeling van de elektriciteitsvraag

In het Klimaatakkoord lag de focus op het reduceren van emissies. De 'elektriciteitssector' werd daarbij als opzichzelfstaande sector behandeld, waardoor onder andere de aanpak vanuit het klimaatakkoord voor het reduceren van emissies binnen de gebouwde omgeving zich alleen richt op de gebouwgebonden vraag naar aardgas en het reduceren van emissies bij mobiliteit alleen op het gebruik van brandstoffen. Vanuit het perspectief van een goed functionerend energiesysteem – het perspectief van het NPE – is het echter van belang om naar de gehele 'energiehuishouding' in de vraagsectoren te kijken. Dit perspectief wordt in de hierop volgende sectorbeschrijvingen gehanteerd.

Industrie

Met het ETS is het niet langer de vraag óf de industrie gaat verduurzamen, maar wanneer de industrie gaat verduurzamen. Vanwege de noodzaak voor een gebalanceerd elektriciteitssysteem, is dit één van de belangrijkste uitdagingen voor de elektriciteitsketen. Door de ambitieuze keuze voor een CO_2-vrij elektriciteitssysteem in 2035 is het nog belangrijker dat het transitiepad voor de industrie (als de toekomstige grootste gebruiker van elektriciteit) hierbij past.
Vanuit Europese doelstellingen moet al 42% van de in de industrie ingezette waterstof in 2030 groen zijn. In 2035 stijgt dit naar 65%. De vraag naar groene waterstof in de industrie en de vraag naar waterstof voor regelbaar opwekvermogen in elektriciteitscentrales (vanuit de

kabinetsdoelstelling van nul emissies in 2035) concurreren daarmee als het ware met elkaar. Door de verplichte groene waterstofafname voor de industrie is het van belang dat de ontwikkeling van elektrolysecapaciteit erop gericht is om dit doel te realiseren. De verwachting is namelijk dat de importmogelijkheden voor groene waterstof in ieder geval tussen 2030 en 2035 nog onzeker zijn. Het is wel aannemelijk dat import van groene waterstof in de vorm van ammoniak vanaf 2030 op grote schaal mogelijk is, maar dit is niet voor alle waterstofgebruikers even gemakkelijk toe te passen. Dit betekent dat tussen 2030 en 2040 voor elektriciteitscentrales naar verwachting nog een aanzienlijke hoeveelheid blauwe waterstof nodig is om aan de klimaatdoelstellingen te kunnen voldoen.

Het kabinet zet zich in om een vraagontwikkeling na te streven die past bij de uitrol van duurzame opwek (met name wind op zee) in het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie en specifiek in de maatwerkafspraken met de twintig grootste industriële uitstoters. Uit de huidige prognoses blijkt namelijk dat de industrie veelal haar processen gaat elektrificeren en waterstof met name als grondstof gaat gebruiken, overeenkomstig met de beleidsmatig geprefereerde verduurzamingsroute. De industrie gaat daarnaast naar verwachting duurzame brandstoffen produceren voor mobiliteit, waarvoor ook (groene) waterstof nodig is. Het optimaal faciliteren van 'power purchase agreements' (een maatwerkovereenkomst tussen een duurzame elektriciteitsproducent en een zakelijke afnemer) zoals voorgesteld vanuit de EU, draagt bij aan een meer samenhangende ontwikkeling van de industriële elektriciteitsvraag en de ontwikkeling van grootschalige opwek (zoals wind op zee). Hiermee neemt de financiële zekerheid voor het energieproduct (verzekerde afname voor een bepaalde prijs) en de energievrager (stabielere elektriciteitsprijs) toe.

Bij de vraagontwikkeling in de industrie moet ook de flexibilisering van de vraag meegenomen worden, bijvoorbeeld op het gebied van aangepaste processen, elektriciteitsopslag, power-to-heat en hybridisering van processen. Voor de industrie kan dit kostenvoordelen opleveren, terwijl het voor het nationale systeem als geheel de noodzaak tot kostbare en moeilijk te realiseren investeringen in CO_2-vrij regelbaar productievermogen beperkt en rentabiliteit van hernieuwbare opwek verbetert bij nuttige aanwending. Uit de TNO-studie naar flexibiliteit in het elektriciteitssysteem[7] blijkt dat de potentie voor de industrie om bij te dragen aan de noodzakelijke flexibiliteit in 2030 groot is vanwege de inzetbaarheid van power-to-heat. Het kabinet zet zich in om eventuele belemmeringen hiervoor weg te nemen, zoals de ogenschijnlijke spanning tussen prikkels vanuit de balanshandhaving en prikkels vanuit efficiënt gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur (zie paragraaf over flexibiliteit). Tegelijkertijd wil het kabinet marktpartijen wijzen op de financiële kansen die gemoeid zijn met de flexibelere vraag. Dynamische energiecontracten kunnen de gemiddelde prijs die men betaalt voor elektriciteit verlagen. Bij een inflexibele vraag wordt de gemiddelde elektriciteitsprijs voor iedereen uiteindelijk hoger. De potentie van andere vormen van regelbaar vraagvermogen binnen de industrie (ook wel demand-side-response) en met name het op- en afregelen van processen is nog beperkt in kaart gebracht. Het kabinet liet hiervoor onlangs een methodiek ontwikkelen en wil dit snel toepassen.[8] De methodiek moet ook de mogelijkheden van een flexibele vraag bij de industrie beter in kaart brengen. Deze vorm van flexibiliteit kent relatief lage investeringskosten, maar kan gepaard gaan met relatief hoge operationele kosten. Daarmee is dit een oplossing voor het beperkte aantal uren van hoge residuele vraag waar anders kapitaalintensieve elektriciteitscentrales voor nodig zijn.[9] Het kabinet wil de ontsluiting hiervan in het kader van het Nationaal Programma Verduurzaming Industrie verder verkennen.

Elektrificatie is de voornaamste verduurzamingsroute voor de verspreide, kleinschalige industrie, de zogenaamde Cluster 6-bedrijven en andere (mkb-)bedrijven met industriële warmteprocessen. Het is van belang dat deze bedrijven in hun verduurzamingsplannen rekening houden met eigen of nabijgelegen vormen van duurzame elektriciteitsopwekking. Dit verkleint de vraag naar transport en daarmee elektriciteitsinfrastructuur. Deze vraag kan verder verkleind worden door flexibiliteitsoplossingen te betrekken op individueel niveau of bijvoorbeeld op het niveau van bedrijventerreinen. Deze aanpak biedt mogelijk kansen om tegen lagere kosten in de eigen energiebehoefte te voorzien. Met het oog op de grote uitbreidingsopgave van de elektriciteitsinfrastructuur is het wenselijk dat Cluster 6-bedrijven

7 *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, TNO (juli 2023)*
8 *Cluster Energie Strategieën uitvraagmethodiek, Kalavasta (2023)*
9 *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, TNO (juli 2023)*

vroegtijdig met netbeheerders in gesprek gaan over hun verduurzamingsplannen. Door zoveel mogelijk in één keer of in ieder geval met oog op het einddoel te verduurzamen, is de kans op vertraagde aansluiting en uitbreiding kleiner. Het kabinet doet ook een beroep op de maatschappelijke verantwoordelijkheid van bedrijven om alleen bij concrete verduurzamingsplannen transportcapaciteit aan te vragen. Zo kunnen langere wachtlijsten en grotere transportschaarste geminimaliseerd worden en daarmee de bijbehorende maatschappelijke problemen en kosten van de infrastructuur te beperkt worden. Het kabinet geeft vanuit dit oogpunt in de nationale plannen voor de industrie ruimte aan lokale of regionale differentiatie in het tempo van verduurzaming. Dit om te voorkomen dat bedrijven klem komen te zitten en er een (in de tijd) onuitvoerbare uitbreidingsbehoefte van de elektriciteitsinfrastructuur ontstaat. Ook is het kabinet van plan om lokale oplossingen te faciliteren die bijdragen aan de verduurzamingsbehoefte van Cluster 6-bedrijven door het aangekondigde stimuleringsprogramma voor energiehubs (zie werkdocument B, hoofdstuk 5).

Gebouwde omgeving

Voor de gebouwde omgeving bestaat de huidige vraag naar elektriciteit vooral uit het gebruik van apparaten, namelijk ongeveer 52 TWh (186 PJ). De vraag naar elektriciteit voor warmteproductie bestaat nu uit iets meer dan 6 TWh (21,6 PJ). Dit is vrijwel geheel voor individuele warmteproductie en nog nauwelijks voor de opwaardering van collectieve warmte. Richting 2050 gaat met name de elektriciteitsvraag voor warmte en koude sterk veranderen. Volgens de scenario's voor de gebouwde omgeving zal de totale elektriciteitsvraag voor verwarmen en koelen in 2050 rond de 19-25 TWh (70-90 PJ) liggen. Hiervan is circa 17 tot 22 TWh (60 tot 80 PJ) voor individuele warmteoplossingen, circa 2 tot 6 TWh (6 tot 21 PJ) voor de opwaardering van collectieve warmte en ongeveer 3 TWh (10 PJ) voor warmtekoeling. Vooral de ontwikkeling van koudevraag is nog onzeker en kan hoger uitkomen. Inclusief elektriciteitsgebruik voor apparaten komt de gebouwde omgeving qua primaire elektriciteitsvraag uit op ongeveer 72 tot 83 TWh (260 tot 300 PJ). Bij de vraag naar elektriciteit voor het gebruik van apparaten is niet van een netto verandering uitgegaan. In principe mag hier een verlaging verwacht worden door de continue verhoging van de benchmark voor energie-efficiëntie vanuit Europese regelgeving. Tegelijkertijd leidt hogere energie-efficiëntie van apparaten vaak ook tot een terugslageffect. Consumenten installeren hierdoor meer apparaten, zoals extra lampen of 'gemaksapparatuur' zoals een wasdroger. Verdergaande digitalisering vergroot de elektriciteitsvraag van apparaten, maar dit is nog niet meegenomen in de hiervoor genoemde schattingen.

De verduurzamingsaanpak van de gebouwde omgeving richt zich vooral op de warmtevraag. Vanuit het perspectief van een goed functionerend energiesysteem is het van belang om breder te kijken. Voor de elektriciteitsketen betreft dit: zon op dak, laadfaciliteiten en elektrisch voertuigen bij gebouwen, apparatuur en elektrische (hybride) warmtepompen voor verwarming en koeling. Vanuit infrastructuurperspectief is een wijkgerichte aanpak van belang, waarin naast verwarming ook de andere te verduurzamen energievraag zo veel als mogelijk wordt betrokken. Een integraal energiesysteemperspectief kan hierbij leiden tot efficiëntere keuzes. Bijvoorbeeld collectieve warmteopslag in een wijk om zo de dag- en seizoenspieken te verkleinen. Het kabinet beziet hoe dit soort oplossingen die het energiesysteem ontlasten gestimuleerd kunnen worden. Dit komt onder andere de betaalbaarheid en leveringszekerheid ten goede. Een ander voorbeeld van een efficiëntere aanpak is het meer planmatige verzwaren van het elektriciteitsnet per wijk, zoveel mogelijk op basis van het eindbeeld voor de verduurzaming. Gecombineerd met een betere afstemming van vraag en aanbod op wijkniveau, leider ertoe dat er bij (individuele) uitrol van zon op dak, laadfaciliteiten en warmtepompen minder uitvoeringsproblemen of spanningsproblematiek ontstaan. Dit voorkomt ook dat netbeheerders meermaals het net in een wijk moeten aanpakken, wat bijdraagt aan de efficiëntie en uitvoeringsdruk. Om deze redenen wil het kabinet gemeenten faciliteren in een meer integrale aanpak, onder andere door de warmtetransitie mee te nemen in het integraal programmeerproces van het Rijk, de provincies, gemeenten en netbeheerders.

Zoals eerder aangegeven moet zowel de bestaande als nieuwe vraag naar elektriciteit in grote mate flexibel worden. Op dit moment wordt vanuit huishoudens echter nog beperkt ingezet op flexibiliteit; de meeste huishoudens hebben om uiteenlopende redenen een vast leveringstarief, waarbij flexibel gebruik geen financieel voordeel biedt. In principe kunnen alle apparaten in de gebouwde omgeving flexibel ingezet worden. De grootste capaciteit zit echter in (hybride) warmtepompen en de batterijen van elektrische voertuigen. Daar staat tegenover dat bij verdere groei bij de huidige praktijk van inzet juist netoverbelasting dreigt. De huidige praktijk vertoont namelijk een hoge mate van gelijktijdige inzet; warmtepompen worden door temperatuur gedreven, terwijl elektrische voertuigen veelal worden geladen na

thuiskomst of kort voor vertrek. Warmtepompen kunnen in theorie echter flexibel worden ingezet, bijvoorbeeld door (voor)verwarming van de woning bij lage netbelasting tijdens de nacht in de winter. Voor batterijen uit elektrische voertuigen geldt dat ze zowel flexibel elektriciteit zouden kunnen laden als ontladen. Op dit moment zijn echter nog maar weinig elektrische voertuigen en laadfaciliteiten geschikt voor bidirectioneel laden om het (lokale) elektriciteitssysteem te balanceren. Het kabinet zet zich in Europa in voor standaarden voor bidirectioneel laden voor zowel personenvoertuigen als zwaarder vervoer. Vanuit de netcongestieproblematiek werkt het kabinet nu al samen met verschillende partijen om warmtepompen en elektrische voertuigen zo in te zetten dat onnodige piekvraag voorkomen wordt. Het kabinet wil hierbij meer rekening houden met een betere interactie tussen de elektriciteitsbalans en transportcapaciteit. Daarnaast wil het kabinet met energieleveranciers in gesprek over de inzet van energiecontracten waarmee flexibiliteit bij bedrijven en huishoudens gestimuleerd wordt. Het kabinet vindt het hierbij van belang dat voor consumenten zowel mogelijkheden voor actieve deelname als passieve deelname ('ontzorging') aan de elektriciteitsmarkt beschikbaar zijn. Hierbij moet ook zorgvuldig gekeken worden naar de mogelijke gevolgen en risico's voor kleinverbruikers, mede gezien de Europese regelgeving die hierop gewijzigd wordt de komende jaren. Daarnaast is een aandachtspunt hoe te voorkomen dat (dynamische) energietarieven leiden tot lokale netbelasting.

Voor de utiliteitsbouw geldt naast de bovengenoemde aandachtspunten ook dat slimme verbindingen mogelijk zijn met de realisering van de Regionale Energie Strategieën. Zo is netcapaciteit ook een belemmering voor realisatie van het huidige RES-bod van 55 TWh in 2030. Door opwek en vraag dichter bij elkaar te brengen in afstand en profiel, kan zowel de elektrificatie van de utiliteitsbouw (met name bedrijventerreinen) als de realisatie van de RES-opgave beter mogelijk worden gemaakt. Dit vergt een goede samenwerking tussen provincies, gemeenten en marktpartijen. Ook Regionale Ontwikkelingsmaatschappijen kunnen hier een rol bij vervullen. Bijvoorbeeld door een 'energiehub'-benadering, waarbij vraag, aanbod en flexibiliteit in een gebied bij elkaar worden gebracht. Deze aanpak heeft grote potentie om de vraag naar en bijbehorende kosten van transport te verkleinen, de energietransitie te versnellen en nieuwe maatschappelijke en economische kansen te creëren. Met name op bedrijventerreinen is op dit gebied al veel ontwikkeling. Het kabinet zet zich ervoor in om dit maximaal te faciliteren (zie werkdocument B, hoofdstuk 5).

Mobiliteit

De verwachting en inzet van dit kabinet is dat er vanuit deze sector een aanzienlijke elektriciteitsvraag zal ontstaan, zoals ook opgenomen in het transitiepad voor mobiliteit. Waar het directe elektrificatie betreft, heeft dit met name betrekking op het binnenlandse vervoer. Dat komt doordat voor de lucht- en scheepvaart brandstoffen de belangrijkste energiedragers blijven. Het kabinet streeft voor het openbaar vervoer, personenvervoer, zwaar wegtransport, mobiele werktuigen en bestelvervoer hoofdzakelijk de elektrische verduurzamingsroute na. Voor de scheepvaart geldt dat zowel vanuit Europese verplichtingen als vanuit stikstof- en klimaatmaatregelen op verschillende plekken walstroom gerealiseerd wordt om het energiegebruik op schepen te verduurzamen. Daarnaast is de verwachting voor de binnenvaart dat een deel van de schepen kiest voor elektrificatie als duurzaamheidsroute.

Het is van belang om rekening te houden met de beschikbare netcapaciteit om de versnelde elektrificatie binnen de wegmobiliteit uitvoerbaar te houden. Het kabinet zet zich daar binnen de Nationale Agenda Laadinfrastructuur al voor in, door een gebiedsgerichte aanpak en het identificeren van mitigerende maatregelen. Ook maakt het kabinet afspraken met de sector omtrent 'slim laden', waarbij het profiel van laadfaciliteiten zo is ingesteld dat ze geen pieken in de gevraagde transportcapaciteit veroorzaken. Vanwege de substantiële flexibele capaciteit in de batterijen van elektrische voertuigen, wil het kabinet verkennen wat nodig is om dit zoveel mogelijk te ontsluiten. Dit vraagt in ieder geval om het mogelijk maken en standaardiseren van bidirectioneel laden, met oog voor een goede afstemming tussen het bieden van flexibiliteit voor de elektriciteitsbalans enerzijds en het efficiënt gebruiken van de netcapaciteit anderzijds. Huishoudens, bedrijven en andere gebouweigenaren kunnen met de inzet van hun elektrische voertuigen een rol spelen in de energiebalans op het lokale niveau. Dit bijvoorbeeld door het zoveel mogelijk benutten van energie van zonnepanelen op eigen daken. Het kabinet zal ook bekijken wat voor mitigerende maatregelen nodig zijn wanneer door netcongestieproblemen niet aan de geldende normen voldaan kan worden. Denk hierbij onder meer aan een tijdelijke uitzondering op de nul-emissiezone voor vracht- en bestelauto's die in 2025 door gemeenten ingesteld mag worden.

Voor de zeevaart en de luchtvaart geldt dat deze sectoren naar verwachting in ieder geval nog tot en met 2050 voor het merendeel op brandstoffen zijn gebaseerd vanwege de benodigde energiedichtheid. Daarnaast wordt voor het ov, zwaar wegtransport en binnenvaart rekening gehouden met een beperkte hoeveelheid waterstof. Het is nog erg onzeker in hoeverre de waterstof of de waterstofderivaten die hiervoor nodig zijn ook binnen Nederland geproduceerd gaan worden. Het kabinet verwacht richting 2030 beter zicht te hebben op de reële verwachtingen hierbij en daarmee het te verwachten effect op de elektriciteitsketen. Gegeven de omvang van deze sectoren in Nederland acht het kabinet het op dit moment mogelijk dat een deel van die brandstoffen in Nederland geproduceerd gaan worden. Het kabinet houdt hier dan voor nu rekening mee bij de uitbouw van de productiecapaciteit.

Landbouw

De huidige vraag in de landbouw is circa 10 TWh, voornamelijk voor de belichting van gewassen in de glastuinbouw. Momenteel is de glastuinbouw een netto elektriciteitsproducent. Richting 2040 neemt het totale gebruik naar verwachting iets toe naar 14 TWh. De vraag door apparatuur daalt naar verwachting door besparing, terwijl de elektriciteitsvraag voor verwarming stijgt naar circa 4 TWh met name door de inzet van warmtepompen. De glastuinbouw heeft op dit moment een belangrijke rol in het bieden van regelbaar productievermogen met de inzet van gasgestookte warmekrachtkoppelingen (WKK's), die zowel warmte als elektriciteit produceren. Deze functie wordt richting 2030 minder en gaat gezien de verduurzamingsambitie van de sector naar verwachting in 2040 verdwijnen. Door het uitfaseren van gasgestookte WKK's neemt de vraag naar (extern geproduceerde) elektriciteit bij de glastuinbouw toe. Een deel van de glastuinbouw gebruikt een eigen elektriciteitsnet. Dit biedt kansen om een 'energiehub' te vormen met eigen opwek- en flexibiliteitstoepassingen.

Voor andere vormen van landbouw geldt dat de energievraag relatief beperkt is en er vooral potentie is voor elektriciteitsproductie op bedrijfspanden (bijvoorbeeld stallen), weilanden en bij andere landbouwactiviteiten (zoals zonnepanelen boven fruitteelt). Dit biedt mogelijk een aanvulling op het verdienmodel voor landbouwbedrijven die willen verduurzamen, zowel in de overgang naar een biologisch of natuurinclusief model als in aanvulling op het verdienvermogen. Bij de doorgroei van elektriciteitsproductie is de vaak relatief lage capaciteit van de elektriciteitsinfrastructuur in het landelijke gebied een uitdaging. Ook omdat de beschikbare capaciteit vaak al volledig is benut. De mogelijkheden voor elektriciteitsproductie bij landbouwgronden zijn dus vooral groot bij bedrijven die dichtbij de elektriciteitsvraag gelegen zijn. Daarnaast biedt lokale elektriciteitsproductie mogelijkheden voor landbouwbedrijven om volledig zelfvoorzienend te worden in de eigen energievraag.

Gewenste ontwikkelrichting van het elektriciteitsaanbod

Om de business case voor CO_2-vrije elektriciteitsproductie op peil te houden, is het van belang dat de ontwikkeling van vraag en flexibiliteit gelijktijdig in omvang toeneemt. De toename van de CO_2-prijs vanuit het Europese Emissiehandelssysteem zorgt dat CO_2-vrije elektriciteitsproductie naar verwachting binnen afzienbare termijn geheel met fossiele opwek kan concurreren. Dit onder andere vanwege de stimulering die er al is voor de duurzame vraag naar elektriciteit op het gebied van normering, beprijzing en subsidiëring. Meer liquiditeit in elektriciteitsmarkten op lange termijn en 'power purchase agreements' (PPA's) tussen vragers en aanbieders kunnen de investeringszekerheid van CO_2-vrije opwek verder vergroten. Dit wordt ook aanbevolen in de markthervormingsvoorstellen van de Europese Commissie en in de Adequacy Outlook van TenneT (2023). Daarnaast is het vanuit de elektriciteitsinfrastructuur gezien van belang dat er een meer gebiedsgerichte en planmatige uitrol komt van CO_2-vrije opwek. Daarom is er afgelopen jaar gestart met integraal programmeren waarbij (in ieder geval) het Rijk, de provincies, gemeenten en netbeheerders samenwerken om op verschillende schaalniveaus vraag en aanbod beter bij elkaar te brengen en te programmeren in de tijd. Het samenspel tussen ruimtelijke ordening en het energiesysteem is hierbij in het bijzonder van belang. In werkdocument D, hoofdstuk 3 worden integraal programmeren en ruimtelijke sturing verder toegelicht.

Hernieuwbare elektriciteit op zee

Voor wind op zee zijn er al zeer ambitieuze doelen. Zo is in 2022 het doel voor 2031 opgehoogd naar circa 21 GW en zijn streefdoelen vastgesteld voor 2040 en 2050 van respectievelijk 50 GW en 70 GW. Realisatie van deze streefdoelen is in grote mate afhankelijk van de ontwikkeling van de industriële vraag naar elektriciteit (in de kustgebieden). Dit geldt zowel voor het in stand houden van de business case als de inpassing in het elektriciteitsnet. Zoals eerder toegelicht zet het kabinet zich hier voor in. Het kabinet start ook met de uitrol van zon op zee, te beginnen met 3 GW zon op zee in 2030. Reden hiervan is dat dit goed te

combineren is met wind op zee, zowel op ruimtelijk gebied als qua energieprofiel. Elektriciteitsopwekking op zee kan niet los gezien worden van andere opgaven op de Noordzee, zoals de ecologische opgave en de ruimtelijke opgave. In dat kader wordt overleg gevoerd in het Programma Noordzee onder leiding van het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. Hier geeft men invulling aan al deze opgaves, zodat deze in een goede balans gerealiseerd worden.

Een deel van de windenergie van zee zal gebruikt worden om groene waterstof te produceren. De uitrol van de elektrolysecapaciteit op korte termijn wordt met name op land ontwikkeld. Vanaf 2035 stijgt ook de productie van waterstof op zee. In 2031 start de realisatie van een eerste demoproject van 500 MW. Het is van belang dat windparken worden aangesloten op energiehubs op zee, in deze context zijn dat knooppunten van verschillende opwekstromen inclusief conversie. Hier wordt ter plekke waterstof geproduceerd afhankelijk van de hoeveelheid geproduceerde en gevraagde elektriciteit. Op die manier wordt op momenten met veel wind elektriciteit en waterstof geproduceerd en op momenten met weinig wind alleen elektriciteit. Zo draagt wind op zee zoveel mogelijk bij aan een maximale 'basislast' van hernieuwbare elektriciteitsopwek. De energiehubs worden zoveel mogelijk verbonden met andere Noordzeelanden om de mogelijkheid voor flexibiliteit via interconnectie te vergroten. Daarmee ontstaat een robuuster energiesysteem en wordt efficiënter omgegaan met de beschikbare ruimte en infrastructuur. De hybride uitrol van wind op zee laat ook het belang zien van een geïntegreerd infrastructuurplan voor waterstof en elektriciteit, zowel op land als op zee. Het kabinet werkt op dit moment al samen met TenneT, Gasunie en EBN aan het Energie Infrastructuur Plan Noordzee (EIPN). Dit is een uitwerking van het toekomstige energiesysteem op de Noordzee in lijn met het NPE. Vanuit een integrale visie op hoe dit systeem eruit komt te zien, kunnen op de juiste locaties energiehubs ontwikkeld worden. Het EIPN wordt parallel aan het NPE opgesteld en eind 2023 vastgesteld. Het marktontwerp op de Noordzee is relevant om de doorontwikkeling van energieproductie en energie-infrastructuur op zee op peil te houden en de maatschappelijk rechtvaardige financiering hiervan te borgen in het kader van het groeiende Europese en internationale karakter. Het gaat hierbij onder andere om de te bepalen indeling van biedzones op zee en een verkenning naar de kosten- en batenverdeling van infrastructuur. Het kabinet wil hier dan ook verder over in gesprek met TenneT en in Europees verband. Dit kan via bestaande structuren als het Pentalateraal Forum en het Noordzee Energiesamenwerkingsverband (NSEC), zoals aangegeven in het rapport van het Expertteam Energiesysteem 2050.

Hernieuwbare elektriciteit op land

Vanuit het energiesysteemperspectief is wind op land van grote toegevoegde waarde. Het opwekprofiel van windenergie op land sluit beter aan bij de energievraag van de gebouwde omgeving dan zonne-energie, onder andere vanwege een hogere opwek voor de warmtevraag in de koudere maanden. Daarmee biedt het goede kansen voor meer lokale benutting van elektriciteitsopwek, zo ook de ontwikkeling van meer lokale (semi-autonome) energiesystemen. Daarnaast is wind op land vanwege het vlakkere profiel ook beter in te passen op het net dan zon op land. Windenergie verkleint vanwege het profiel ook de vraag naar (kostbare en ruimtevragende) flexibele installaties zoals centrales, elektrolyse en batterijen. Windenergie op land zorgt daarnaast dat minder windenergie van zee verder door het land verspreid moet worden, met minder (visueel zichtbare) hoogspanningsinfrastructuur tot gevolg. Daar staat tegenover dat windenergie op land, met name vanwege de hoge installaties, een grote impact op de leefomgeving kan hebben, Het vergt een zorgvuldige afweging om te bezien hoe windenergie op land ingepast kan worden met respect voor andere functies en de ervaring van het landschap. De mogelijkheden voor een forse toename in wind op land zijn in de praktijk wellicht beperkter dan vanuit energiesysteemscenario's naar voren komt. Het kabinet gaat daarom in het najaar in gesprek met de medeoverheden en netbeheerders, georganiseerd in RES-verband, over het formuleren van een gezamenlijke nationale doelstelling voor hernieuwbare opwek op land voor na 2030.

Het kabinet wil zich daarnaast extra inzetten om waar mogelijk belemmeringen voor wind op land weg te nemen. Zo zet het kabinet zich in voor meer betrokkenheid en financiële participatie bij hernieuwbare energieprojecten. Dit sluit ook aan bij de gewenste ontwikkeling van lokale energiesystemen, waarin vraag en aanbod op gebiedsniveau meer bij elkaar gebracht worden en huishoudens en bedrijven hiervan (gemeenschappelijk) directer profiteren (werkdocument B, hoofdstuk 5). Daarnaast dragen de regionale energievisies bij om beter zicht te krijgen op de mate waarin wind op land van toegevoegde waarde is in het (regionale) energiesysteem. De potentie van doorgroei voor wind op land zit niet alleen in het ontwikkelen van nieuwe locaties, maar ook in de opschaling van

productiecapaciteit op oude bestaande locaties (door de gerealiseerde technologieontwikkeling).

Voor zonne-energie is er ook nog veel potentie om door te groeien. Het kabinet ziet in de komende decennia vooral een grote rol voor verdere doorontwikkeling van 'zon op dak' doordat hiermee opwek dicht bij de vraag gerealiseerd wordt en ruimte efficiënt gebruikt wordt. Dit zal samen met wind van zee de grootste duurzame elektriciteitsbron van het energiesysteem worden. Zon op dak betreft zon op woningen, utiliteitsbouw en parkeerterreinen. Vanuit infrastructuurperspectief is het van belang dat voor zowel huishoudens als bedrijven sprake is van een samenhangende groei van de eigen opwekcapaciteit en de eigen en/of lokale vraag naar energie. Aangezien het opwekprofiel van zon op dak niet goed aansluit bij het vraagprofiel, is een goed samenspel van flexibiliteit op verschillende tijdschalen belangrijk. Het kabinet zet zich in voor het beter ontsluiten van de flexibele vraag, onder andere door de prikkels en aanstuurbaarheid te vergroten. Elektriciteitsopslag speelt een belangrijke rol in het opvangen van verschillen gedurende de dag. Warmteopslag en moleculenopslag spelen een belangrijke rol bij het opvangen van seizoensverschillen. Hier wordt in de paragraaf over flexibiliteit verder op ingegaan.

Voor andere vormen van zon-pv geldt dat de Voorkeursvolgorde Zon, zoals vastgesteld in de Nationale Omgevingsvisie, leidend is in wat het kabinet wenselijk acht qua doorgroei. De volgorde is als volgt:

1. Zonnepanelen op daken en gevels van gebouwen.
2. Zonnepanelen op onbenutte terreinen binnen stedelijk of bebouwd gebied.
3. Zonnepanelen op onbenutte terreinen buiten stedelijk gebied.
4. Zonnepanelen op landbouw en natuurgronden.

Deze voorkeursvolgorde is niet alleen vanuit een ruimtelijk perspectief logisch, maar ook vanuit een elektriciteitsinfrastructuurperspectief. Daar waar zon op grond gerealiseerd wordt, is het van belang dat dit multifunctioneel gebeurd. Voorbeelden hiervan zijn zonnepanelen langs mobiliteitsinfrastructuur (spoor, weg) en zonnepanelen geïntegreerd met (bijvoorbeeld zonnepanelen boven gewassen) het verdienmodel van landbouw. Dat eerste kan namelijk een ruimtelijk efficiëntie inpassing zijn en dat laatste creëert koppelkansen met de klimaat- en biodiversiteitopgave in de landbouw. Combinaties zoals zon-pv met windenergie en opslag op één locatie beperken naast het ruimtebeslag ook de vraag naar netuitbreidingen. Bovendien sluiten ze beter aan bij de (lokale) vraagprofielen. Het kabinet heeft daarom besloten om elektriciteitsopslag te verplichten bij grootschalige zonneparken. Zo kan zonne-energie ook gebruikt worden als de zon niet schijnt (met meer CO_2-reductie als gevolg) en wordt het elektriciteitsnet ontlast. Door opwek zoveel mogelijk nabij de vraag te plaatsen, is de kans op een goede inpassing groter. Zowel de inpassing van grootschalig zon-pv als wind op land wordt daarom meegenomen in het integraal programmeren van het energiesysteem op regionaal niveau.

Kernenergie

Kernenergie is een robuuste aanvulling op zon en wind in een duurzaam elektriciteitssysteem. Kernenergie kan elektriciteit produceren wanneer zon en wind dat niet kunnen. Deze vorm van energie speelt daardoor een belangrijke rol in het verminderen van 'opwekflauwtes' en de flexibiliteit (elektriciteitscentrales op waterstof) die daar anders voor nodig is. Ook vergroot kernenergie de diversiteit van grondstoffen waarvan het energiesysteem afhankelijk is. Voor kernenergie zijn namelijk andere grondstoffen nodig dan voor wind- en zonne-energie. Dit is vanuit leveringszekerheid en geopolitiek oogpunt wenselijk. Het kabinet zet daarom in op de realisatie van een nieuwe kerncentrale in 2035 waarmee het totale productievermogen uitkomt op 2 GW. Daarop volgt een tweede nieuwe kerncentrale in uiterlijk 2040, wat het totaal brengt op circa 3,5 GW. Aangezien het streven is om al in 2035 een CO_2-vrij elektriciteitssysteem te realiseren, moet een mogelijke doorgroei van kernenergie richting 2050 bekeken worden vanuit de verwachte totale elektriciteitsvraag, ontwikkelingen van vraag en aanbod in het buitenland, (on)mogelijkheden van flexibiliteit, kostenontwikkelingen van kernenergie en alternatieven, betalingsbereidheid van afnemers voor de basislast en de ervaringen met de ontwikkeling van de tot dan toe gerealiseerde centrales. Een keuze hierover kan pas richting 2030 gemaakt worden wanneer hier meer zekerheid over is. Ook na 2050 kan de rol van kernenergie nog veranderen, eventueel ook door vervanging van (andere) afgeschreven installaties. Het kabinet verkent een doorgroei naar +/- 7 GW aan capaciteit in 2050, in te vullen via meer grote centrales en/of meerdere kleine, modulaire reactoren. Het kabinet wil de mogelijkheden hiervoor alvast in samenwerking met de provincies gaan verkennen, omdat kernenergie een lange voorbereidingstijd kent en een zorgvuldige inpassing nodig is op zowel ruimtelijk gebied als in het net. Het kabinet wil dit vanwege de benodigde

energiesysteemvisie in verbinding met het integraal programmeren vormgeven met medeoverheden en netbeheerders. Een goede netinpassing van kernenergie in relatie tot de realisatie van windenergie op zee is hierbij van belang, aangezien deze twee vormen niet zonder meer dichtbij elkaar op het net aangesloten kunnen worden. Dit vraagt per locatie een integrale afweging. Het kabinet zet daarnaast in op de ontwikkeling van innovatie en onderzoek voor kleine, modulaire reactoren.

In Europa zijn momenteel meerdere landen bezig met plannen rondom het bouwen van nieuwe kerncentrales als onderdeel van CO_2-vrije energiesystemen.
Frankrijk heeft eerder dit jaar een Nucleaire Alliantie geïnitieerd, waarin al deze landen (inclusief het Verenigd Koninkrijk) hun kennis en ervaringen uitwisselen. Ook Nederland is hierbij actief aangesloten. Binnen deze alliantie wordt momenteel gewerkt aan een Roadmap met daarin een vooruitblik op wat er in Europa aan nieuwe kerncentrales nodig zal zijn tot 2050. Hierin zal ook aandacht zijn voor de benodigde toeleveringsketens en gezamenlijke uitwisselingsprogramma's voor technici en ingenieurs. Daarnaast is Nederland lid van het Nuclear Energy Agency (NEA) van de OECD. Ook dit gremium is een internationaal forum voor het uitwisselen van technische kennis en actuele ontwikkelingen in alle facetten rondom kernenergie. In het kader van de Nederlandse plannen voor nieuw te bouwen kerncentrales wordt aangesloten bij de relevante programma's van de NEA. Er zijn met diverse landen al uitwisselingen geweest die voor Nederland heel leerzaam waren.[10] Het kabinet ziet grote meerwaarde in het versterken van bilaterale samenwerking, juist omdat verschillende landen soms net in verschillende fases van (voorbereiding voor) nieuwbouw zitten, met daarbij passende opgebouwde expertise. Via deze routes leert Nederland van de ervaringen in andere landen en wordt een afwijkende aanpak voorkomen.

Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem

De behoefte aan flexibiliteit komt voort vanuit drie onderdelen van de werking van het elektriciteitssysteem:

- Elektriciteitshandel: elektriciteitshandel heeft betrekking op de week-tot-dag planning van leveranciers, producenten en gebruikers, gevolgd door planningsaanpassingen op de dag van levering, productie of verbruik. Elke partij die elektriciteit invoedt op of afneemt van het elektriciteitssysteem draagt daarvoor 'programmaverantwoordelijkheid' (de verantwoordelijkheid om vraag en aanbod in de eigen portefeuille voor elk kwartier gebalanceerd te plannen) of besteedt deze verantwoordelijkheid uit. Afwijkingen van de planning die niet tijdig worden opgelost door de programmaverantwoordelijke, worden (gewoonlijk tegen meerkosten) gecorrigeerd via het mechanisme voor balanshandhaving.
- Balanshandhaving: frequentie-afwijkingen in elektriciteitssystemen met wisselstroom ontstaan als gevolg van onbalans tussen vraag en aanbod. Stabiele en betrouwbare werking van deze systemen vereisen een stabiele frequentie. Frequentie-afwijkingen kunnen leiden tot verstoringen en uiteindelijk zelfs resulteren in een black-out met volledige stroomuitval. Balanshandhaving heeft betrekking op de activiteiten voor handhaving van evenwicht tussen invoeding en afname van elektriciteit op het netwerk in 'real time'. TenneT is verantwoordelijk voor de balanshandhaving. Hiervoor zet TenneT balansmarkten in bij bepaalde aanbieders en vragers.
- Netwerkcongestie: netbeheerders streven ernaar om alle vraag naar transport van aangeslotenen te accommoderen. Dit is niet altijd mogelijk. Wanneer invoeding en afname van elektriciteit leidt tot een hogere vraag naar transportcapaciteit dan het netwerk fysiek aankan, is er sprake van 'congestie'. Wanneer een dergelijke situatie dreigt te ontstaan, treedt een netbeheerder preventief op om te voorkomen dat netcomponenten overbelast raken. Dat doen netbeheerders bijvoorbeeld door het toepassen van congestiemanagement in samenwerking met bepaalde aanbieders en afnemers in een afgebakend gebied.

Het systeem van programmaverantwoordelijkheid en de financiële prikkels vanuit balanshandhaving zorgt dat het elektriciteitssysteem altijd in balans is. Daarmee is de leveringszekerheid op korte termijn in principe geborgd. Voor de langere termijn vergt leveringszekerheid veelal ook investeringen om aan de toekomstige vraag te kunnen voldoen. TenneT brengt ieder jaar een monitor uit met de verwachtingen voor de leveringszekerheid op de middellange termijn. In een volledig CO_2-vrij elektriciteitssysteem zijn veel aanvullende vormen van flexibiliteit nodig die ook op langere termijn vraag en

[10] *Kamerstuk 32645 nr. 116 – Nadere uitwerking van de afspraken uit het coalitieakkoord op het gebied van kernenergie*

aanbod van elektriciteit kunnen balanceren. Des te meer omdat het elektriciteitssysteem nu nog een relatief grote mate van aanbodflexibiliteit kent (in de vorm van regelbare elektriciteitscentrales op basis van fossiele energiedragers). Terwijl in de toekomst vooral sprake is van beperkt regelbare, variabele bronnen, namelijk zon en wind.

In een duurzaam elektriciteitssysteem bestaat een diversiteit aan flexibiliteitstoepassingen (zie tabel 4). Er zijn grofweg zes categorieën te onderscheiden: regelbaar vraagvermogen, regelbaar productievermogen, curtailment, conversie, opslag en interconnectie. Een flexibiliteitstoepassing kan soms in meerdere categorieën geplaatst worden.

Zo kan regelbaar vraagvermogen ook gebaseerd zijn op conversietechnieken, zoals power-to-heat in de industrie (warmtepompen en e-boilers), gebouwde omgeving en glastuinbouw (warmtepompen). Hierbij kan de vraag naar elektriciteit vergroot worden op momenten met meer beschikbaarheid dan direct in elektrische vorm gebruikt kan worden. In hybride vorm of combinatie met opslag van warmte en waterstof zijn deze technieken ook geschikt om de elektriciteitsvraag te verlagen op momenten dat sprake is van relatief weinig beschikbaarheid. Batterijen in elektrische voertuigen zijn een bijzondere vorm van regelbaar vraagvermogen en energieopslag. Op momenten dat er relatief veel aanbod is, laden de batterijen op en op momenten met relatief veel vraag ontladen de batterijen. De batterijen zijn op de eerste plaats bedoeld als energiedrager voor het voertuig zelf, maar zijn een groot deel van de tijd flexibel te benutten wanneer het voertuig stilstaat. Het aanpassen van de (directe) elektriciteitsvraag betreft het op- en afregelen van vraag in de tijd. Dit kan toegepast worden in iedere sector en voor allerlei energietoepassingen, waaronder de hiervoor genoemde toepassingen. Dit wordt ook wel 'demand side response' of vraagsturing genoemd.

Daarnaast is ook sprake van elektriciteitsopslag in brede zin. Deze opslag kan zich 'achter de meter' bevinden, dat wil zeggen achter de netaansluiting van een elektriciteitsvrager of -opwekker. Ook kan opslag direct aan het net gekoppeld zijn, waarbij de elektriciteitsopslag volledig op de handel in elektriciteit is gericht. Elektriciteitsopslag komt op ieder schaalniveau voor, van thuisbatterij tot valmeer. Daarnaast is elektriciteitsopslag voor verschillende tijdsschalen mogelijk. Dit is afhankelijk van de verhouding tussen het vermogen en het volume. Op dit moment zijn vooral batterijen die op een tijdschaal van maximaal een dag opereren en vooral reageren op de onbalansmarkt veelvoorkomend. Deze batterijen kennen dus een relatief hoog vermogen ten opzichte van het volume. Dit heeft zowel technische als economische verklaringen, zo zijn de prijsprikkels vanuit de korte-termijnelektriciteitsmarkten het sterkst.

Elektrolyse (het omzetten van water naar waterstof met behulp van elektriciteit) geeft bij relatief veel aanbod ten opzichte van de vraag waarde aan de geproduceerde elektriciteit. Vanuit een energiesysteemperspectief heeft het de voorkeur om elektrolyse zoveel mogelijk bij elektriciteitsopwekking en knooppunten van elektriciteit- en waterstofinfrastructuur plaats te laten vinden. De opslag van waterstof maakt ook mogelijk dat op momenten van relatief weinig elektriciteitsbeschikbaarheid een omzetting van waterstof naar elektriciteit kan plaatsvinden.

In een systeem met volledig CO_2-vrije productiebronnen (wind-, zon- en kernenergie) zijn elektriciteitscentrales alleen nog nodig als het aanbod relatief laag is ten opzichte van de vraag. Dit speelt vooral tijdens 'energieflauwtes' (ook bekend als 'dunkelflautes'). Dit zijn periodes van meerdere dagen met weinig zon en wind. In een geheel CO_2-vrij elektriciteitssysteem ligt het voor de hand dat deze centrales draaien op binnenlands geproduceerde of geïmporteerde groene waterstof. Doordat bij elektrolyse waterstof geproduceerd wordt en bij elektriciteitscentrales waterstof gebruik wordt, zal dit (aangestuurd door marktprijzen) niet gelijktijdig plaatsvinden. 'Curtailment' betreft gewoonlijk de afschakeling van hernieuwbare elektriciteitsproductie uit zon en wind bij overschotsituaties als er onvoldoende vraag is. Nu vindt curtailment ook al plaats om aanbodpieken in het net te voorkomen. In een geheel CO_2-vrij elektriciteitssysteem met vooral hernieuwbare elektriciteitsbronnen zal ook relatief veel curtailment plaatsvinden. Dit komt doordat relatief veel aanbod ten opzichte van de vraag vaker gaat voorkomen dan relatief veel vraag ten opzichte van het aanbod. Curtailment zorgt ook dat een stabieler elektriciteitsaanbod ontstaat, zonder dat dit per definitie de business case van hernieuwbare opwek schaadt.

Tot slot is er interconnectie. Dit zijn infrastructuurverbindingen met het buitenland waarmee elektriciteit grensoverschrijdend verhandeld wordt, afhankelijk van vraag- en aanbodbalansen binnen en tussen buurlanden. De Europese elektriciteitsmarkt borgt dat

het voor buurlanden met een complementaire energiemix en passende vraag- en aanbodprofielen mogelijk is om elektriciteit uit te wisselen. Nederland wisselt met name uit met België, Duitsland, Denemarken, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. In een CO_2-vrij elektriciteitssysteem is op de 'kritieke momenten' met grote verschillen in vraag en aanbod, met name de interconnectie met België (door de verbinding met Frankrijk), Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk van belang, met name vanwege minder gecorreleerde windpatronen en andere opwekmixen.[11]

De ontwikkeling en het gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur is zo georganiseerd dat het vraag en aanbod verbindt om een (markt)optimale vorm van flexibiliteit te realiseren. Dit vindt hoofdzakelijk plaats op Nederlandse schaal met interconnectie met buurlanden. Door goede verbindingen ('knooppunten') met warmte- en waterstofinfrastructuur is het mogelijk om middels systeemintegratie nog meer flexibiliteit te bewerkstelligen in zowel het elektriciteitssysteem als het gehele energiesysteem. Tegelijkertijd zorgt de enorme groei in de vraag naar en productie van elektriciteit ervoor dat nu al een moeilijk realiseerbare uitbreidingsopgave is ontstaan. Om binnen de grenzen van de beschikbare netcapaciteit te blijven, leidt dit mogelijk tot een inperking van flexibiliteit en/of een meer locatiespecifieke inzet van flexibiliteit. Hierdoor ontstaat er vanuit systeemflexibiliteit een suboptimale situatie. Aangezien de ontwikkeling en het gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur een groot vraagstuk is voor de komende decennia, komt dit in een eigenstandige paragraaf verder aan bod.

Tabel 4. De verschillende vormen van flexibiliteitstoepassingen met aanduiding in hoeverre het omhoog of omlaag regelen van vraag of aanbod betreft en in welke categorie van flexibiliteit dit valt.

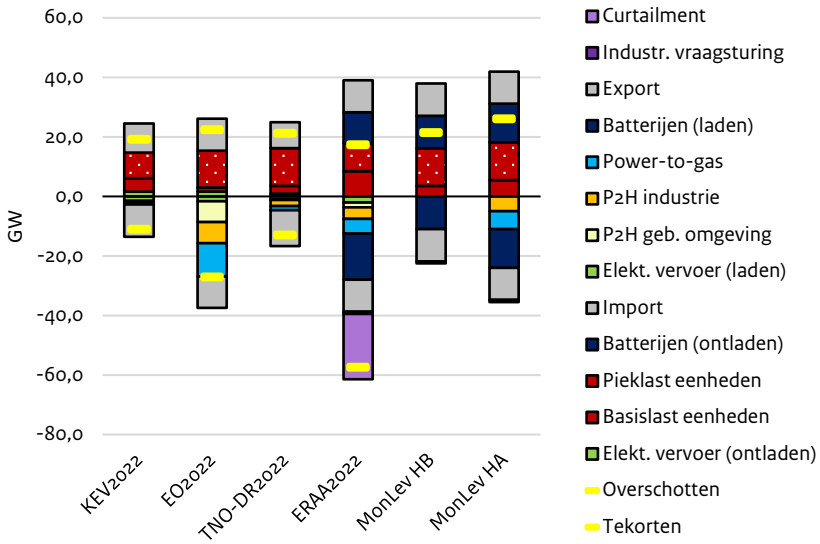
Flexibiliteitstoepassingen	Vraag	Aanbod	Categorie
Power-to-heat industrie	↑		Regelbaar vraagvermogen Conversie
Power-to-heat gebouwde omgeving	↑		Regelbaar vraagvermogen Conversie
Power-to-hydrogen industrie	↑		Regelbaar vraagvermogen Conversie
Aanpassen (directe) elektriciteitsvraag	↑↓		Regelbaar vraagvermogen
Batterijen elektrische voertuigen	↑	↑	Regelbaar vraagvermogen Energieopslag
Elektriciteitsopslag 'achter de meter'	↑	↑	Regelbaar vraagvermogen Energieopslag
Net- of brongekoppelde elektriciteitsopslag	↑	↑	Energieopslag
Elektrolyse (net- of brongekoppeld)	↑		Conversie
Elektriciteitscentrales		↑	Regelbaar productievermogen Conversie
Curtailment		↓	Curtailment
Interconnectie	↑	↑	Interconnectie

Uit de onderstaande vergelijking van scenariostudies door TNO[12] (en overeenkomstig met de Adequacy Outlook van TenneT) blijkt dat er voor 2030 een relatief grote onzekerheid is. Daarbij verschillen de scenario's deels in veronderstelde beleidskaders, maar ook in de projectie vanuit de huidige trend van groeiende interesse in opslag. De scenario's schetsen een vergelijkbaar beeld van het beschikbare regelbaar opwekvermogen (16 – 18 GW) en interconnectie (11 GW), maar sterk uiteenlopende beelden voor power-to-heat (0 – 7 GW), power-to-hydrogen (0 – 11 GW) en batterijen (0 – 15 GW). De scenariobeelden voorzien in beperkte kleinschalige vraagsturing van 1 à 2 GW van elektrische voertuigen verwacht in alle scenario's en alleen grootschalige industriële vraagsturing tot 0,7 GW in de netbeheerderscenario's.

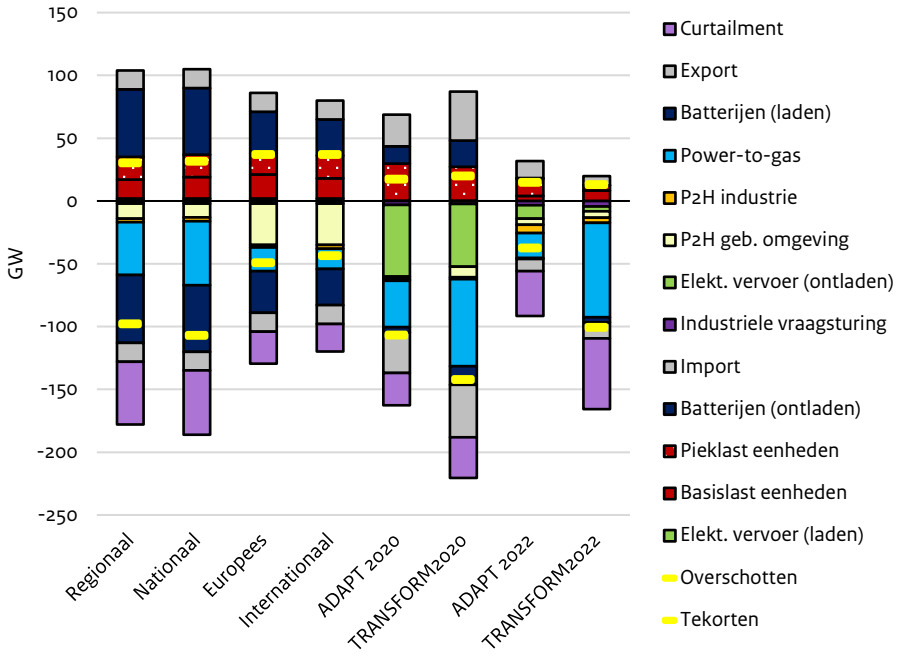
Voor 2050 is de verwachting dat conversie naar waterstof en curtailment een grote rol gaan spelen in verhouding tot andere flexibiliteitsopties. In feite raken de andere opties bij deze schaal van hernieuwbare energievoorziening richting 2050 steeds meer verzadigd, zoals ook geschetst door het expertteam energiesysteem 2050. Aannames over de hoeveelheid elektronen versus moleculen, fossiel versus hernieuwbaar en nationale opwek versus import bepalen in grote mate de verschillen tussen de scenario's. Het kabinet streeft ernaar om in het definitieve NPE richtwaarden voor de verschillende flexibiliteitstoepassingen op te nemen om zo richting te geven aan de verdere beleidsontwikkeling en marktinvesteringen.

[11] *Adequacy Outlook: A TenneT study exploring the future of resource adequacy in a net-zero emission Dutch and German energy system, TenneT (2023)*

[12] *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, TNO (juli 2023)*



Figuur 3. Relatieve aandelen flexibiliteit versus residuele basisvraag in 2030 op basis van scenariostudies (TNO, juli 2023). De door ERAA2022 veronderstelde curtailment is indicatief want die is niet gerapporteerd



Figuur 4. Relatieve aandelen flexibiliteit versus residuele basisvraag in 2050 op basis van scenariostudies (TNO, juli 2023)

Vastgesteld en voorgenomen beleid op het gebied van marktontwerp, tariefstructuur, belastingen, subsidies en normering beïnvloeden de business case van flexibiliteit in sterk mate. De huidige beelden voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt (en dus de elektriciteitsprijzen) lopen sterk uiteen en ook ontwikkelingen in het buitenland volgen elkaar snel op. Een aantal belemmeringen komt bij verschillende opties terug:[13]

1. Beschikbaarheid van voldoende transportcapaciteit.
2. Onrendabele top van investering.
3. De nettariefstructuur die de flexibele inzet van bepaalde installaties financieel ontmoedigt.
4. Beperkt gebruik van dynamische leveringstarieven.
5. Beperkte aanstuurbaarheid van installaties.

Het kabinet zet zich in om samen met energieleveranciers, netbeheerders en ACM deze belemmeringen zo goed als mogelijk weg te nemen. Het kabinet wil daarbij in ieder geval de volgende oplossingsrichtingen nader verkennen:

1. De vergroting van liquiditeit van langetermijnelektriciteitsmarkten.
2. Dynamische nettarieven of andere maatregelen die een flexibelere omgang met netcapaciteit stimuleren, met name voor grootverbruikers.
3. Energiecontractvormen of andere maatregelen waarmee flexibel energiegebruik gestimuleerd kan worden.

[13] *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, TNO (juli 2023)*

Ook bekijkt het kabinet hoe het bij kan dragen aan de benodigde digitalisering van het elektriciteitsnet en het standaardiseren van de aanstuurbaarheid van elektrische apparaten. Voor regelbaar vermogen onderzoekt het kabinet hoe de subsidie voor de ombouw van elektriciteitscentrales naar CO_2-vrij ingezet kan worden om een forse bijdrage te leveren aan de in 2030 en 2035 benodigde hoeveelheid. Het kabinet wil de (innovatie)ontwikkeling van langetermijn-elektriciteitsopslag ook stimuleren, aangezien dit mogelijk regelbaar productievermogen kan bieden tijdens energieflauwtes. Daarnaast verkent het kabinet in samenwerking met TenneT en de landen in het Noordzee- en pentalateraal verband wat mogelijke strategische locaties voor nieuwe interconnectie zijn voor optimale wederzijdse flexibiliteit. Het Target Grid van TenneT heeft dit al inzichtelijk gemaakt voor een maximaal elektrificatiescenario en daarover wil het kabinet verder in gesprek. In de Adequacy Outlook (2023) van TenneT is onderzocht wat de verwachtingen voor de leveringszekerheid zijn voor 2030 en 2050. Het rapport schetst in ieder geval het positieve beeld dat dit geborgd kan worden. De eerdergenoemde maatregelen dragen daaraan bij. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) bracht al uitvoerig in kaart wat de waarde van leveringszekerheid is voor consumenten en bedrijven[14]. Met het oog op betaalbaarheid en rechtvaardigheid is het interessant om verder te verkennen wat de (on)mogelijkheden en randvoorwaarden zijn om consumenten in de toekomst in staat te stellen hun eigen beschikbaarheidsniveau van elektriciteit te bepalen op basis van betalingsbereidheid.

Elektriciteitsinfrastructuur

De ontwikkeling en het gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur is zo georganiseerd dat het vraag en aanbod op grote schaal verbindt, om zo een (markt)optimale afstemming te faciliteren. De ontwikkeling van infrastructuur is dan ook altijd volgend geweest aan de transportvraag van netgebruikers (elektriciteitsvraag- en productie). Dit functioneerde in een elektriciteitssysteem dat stapsgewijs werd uitgebreid en ruimtelijk niet al te grote implicaties had. De energietransitie vraagt echter om schaalsprongen op verschillende schaalniveaus van de elektriciteitsinfrastructuur. Naast een verveelvoudiging van de elektriciteitsvraag en -opwek, veranderen tegelijkertijd ook de locaties van gebruik (industrie, warmte, mobiliteit) en opwek (wind op zee en land, zon op water, land en dak). Daarnaast moeten nieuwe componenten als conversie en opslag ingepast worden en stijgt de vraag naar transportvermogen door hogere pieken in opwek en verbruik. Keuzes voor het energiesysteem zijn richtinggevend voor de benodigde veranderingen van de infrastructuur. Voorbeelden hiervan zijn:

- Een hogere ambitie voor het tempo om het elektriciteitssysteem CO_2-neutraal te maken, vraagt meer uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur.
- Voor een ambitie om meer elektriciteit te exporteren of duurzame brandstoffen te produceren, is meer aanleg van infrastructuur nodig.
- Minder aanleg van infrastructuur is nodig als gekozen wordt voor slimme verbindingen tussen de verschillende energiestromen (hybridisering, knooppunten) en een energiesysteem bestaande uit veel 'semi-autonome energiesystemen'.
- Keuzes om al dan niet te elektrificeren in combinatie met het tempo daarvan in de vraagsectoren bepalen de behoefte aan uitbreiding van de infrastructuur.

De elektriciteitsinfrastructuur wordt meer sturend voor dergelijke keuzes betreffende het energiesysteem, met name door de schaarste aan ruimte en middelen. Grote veranderingen in de wijze waarop de elektriciteitsinfrastructuur wordt ontwikkeld en gebruikt zijn daarnaast onvermijdelijk.

Schaalsprongen vragen om 'systeemsturing'

Verzwaring en technologische innovaties komen mogelijk deels tegemoet aan de vraag naar meer elektriciteitsinfra, maar kennen beperkingen en nadelen. Het kabinet ziet dan ook de volgende uitgangspunten voor een robuuste ontwikkeling en gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur:

- **Elektriciteitsinfrastructuur sturender voor vraag naar transportcapaciteit**: niet alles kan overal en op ieder moment. Elektriciteitsinfrastructuur moet dus ruimtelijk meer sturend zijn voor vraag en aanbod van energie en het profiel daarvan. Daarnaast moeten normering en financiële prikkels bijdragen aan efficiënt netgebruik c.q. het voorkomen van pieken die een inefficiënte aanleg van de elektriciteitsinfrastructuur vragen. Dit kan strijdig zijn met wat vanuit balancering van het elektriciteitssysteem optimaal is en vergt dus een goede afstemming.
- **Sturing op afstemming van vraag en aanbod van energie**: deze afstemming is zowel op de hogere gebiedsniveaus als op lagere gebiedsniveaus nodig. Dat vraagt om ruimtelijke

[14] *The value of lost load for electricity in the Netherlands, ACM (2022)*

sturing gericht op het voorkomen van inefficiënt transport van elektriciteit, waarbij locaties van opwek, vraag, conversie en opslag zo dicht mogelijk bij elkaar worden gebracht. Daarvoor is ook nodig dat de aanleg van infrastructuren voor elektriciteit, waterstof en warmte op elkaar afgestemd worden, zodat systeemefficiëntie ontstaat. Hierdoor beperkt uiteindelijk ook de vraag naar infrastructuur en is het voor gebruikers van infrastructuur duidelijk welke energiedragers wanneer en waar beschikbaar zijn.

- **Een meer planmatige uitbreiding van de elektriciteitsinfra:** in brede zin een planmatigere uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur waarbij:
  1. Toekomstbestendig geïnvesteerd wordt en zoveel als mogelijk meteen wordt gebouwd voor het eindbeeld.
  2. Preventief voorbereid wordt op verwachte eindbeelden.
  3. De uitrol van elektriciteitsinfrastructuur systematisch plaatsvindt. Dit zorgt voor een veel efficiëntere uitbreiding, waardoor uiteindelijk meer netgebruikers geholpen zijn.

De gebiedsgerichte benadering van de elektriciteitsketen

Op basis van gebiedsgerichte analyses in het kader van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 van Netbeheer Nederland zijn op de verschillende gebiedsniveaus duidelijke trends zichtbaar met een grote invloed op de benodigde infrastructuur. Deze trends vragen om een tijdige uitrol van nieuwe infrastructuur waarbij sprake is van een groot beslag op ruimte en middelen, die niet in de gevraagde mate aanwezig zijn. Door regievoering vanuit overheden kan een energieplanologie ontstaan, met een integrale programmering van de netinfrastructuur en ruimtelijke ordening en een meer planmatige uitleg van de netinfrastructuur. Op basis van een globale analyse kan de situatie vanaf 2030 als volgt worden geschetst: [15]

- Bij **aanlandlocaties wind -op-zee** is het aanbod van elektriciteit (veel) hoger dan de regionale vraag (Rotterdam uitgezonderd). Dit zijn de ideale locaties voor grootverbruikers (inclusief de inzet van power-to-heat) en elektrolysers.
- Bij de **clusters met energie-intensieve industrie** is de vraag veelal direct aangesloten op het hoofdtransportnet. Met in de kustgebieden aansluiting op aanlanding van wind op zee. De productie uit zon en wind-op-land is beperkt ten opzichte van de industriële vraag. Energie-intensieve industrie kan voor een deel inspelen op overschotten en tekorten (deels hybride en flexibele vraag). Bedrijfsstrategieën zijn dikwijls grillig en niet altijd in lijn met de cluster-energiestrategieën (CES'en). Ruimtelijke inpassing van netverzwaring is problematisch.
- Het grootste deel van Nederland is **landelijk gebied**. Er ligt traditioneel een zeer dun net, dat ongeschikt is om veel opwek in te voeden. Het kost 6 tot 8 jaar om het net te vergroten wanneer TenneT-stations nodig zijn. Beschikbaarheid van ruimte is in mindere mate een probleem. Het landelijk gebied kenmerkt zicht door een hoger aanbod aan elektriciteit uit wind en zon-pv ten opzichte van de vraag. De vraag bestaat gemiddeld uit circa 20% (Cluster 6) industrie, 20-45% gebouwde omgeving, 30% mobiliteit en 5-30% landbouw.
- In **stedelijk gebied** neemt de elektrificatie snel toe als gevolg van (stimulering van) de groei van elektrisch vervoer, warmtepompen en zon-pv. De elektrificatie kent vooralsnog een vrij ongepland karakter en leidt hiermee op diverse plekken gelijktijdig tot toename van de transportvraag. Hierdoor neemt ook de noodzaak om hoog-, midden- en laagspanningsnetten te bouwen toe. Het ruimtebeslag hiervan is een groot vraagstuk. De wijkaanpak die bedoeld is om planmatiger te werken en regie te voeren op de transitie verloopt nog niet voorspoedig. Bij een achterblijvende ontwikkeling van warmtenetten kan het beslag op het elektriciteitssysteem stijgen. In stedelijk gebied is de vraag naar elektriciteit groter dan het aanbod. Het aanbod bestaat vrijwel geheel uit zon-pv. De vraag komt voor circa 50% vanuit de gebouwde omgeving, 20-40% vanuit mobiliteit en 2-30% vanuit industrie.
- Bij **regio's met logistieke clusters** zorgt mobiliteit voor bijna de helft van de regionale vraag naar elektriciteit. Bij snellaadstations langs snelwegen is veelal sprake van aansluiting op het hoofdtransportnet. Thuisladen en stedelijke laadpleinen realiseert men veelal op LS- en wellicht op MS- en tussenspanningsniveau.
- Opkomst van nieuwe grootverbruikers als elektrolysers en datacenters. Datacenters zijn in sommige gevallen de grootste energievragers in de regio. Deze locaties staan soms in gebieden met veel aanbod, maar spelen hier vaak niet met flexibele vraag op in. Voor elektrolyse zou eenzelfde ontwikkeling kunnen plaatsvinden.

[15] *Eindrapport Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 2de editie, Netbeheer Nederland (verwacht in oktober 2023). Eventuele aanpassingen hierin worden opgenomen in het definitieve NPE.*

Knelpunten en mogelijke oplossingen per netniveau

Een eerste schets van knelpunten [16] en mogelijke oplossingen laat zien dat er belangrijke verschillen zitten per netniveau.

Op **hoogspanningsniveau 525 kV** zit een oplossing in gelijkspanning voor transport van grote hoeveelheden elektriciteit over lange afstanden. Bijvoorbeeld van de verafgelegen windvelden op zee naar de kust of dieper landinwaarts om knelpunten (op hoogspanning) op land te voorkomen en zoveel mogelijk elektrisch aan te kunnen landen.

Op **hoogspanningsniveau 220/380 kV** zit het knelpunt als er hoge productie van wind op zee is, maar geen gelijktijdig grote vraag naar elektriciteit bestaat of deze vraag zich op grote afstand van aanlandlocaties bevindt Als geen sprake is van productie van wind op zee moet elektriciteit vanuit het noordoosten naar verbruikscentra in het westen en zuiden getransporteerd worden. Oplossingen zitten in:

- -Afstemming op internationaal niveau met betrekking tot de elektriciteitsmix en grote industriële vragers.
- -Versterking van de infrastructuurcorridors.
- -Planmatige uitbreiding van de infrastructuur.
- -Ruimtelijke sturing en sturing via normering, tarieven en/of contracten op flexibiliteit, onder meer op het gebied van elektrolysers, batterijen en vraagsturing van industrieclusters.

Op **hoogspanningsniveau 110/150 kV en op middenspannings- en tussenniveau** zitten de knelpunten bij groot opgesteld vermogen van hernieuwbare productie (zon en wind) op stations met beperkte transportcapaciteit. En bij toenemende transportvraagdoor elektrificatie van industrie, datacenters, mobiliteit en steden en additionele vraag door flexibiliteitstoepassingen. Oplossingen zitten in:

- Planmatige uitbreiding van infra.
- Ruimtelijke sturing en sturing via normering, tarieven en/of, contracten op flexibiliteit, onder meer op het gebied van elektrolysers, batterijen en vraagsturing van bedrijven, mobiliteit en de gebouwde omgeving.
- Energiehubs op regionaal niveau.

De knelpunten en oplossingen op l**aagspanningsniveau** zijn andersoortig. Knelpunten komen uit piekbelasting door zon-pv op daken en toenemende vraag door laadpalen en warmtepompen. En daarnaast onduidelijkheid en onvoorspelbaarheid bij gemeenten en netbeheerders wanneer welke vraag verwacht wordt, in combinatie met lange doorlooptijd verzwaring infrastructuur. Oplossingen zitten onder andere in:

- Sturing via normering, tarieven en/of contracten op piekbelasting door zon-pv, laadpalen, warmtepompen.
- Sturen op integratie van elektriciteit en warmte en het realiseren van lokale energiesystemen en optimale inzet van flexibiliteitsopties (gezamenlijke opslag in wijken en gebruik van eigen of lokale energie).
- De ontwikkeling van het energiesysteem gebieds- en/of wijkgericht aanpakken, bijvoorbeeld door de collectieve uitrol van elektrische warmtepompen en laadpalen.
- Digitalisering van het lokale energiesysteem.

Nieuwe rollen en nieuwe samenwerkingsvormen

Het toepassen van energiesysteemsturing op verschillende gebiedsniveaus vraagt om nieuwe vormen van gebiedsgerichte vraag- en aanbodafstemming. Hierbij horen nieuwe rollen en samenwerkingsvormen tussen markt, overheden en samenleving.

Ruimte is één van de cruciale schaarstefactoren die een snelle uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur bemoeilijkt. Alles heeft bovengronds én ondergronds ruimtebeslag, van infrastructuur voor HS-niveau en op LS-niveau van de trafohuisjes tot de onderstations. Dit vraagt een goede samenwerking tussen medeoverheden en netbeheerders om de benodigde ruimte te vinden.

[16] *Eindrapport Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 2de editie, Netbeheer Nederland (verwacht in oktober 2023). Eventuele aanpassingen hierin worden opgenomen in het definitieve NPE.*

Op hoogspanningsniveau is ook stevige grensoverschrijdende samenwerking vereist. Nederland is namelijk verbonden met omringende landen, waardoor de samenhang in elektriciteitsmix (wind, waterkracht, kernenergie) en de grote (industriële) vraag essentieel zijn in de planning van de infrastructuur.

Ook op de lagere spanningsniveaus werken deze veranderingen op hoogspanningsniveau door, met effect op de marktposities van alle aangesloten gebruikers. Daarnaast is specifiek op regionaal en lokaal niveau de vraag-aanbodafstemming belangrijk. Zowel vanuit ruimtelijk oogpunt als vanuit bredere systeemoverwegingen. Sturing op ruimtelijke inpassing vereist tenslotte ruimtelijke afwegingen op basis van maatschappelijke meerwaarde. De transportvraag (en netinvestering) vermindert en de robuustheid van het systeem neemt bovendien toe door regionale en lokale energie optimaal regionaal en lokaal te gebruiken, inclusief sturing op het gebruik achter de meter of de aansluiting. Dit in tegenstelling tot een 'ongecontroleerde' ontwikkeling van de te verwachten grote versnelling van de elektrificatie op lokaal niveau. Op lokaal niveau ontstaan hiermee ook mogelijkheden om een geïntegreerd energiesysteem te realiseren, met op het gebied afgestemd maatwerk en betrokkenheid van burgers en bedrijven (zie ook werkdocument B, hoofdstuk 5 over lokale energiesystemen en energiehubs). Digitalisering en data-uitwisseling spelen hierbij een belangrijke rol.

Instrumenten voor maatschappelijk optimaler gebruik en ontwikkeling van de elektriciteitsinfrastructuur

Het kabinet werkt instrumenten voor een maatschappelijk geoptimaliseerd gebruik en ontwikkeling van de elektriciteitsinfrastructuur in samenwerking met medeoverheden, netbeheerders en de ACM op basis van de geformuleerde uitgangspunten verder uit. Daarbij bouwt het voort op de samenwerking en de al gestarte acties vanuit het Landelijk Actieprogramma Netcongestie. Waar nodig neemt het kabinet deze uitwerking ook mee richting de Europese Unie, aangezien het beleidskader veelal vanuit Europese regelgeving is vastgelegd.

Het kabinet voorziet onder andere een meer planmatige uitrol van de elektriciteitsinfrastructuur door onder andere een integrale ontwikkeling van infrastructuur op zee (Energie Infrastructuur Plan Noordzee) en op land. Het Target Grid van TenneT is een goed voorbeeld van netplanning en -voorbereiding van de infrastructuur vanuit een energiesysteemperspectief op de lange termijn en ligt al goed in lijn met de geformuleerde uitgangspunten. Het kabinet wil hier verder over in gesprek, ook met Gasunie en regionale netbeheerders, om zo de mogelijkheden voor een sturend en integraal plan voor de lange termijn te verkennen. Ook een strategische uitvoeringsagenda van netbeheerders en medeoverheden draagt hieraan bij. Een meer planmatige uitrol van de elektriciteitsinfrastructuur vergt ook een beleidskader voor volgordelijkheid. Dit betekent namelijk dat naast meer en efficiëntere uitbreidingen, de infrastructuur ook bepalender is voor welk netgebruik waar en wanneer mogelijk is. Dit is een forse wijziging van het huidig beleidskader en vergt afstemming in EU-verband. Het kabinet verkent tegelijkertijd de nationale mogelijkheden om hier door ruimtelijke instrumenten al op te kunnen sturen. Middels integraal programmeren en de inzet van ruimtelijk instrumentarium kan naar verwachting al veel richting gegeven worden aan de (meer samenhangende) ontwikkeling van vraag, aanbod en infrastructuur (zie werkdocument D, hoofdstuk 3 over ruimte).

Een maatschappelijk optimaler gebruik en ontwikkeling van de elektriciteits-infrastructuur vereist ook dat de kosten en kostenverdeling voor netuitbreiding in een transitieperspectief worden bekeken. Vraagsturende investeringen in netten zijn omvangrijk en leiden tot aanvullende kosten als niet (tijdig) voldaan kan worden aan de gevraagde transportcapaciteit. Ook leidt dit mogelijk tot overdimensionering en hogere nettarieven. Het kabinet wil met netbeheerders en de ACM verkennen of een andere wijze van bekostiging nodig is. Dynamische nettarieven en biedzonesplitsingen zijn daarbij ook te verkennen instrumenten.

Naast ruimtelijke sturing en financiële prikkels kan ook door normering gestuurd worden op optimaler gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur. Voorbeelden hiervan zijn (standaard en/of dynamisch) begrenzing op basis van de beschikbare netcapaciteit en het standaardiseren van de flexibele aanstuurbaarheid van apparaten. Ook hierover wil het kabinet met de ACM en netbeheerders verder in gesprek. Dergelijke instrumenten vergen ook een verdergaande digitalisering van het elektriciteitssysteem. Het kabinet verkent welke belemmeringen het hiervoor weg kan nemen, met oog voor de privacy en cyberveiligheid.

Tot slot wil het kabinet de druk op de elektriciteitsinfrastructuur verlagen door meer ruimte

te geven aan de ontwikkeling van (semi-autonome) lokale energiesystemen. Dit biedt ook kansen voor een meer integraal energiesysteem en met meer maatschappelijke betrokkenheid op lokaal en regionaal niveau (zie werkdocument B, hoofdstuk 5 over lokale energiesystemen).

2. Ontwikkelpad waterstofketen

Samenvatting

Richting 2050 zullen waterstofdragers zowel als grondstof en als energiedrager dienen. Waterstof(dragers) zullen voornamelijk ingezet worden in de industrie en zware mobiliteit. Om leveringszekerheid van waterstof te borgen en vanwege de flexibiliteit die waterstofproductie kan vervullen in het elektriciteitssysteem is het wenselijk dat Nederland waterstof deels zelf produceert. Hiervoor zal (circa) 4 GW aan elektrolysecapaciteit opgesteld zijn in 2030, mogelijk al tot 8 – 15 GW in 2035 en 15 – 20 GW in 2040. Groene waterstof is voorlopig nog schaars. Dit betekent dat waterstof de komende jaren, zeker tot aan 2035, vooral een optie is voor sectoren waar waterstof als grondstof dient of waarvoor geen alternatieve energiedragers (elektriciteit of warmte) beschikbaar zijn.

In het toekomstige energiesysteem met elektriciteit als "ruggengraat" is een substantiële rol weggelegd voor waterstof als duurzame energiedrager. Waterstof is relatief makkelijk in grote hoeveelheden op te slaan. Deze eigenschap biedt de mogelijkheid om waterstof te produceren op momenten van overvloedig aanbod uit hernieuwbare elektriciteitsbronnen. Als waterstof direct bij de elektriciteitsbron wordt geproduceerd, kan waterstof de druk op het elektriciteitsnet laten afnemen en de infrastructuurkosten laten verminderen.

Tevens kan waterstof een belangrijke rol vervullen in het energiesysteem als bron voor flexibele CO_2-vrije elektriciteitsproductie. Het is ook een oplossing voor duurzame opslag van energie. Hoewel waterstof potentieel zeer breed economisch inzetbaar is, hangt die inzet in de praktijk sterk af met beschikbare ruimte voor de opwek van benodigde elektriciteit, van de prijsontwikkeling en beschikbaarheid van waterstof.

Tegelijkertijd is het met het oog op de Nederlandse grondstoffenvoetafdruk en het behalen van de ambitieuze Europese doelstellingen rondom energiebesparing van belang dat er in het energiebeleid aandacht is voor energie- en systeemefficiëntie.
Voor de waterstofketen heeft dit als belangrijkste gevolg dat directe elektrificatie daar waar mogelijk de voorkeur heeft boven de inzet van waterstof, gezien de aanzienlijke energieverliezen die optreden bij de inzet van elektriciteit voor waterstofproductie. Vanuit het energiesysteem als geheel bekeken wordt hiermee het aanbod van duurzame energie maximaal opgeschaald.

Het is onvermijdelijk dat geïmporteerde waterstof(dragers) de grote waterstofbehoefte van de energie-intensieve industrie grotendeels invullen. Het (toekomstig) opgesteld Nederlands vermogen aan wind en zon is niet toereikend voor de productie van de benodigde grote hoeveelheden waterstof. Ook in het kader van strategische autonomie is het daarom belangrijk om de import van waterstof(dragers) integraal en gezamenlijk (met de buurlanden, landen aan de Noordzee en Zuid-Europese landen die een rol kunnen spelen in de productie en toelevering van waterstof) te benaderen. Werken aan de invulling van deze import is nu al nodig. De import, doorvoer, conversie en opslag van waterstof(dragers) heeft enorme impact op het ruimtegebruik in de industriële clusters en de te realiseren infrastructuur (en de daarbij horende veiligheidsoverwegingen). De inschatting is nu dat richting 2050 de import en productie van waterstof(dragers) grofweg in balans zal zijn.

2.1. Huidige situatie en beleid

Als het kabinet over waterstof spreekt, bedoelt het diwaterstof, of moleculaire waterstof (H_2). Bij normale druk en temperatuur is waterstof een kleurloos, reukloos en brandbaar gas. Binnen het Nederlands energiesysteem is waterstof al decennia in gebruik. Nederland is na Duitsland de grootste waterstofconsument van de EU – circa 180 PJ/jaar in 2020[17]. Ongeveer 10% van het Nederlandse aardgasgebruik wordt ingezet voor de productie van waterstof[18]. Waterstof is nu nog voornamelijk in gebruik als grondstof in de industrie, met name voor kunstmest- en methanolproductie en als toepassing in raffinaderijen, zie Tabel 5. Naast deze bestaande rol, die mogelijk krimpt door de teruglopende vraag in raffinagecapaciteit, zal waterstof een substantiële rol spelen als duurzame energiedrager ter vervanging van fossiele brandstoffen.

Tabel 5. Waterstofaanbod en -vraag in 2020 (Weeda, Segers, 2020).

Energiebron (aanbod)	**PJ/jaar (LHV)**
Aardgas (afkomstig van SMR/ATR en bijproduct CO en Syngas)	104
Aardolie (SMR-raffinaderijgas)	69
Kolen (waterstof in cokesovengas)	5
Elektriciteit/water (chloor-alkaliproces)	2
Totaal	180
Toepassing (vraag)	**PJ/Jaar (LHV)**
Ammoniak	58
Raffinaderijen	65
Ander puur waterstof-gebruik	17
Methanolproductie	12
Gassen (onder meer katalytische reforming, nafta stoomkraken, bijproduct chloor-alkali)	28
Totaal	180

Waterstof wordt nu nog voornamelijk geproduceerd uit fossiele bronnen, dit wordt ook wel grijze waterstof genoemd. De ambitie is om deze waterstof te vervangen door hernieuwbare of koolstofarme waterstof. In een aantal industriële sectoren is waterstof een onmisbaar onderdeel van de verduurzamingsstrategieën voor de toekomst. In de industrie is al veel vraag naar en ervaring met waterstof. Industriële partijen (zoals kunstmestproducenten en raffinaderijen) werken hard aan de verduurzaming van hun huidige waterstofgebruik.

In de afgelopen jaren zijn er plannen ontwikkeld voor de productie van waterstof in Nederland op basis van elektrolyse, TKI houdt een overzicht bij van alle elektrolyseplannen[19]. Elektrolyse is een proces dat water splitst in waterstof en zuurstof met behulp van elektriciteit. Bij dit proces komt ook warmte vrij. Wanneer deze elektriciteit duurzaam is opgewekt is sprake van hernieuwbare, ofwel 'groene' waterstof. Productie van waterstof direct bij de elektriciteitsbron vermindert bovendien de druk op het elektriciteitsnet en verlaagt de infrastructuurkosten.

Een enorme opschaling van elektrolysecapaciteit en import van waterstofdragers is noodzakelijk. Tot nu toe zijn in Nederland alleen kleine installaties gebouwd, met een opgeteld vermogen van ongeveer 10 megawatt (MW). Al geplande installaties, leveren een vermogen tussen 100 en 250 MW per stuk. Daarmee wordt het opgesteld vermogen voor groene waterstofproductie in Nederland 100 keer groter. Uiteindelijk zijn echter elektrolysers op GW-schaal noodzakelijk. Dit vereist dus nog een opschalingsslag (RVO). Hiervoor zijn kennisinstellingen en start- en scale-ups nodig. De innovatieopgave voor elektrolyse is groot, zowel voor onshore- als offshore-elektrolyse. Er zijn nog talloze technologische, ruimtelijke en omgevingsvraagstukken, omdat nog geen ervaring is opgedaan met grootschalige elektrolyse (NWP). Ook is de uitrol en opschaling van elektrolyse direct afhankelijk van de uitrol van windparken op zee. Op dit moment staan olie- en gasbedrijven en industriële partijen voor investeringsbeslissingen. Tabel 6 geeft een eerste, indicatieve overzicht van de verwachte realisatie van windparken en de daarbij horende beoogde elektrolysecapaciteit.

[17] *Bron: Weeda, M., Segers, R. (2020). Hydrogen balance in relation to energy statistics (TNO/CBS).*

[18] *Kabinetsvisie Waterstof: https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/05/Brief - kabinetsvisie - waterstof.pdf.*

[19] *https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI Gas/publicaties/Overview Hydrogen projects in the Netherlands_0.pdf?_ga=2.237950088.987007268.1683713930-1634107943.1683713930.*

Tabel 6. Windenergiekavels en beoogde, indicatieve elektrolyse-capaciteit.

Windenergiegebied, kavel(s)	Tender kavels	Verwachte realisatie windpark	Beoogde indicatieve omvang elektrolyse (cumulatief)
Borssele			100 MW (0,1 GW)
Hollandse Kust (Zuid)			100 MW (0,2 GW)
Hollandse Kust (Noord)			200 MW (0,4 GW)
Hollandse Kust (west), kavel VI	Q2 2022	(2025-2026)	300 MW + 250 MW (1 GW)
Hollandse Kust (west), kavel VII		(2025-2026)	*200 MW (1 GW)*
IJmuiden Ver Beta	Q1 2024	2029	1 GW (2 GW)
IJmuiden Ver Alpha	Q1 2024	2029	1 GW (3 GW)
IJmuiden Ver (Noord), kavel V	Q4 2024	2029	1 GW (4 GW)
IJmuiden Ver (Noord), kavel VI		2029	
Nederwiek/Gebied 1, kavel I	Q4 2024	(2030)	1 GW (5 GW)
Nederwiek/Gebied 1, kavel II	Q4 2025	2030	1 GW (6 GW)

Nederland heeft veel bestaande (fossiele) assets die na ombouw ingezet kunnen worden voor opslag (zoutstructuren en lege gasvelden) en transport (buisleidingen) van waterstof(dragers). Nederland heeft met de havens en industriële clusters, en het achterland (Duitsland, België) een uitstekende positie om een blijvende rol te spelen in het gebruik, de productie en doorvoer van waterstof(dragers) en daarmee gepaard gaande industriële handelswaren in de toekomst.

Het kabinet voorziet een belangrijke, aanvullende rol voor waterstof in het toekomstige energiesysteem met elektriciteit als “ruggengraat”. Naast de bestaande rol als grondstof voor de industrie, en mobiliteit is waterstof een veelzijdige energiedrager die potentieel voor veel toepassingen en sectoren kan dienen. Zo kan waterstof ook worden ingezet voor het genereren van (zeer) hoge temperatuur-warmte, wat het een belangrijke energiedrager maakt voor de verduurzaming van de industrie. Hoewel waterstof potentieel zeer breed economisch inzetbaar is, hangt die inzet in de praktijk sterk af van de prijsontwikkeling en beschikbaarheid ervan.

Waterstof kan technisch relatief gemakkelijk in grote hoeveelheden worden opgeslagen. Deze eigenschap biedt de mogelijkheid om richting 2050 steeds meer waterstof te produceren op momenten van overvloedig aanbod uit hernieuwbare elektriciteitsbronnen. Waterstof kan op een later moment worden ingezet als CO_2-vrij regelbaar vermogen in elektriciteitscentrales. Waterstof is daarmee een oplossing voor duurzame seizoensopslag van energie.

Aanvullend toekomstig waterstofgebruik, dat dus (deels) bovenop het huidige industriële waterstofgebruik komt, om onder andere staal en synthetische koolstofdragers te maken, zal grotendeels ingevuld worden met geïmporteerde waterstof(dragers). De verwachting is dat richting 2050 de helft van de waterstof in Nederland geproduceerd zal worden, en de andere helft geïmporteerd zal worden. Het opgesteld Nederlands vermogen aan wind en zon is namelijk niet toereikend om dermate grote hoeveelheden waterstof te produceren. Ook de import van waterstof en de koppeling van elektriciteitsinfrastructuur zal als strategisch punt benaderd moeten worden, ook in samenwerking met andere West-Europese landen zoals België, Denemarken en Duitsland. Grootschalige inzet van waterstof ten behoeve van productie van synthetische koolstofdragers zal pas op langere termijn een rol spelen in de energietransitie. Het faciliteren van randvoorwaarden (zoals ruimte beschikbaar maken en het bespoedigen van vergunningstrajecten) voor de import van waterstofdragers alleen is niet voldoende. Ook energiediplomatie en de aanleg van infrastructuur (onder andere importterminals, kraakinstallaties en buisleidingen) dienen op gang gebracht te worden, mits dit verantwoord kan, met inachtneming van de omgevingsveiligheid.

Relevante huidige beleidsdoelen, Europees en nationaal

Nationaal beleid omtrent waterstof

Het kabinet heeft met de inwerkingtreding van het Klimaatakkoord in 2019 al de ambitie vastgelegd om 500 MW elektrolysevermogen in 2025 te realiseren en (3 à) 4 GW in 2030.

Daarnaast ondersteunt het Nationaal Waterstof Programma (NWP)[20] toepassingen van waterstof in diverse sectoren en de realisatie van doelen en afspraken op waterstofgebied. De centrale opgave van het NWP is het onderzoeken en stimuleren van de bijdrage van waterstof aan de energietransitie. In 2022 heeft het NWP deze opgave ingevuld, het NWP is een publiek-private samenwerking, door de Routekaart Waterstof op te stellen[21]. Nederland ligt op schema om de ambitie van 500 MW binnenlandse elektrolysecapaciteit in 2025 te behalen en mogelijk zelfs te overtreffen[22]. Dit is met name mogelijk door inzet van instrumenten gericht op subsidiëring van productie en op het stimuleren van gebruik van hernieuwbare waterstof.

Het huidige beleid gericht op het faciliteren van waterstofgebruik focust op industriële processen en mobiliteit. Op korte termijn is een aanzienlijke groei nodig van de hernieuwbare, groene waterstofproductie, ten behoeve van verduurzaming van industriële processen en een gespecialiseerd deel van de mobiliteit (ingegeven door de RED en ReFuel EU-doelstellingen vanuit de EU, wordt nader toegelicht in volgende hoofdstuk). Daarnaast is een rol voor CO_2-arme waterstof te verwachten ten behoeve van industriële activiteiten en elektriciteitsproductie op momenten met weinig opwekking uit wind en zon.

De Europese doelen voor gebruik van hernieuwbare waterstofdragers in de industrie en mobiliteit uit het voorlopig akkoord vergen een serieuze inspanning van Nederland. Deze doelen vereisen naar verwachting in 2030 circa 4-8 gigawatt (GW)-elektrolyse in binnen- of buitenland, want geïmporteerde waterstof(dragers) tellen mee voor de doelen. Omdat het huidige doel van 4 GW-elektrolyse in Nederland in 2030, gezien het uitroltempo van offshore-wind en de energiebehoefte voor directe elektrificatie, het maximaal haalbare lijkt is import van cruciaal belang. Het te vroeg realiseren elektrolysecapaciteit leidt mogelijk tot verdringing van directe elektrificatie en buitensporige extra inzet van gascentrales ('paralleldraaien') waardoor de netto CO_2-emissie stijgt. Dit zou negatieve impact hebben op het 55% reductiedoel voor 2030.

Vanwege de RED-doelen voor de industrie en mobiliteit lijkt het logisch dat waterstofvraag in andere sectoren, zoals de elektriciteitssector, vooral met koolstofarme waterstof uit andere bronnen wordt ingevuld. In de landbouw en gebouwde omgeving zijn voorlopig bescheiden volumes voor het gebruik van waterstof voorzien, kleinschalige waterstofproductie door landbouwbedrijven kan in de toekomst een rol spelen (zie werkdocument C, hoofdstuk 3). Het beleid blijft nu vooral gericht op pilots en kleinschalige regionale initiatieven. Groene waterstof is uiteraard ook een mogelijkheid voor processen of sectoren waarin andere decarbonisatie-opties (zoals elektrificatie) moeilijk uitvoerbaar of erg kostbaar zijn. Denk daarbij aan primaire ijzer- en staalproductie, zwaar (internationaal) wegtransport en lucht- en zeescheepvaart, verwarming in bepaalde delen van de gebouwde omgeving en elektriciteitsproductie op momenten van onvoldoende elektriciteitsproductie uit wind en zon en regelbaar vermogen.

Koolstofarme 'blauwe' waterstof (waterstof gemaakt op basis van aardgas, waarbij 60 tot 95% van de CO_2 wordt afgevangen) kan in de periode dat er nog onvoldoende groene waterstof beschikbaar is helpen de markt voor waterstof verder op gang te brengen om zo sneller CO_2-uitstoot te reduceren. Koolstofarme waterstof heeft een belangrijke rol in de industrie. Verschillende projecten zijn op dit moment in ontwikkeling (H-vision, Porthos, Aramis). Naast de rol voor de productie van groene waterstof is er dus ook een nadrukkelijke rol weggelegd voor koolstofarme, 'blauwe' waterstof in de route naar versnelde CO_2-reductie. Het NPE onderkent de rol die blauwe waterstof speelt in de opbouw en uitbouw van de waterstofmarkt. Blauwe waterstof krijgt op dit moment dan ook al beleidsmatige ondersteuning. Zo wordt het CCS-gedeelte ondersteund via de SDE++, en CO_2-infrastructuurprojecten in het MIEK.

EU-beleid als belangrijke aanjager van waterstof

Belangrijke voorstellen op het gebied van waterstof vallen onder de Renewable Energy Directive (REDIII) en REfuelEU. De REDIII stelt onder andere eisen aan de productie en het verbruik van waterstof. De belangrijkste maatregelen betreffen de inzet van waterstof en

[20] *Nationaal Waterstof Programma; https://nationaalwaterstofprogramma.nl/*
[21] *Routekaart Waterstof: nationaalwaterstofprogramma.nl/documenten*
[22] *Kamerstukken 2022 – 2023, 32 813 nr. 1143.*

andere RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) in de industrie en de mobiliteit in 2030.

- In 2030 moet 42% van de waterstof in de industrie afkomstig zijn van RFNBO's. In 2035 moet dat 60% zijn.
- In 2030 moeten RFNBO's minimaal 1% van de brandstoffen in de mobiliteit uitmaken. De toepassing van RFNBO's is deels via directe toepassing van waterstof, en deels via de raffinageroute (waar grijze waterstof in het raffinageproces wordt vervangen voor groene waterstof).
- Ook is er vanuit ReFuel EU een bijmengverplichting voor luchtvaartbrandstoffen (circa 5,5 PJ in 2030) (dit wordt op het moment van schrijven verder uitgewerkt door het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat).

De REDIII-doelstellingen zijn mogelijk een negatieve prikkel voor koolstofarme, blauwe waterstof (dat wil zeggen de aangekondigde CCS-projecten) door het doel voor hernieuwbare waterstof. Bovendien hebben ze mogelijk negatieve invloed op de Nederlandse klimaatdoelen 2030. Deze doelstellingen kunnen ook alternatieve verduurzamingsroutes (bijvoorbeeld elektrificatie) verdringen. Door de veranderlijkheid van de leveringszekerheid en de prijzen van aardgas en de RED-doelen is de rol van blauwe waterstof onzekerder. Tegelijkertijd is vanwege de RED-doelen in de industrie en mobiliteit ook een rol voor blauwe waterstof in de elektriciteitsketen weggelegd, naast de rol die koolstofarme waterstof zal spelen in de industrie.

In RePowerEU is de ambitie opgenomen om in 2030 10 miljoen ton aan binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof te realiseren (40 GW elektrolysecapaciteit) en 10 miljoen ton aan import. De haven van Rotterdam, kan hier als de grootste haven van Europa een belangrijke rol bij spelen.

2.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen en uitgangspunten

Ontwikkelrichtingen vanuit energiesysteem (eigen productie, opslag en distributie) richting 2035

Hernieuwbare waterstof

Een deel van de waterstof zal Nederland zelf produceren. De productie van deze waterstof zal met name gebeuren op basis van windenergie (op basis van kernenergie kan in de toekomst uiteraard ook) nabij en op de Noordzee. De huidige verwachting is dat de Nederlandse elektriciteitsproductiecapaciteit op jaarbasis grofweg gelijk oploopt met de stijgende elektriciteitsvraag in Nederland, of zelfs overstijgt (waarmee Nederland netto exporteur is van elektriciteit). Die capaciteit zal deels dus ingezet worden hernieuwbare waterstof te produceren. Met het oog op de Nederlandse grondstoffenvoetafdruk en het behalen van de ambitieuze Europese doelstellingen rondom energiebesparing is het van belang dat er in het energiebeleid aandacht is voor energie- en systeem-efficiëntie. Voor de waterstofketen heeft dit als belangrijkste implicatie dat directe elektrificatie in eerste instantie de voorkeur heeft boven de inzet van waterstof. Dit is vanwege de aanzienlijke energieverliezen die optreden bij de inzet van elektriciteit voor waterstofproductie. Vanuit het energiesysteem als geheel bekeken wordt hiermee het aanbod van duurzame energie maximaal opgeschaald.

Elektrolyse is ook van toegevoegde waarde als flexibele conversietechnologie voor het volledig benutten van het potentieel aan hernieuwbare elektriciteitsproductie. De KEV 2022 [23]gaat uit van 85% hernieuwbare elektriciteit in de elektriciteitsvoorziening in 2030, met uitgesproken ambities voor de uitbreiding van de wind op zee (WOZ)-capaciteit naar 50 GW in 2040 en 70 GW in 2050[24]. Hierdoor ontstaan aanzienlijke overschotten tijdens piekuren van wind- en zonproductie. Elektrolysers bieden uitkomst doordat deze simultaan met piekuren kunnen draaien, wat 'onderbenutting' van het elektronenpotentieel voorkomt en wind op zee-productie rendabel houdt. Daarnaast stelt de studie 'Systeemintegratie wind op zee 2030-2040'[25] dat al bij de integratie van 38,5 GW in 2040 ongeveer 12 GW aan offshore-

[23] *Klimaat- en energieverkenning 2022, PBL*
[24] *Kamerstukken 2021 – 2022, 33 561, nr. 54.*
[25] *Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, RVO, Guidehouse, Berenschot 2021*

elektrolyse nodig is, door gebrek aan elektrische (eind)vraag bovenop enkele GW op land. Waterstof speelt daarom ook op lange termijn een cruciale rol bij de aanlanding van WOZ.

Het is vanuit voorzieningszekerheid en vanwege de balans van het elektriciteitssysteem verstandig dat Nederland ten minste voor een deel zelf in zijn waterstofproductie voorziet. Op korte termijn zet het kabinet erop in voldoende aanbod te borgen om aan Europese doelstellingen te voldoen. De uiteindelijke verdeling tussen eigen productie en import van waterstof(dragers) hangt af van de relevante prijzen en beleidskeuzes in de landen om ons heen, maar de productie- en importcapaciteit zouden op termijn ongeveer in balans moeten zijn.

Vanuit de Noordzee bezien zal tot en met 2035 vooral elektriciteit moeten aanlanden om de doelstelling van een CO_2-vrij elektriciteitssysteem in 2035 te behalen. Grootschalige productie van waterstof op zee zal dus naar verwachting pas daarna plaatsvinden (dit geldt uiteraard niet voor de cruciale pilotprojecten die juist nodig zijn om tijdige opschaling te kunnen realiseren in het volgende decennium). Flexibele inzet van elektrolyse op land is met name van belang richting 2035 en daarna.

Op zee speelt het dilemma dat het maatschappelijk goedkoper is waterstof op zee te maken, maar dat het voor de ontwikkelaar van de elektrolyse juist goedkoper is om dit op land te doen. Dit komt omdat het (zeer kostbare) net op zee niet direct wordt doorbelast maar wordt verspreid over eindgebruikers (net als alle andere netkosten). De kosten voor het net op zee zijn hoger dan de meerkosten van elektrolyse op zee (ten opzichte van land) maar ze slaan op verschillende plekken neer. De vraag is of en hoe hierop te sturen is.

Met het opschalen van geïnstalleerde elektrolysecapaciteit ontstaat een trade-off tussen de gewenste systeemrol van elektrolyse en de maximale opschaling van waterstofproductie ten behoeve van de RED-waterstofdoelen. Flexibele inzet is vanuit systeemperspectief gewenst. Een basislastrol (of ten minste een fors aantal draaiuren per jaar) lijkt vanuit opschaling, de business case voor elektrolysers en ingroei van de waterstofmarkt noodzakelijk. Breder gezien: de ambitie moet een systeem zijn met een maatschappelijk optimale inzet van elektrolyse. Dit systeem gaat verder dan alleen draaiuren, maar behelst ook locatie en prikkels voor marktpartijen.
Voor de ontwikkeling van een liquide waterstofmarkt is al in 2030 een zekere binnenlandse elektrolysecapaciteit noodzakelijk. De herziene EU-richtlijn voor hernieuwbare energie (REDIII) borgt die op EU-niveau met concrete doelen voor industrie en mobiliteit.[26] Vanuit het klimaatakkoord en politiek bekrachtigd is ten minste 4 GW aan elektrolysecapaciteit als een robuust beleidsdoel vastgelegd.
Verdere opschaling van elektrolysecapaciteit vóór 2030, kan gegeven de verwachte offshore-windcapaciteit, leiden tot hoge verdringing van elektrificatie.

Gedurende de transitieperiode zal hernieuwbare waterstof nog schaars zijn. Dit betekent dat waterstof de komende jaren, zeker tot 2035, vooral beschikbaar moet zijn voor sectoren waar het als grondstof wordt gebruikt of waar geen alternatieve energiedragers (elektriciteit/warmte) beschikbaar zijn. Het gaat vooral om het verduurzamen van industriële activiteiten en mobiliteit, en hoge temperatuurwarmte in de industrie. Dit zijn deels dezelfde toepassingen als die waar nu grijze waterstof wordt ingezet.

Koolstofarme waterstof

Naast hernieuwbare, groene waterstof speelt ook koolstofarme, 'blauwe' waterstof een rol de komende decennia. Blauwe waterstof is waterstof gemaakt met behulp van aardgas, waarbij 60 – 95% van de CO_2 wordt afgevangen. Blauwe waterstof kan, in de periode dat er nog onvoldoende groene waterstof beschikbaar is, versneld de CO_2-emissies helpen verlagen en de markt voor waterstof verder op gang brengen. Met het oog op de eerdergenoemde RED-doelstellingen zijn er twee stromen van (blauwe) waterstof relevant met het oog op de impact van de RED-doelen voor groene waterstof.

- Het huidige grijze waterstofgebruik, op basis van fossiele brandstoffen, dat verduurzaamd dient te worden (Steam Methane Reforming (SMR) en Autothermal Reforming (ATR)). Deze verduurzaming begint vaak met de afvang van de meest pure CO_2-stroom die uit het 'kraken' van methaan komt. Daaronder valt niet de CO_2-afvang afkomstig uit de

[26] *Voor het aanbod en gebruik van Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO's) telt import van waterstof(dragers) ook mee voor het halen van de REDIII doelen.*

ondervuring van het proces. Daarom is de totale afvang meestal rond de 60%. 'Verblauwing' van huidige grijze waterstof leidt niet tot aanvullende productie en vergroot dus niet de opgave die voortkomt uit de RED-doelstellingen. Hierbij kan onderscheid gemaakt worden tussen productie voor eigen gebruik "captive"-productie (denk aan raffinaderijen, kunstmest etc.) en "merchant"-productie, waterstofproductie die bedoeld is voor verhandeling.
- Aanvullende blauwe waterstofconsumptie in de industrie betekent dat er ook meer groene waterstof moet worden gebruikt, waarbij het de vraag is of deze behoefte er ook is.

De huidige plannen voor de omslag van grijze naar blauwe waterstof (via het afvoeren en opslaan van CO_2) staat gelijk aan circa 60-70 PJ/jaar waterstof. In het Porthos-project (CCS) wordt grijze waterstof blauwe waterstof. In de elektriciteitssector kan deze waterstof in de periode met schaarse groene waterstof een betrouwbare bron zijn van koolstofarme waterstof. Voorheen gold blauwe waterstof als alternatief bij een tegenvallend ontwikkeltempo van groene waterstof. De huidige RED-doelstellingen bemoeilijken deze strategie.

Opslag en strategische voorraden

Waterstof moet uiteraard getransporteerd en opgeslagen kunnen worden. Grootschalige opslag is nodig om mismatches tussen vraag en aanbod (in de tijd) op te lossen. In 2030 zijn minimaal 3 tot 4 zoutcavernes met een totale opslagcapaciteit van 750 tot 1000 gigawattuur (GWh) nodig. De Rijkscoördinatieregeling (RCR) Zuidwending richt zich op ondergrondse opslag van waterstof in zoutcavernes. Het project bestaat uit de aanleg van vier nieuwe cavernes voor de opslag van waterstof. Deze opslagcapaciteit is voldoende voor het elektrolysedoel van 4 GW, maar bij groei van elektrolyse is er meer opslagcapaciteit nodig. Zes bestaande cavernes die nu in gebruik zijn voor aardgasopslag worden aanvullend herbestemd om die later te kunnen gebruiken voor waterstofopslag.

Ook in de toekomst blijft moleculenopslag van groot belang in de vorm van (duurzame) energiedragers die goed geschikt zijn voor warmtepieklevering, seizoensopslag en als strategische voorraden. Hierbij gaat het voornamelijk over waterstof en waterstofdragers, zoals ammoniak, methanol en ethanol. De aanleg van strategische voorraden waterstof is nodig als buffer in de toevoer van waterstof. Strategische voorraden hebben een dempende werking op de wisselende beschikbaarheid van waterstof en de daarmee gepaard gaande fluctuaties in de marktprijs. Uiteraard dient dit zeer zorgvuldig verkend te worden, ook omdat onder andere lege gasvelden en zoutstructuren worden gezien als mogelijke opslagplaats voor de strategische voorraden. De komende periode zal in de richting van het definitieve NPE van 2023 de behoefte aan strategische voorraden verder verkend en geduid worden, zodat hier ook een visie op ontwikkeld kan worden.

Transport

Het kabinet heeft in 2022 een landelijk transportnet aangekondigd. Dit transportnet is het verbindende element tussen industriële clusters en regio's, havengebieden, aanlandingspunten voor wind op zee, opslagfaciliteiten en onze buurlanden[27]. Europa heeft momenteel al meer dan 1.600 km aan pijpleidingen voor het transport van waterstof, die eigendom zijn van industriële producenten en gebruikers. Een consortium van Transmission System Operators (TSO's) – waaronder Gasunie – heeft in 2020 het plan voor een European Hydrogen Backbone (EHB) aangekondigd om landen met veel productiepotentieel zoals Spanje en Portugal te verbinden met landen met grote vraag en (te) weinig productiepotentieel zoals Nederland, Duitsland en België.

Ontwikkelrichtingen vanuit energiesysteem (import) – richting 2035

Het Nederlandse energiesysteem zal meer waterstof consumeren en doorvoeren dan het zelf kan produceren. Daarom wordt naast de eigen productie ook actief aangestuurd op de import en doorvoer (en eventuele het kraken) van waterstofdragers. Het actief aanjagen van een internationale waterstofmarkt is absoluut gewenst gezien de mogelijkheden van waterstof enerzijds en het gelimiteerde binnenlandse productiepotentieel anderzijds.

Aan de import van waterstof(dragers) wordt nu al uitvoerig gewerkt. Ook wordt uitvoerig onderzoek gedaan naar de impact van de import, doorvoer en conversie/kraken omdat dit een enorme impact kan hebben op ruimtegebruik in de clusters, de infrastructuur en daarbij horende veiligheidsoverwegingen en milieuaspecten. Mogelijke waterstofdragers zijn:

[27] *Kamerstukken 2021 – 2022, 32 813, nr. 1061.*

waterstof als gas of in vloeibare vorm (LH2), ammoniak (NH_3), methanol (CH_3OH), en andere LOHCs (Liquid Orghanic Hydrogen Carrier). Transport van ammoniak per buisleiding op de as West-Oost wordt op het moment van schrijven verder verkend in het kader van de Delta Rhine Corridor (DRC).

Infrastructuur en randvoorwaarden

De huidige voorbereidingen voor import van waterstof zijn vooral gericht op het creëren, in nationaal en EU-verband, van de randvoorwaarden om de markt te ontwikkelen: infrastructuur voor transport en opslag, importterminals, certificering, veiligheid en regulering. Het gegeven dat Nederland als eerste Europese land de infrastructuur op orde zal hebben, is een sterk signaal richting de markt dat internationale importketens voor de Noordwest-Europese markt op korte termijn al kunnen worden gerealiseerd[28].

Energiediplomatie

Nederland zet in op diversificatie, door het versterken van de banden met een brede groep landen voor het faciliteren van contacten tussen bedrijven en overheden ten behoeve van import-export ketens. Met Portugal, Chili, Uruguay, Namibië, Canada, Verenigde Arabische Emiraten, Oman, Australië, Spanje en Saudi-Arabië zijn inmiddels overeenkomsten ondertekend, meer landen zullen volgen. Met sommige landen, zoals Noorwegen, hebben we een bredere energie-samenwerking, waarvan waterstof onderdeel is.

Rol van de overheid

De komende jaren speelt de overheid een belangrijke rol in het op gang brengen van de import: de mondiale markt bevindt zich in de opstartfase en wordt geconfronteerd met uitdagingen en onzekerheden in elk onderdeel van de keten. Wereldwijd moet er worden geïnvesteerd in productiecapaciteit, waarvan maar een gedeelte beschikbaar zal zijn voor export naar Europa. Infrastructuur moet worden opgeschaald en aangepast. Eindverbruikers moeten investeren in procesaanpassingen om waterstof te kunnen gebruiken, zoals bijvoorbeeld in de staalindustrie. Aangezien private investeringsbeslissingen in de gehele keten van elkaar afhankelijk zijn, is er sprake van een coördinatie-uitdaging. De overheid heeft de verantwoordelijkheid om in die coördinatie waar nodig een rol te spelen. Dit kan middels een helder lange-termijnkader dat zekerheid biedt, waar nodig aangevuld met gericht financieel instrumentarium en een actieve inzet op energiediplomatie.

IMVO

Van alle bedrijven in Nederland wordt verwacht dat ze handelen volgens de internationale kaders voor Internationaal Maatschappelijk Verantwoord Ondernemen (IMVO). Zeker in de ontwikkeling van het upstream gedeelte van de waardeketen is grote aandacht voor IMVO gepast, gezien de grootschaligheid van de faciliteiten die hiervoor nodig zijn: wind- en zonneparken voor het produceren van elektriciteit, kabels en pijpleidingen voor transport van energie, water voor elektrolyse, ruimte voor productie en opslag, terminals voor export etc. Het is belangrijk dat de opbouw van deze ketens en de productie en toepassing van waterstof plaatsvinden met aandacht voor mens en milieu, en dat de betrokken bedrijven gepaste zorgvuldigheid toepassen.

Importbehoefte

Voor de strategische industrie is een grote beschikbaarheid van waterstof wenselijk. Gezien de potentiële omvang van de waterstofvraag in ons land is het van belang dat er niet alleen wordt gewerkt aan een solide binnenlandse productiecapaciteit en voldoende importcapaciteit, maar ook dat een wereldwijde, liquide markt voor handel in hernieuwbare waterstof(dragers) van de grond komt.

Benodigde importhoeveelheden – op het moment van schrijven zijn dit grove schattingen – zijn als volgt: vanuit de bestaande waterstofvraag- en consumptie in de industrie dient er ongeveer 35 PJ verduurzaamd te worden om het RED-doel te halen. Daar dient nog 10-30 PJ (voor zowel direct als indirect waterstofgebruik) voor mobiliteit bij opgeteld te worden, daarmee ontstaat een bandbreedte van 45-65 PJ. Gegeven de ambitie van 4 GW elektrolysecapaciteit in 2030 kan er ongeveer 36 PJ waterstof worden opgewekt in Nederland en blijft er een importbehoefte over van 9-29 PJ.

[28] *De kamerbrief van 2 juni 2023: Energiediplomatie en import van waterstof, kamerstuk nr. 29023-431*

Belang van import van waterstof(dragers)

Waterstof gaat een grote rol spelen in de transitie naar een klimaatneutraal en circulair Nederland in 2050. Nederland heeft een unieke uitgangspositie met verbindingen naar de Duitse en Belgische markt. Deze drie markten zijn verantwoordelijk voor een groot deel van de Europese vraag naar waterstof. Projecties laten zien dat de vraag naar waterstof richting 2030 en daarna sterk zal toenemen, mede als gevolg van bindende EU-doelstellingen voor gebruik van hernieuwbare waterstof in industrie en transport. Naast eigen productie van waterstof zal import onmisbaar zijn om in de vraag te kunnen voorzien. Dit wordt onderschreven door de Europese Commissie in het REPowerEU-voorstel.

De kosten van transport van waterstof per schip over langere afstanden zijn relatief hoog in vergelijking met transport via pijpleidingen. Alternatieve opties zijn de binding van waterstof aan een dragermateriaal (Liquid Organic Hydrogen Carriers; LOHCs), met stikstof of CO_2 om te zetten in ammoniak of methanol. Deze stoffen zijn eenvoudiger in grote hoeveelheden te transporteren. Op basis van aangekondigde projecten is de verwachting dat waterstofdragers, in het bijzonder ammoniak, een significante rol gaan spelen in het intercontinentale transport van waterstof.

Bij 'waterstofimport' gaat het dus om waterstof in verschillende vormen, in de vorm van een waterstofdrager of als vloeibare (LH_2) en gasvormige waterstof. Voor het transport van vloeibare waterstof zijn speciale schepen nodig. Momenteel zijn slechts enkele exemplaren operationeel. Om in de toekomst op grotere schaal waterstof op deze manier te transporteren moet de technologie voor vloeibaar waterstoftransport worden verbeterd en de productiecapaciteit voor de benodigde schepen worden vergroot.

Uit de recente volumestudie waterstofdragers[29] blijkt dat: "De import van hernieuwbare waterstof op korte termijn waarschijnlijk plaats zal vinden in de vorm van ammoniak. De technologie hiervoor is immers al beschikbaar, ammoniak is een chemische commodity die al wereldwijd wordt verhandeld en het is op dit moment nog eenvoudiger in grote hoeveelheden te transporteren per schip dan bijvoorbeeld gasvormige of vloeibare waterstof."

Ammoniak en methanol kennen we tot nu toe vooral als grondstof. Voor het behalen van de klimaatdoelen is verduurzaming van die grondstoffen noodzakelijk. Een rol van stoffen als ammoniak en methanol als energiedrager is nieuw. De verwachte volumes gekoppeld aan het nog ontbreken van infrastructuur voor het afhandelen van deze stromen, stellen het kabinet voor serieuze beleidsopgaven met betrekking tot invoer, op- en overslag, conversie en transport van deze waterstofdragers in Nederland[30].

Afweging publieke belangen en noodzaak verdere visievorming

Het Rijk zet in op het vormgeven van heldere kaders m.b.t. waterstofdragers in het energie- en grondstoffensysteem. Voor wat betreft ammoniak geven potentiële afnemers – zoals de industrie, maritieme sector (zeeschepen)en de energiesector – aan dat zij dit eventueel rechtstreeks kunnen gebruiken als energiedrager (naast de al meer gebruikelijke rol als grondstof), zonder te converteren (kraken) naar waterstof. Dit voorkomt energieverlies en extra kosten. Ammoniak is echter toxisch en ook de andere waterstofdragers brengen risico's met zich mee die anders zijn dan de risico's van energiedragers die tot nu veelal toegepast worden (m.n. fossiele brandstoffen). Wanneer de verwachte importvolumes van ammoniak door ons land getransporteerd zouden gaan worden, verandert dit het dominante risicoprofiel voor de gebruikte transportroutes. Dat is ook van betekenis voor het ruimtelijk beleid in de nabijheid daarvan. Het kraken of gebruiken van ammoniak leidt naar verwachting ook tot stikstofemissies. Een eerder kabinet heeft vanuit de zorg voor de omgevingsveiligheid in 2004 besloten het vervoer van ammoniak over het spoor door ons land te willen beperken. Dat besluit was gebaseerd op de toepassingen van ammoniak die destijds in beeld waren. Dit beleid biedt geen ruimte voor het actief stimuleren van doorvoer van ammoniak als waterstofdrager via het spoor. Het voornemen is dit standpunt te herijken binnen de huidige context van de energie- en grondstoffentransitie, met weging van alle maatschappelijke kosten, baten en risico's. Het proces hiervoor is in gang gezet.

Beleidsaspecten en overwegingen

Bij het zoeken naar een goede balans tussen de verschillende maatschappelijke belangen rondom waterstofdragers zal het beleid gebaseerd zijn op de geformuleerde uitgangspunten

[29] https://www.klimaatweb.nl/wp-content/uploads/po-assets/819094.pdf

[30] Kamerstukken 2022 – 2023, 32 813, nr. 1192.

m.b.t. de veiligheids- en gezondheidsaspecten van de energietransitie (overigens ook toepasbaar op de grondstoffentransitie) die elders in dit NPE ook al zijn aangehaald.

Het Rijk zal aangeven welke voorkeuren, voorwaarden of beperkingen zij wil stellen m.b.t. de inzet van waterstofdragers en in het bijzonder ammoniak; denk hierbij aan de volgende zaken:

- Ruimtelijke concentratie van activiteiten op en nabij de aanlandlocatie en op ruime afstand van woonkernen. Dit o.a. ten behoeve van de ruimtelijke inpassing en ten behoeve van aansluiting op transportmodaliteiten. Het kabinet gaat hierover in gesprek met onder andere de relevante havenbedrijven en omgevingsdiensten.
- Eventuele doorvoer van waterstofdragers gebeurt bij voorkeur via een robuuste modaliteit; een modaliteit die daarvoor het meest geschikt en toekomstbestendig is. Hierbij speelt ook de beschikbaarheid van modaliteiten een rol. Denk hierbij aan het waterstoftransportnet van Gasunie, of het transporteren via separate buisleidingen voor ammoniak, die aan nog te stellen eisen moeten voldoen. Hierbij is IenW kaderstellend en moet de markt zelf de technische vormgeving oppakken. Het kabinet onderzoekt welke rol buisleidingen en binnenvaart kunnen spelen bij eventuele doorvoer van ammoniak binnen Nederland en naar Duitsland en België.

De bezwaren die er in 2004 bestonden ten aanzien van het transporteren van ammoniak, en dan met name per spoor, zijn in feite niet gewijzigd. Zodoende:

- Wordt er, zolang er geen nieuw kabinetsstandpunt is, door het kabinet geen stappen gezet om met name transport van ammoniak per spoor door Nederland te doen toenemen.
- Zoeken de betrokken overheden voor concrete ontwikkelingen die zich aandienen m.b.t. invoer, op- en overslag en conversie van ammoniak op de aanlandlocatie gezamenlijk naar mogelijkheden om die te faciliteren.
- Ziet het Rijk het belang van het stimuleren van de ontwikkeling van alternatieven voor ammoniak (andere dragers of vloeibare waterstof), die naar verwachting een lager risicoprofiel kennen.

Er volgt een inventarisatie van het bestaande en in ontwikkeling zijnde overheidsinstrumentarium om te sturen op de invoer, op- en overslag, conversie en transport van waterstofdragers in Nederland. Daarbij zal de vraag worden beantwoord of aanvullende instrumenten nodig zijn en welke ruimte daarvoor bestaat binnen bestaande (Europese) kaders.

Bij de regeringsconsultatie met Duitsland in april van dit jaar is er een gezamenlijke routekaart import aangekondigd. Ook in de Kamerbrief over de volumestudie in maart van dit jaar[31] is benoemd dat er afstemming nodig is met onze buurlanden, Duitsland en België. Het streven is om lopende en aangekondigde initiatieven voor afstemming met onze buurlanden zoveel als mogelijk te benutten voor een geïntegreerde internationale benadering van de importketens voor waterstof, zodanig dat o.a. eventueel te realiseren infrastructuur passend is bij de importbehoefte in de toekomst.

2.3. Aanbod van en vraag naar waterstofdragers

(Mede) op basis van de scenariostudie II2030v2 van de netbeheerders is een eerste kwantitatieve analyse gemaakt van de vraag naar en het aanbod van waterstof. Daaruit kan het volgende worden opgemaakt:

Wat betreft aanbod, waarbij ontwikkelingen nog onzeker zijn, kan het volgende al opgemaakt worden: tot 2035 vindt gebalanceerde opschaling van groene, hernieuwbare waterstofproductie plaats. In de periode tot 2030 zal het grootste deel van de waterstofinzet dus nog een fossiele basis hebben, waar mogelijk CCS wordt toegepast. Het kabinet zet in op innovatie en opschaling van de elektrolysecapaciteit naar 4 GW in 2030 en sterke opschaling van CO_2-vrije elektriciteit, zodat steeds vaker momenten voorkomen met overvloedige elektriciteitsproductie die kan worden omgezet in groene waterstof. De groeiende waterstofbehoefte wordt verder aangevuld door middel van import.

Richting 2035 zal een steeds groter deel van het extra elektriciteitsaanbod kunnen worden omgezet in groene waterstof. Waterstofproductie gebeurt richting 2035 deels direct op zee. Tot 2040 zet het kabinet in op een elektrolysecapaciteit van 15 – 20 GW. Ten aanzien van de

[31] *Kamerstukken 2022 – 2023, 32 813, nr. 1192.*

verdere ontwikkeling bestaan nog veel onzekerheden over vraag, internationale marktomstandigheden en mogelijkheden. Afhankelijk van de rol van elektriciteit en waterstof in de productie van synthetische brandstoffen, varieert de omvang van groene waterstofproductie in Nederland en van de import.

Wat betreft de vraag naar waterstofdragers wordt, op basis van de II3050 en de gebruikssectoren de vraag naar waterstofdragers als volgt geformuleerd:

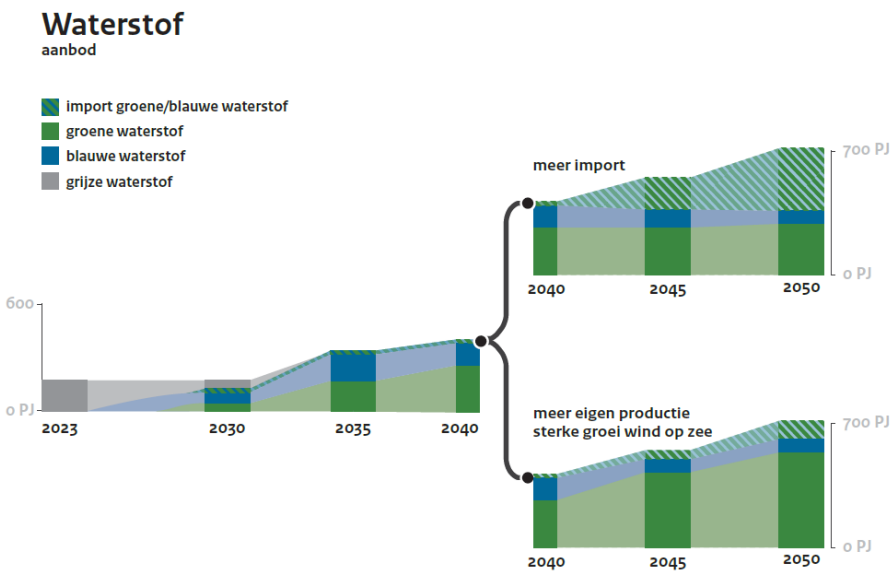
- Ook de energieketen elektriciteit zal waterstofinzet hebben (als CO_2-vrij regelbaar vermogen in elektriciteitscentrales). **Elektriciteit (gas-to-power)**, uit II3050v2 volgt**:**
  - 2030: 0 - 13 PJ
  - 2040: 76 - 104 PJ
  - 2050: 83 - 151 PJ
- In het NPE worden vier gebruikssectoren behandeld (zie werkdocument C voor de gebruikssectoren: industrie, mobiliteit, landbouw en gebouwde omgeving)**:**
- **Industrie (bandbreedtes),** uit de scenario's in het transitiepad volgt:
  - **II3050v2**
    - 2030: 154 – 173 PJ
    - 2040: 183 – 263 PJ
    - 2050: 36 – 421 PJ
  - **Reflectie PBL op CES'en 2.0**
    - 2030: 248 PJ
    - 2040: 327 PJ
    - 2050: 363 PJ
- **Mobiliteit,** uit de scenario's in het transitiepad volgt:
  - Directe H_2-vraag in 2050 (totaal 57 PJ)
    - OV: 4 PJ
    - Zwaar transport: 11 PJ
    - Binnenvaart: 12 PJ
    - Luchtvaart: 30 PJ
  - Indirecte H_2-vraag in 2050 (mogelijk oplopend tot 253 PJ). Met indirecte waterstofvraag wordt de waterstofbehoefte uitgedrukt die nodig is om synthetische brandstoffen te kunnen maken, hierover is meer informatie te vinden in de sectorbeschrijving mobiliteit.
    - Binnenvaart: 10 PJ
    - Luchtvaart: 80 PJ
    - Zeevaart: 156 PJ
- **Landbouw:** 6 PJ voor glastuinbouw in 2040**.**
- **Gebouwde omgeving:** Uit de scenario's in het transitiepad volgt een range van 60-127 PJ + 10 PJ voor collectieve warmtevoorzieningen in 2050 voor hernieuwbaar gas, het is mogelijk dat dit deels ingevuld worden met waterstof.

2.4. Uitwerking van de gewenste ontwikkelrichting

Gewenste eindbeeld 2035-2050

Dit eerste Nationaal Plan Energiesysteem ziet duurzame elektriciteit als ruggengraat van het toekomstig energiesysteem met daarbij een systeemrol voor waterstof. Hoewel er op het moment van schrijven veel onzekerheid is over de opschaling en marktontwikkeling van waterstof is duidelijk dat er een aanzienlijke rol is weggelegd voor waterstof op weg naar het energiesysteem in 2050. Waterstof zal onmisbaar zijn voor de verduurzaming van ons energie- en grondstoffengebruik en als langdurige energieopslag.

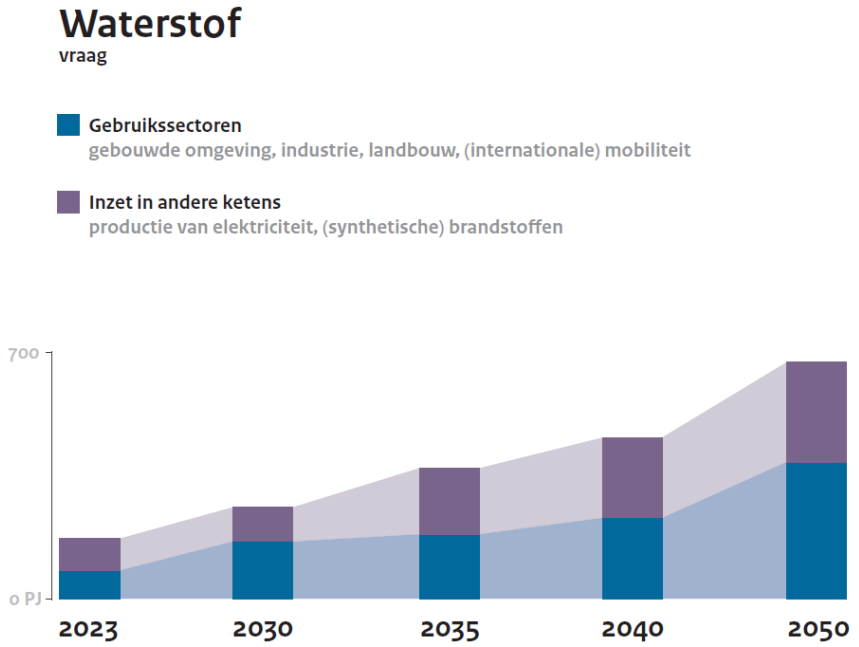
Bij de verduurzaming van het energiesysteem heeft, zoals eerder aangegeven, directe inzet van hernieuwbare elektriciteit de voorkeur. Er zijn echter grenzen aan wat technologisch mogelijk is met directe elektrificatie. Diverse scenariostudies – zoals II3050, TNO-scenario's ADAPT en TRANSFORM – voor het energiesysteem van 2050 geven aan dat waterstof noodzakelijk zal zijn. Sommige vormen van eindverbruik kunnen namelijk alleen technisch of kosteneffectief verduurzamen door gebruik te maken van waterstof. Bovendien is verdere uitbreiding van de elektriciteitsinfrastructuur slechts beperkt mogelijk gezien de bijbehorende systeemkosten en ruimtelijke verdelingsvraagstukken. Daarnaast is het langdurige opslagpotentieel van waterstof noodzakelijk voor regelbaar vermogen en het ondervangen van de pieklast in het energiesysteem. Ook blijft waterstof nodig als grondstof in de industrie. De Kabinetsvisie waterstof stelt daarom dat een systeemrol voor waterstof essentieel is voor de duurzame, betaalbare en betrouwbare verduurzaming van Nederland. De tijdige opschaling van waterstof vergroot de slaagkans van de energietransitie doordat meer verduurzamingsopties beschikbaar zijn. Hierbij zullen zowel binnenlandse productie als import van hernieuwbare en koolstofarme waterstofdragers een rol spelen.



Figuur 5. Ontwikkeling waterstofaanbod richting 2050

In Figuur 5 is zichtbaar hoe richting 2030/2035 de waterstofconsumptie verschuift van grijs naar blauw (dit zijn de huidige industriële activiteiten die overstappen op blauwe, koolstofarme waterstof) en waarbij de opschaling van elektrolysecapaciteit zichtbaar is, evenals de toename van import van groene waterstof(dragers), weergegeven in de groen/blauw gerasterde balk. In Figuur 5 is ook de geprojecteerde ontwikkeling in aanbod van waterstof(dragers) richting 2050 zichtbaar. Deze ontwikkeling is in hoge mate onzeker. Daarom is gekozen om voor de periode na 2040 twee mogelijkheden te schetsen. Als de wereldmarkt voor waterstof(dragers) van de grond komt – waarbij waterstof goedkoop, gediversifieerd en in overvloed beschikbaar is – is het te verwachten dat Nederland een groter deel van het aanbod uit de import van waterstof(dragers) zal halen (Figuur 5, rechtsboven). Wanneer de wereldmarkt onzeker of duur is zal een groter deel van het waterstofaanbod uit eigen productie (moeten) komen (Figuur 5, rechtsonder).

In Figuur 6 is de vraag, ook wel het gebruik van waterstof uiteengezet in de aanloop naar 2050. De directe waterstofconsumptie is weergegeven in blauw, het gebruik van waterstof om synthetische brandstoffen te produceren in paars, en de mogelijke netto export staat in de blauw/wit gerasterde balk. Netto export betekent in dit geval het deel van de in Nederland geproduceerde waterstof dat geëxporteerd zal worden. Uiteraard zal op basis van importen al eerder doorvoer plaatsvinden naar buurlanden.



Figuur 6: Waterstofgebruik richting 2050.

Gezien de hoge energievraag in Nederland is de ruime beschikbaarheid van waterstof wenselijk voor het Nederlandse energiesysteem. Vanwege de potentiële omvang van de waterstofvraag is het voor Nederland van belang dat er niet alleen gewerkt wordt aan een solide binnenlandse productiecapaciteit en voldoende import-capaciteit. Het is vanuit de Nederlandse situatie gezien ook wenselijk dat een wereldwijde, liquide markt voor handel in hernieuwbare waterstof van de grond komt. Het is de verwachting dat na 2035, richting 2050

de ontwikkeling van groene waterstofproductie een vlucht zal nemen. Hoeveel er te zijner tijd exact wordt geproduceerd in Nederland en daarbuiten is echter in hoge mate onzeker. Hoewel op korte termijn vooral elektrolysecapaciteit op land beschikbaar komt zal na 2030 ook steeds meer waterstof offshore worden geproduceerd. Om ervoor te zorgen dat wind op zee zoveel mogelijk bijdraagt aan een maximale 'basislast' hernieuwbare elektriciteitsopwekking is het van belang dat windparken worden aangesloten op energy hubs. In deze hubs kan waterstof worden geproduceerd door de aanwezige elektrolysers maar waarvandaan de elektronen ook via kabels aangeland kunnen worden. Op die manier wordt op momenten met veel wind waterstof en elektriciteit geproduceerd en op momenten met erg weinig wind alleen elektriciteit. Deze hybride aanlanding zorgt voor een grotere robuustheid van het energiesysteem.

Na 2035 dient voldoende opslagcapaciteit beschikbaar te zijn zodat waterstof een belangrijke rol kan spelen in het overbruggen van seizoensgebonden variatie in de energievraag. De scenariostudie II3050v2 van de netbeheerders spreekt van 15 – 29 TWh opslag die ingezet kan worden voor CO_2-vrij regelbaar vermogen. De 15 TWh is als volgt opgebouwd: één standaard waterstofcaverne kan ongeveer 250 GWh = 0,25 TWh waterstof bevatten. De vorige versie van II3050 (v1) rapporteerde een opslagbehoefte voor waterstof in 2050 van 10-47 TWh, afhankelijk van het scenario dat zich voltrekt. Dat zou dus 40 - 200 cavernes kunnen vergen. Het bestaande opslagpotentieel in Nederlandse aardgasbergingen (i.e. gasvelden) is circa 48 TWh waterstof (dit staat vanwege de lagere energiedichtheid van waterstof gelijk aan ongeveer 143 TWh aardgas). Waterstoftransport- en opslaginfrastructuur zijn belangrijk voor het te allen tijde op elkaar laten aansluiten van vraag en aanbod van waterstof. De focus ligt op transport via pijpleidingen. Waterstof wordt getransporteerd en geïmporteerd in verschillende vormen (onder meer vloeibare H_2, LOHCs, ammoniak en methanol).

Sinds 2022 wordt een landelijk transportnetwerk ontwikkeld dat de industriële clusters verbindt, toegang biedt tot opslagfaciliteiten en het Nederlandse netwerk verbindt met dat van zijn buurlanden. Aanvullend zal na 2030 moeten worden ingezet op de ontwikkeling van een offshore-infrastructuur om waterstof vanuit de offshore energy hubs aan land te brengen. Ook in Europees verband wordt de samenwerking al gezocht en worden plannen gemaakt om Zuid-Europa met Noordwest-Europa te verbinden door middel van pijpleidingen. Ook op de Noordzee worden plannen gemaakt om zowel de elektriciteitsinfrastructuur als de waterstofinfrastructuur van de Noordzeelanden (Duitsland, België, Denemarken en Nederland) aan elkaar te koppelen (hier wordt momenteel onderzoek naar gedaan in het kader van het Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050). In het gewenste eindbeeld zijn Europese landen verregaand onderling verbonden door een infrastructuur van waterstof(dragers) en gelijkspanningskabels; high voltage direct current (HDVC). Op land zal het netwerk sterk verknoopt zijn, maar op zee mogelijk niet (of pas op termijn). Het creëren van meerdere aanlandingspunten lijkt in ieder geval noodzakelijk om afhankelijkheid van één (of één van slechts enkele) aanlandingspunten te voorkomen.

2.5. Beleidsagenda voor het ontwikkelpad

Het NPE is kaderstellend. De eerdergenoemde gewenste ontwikkelrichtingen van de waterstofketen en daar bijhorende onzekerheden moeten verder uitgewerkt worden in nieuw en bestaand instrumentarium. De beleidsimplicaties van de waterstofketen zullen de komende periode, richting het eerste definitieve NPE, uitgewerkt worden. De elektrolysecapaciteit op land en op zee dient bijvoorbeeld verder gestimuleerd te worden om competitief te zijn met fossiele energiedragers. Deze groeiende sector biedt ook unieke kansen voor de Nederlandse (hightech)maakindustrie. Ook zal verdere duiding wat betreft de opschaling en inzet van koolstofarme waterstof nodig zijn.

De ruimtelijke en omgevingsimpact van elektrolyse, de import en eventueel het kraken van waterstof(dragers) dient verder verkend en uitgewerkt te worden in het definitieve NPE. Ook moet de realisatie van waterstofopslagcapaciteit op de agenda komen. Die capaciteit moet dienen om waterstof langdurig op te slaan voor fluctuaties in waterstofbehoefte en moet zorgen voor een (prijsdrukkende) buffer op momenten van schaarste. Andersom geldt dit uiteraard ook: het moet mogelijk zijn om waterstof geproduceerd uit elektriciteitsoverschotten op te slaan.

De mogelijke productie van synthetische brandstoffen in Nederland gaat hand in hand met een grote waterstof- en elektriciteitsvraag. Deze productie is later in de transitie wellicht mogelijk en kan eventueel gelijk op gaan met de beoogde uitbreiding van wind op zee tot 70 GW opgesteld vermogen in 2050.

De omgang met de veiligheidsaspecten rondom de import, opslag en doorvoer van waterstofdragers en ammoniak dient de komende periode verder te worden verkend. De verwachting op dit moment is dat transport via buisleidingen en binnenvaart de komende jaren vanuit het bedrijfsleven de voorkeur heeft. Een toename van het vervoer per spoor zal vanwege veiligheidsrisico's in of nabij spoorzones zeer nauwlettend moeten worden gemonitord. De toekomstige verhouding tussen import en eigen productie van waterstof(dragers) is lastig te voorspellen. Grote industriële bedrijven, die doorslaggevend zijn voor de consumptie van waterstof, hebben nog geen keuze gemaakt tussen het importeren van waterstof(dragers) zoals ammoniak en het zelf produceren van groene waterstof.

In het definitieve NPE eind 2023 zal het kabinet de contouren en ontwikkelrichtingen voor het energietransitiebeleid schetsen. Hiermee geeft het kabinet aan welke beleidsvormen op de middellange en lange termijn een doelmatige en doeltreffende transitie bevorderen volgens de transitiepaden zoals in dit NPE uiteengezet.

3. Ontwikkelpad koolstofketen

Samenvatting

Zoals vastgelegd in de Klimaatwet is Nederland in 2050 klimaatneutraal. Het kabinet streeft ook naar een volledig circulaire en fossielvrije economie.[32] In het huidige energiesysteem spelen zogenaamde koolstofdragers (zoals aardgas, olie en kolen) een belangrijke rol. Voor veel energetische toepassingen zal in de toekomst overgestapt worden naar koolstofvrije energiedragers, met name elektriciteit en in mindere mate waterstof. Desondanks zal in een klimaatneutraal 2050 ook nog vraag bestaan naar koolstofdragers (voor definitie zie paragraaf 3.1), die dan zoveel mogelijk met hernieuwbare koolstofdragers moet worden ingevuld.

Het merendeel van de koolstofvraag komt dan nog voort uit de inzet van koolstofhoudende grondstoffen in de chemie en brandstoffen met een hoge energiedichtheid voor de internationale lucht -en scheepvaart. Voor deze toepassingen is koolstof essentieel. In Nederland zijn deze sectoren relatief groot in omvang. Dit maakt dat koolstofdragers in het Nederlandse energiesysteem naar verwachting – sterker dan in andere EU-landen – ook in de toekomst een belangrijke rol blijven spelen. Daarnaast zullen koolstofdragers voor binnenlandse energievraag als sluitstuk worden ingezet, daar waar koolstofvrije alternatieven ontoereikend zijn.

Klimaatneutraal is niet per definitie hetzelfde als fossielvrij. Om de Nederlandse grondstoffenvoetafdruk en de behoefte aan negatieve emissies te beperken is het gewenste eindbeeld van het kabinet niettemin een fossielvrije samenleving, bij voorkeur al in 2050. Dat betekent dat het uitgangspunt is dat de resterende koolstofbehoefte in 2050 zo veel mogelijk duurzaam wordt ingevuld. Dit betekent dat het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers, zoals biogrondstoffen, recyclaat en synthetische koolstofdragers moet worden opgeschaald. Zowel aan de vraag- als aan de aanbodzijde is sprake van grote onzekerheden rondom toekomstige volumes. De verwachte behoefte aan koolstofdragers is echter aanzienlijk groter dan het binnenlandse aanbodpotentieel.

[32] *Kamerstuk 32852 nr. 225 Nationaal Programma Circulaire Economie 2023-2030.*

Om de beschikbaarheid van hernieuwbare koolstof te borgen moet enerzijds de vraag naar koolstof worden beperkt (bijvoorbeeld door een overstap op elektriciteit en waterstof) en anderzijds het aanbod worden uitgebreid. De geschatte resterende finale koolstofvraag voor Nederland in 2050 is aanzienlijk groter (ordegrootte 1000 – 1400 PJ) dan het geschatte binnenlandse aanbod aan hernieuwbare koolstofdragers (maximaal 330 PJ) waarbij ook nog sprake is van niet meegenomen conversieverliezen. Al met al betekent dit een grote importbehoefte. Een versimpelde weergave van de veranderingen in de koolstofketen tussen nu en 2050 is weergegeven in Figuur 12 op pagina 58.

Om de totale koolstofvraag te reduceren is het cruciaal dat koolstof voor het overgrote deel daar wordt ingezet waar hij essentieel is, zoals in de chemie en de internationale mobiliteit en voor negatieve emissies. Dit uitgangspunt gaat hand in hand met het zoveel mogelijk beperken van het koolstofgebruik in de sectoren waar koolstofvrije alternatieven voor handen zijn. Voor de sectoren waar koolstof essentieel is moet de invulling van de vraag zo snel mogelijk worden verduurzaamd en waar mogelijk worden gereduceerd.

Wat betreft de aanbodkant is het van belang om het binnenlandse potentieel, voor biogrondstoffen, koolstofhoudend afval (recyclaat) en het gebruik van niet-fossiele CO_2 (biogeen of afgevangen uit de atmosfeer) maximaal te benutten. Alle drie kennen ze hun eigen beperkingen en uitdagingen. Het gat tussen de resterende koolstofvraag en het binnenlandse aanbod moet zoveel mogelijk worden gedicht met import van hernieuwbare koolstofdragers, waarvoor een importstrategie gewenst is. Door de mogelijkheden van duurzame import te vergroten kan het resterend gebruik aan fossiele grondstoffen worden geminimaliseerd tot nul, bij voorkeur in 2050.

3.1. Huidige situatie en beleid koolstofketen

Wat is de koolstofketen?

Koolstof, scheikundig weergegeven met de letter C, komt op aarde voor in vele verschijningsvormen. Het is het basiselement van al het leven op aarde. Zo bestaan mensen voor 23% uit koolstof. Als we voor energieproductie koolstof verbranden, bijvoorbeeld in de

vorm van kolen, olie, gas of biogrondstoffen, ontstaat er CO_2 die wordt uitgestoten in de atmosfeer. In de koolstofketen gaat het om zogenaamde koolstofdragers. Hieronder vallen fossiele energiedragers zoals kolen, aardgas en aardolie en fossiele CO_2. Onder de niet-fossiele[33] koolstofdragers vallen biogrondstoffen[34], koolstofhoudend afval (recyclaat)[35], synthetische koolstofdragers[36] op basis van CO_2-vrije elektriciteit en niet-fossiele CO_2. In de rest van dit hoofdstuk wordt voor niet-fossiele koolstofdragers de term hernieuwbare[37] koolstofdragers gehanteerd. Behalve CO_2 zijn al deze categorieën koolstofhoudende energiedragers waardoor deze ook kunnen worden uitgedrukt in petajoules (PJ). De koolstofdragers zijn inzetbaar voor energie- en grondstoftoepassingen en beide toepassingen worden in dit hoofdstuk beschouwd.

Waarom een koolstofketen in het NPE?

Voor veel toepassingen bestaan in de toekomst koolstofvrije alternatieven. Maar door de behoefte aan brandstoffen met hoge energiedichtheid in de lucht- en zeevaart en de behoefte aan koolstof voor de productie van chemicaliën en materialen, blijft ook in de toekomst naar verwachting behoefte aan koolstofdragers. Dit rechtvaardigt een aparte behandeling van de koolstofketen.[38] In een klimaatneutrale en circulaire (fossielvrije) samenleving zullen deze moleculen van niet-fossiele oorsprong moeten zijn. Dit vraagt een overgang van een energiesysteem waarin fossiele koolstofdragers dominant zijn naar een systeem waarin koolstofvrije energiedragers (elektriciteit, waterstof, warmte) die rol grotendeels overnemen.

De nadruk in dit hoofdstuk ligt op die sectoren waarin de vraag naar koolstof blijft bestaan en op de opbouw van het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers om de resterende vraag naar koolstofhoudende energiedragers en grondstoffen zo veel mogelijk, en indien mogelijk volledig, met hernieuwbare koolstofdragers in te vullen in 2050. De opbouw van een duurzame koolstofketen gaat gepaard met de afbouw van de huidige fossiele koolstofketen. In het geval van aardgas is dit extra relevant vanwege de belangrijke rol daarvan in het huidige energiesysteem en daarnaast omdat het ook veelal publieke infrastructuur betreft. Daarom wordt in paragraaf 3.7 extra aandacht besteed aan het aardgasafbouwpad.

Het gebruik van koolstofdragers als grondstof voor de chemische sector wordt in het NPE nadrukkelijk meegenomen binnen de scope van het energiesysteem. De chemische sector maakt voor hun grondstoffen gebruik van dezelfde typen koolstofbronnen als voor het Nederlandse energieverbruik. In het huidige systeem gaat het daarbij om aardolie en aardgas en in de toekomst betreft dit biogrondstoffen, afval en CO_2. Waar in dit hoofdstuk wordt verwezen naar de inzet van biogrondstoffen worden duurzame biogrondstoffen bedoeld, die voldoen aan de gestelde duurzaamheidscriteria. Koolstofhoudende producten worden ook ingezet voor andere toepassingen, denk aan houtbouw bijvoorbeeld. Bij deze toepassingen betreft het echter andere (hoogwaardigere) biogrondstoffen, die niet concurreren met energetisch gebruik. Daarom valt dit soort gebruik van koolstofdragers buiten de scope van het energiesysteem.

[33] *Met niet-fossiel wordt in dit hoofdstuk niet primair fossiel bedoeld, zie ook voetnoot 35.*

[34] *De term biogrondstoffen wordt in dit hoofdstuk als verzamelnaam gebruikt voor ruwe biogrondstoffen (onder meer biogene reststromen, GFT, etc.), verwerkte biogrondstoffen (groen gas, biogene pyrolyseolie, etc.) en biogene eindproducten (bijvoorbeeld biobrandstoffen). Biogene materialen zoals bouwhout en andere hoogwaardige materialen worden binnen de scope van dit hoofdstuk niet als biogrondstoffen beschouwd, omdat die niet voor het energiesysteem zouden moeten worden ingezet, hoewel in praktijk wel degelijk concurrentie tussen materiaal- en energietoepassingen plaats kan vinden. In een groeiende bio-economie waar grootschalig wordt ingezet op zaken als biobased bouwen zal ook de beschikbaarheid van biogene reststromen toenemen.*

[35] *Koolstofhoudend afval (recyclaat) betreft het restmateriaal van koolstofhoudende producten, bijvoorbeeld plastics en chemicaliën. Op dit moment is dit recyclaat nog grotendeels van fossiele oorsprong, maar naar mate meer gebruik gemaakt wordt van biogene plastics zal het kunststofafval steeds meer van biogene oorsprong zijn. Biogene reststromen, zoals gft-afval, mest en slib vallen in de categorie biogrondstoffen.*

[36] *Met synthetische koolstofdragers worden synthetische brandstoffen en grondstoffen bedoeld die zijn geproduceerd uit afgevangen niet-fossiele CO_2 en groene waterstof. Uit ruwe biogrondstoffen kunnen via bijvoorbeeld vergassing synthetische koolstofdragers worden gemaakt. Deze vallen in dit hoofdstuk onder de biogrondstoffen.*

[37] *Hernieuwbare koolstofdragers is een gangbare term om niet primair fossiele koolstofdragers aan te duiden. Wat betreft recyclaat vallen hier dus ook secundaire fossiele grondstoffen onder, maar hoe meer de primaire input van de productieprocessen biogeen wordt hoe meer ook het recyclaat hernieuwbaar zal zijn.*

[38] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050. ETES 2050 (2023).*

De Nederlandse economie is relatief koolstofintensief

Momenteel is het overgrote deel van het energiegebruik gebaseerd op koolstofdragers, door het wijdverbreide gebruik van fossiele energiedragers (zie Figuur 12 op pagina 58). Fossiele koolstofdragers worden ook gebruikt als grondstof in de (petro)chemische industrie. Op dit moment wordt ongeveer 95% van het Nederlandse primaire energieverbruik (inclusief brandstoffen voor internationaal transport) ingevuld met koolstofdragers, wat neerkomt op ongeveer 3500 PJ[39], waarvan meer dan 90% afkomstig is uit fossiele bronnen. Het merendeel van de in Nederland gebruikte koolstofdragers worden ingezet om te voldoen aan de energievraag van binnenlands eindgebruik in huishoudens, de industrie, mobiliteit en de landbouw. Ook in de elektriciteitsvoorziening zijn koolstofdragers (met name aardgas) op dit moment nog altijd de grootste primaire energiebron. Figuur 9 op pagina 57 geeft schematisch de huidige koolstofketen weer.

Ruwweg 30% van het totale primaire energiegebruik (ongeveer 1150 PJ) ingezet voor de productie van koolstofhoudende producten en brandstoffen voor de internationale mobiliteit. Dit deel van de vraag naar koolstofdragers vindt binnen Nederland plaats, maar is ten behoeve van de export (van bijvoorbeeld plastics) en activiteiten die grotendeels internationaal van aard zijn (zeevaart en luchtvaart). Ten opzichte van andere EU-landen zorgen deze sectoren voor een relatief hoog aandeel van de totale vraag naar koolstofdragers. Dit betekent dat Nederland naar verwachting ook in de toekomst relatief koolstofintensief zal zijn.
Bovendien vervult Nederland een belangrijke doorvoerrol voor fossiele energiedragers. Van de ruim 8100 PJ aan olie die in Nederland binnenkomt, wordt ongeveer 1850 PJ aan ruwe olie direct doorgevoerd. Aanvullend wordt ongeveer 4400 PJ aan olieproducten geëxporteerd.[40] Een groot deel daarvan betreft directe doorvoer van geïmporteerde olieproducten. Bij een ander deel gaat het om de uitvoer van door Nederlandse raffinaderijen geproduceerde olieproducten.

Actoren binnen de koolstofketen

Omdat koolstofdragers in de Nederlandse economie is ook de groep actoren binnen de koolstofketen zeer breed. De koolstofketen is op dit moment relatief centralistisch georganiseerd. Dit heeft vooral te maken met het grootschalige karakter van import en verwerking van (fossiele) koolstofdragers. Hierbij is een fundamenteel verschil tussen de petrochemische sector en de gassector. De eerstgenoemde sector bestaat vrijwel geheel uit private actoren, terwijl de gassector sterk door de overheid gereguleerd is. In deze sector spelen ook overheidsinstellingen een grote rol in de vorm van staatsdeelnemingen.

De productie en verwerking van fossiele brandstoffen gebeurt voornamelijk door grote multinationale ondernemingen en dit geldt ook in sterke mate voor de (koolstof)chemie. In de haven van Rotterdam zijn verschillende activiteiten rondom de productie en afname van fossiele brandstoffen en grondstoffen sterk met elkaar verweven. Raffinaderijen en de petrochemische industrie zijn vaak fysiek met elkaar verbonden. De haven is daarnaast een belangrijke hotspot in de koolstofketen vanwege het bunkeren; het leveren van brandstof aan internationale vrachtschepen.

De productie van groen gas, bijvoorbeeld uit gft-afval, mest en slib, is veel kleinschaliger en decentraler van karakter dan de fossiele koolstofsector. Hetzelfde geldt tot op zekere hoogte voor innovatieve bedrijven die nieuwe technologieën inzetten voor cascadering[41] en de hoogwaardige recycling van koolstofdragers.

De vraagkant van de koolstofketen bestaat nu nog uit een breed scala van actoren. Dit zijn bijvoorbeeld de elektriciteitsproducenten, die kolen en gas als input gebruiken in hun centrales. Ook consumenten die benzine gebruiken voor auto's, hun huis verwarmen met aardgas en plastic producten gebruiken vallen hieronder. Al deze actoren krijgen te maken met de transitie naar een duurzame koolstofketen en sommigen zullen in de toekomst niet of nog maar beperkt koolstof gebruiken.

[39] *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. CBS (2022).*
[40] *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. CBS (2022).*
[41] *Cascadering is de trapsgewijze inzet van biogrondstoffen waardoor biogrondstoffen zo hoogwaardig, optimaal en efficiënt mogelijk worden ingezet. Voor meer informatie zie: Biomassa in balans. SER (2020).*

In gang gezette ontwikkelingen

Het aandeel energie afkomstig uit hernieuwbare bronnen groeit, in Nederland en internationaal. Hierdoor zijn steeds minder fossiele koolstofdragers nodig. Het kabinet geeft de overstap van fossiele koolstofdragers naar koolstofvrije energiedragers onder andere vorm door de resterende kolencentrales in 2030 te sluiten en het aandeel elektrische voertuigen te stimuleren. Daarnaast ondersteunt het kabinet de groei van het aantal aardgasvrije wijken. Ook zet het kabinet in op de vervanging van fossiele koolstof door hernieuwbare koolstof. Zo wordt groen gas bijgemengd in het gasnetwerk en worden biobrandstoffen ingezet in de mobiliteit. Bovendien zijn de eerste stappen gezet die het grondstoffengebruik in de chemische sector verduurzamen. De transitie in de koolstofketen is in gang gezet, maar die bevindt zich nog in de beginfase. De komende jaren is meer beleid nodig om de transitie richting 2050 te helpen realiseren.

Interacties met andere ketens

In Figuur 9 op pagina 57 is een deel van de interacties zichtbaar tussen de koolstofketen en de overige ketens (elektriciteit, warmte en waterstof). Koolstofdragers zijn in het huidige systeem een bron voor de opwek van elektriciteit (kolen- en gascentrales), brandstof in de mobiliteitssector en een grondstof voor de chemie. Aardgas wordt voornamelijk ingezet om warmte te produceren voor de industrie, de tuinbouw en voor huishoudens. Ook wordt aardgas gebruikt voor de productie van zogeheten grijze waterstof. Figuur 12 op pagina 58 laat zien dat koolstofdragers in het huidige systeem de dominante primaire energiebron zijn. In het toekomstige energiesysteem wordt het gebruik van fossiele grondstoffen afgebouwd. Dat betekent ook dat de rol van koolstof in de elektriciteits-, waterstof- en warmteproductie afneemt.

Aan de andere kant ontstaan er ook nieuwe interacties tussen ketens. Zo worden er in de toekomst synthetische koolwaterstoffen geproduceerd uit hernieuwbare koolstofbronnen en waterstof. Deze toepassing vraagt om significante hoeveelheden groene elektriciteit. Een andere interactie tussen de koolstof- en de waterstofketen is het gebruik van waterstof bij de productie van koolstofhoudende brandstoffen in de raffinage. Hoewel de omvang van de raffinagesector naar verwachting afneemt zal waterstof ook in de toekomst nodig zijn bij de productie van (bio)brandstoffen. Daarnaast blijft groen gas waarschijnlijk een rol spelen in de warmteproductie voor de gebouwde omgeving. Hierbij is efficiënte gebruik het uitgangspunt, wat betekent dat groen gas zoveel mogelijk in combinatie met een hybride warmtepomp wordt ingezet.

Bestaande beleidsdoelen en beleidsinzet, Europees en nationaal

Voor de koolstofketen zijn verschillende beleidsdoelen relevant. Ten eerste de klimaatdoelen. Het kabinet werkt toe naar een klimaatneutraal Nederland in de context van een klimaatneutraal Europa. Dit wil zeggen dat de flexibiliteit behouden blijft om op Europees niveau netto nul emissies te bereiken[42]. Voor de koolstofketen vallen de overige beleidsdoelen uiteen in twee categorieën: de doelen voor het reduceren en verduurzamen van (1) het energetisch gebruik van koolstof (brandstoffen) en (2) het niet-energetisch gebruik van koolstof (grondstoffen), met name via het beleid rondom circulaire economie. Daarnaast vormt ook het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen een belangrijk uitgangspunt voor het verduurzamen van de koolstofketen. In de onderstaande paragrafen wordt het huidige beleid verder toegelicht.

Doelen energetisch gebruik koolstof

Het kabinet heeft de ambitie dat in 2030 ten minste 2 bcm (billion cubic meters, miljard kubieke m^3) oftewel 70 PJ aan groen gas in Nederland wordt geproduceerd[43]. In het coalitieakkoord is een bijmengverplichting afgesproken van 20% van het gasverbruik in de gebouwde omgeving in 2030, ofwel 1,6 bcm groen gas. Deze verplichting wordt momenteel nader uitgewerkt. Gezien de beperkte hoeveelheden groen gas op dit moment, zet het kabinet voorlopig primair in op het opschalen van groen gas, met de bijmengverplichting als voornaamste instrument.

De Renewable Energy Directive (REDII/REDIII) en de implementatie daarvan in de Jaarverplichting Hernieuwbare Energie Vervoer zorgen op de korte tot middellange termijn (tot 2030) voor een substantiële prikkel voor het gebruik van biobrandstoffen en synthetische hernieuwbare brandstoffen (inclusief koolstofvrije dragers, met name waterstof).

[42] *Kamerstuk 32813-2280 - Naar een beleidsagenda voor een klimaatneutraal Nederland.*

[43] *Kamerstuk 32813 nr. 1146.*

Voor de zeevaart is in 2018 een broeikasgasreductiestrategie vastgesteld in de Internationale Maritieme Organisatie (IMO) en deze zullen later dit jaar worden herzien. Met de FuelEU Maritime gaat vanaf 2025 de verplichting in om de broeikasgasuitstoot van energie gebruikt aan boord van schepen met vastgestelde percentages te verminderen: dit start bij 2% in 2025 en loopt op tot 80% in 2050. Daarnaast wordt het EU Emissions Trading System (EU-ETS) vanaf 2024 uitgebreid naar de zeevaart. In EU verband is daarnaast in de afgelopen maanden een akkoord bereikt over normerende en beprijzende maatregelen in de zeevaart. Deze maatregelen gaan gelden voor 100% van de broeikasgas uitstoot op vaarten tussen Europese havens, en voor 50% van de broeikasgasuitstoot op vaarten tussen een Europese en een niet-Europese haven. Vanaf 2030 wordt een verplichting ingevoerd voor aangemeerde schepen in Europese zeehavens om gebruik te maken van walstroom.

Ook voor de luchtvaart zijn voor 2030 en 2050 op zowel nationaal als Europees niveau doelen vastgesteld. Met de luchtvaartsector is in het Akkoord Duurzame Luchtvaart afgesproken dat in 2030 14% duurzame brandstoffen worden bijgemengd (dit is als doelstelling overgenomen in de Luchtvaartnota). Het kabinet wil dat in 2050 alle brandstoffen die in Nederland worden getankt duurzaam zijn. In de ReFuelEU Aviation-verordening zijn bijmengverplichtingen tot en met 2050 opgenomen, startend met 2% in 2025 en groeiend naar respectievelijk 6% in 2030, 20% in 2035 en 70% in 2050[44]. De verordening kent ook subdoelen voor synthetische kerosine (RFNBO), waarbij de grootste opgave bij waterstof ligt. Het is niet mogelijk om nationaal een hoger percentage bijmenging te verplichten dan Europees geldt – de doelstelling van 14% kan dus niet worden verplicht (wel gestimuleerd).

Doelen gebruik koolstof als grondstof (niet-energetisch)

Nederland streeft naar een 100% klimaatneutrale, circulaire én fossielvrije economie[45] in 2050.[46] Dit betekent dat alleen hernieuwbare koolstofdragers (biogrondstoffen/atmosferische CO_2) of recyclaat worden gebruikt als grondstof. Dit jaar worden de circulaire doelen uitgewerkt om het Nederlandse grondstoffengebruik te beperken tot “binnen planetaire grenzen”. Daarnaast zijn er op productniveau doelen uitgewerkt die onderdeel zijn van de koolstofketen in de transitieagenda’s van het Nationaal Programma Circulaire Economie.[47] De relevante transitieagenda’s zijn die voor kunststoffen en consumptiegoederen. Uitgangspunt is dat kunststofgebruik zoveel mogelijk wordt teruggebracht. Waar dat niet mogelijk of gewenst is wordt kunststof zo duurzaam mogelijk toegepast.[48]

Ook de Europese Unie heeft als doelstelling om in 2050 circulair te zijn en heeft de ambitie uitgesproken om in 2030 minimaal 20% van de in de chemie gebruikte fossiele koolstof te vervangen door hernieuwbare grondstoffen.[49] Ook werkt de Europese Unie aan recyclaatverplichtingen op product(groep) niveau. Het kabinet heeft als onderdeel van de Voorjaarsbesluitvorming Klimaat aangekondigd dat het wil vooruitlopen op deze Europese ambitie. Vanaf 2027 wordt een nationale verplichting voor plasticproducenten ingevoerd om de toepassing van gerecycled of biobased plastic te stimuleren. Het voornemen is om de verplichting te laten oplopen naar 25%-30% plastic recyclaat of biobased plastic in 2030.[50] Deze verplichting is van toepassing op alle plastics die in Nederland en voor de Nederlandse markt worden geproduceerd. Export is dus uitgezonderd. De bijmengverplichting is beperkt tot plastics. Voor overige koolstofhoudende producten (bijvoorbeeld cosmetica, verf en medicijnen) is er nog geen beleid dat vervanging van fossiele grondstoffen door duurzame alternatieven stimuleert.

Duurzaamheidskader biogrondstoffen

Het Duurzaamheidskader biogrondstoffen[51] is binnen het nationale beleid een belangrijk richtinggevend document als het gaat om de koolstofketen. Dit kader is gebaseerd op het rapport ‘Biomassa in Balans’ van de Sociaal-Economische Raad (SER).[52] Het kader gaat in op verschillende toepassingen van biogrondstoffen. Voor de verschillende transitiefasen is beschreven of de specifieke toepassing moet worden afgebouwd, omgebouwd of

44 *Infographic - Fit for 55: increasing the uptake of greener fuels in the aviation and maritime sectors. RefuelEU (2023)*
45 *‘Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst’. Coalitieakkoord (2022).*
46 *Kamerstuk 32852 nr. 225 Nationaal Programma Circulaire Economie 2023-2030.*
47 *Kamerstuk 32852 nr. 225 Nationaal Programma Circulaire Economie 2023-2030.*
48 *Kamerstuk 32852 nr. 230 Kamerbrief Circulair plastic.*
49 *Sustainable Carbon Cycles. Europese Commissie (2021).*
50 *Kamerstuk 32813 nr. 1230 - Voorjaarsbesluitvorming Klimaat.*
51 *Kamerstuk 32813 nr. 617 - Duurzaamheidskader biogrondstoffen.*
52 *Biomassa in balans. SER (2021).*

opgebouwd. Het geeft daarmee een duidelijke indeling en prioritering van verschillende toepassingen van biogrondstoffen, waaraan huidig en toekomstig beleid kan worden getoetst. Voor de inzet van biogrondstoffen is het tevens een randvoorwaarde dat deze duurzaam zijn geproduceerd. Nederland werkt dan ook aan het implementeren van duurzaamheidscriteria voor biogrondstoffen en pleit tevens in Europa voor het invoeren van een uniforme set duurzaamheidcriteria voor alle toepassingen van biogrondstoffen.

Met het duurzaamheidskader is ingezet op een tijdige afbouw van het stimuleren van het gebruik van biogrondstoffen voor laagwaardige energietoepassingen. Op lange termijn worden ook andere energetische toepassingen van biogrondstoffen zoveel mogelijk afgebouwd. Zwaar wegtransport, internationale scheepvaart en luchtvaart worden naar verwachting later afgebouwd dan de andere sectoren. Hoogwaardige toepassingen van biogrondstoffen als materiaal of als grondstof in de chemie worden opgebouwd.

Spanning internationale afspraken en nationale doelen

In het Nationale Programma Circulaire Economie zijn 100% circulair en fossielvrij in 2050 als beleidsdoelstellingen opgenomen. De nationale inzet op fossielvrij voor 2050, die geldt voor zowel de Nederlandse consumptie als productie, staat op gespannen voet met de internationale doelstellingen voor de chemische industrie, lucht- en zeevaart. Op dit moment wordt internationaal de inzet van fossiele koolstofdragers in 2050 voor deze toepassingen niet uitgesloten.

3.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen koolstofketen

Belangrijkste trends, onzekerheden en keuzes in de koolstofketen

Om in 2050 als Nederland in 2050 klimaatneutraal[53] te zijn is het essentieel dat het gebruik van fossiele koolstofdragers als brandstof wordt afgebouwd. Om een klimaatneutraal energiesysteem te bereiken in 2050 zullen veel van de huidige toepassingen van koolstofhoudende energiedragers vervangen worden door koolstofvrije alternatieven, namelijk CO_2-vrije elektriciteit, hernieuwbare en CO_2-arme waterstof(dragers) en duurzame warmte. Deze transitie wordt onder andere gestimuleerd doordat het aanbod van emissierechten binnen het EU-ETS naar nul gaat in 2040. Daarnaast vindt sterke inzet plaats op de uitrol van hernieuwbare elektriciteitsproductie en opschaling van het aanbod van hernieuwbare waterstof(dragers).

In sommige sectoren is het gebruik van koolstof onvermijdelijk. In de lucht- en zeevaart blijven koolstofhoudende brandstoffen waarschijnlijk essentieel vanwege de behoefte aan een hoge volumineuze energiedichtheid. Ook de chemische industrie kan niet zonder koolstof, in ieder geval daar waar koolstofhoudende producten worden geproduceerd. Om fossiele grondstoffen (naast brandstoffen) te kunnen vervangen is in de toekomst behoefte aan hernieuwbare koolstofbronnen (recyclaat, duurzame biogrondstoffen) en CO_2 via processen van Carbon Capture and Utilization (CCU) als grondstof.

Rondom de ontwikkeling van de koolstofketen spelen meerdere, overkoepelende onzekerheden over de vraag naar koolstof en het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers een grote rol. Het is moeilijk om op het moment van schrijven precies te voorspellen wat de totale vraag naar koolstofdragers zal zijn. Niet alleen omdat het onzeker is welke economische activiteiten in Nederland plaatsvinden in 2050, maar ook omdat de vraag naar koolstofdragers sterk samenhangt met de mogelijkheid van inzet van duurzame en koolstofvrije alternatieven (elektriciteit, waterstof en warmte). De mogelijke inzet daarvan hangt af van de beschikbaarheid van deze dragers en de daarvoor benodigde infrastructuur. Samengevat: hoe meer duurzame en koolstofvrije alternatieven in de toekomst kunnen worden gebruikt, hoe minder koolstofdragers (zowel fossiel als hernieuwbaar) er nodig zijn. Daarnaast zijn er grote onzekerheden over de beschikbaarheid van hernieuwbare koolstofdragers. Vraag en aanbod hangen dus nauw met elkaar samen, toch kennen ze ook afzonderlijk hun eigen onzekerheden die in de volgende alinea's worden beschreven.

Onzekerheden aan de vraagkant

De vraag naar koolstofdragers buiten de binnenlandse energetische vraag wordt bepaald door de vraag naar (bunker)brandstoffen voor de internationale mobiliteit en koolstofhoudende chemische producten. De mate waarin die vraag zich vertaalt naar de Nederlandse koolstofvraag hangt niet alleen af van hoe de Nederlandse economie zich ontwikkelt, maar hangt ook af van internationale ontwikkelingen. Op het moment dat

[53] *Kamerstuk 32813 nr. 1180 – Naar een beleidsagenda voor een Klimaatneutraal Nederland.*

internationaal het aantal vliegbewegingen bijvoorbeeld afneemt, werkt dit door in de Nederlandse koolstofvraag. Dat de chemische sector in Nederland ook in 2050 een plaats heeft ligt voor de hand, maar of de omvang van de sector gelijk is aan die van de huidige sector is onzeker.[54] Gezien de gunstige logistieke hubfunctie van de Rotterdamse haven is er ook in 2050 nog steeds een grote vraag naar brandstoffen voor de scheepvaart te verwachten. Maar een combinatie van onzekerheden maakt de omvang van de toekomstige vraag lastig te voorspellen. In paragraaf 3.5 wordt dit verder uitgewerkt. De totale bunkervraag vandaag de dag ligt rond de 670 PJ[55] en in systeemstudies varieert de vraag in 2050 tussen de 600 en 1000 PJ.[56]

Het aandeel koolstofdragers dat in de toekomst (duurzaam) moet worden ingevuld en per wanneer is daarnaast afhankelijk van sectorale doelstellingen. Op nationale sectoren (binnenlandse mobiliteit en gebouwde omgeving) heeft de Nederlandse overheid meer grip dan op internationale sectoren (industrie, internationale mobiliteit). De internationale ontwikkelingen op het gebied van klimaat- en circulaire economiebeleid zijn onzeker, maar wel van invloed op de Nederlandse beleidsinzet. Er is een trend te zien van toenemende ambities op het gebied van klimaatdoelen voor internationaal transport en circulaire economie,[57] waarbij de doelen voor de internationale mobiliteit steeds meer in lijn komen met het streven uit het Parijsakkoord om mondiale opwarming tot maximaal 1.5 ˚C te beperken. Deze trend heeft een snellere opschaling van hernieuwbare koolstofdragers en een snellere afbouw van fossiel gebruik tot gevolg. Een voortzetting van deze trend leidt mogelijk tot een internationale ambitie voor het compleet uitfaseren van fossiele brandstoffen in 2050. Een stagnatie van onderhandelingen over internationale doelstellingen zou echter ook op kunnen treden. Hier houdt het gebruik van fossiele koolstofdragers in zowel internationaal transport, als grondstof voor de chemische sector – en buiten Europa mogelijk ook in andere sectoren langer aan.

Hoewel de binnenlandse energetische vraag voor het overgrote deel vervangen kan worden door koolstofvrije energiedragers hangt dit wel sterk af van de (tijdige) beschikbaarheid van deze dragers en het bestaan van een bijbehorende industrie. Deze vraag speelt vooral een sterke rol in de industrie, waar vanwege de snelle daling van het emissieplafond in het ETS veel investeringsbeslissingen rondom verduurzamingsroutes in de komende tien jaar genomen moeten worden. Wanneer elektriciteit of waterstof op die termijn vanwege het ontbreken van voldoende aanbod of de benodigde infrastructuur nog geen haalbare optie zijn zullen veel bedrijven inzetten op een voortzetting van fossiel energiegebruik in combinatie met CO_2-afvang en opslag (CCS).

Bovendien hangt een deel van de koolstofvraag in 2050 af van technologische ontwikkelingen, met name op het gebied van koolstofvrije alternatieven voor de lucht- en scheepvaart (zoals elektrisch vliegen en inzet van ammoniak in de zeevaart). De verwachting is dat deze opties in 2050 nog geen substantieel deel van de koolstofvraag kunnen vervangen. Tot slot erkent het kabinet dat de totale vraag afhankelijk is van de sturing op één van bovengenoemde ontwikkelingsrichtingen. Stuurt de overheid op fossielvrij, zal de vraag afnemen. Is fossiel nog een optie, zal de vraag groter blijven. Kortom, we kunnen de vraag niet los zien van de keuze voor een bepaalde ontwikkelrichting in de koolstofketen.

Onzekerheden aan de aanbodkant

Het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers hangt af van het tempo waarin de binnenlandse en internationale productie van hernieuwbare koolstofdragers kan worden opgebouwd. Het internationale opschalingstempo is uiteraard van invloed op de hoeveelheid die Nederland kan importeren. De eerste voorzichtige schatting van de beschikbare binnenlandse capaciteit voor de productie van hernieuwbare koolstofdragers

[54] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050, ETES 2050 (2023).*
[55] *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. CBS (2022).*
[56] *Eindbeelden Nederlands Energiesysteem. ETES 2050 (2022)*
[57] *Voor de internationale mobiliteit geldt dat de ambities ook vertaald zijn naar bindende doelstellingen. Voor circulaire economie blijft het internationaal vooralsnog bij ambities.*

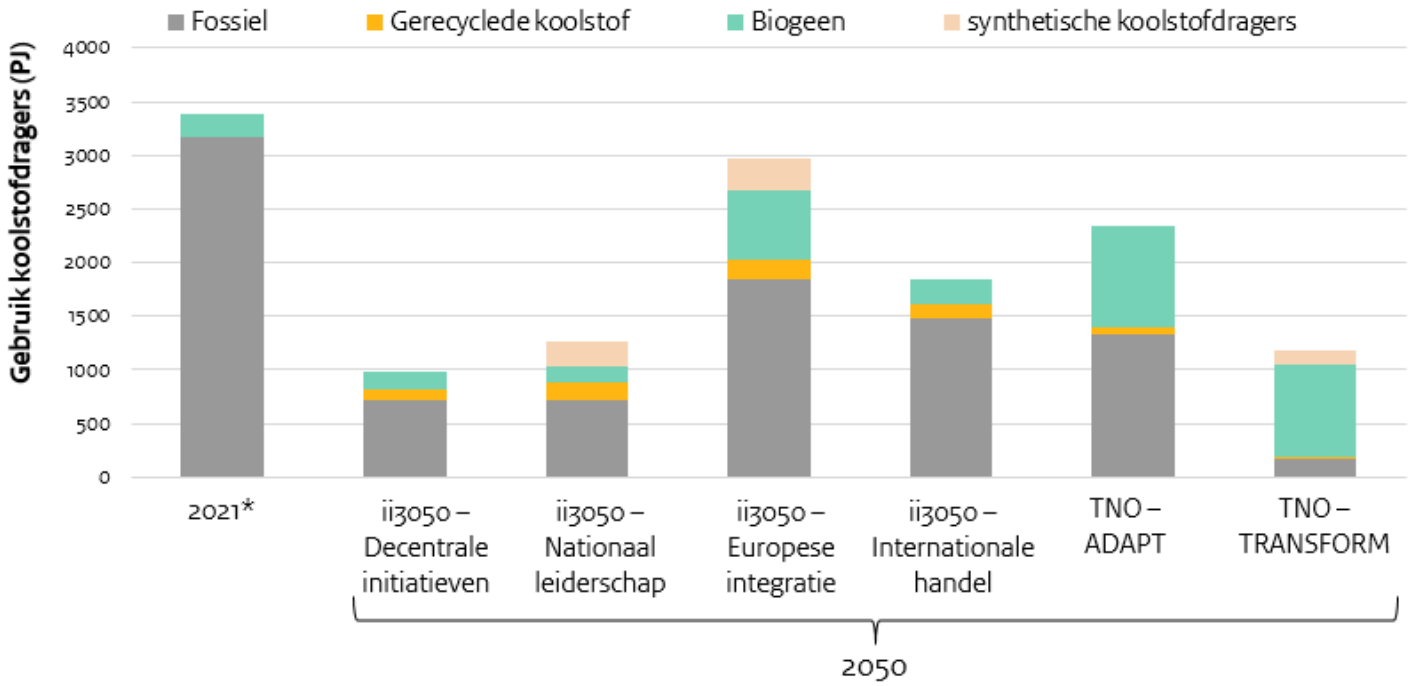
op basis van binnenlandse biogrondstoffen[58] en recycling van reststromen[59] komt uit op maximaal 330 PJ. Aanvullend zal Nederland ook een bepaalde hoeveelheid synthetische koolstofdragers kunnen produceren. Toch zal het gat tussen de koolstofvraag en het binnenlandse aanbod aan hernieuwbare koolstofdragers waarschijnlijk groot zijn. Daarmee blijft import van, ofwel hernieuwbare, ofwel fossiele koolstofdragers onvermijdelijk om dit gat op te vullen. Dit betekent dat ook het mondiale opschalingstempo voor hernieuwbare koolstofdragers een belangrijke en onzekere factor is om rekening mee te houden.

Een klimaatneutraal Nederland is niet per definitie hetzelfde als een fossielvrije samenleving. Dit verschil kan worden verklaard door twee aspecten. Het eerste is dat resterend fossiel gebruik voor binnenlands finaal gebruik (zowel voor energetische als niet-energetische toepassingen) kan plaatsvinden binnen een klimaatneutraal systeem door CO_2 uitstoot af te vangen en op te slaan en/of CO_2 uitstoot te compenseren door negatieve emissies (zie Tekstbox 1 over negatieve emissies in paragraaf 3.5). Een tweede aspect is dat een gedeelte van de uitstoot, door internationale afspraken over de emissieboekhouding, buiten de nationale klimaatdoelen valt. Dit geldt voor de uitstoot van CO_2 door de internationale lucht- en scheepvaart. Deze tweede vorm van resterend fossiel gebruik is vanuit mondiaal klimaatperspectief problematischer omdat CO_2-afvang en opslag technologie voor de lucht- en zeevaart vooralsnog niet beschikbaar is.[60] Bovendien is er nog geen mondiale wetgeving is die compensatie van uitstoot via negatieve emissies borgt, wat ook geldt voor uitstoot die ontstaat bij verbranding van geëxporteerde producten in het buitenland (zoals kunststoffen). Voor internationaal transport wordt daarom nu door het kabinet verkend of het mogelijk is een gedeelte van de uitstoot uit deze sectoren onder het nationale klimaatneutraliteitsdoel voor 2050 te laten vallen. Binnen bestaande scenariostudies varieert de verwachte mate waarin fossiele koolstofdragers een rol blijven spelen dan ook sterk (zie Figuur 7).

[58] *Het maximale potentieel voor de inzet van biogrondstoffen voor energie en de chemie is gebaseerd op: Bioscope – toepassingen en beschikbaarheid van duurzame biomassa, CE Delft (2020). Hierin is gecorrigeerd voor stromen die in een circulaire economie logischerwijs voor materiaaltoepassingen worden ingezet. De stromen die zijn meegenomen zijn: de additioneel vrijkomende biogrondstoffen uit de productiestroom en primaire reststroom in de landbouwketen en de volledige secundaire en tertiaire reststroom uit deze keten. Voor de houtketen zijn alleen de tertiaire reststromen meegenomen. Voor overige stromen zijn groenafval en tertiaire organische afvalstromen meegenomen. Hiermee komt het totale potentieel uit op 243 PJ. In werkelijkheid kan van dit potentieel wellicht slechts een kleiner deel van de reststromen voor het energiesysteem benut worden, omdat voor een deel van de reststromen, vooral in de landbouwketen mogelijk nog hoogwaardigere circulaire toepassingen gevonden worden.*

[59] *Het beschikbare potentieel aan recyclaat uit binnenlands afval is geschat op 40 tot 80 PJ. Deze grove schatting moet verder worden onderzocht. Het gaat daarbij om de totale recyclaatproductie (mechanisch en chemisch) op basis van de aanname dat in 2050 90% van het plastic afval (1600 kton in 2017 (Plasticgebruik en verwerking van plastic afval in Nederland. CE Delft (2019)) wordt ingezameld en gerecycled, dat zich vertaalt naar ongeveer 60 PJ. Omdat het plasticgebruik waarschijnlijk afneemt richting 2050, zal de beschikbaarheid van recyclaat mogelijk lager uitvallen. Daar staat tegenover dit alleen plastics betreft en dat ook andere koolstofhoudende producten gerecycled kunnen worden.*

[60] *Er is in Nederland wel veel onderzoek gaande voor het ontwikkelen van dergelijke technieken, zie bijvoorbeeld het project Everlong.*



*Figuur 7. Vraag naar koolstofdragers in het energiesysteem in 2050 voor energetisch gebruik en voor inzet als grondstof volgens de recente systeemstudies van TNO (2022)[61] en Netbeheer Nederland (2023).[62] Cijfers van de ii3050 studie van Netbeheer Nederland zijn inclusief doorvoer van brandstoffen en producten en de cijfers uit de TNO-studie exclusief. *Vraagcijfers voor 2021[63] betreffen primair energiegebruik inclusief bunkers en exclusief doorvoer.*

Op basis van de hierboven geschetste scenario's komen globaal drie mogelijke ontwikkelrichtingen naar boven:

1. Geen restrictie op inzet fossiele koolstofdragers: ruim baan voor fossiel en CCS, in combinatie met veel negatieve emissies om het grote restant aan emissies nog te compenseren (voorbeeld: ADAPT-scenario TNO, 2022)
2. Minimaliseren inzet fossiele koolstofdragers richting 2050, maar beperkt ruimte laten voor inzet fossiel in chemische sector/bunkerbrandstoffen indien alternatieven in 2050 moeilijk of nog onvoldoende voor handen zijn (voorbeeld: TRANSFORM-scenario TNO, 2022).
3. Sturen op fossielvrij in 2050: geen inzet van fossiele koolstofdragers in 2050, wat betekent dat het gebruik van fossiele energiedragers gestaag moet worden uitgefaseerd. Dit betekent ook dat snel moet worden gewerkt aan de opbouw van het aanbod en gebruik van hernieuwbare koolstofdragers.

[61] *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland. TNO (2022).*
[62] *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's. Netbeheer Nederland (2023).*
[63] *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. CBS (2022)*

3.3. Gewenste ontwikkelrichting onder afweging publieke belangen

Evaluatie ontwikkelrichting 1 op basis van publieke belangen

Bij sturing op ontwikkelrichting 1 is er in 2050 niet zo zeer een probleem van "koolstofschaarste", omdat er meer ruimte blijft voor het gebruik van fossiele grondstoffen dan bij ontwikkelrichtingen 2 en 3. Een groter aanbod aan (deels fossiele) koolstof kan vanuit het perspectief van betaalbaarheid en verdienvermogen voordelig zijn. Deze ontwikkelrichting sluit echter niet aan bij het streven naar een circulair en fossielvrije economie zoals opgenomen in het coalitieakkoord en sluit ook niet goed aan op het publieke belang van duurzaamheid. Bovendien is er door het ontbreken van sturing op de opschaling van hernieuwbare koolstofdragers in 2050 nog steeds een redelijk beperkt aanbod van dergelijke dragers, waardoor de afhankelijkheid van koolstofdragers langer in stand blijft. Daarnaast levert deze ontwikkelrichting een grote afhankelijkheid van afvangen en opslaan van koolstof (CCS) op de lange termijn en afhankelijk van de toepassingen ook van negatieve emissies. Een meer langdurig gebruik van fossiele koolstofdragers betekent dat een kleiner deel van de binnenlandse CO_2 opslagcapaciteit beschikbaar blijft voor negatieve emissie en dus dat Nederland na 2050 voor een groter aandeel van de benodigde negatieve emissies afhankelijk wordt van het buitenland,[64]. Als negatieve emissies op Europees niveau schaars worden, moet Nederland bovendien een hoge prijs betalen voor het realiseren van negatieve emissies elders in Europa. Dit kan dus de initiële betaalbaarheid van (langer) gebruik van fossiele koolstof uiteindelijk nuanceren of zelfs tenietdoen.

De internationale trend is al jaren dat de afspraken over de verduurzaming van internationaal transport eens in de paar jaar verder worden aangescherpt in de richting van fossielvrij. Ook op de inzet van recyclaat als grondstof zijn op Europees niveau doelstellingen aangekondigd. Dit maakt dat het breed inzetten van koolstofdragers in het gehele toekomstige energiesysteem – en veel ruimte houden voor de inzet van fossiele energiedragers – geen robuust beleid oplevert met een consistente lange-termijn koers. Op basis van deze overwegingen tezamen past ontwikkelrichting 1 niet goed bij een klimaatneutraal en robuust eindbeeld.

Afweging tussen ontwikkelrichting 2 en ontwikkelrichting 3

Aansturen op volledig fossielvrij betekent dat alleen hernieuwbare koolstofdragers kunnen worden ingezet. Omdat hernieuwbare koolstof naar verwachting schaars zal zijn, is het essentieel dat de totale koolstofvraag beperkt wordt en dat het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers wordt opgebouwd. Om meer flexibiliteit te behouden voor gevallen waarin deze randvoorwaarden niet tijdig bereikt worden, wordt binnen ontwikkelrichting 2 de mogelijkheid voor (beperkte) inzet van fossiele koolstofdragers opengehouden. Dit maakt dat, wanneer de inzetbaarheid van bijvoorbeeld elektriciteit en waterstof onvoldoende is, het mogelijk is dat bepaalde sectoren terugvallen op het gebruik van fossiele koolstofdragers. Denk hierbij aan een groter aandeel van (binnenlandse) mobiliteit die afhankelijk blijft van biobrandstoffen of industrieën die gebruik blijven maken van fossiele energiebronnen in combinatie met CCS.

Om de leveringszekerheid van koolstofdragers en de betaalbaarheid van grondstoffen voor de chemie en brandstoffen voor de transportsector te borgen, ligt er richting 2050 een uitdaging om het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers op te schalen. Dit geldt zowel binnenlands als op mondiaal en EU-niveau. Vandaag de dag is Nederland voor het leeuwendeel van de gebruikte koolstofdragers afhankelijk van import. Dit zal ook in de toekomst gelden voor hernieuwbare koolstofdragers. Er bestaat op dit moment wel een internationale markt voor biogrondstoffen, maar die is qua volume niet te vergelijken met de internationale handel in fossiele koolstofdragers. Voldoende opschaling van hernieuwbaar aanbod zal tijd vergen. Ook de markten voor recyclaat en andere verwerkte vormen van koolstofhoudend afval staan nog in de kinderschoenen. Bij de opschaling van deze markten is het van belang om de negatieve impact van de winning en het gebruik van hernieuwbare bronnen op milieu en biodiversiteit te minimaliseren.

[64] *Koolstofverwijdering voor klimaatbeleid - Analyse van behoefte, aanbod en beleid voor negatieve emissies in Nederland. CE Delft & TNO (2023).*

Het leggen van een (te) groot beslag op hernieuwbare koolstofdragers uit het buitenland zou er in sommige gevallen toe kunnen leiden dat er in die landen zelf langer van fossiele koolstofdragers gebruik wordt gemaakt, waarmee het beoogde mondiale klimaateffect weer teniet wordt gedaan. Dit kunnen argumenten zijn om inzet van fossiele koolstofdragers beperkt toe te staan in 2050 en de uitstoot daarvan te compenseren met negatieve emissies.

Het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers moet van voldoende kwaliteit zijn om het huidige gebruik van fossiele grondstoffen te kunnen vervangen. Dit geldt met name voor specifieke toepassingen in de chemie. Momenteel worden fossiele grondstoffen in de chemie voor uiteenlopende producten gebruikt. Daaronder vallen producten die aan hoge kwaliteitseisen moeten voldoen zoals medicijnen, cosmetica en contactlenzen. Dit betekent dat er technieken en innovaties nodig zijn die uit hernieuwbare koolstofbronnen een homogene en kwalitatief hoogwaardige grondstof maken die geschikt is de productie van dit soort producten. Dit maakt dat de technische haalbaarheid van een volledige overstap naar fossielvrije koolstofbronnen op dit moment nog onzeker is.

Tot slot is het vanuit het perspectief van concurrentievermogen van de Nederlandse industrie wenselijk om in lijn te blijven met internationale doelstellingen voor sectoren met een grote koolstofvraag zoals de chemische industrie en de internationale mobiliteit, om daarmee een gelijk speelveld te bewaren. Dit is een argument om te kiezen voor ontwikkelrichting 2. Daar staat tegenover dat de inzet op volledig fossielvrij nieuwe, duurzamere bedrijvigheid kan aanjagen wat zorgt voor een sterke internationale concurrentiepositie voor Nederland vanwege de koplopersrol. Deze inzet kan dus ook juist toekomstbestendig verdienvermogen opleveren.

Vanuit duurzaamheidsoogpunt is het juist wel wenselijk om ondanks de minder ambitieuze internationale afspraken, nationaal te streven naar een 100% circulaire én fossielvrije economie. Het is nu al duidelijk dat negatieve emissies nodig zijn om de opwarming van de aarde te beperken tot 1,5 graad. Het aanwenden van nieuwe, fossiele grondstoffen in 2050 past daarmee niet in de ambitie om binnen de planetaire grenzen te leven. Fossiele brandstoffen zullen immers altijd leiden tot CO_2-uitstoot. De fossiele grondstoffen in materialen zullen, zelfs met recycling, uiteindelijk belanden in de afvalverbranding en daarmee tot additionele CO_2-uitstoot (of extra behoefte aan negatieve emissie) leiden. Binnenlands geldt daarbij dat deze uitstoot kan worden gemitigeerd met CCS, maar voor export van fossiele producten naar buiten Europa is dit moeilijker te borgen.

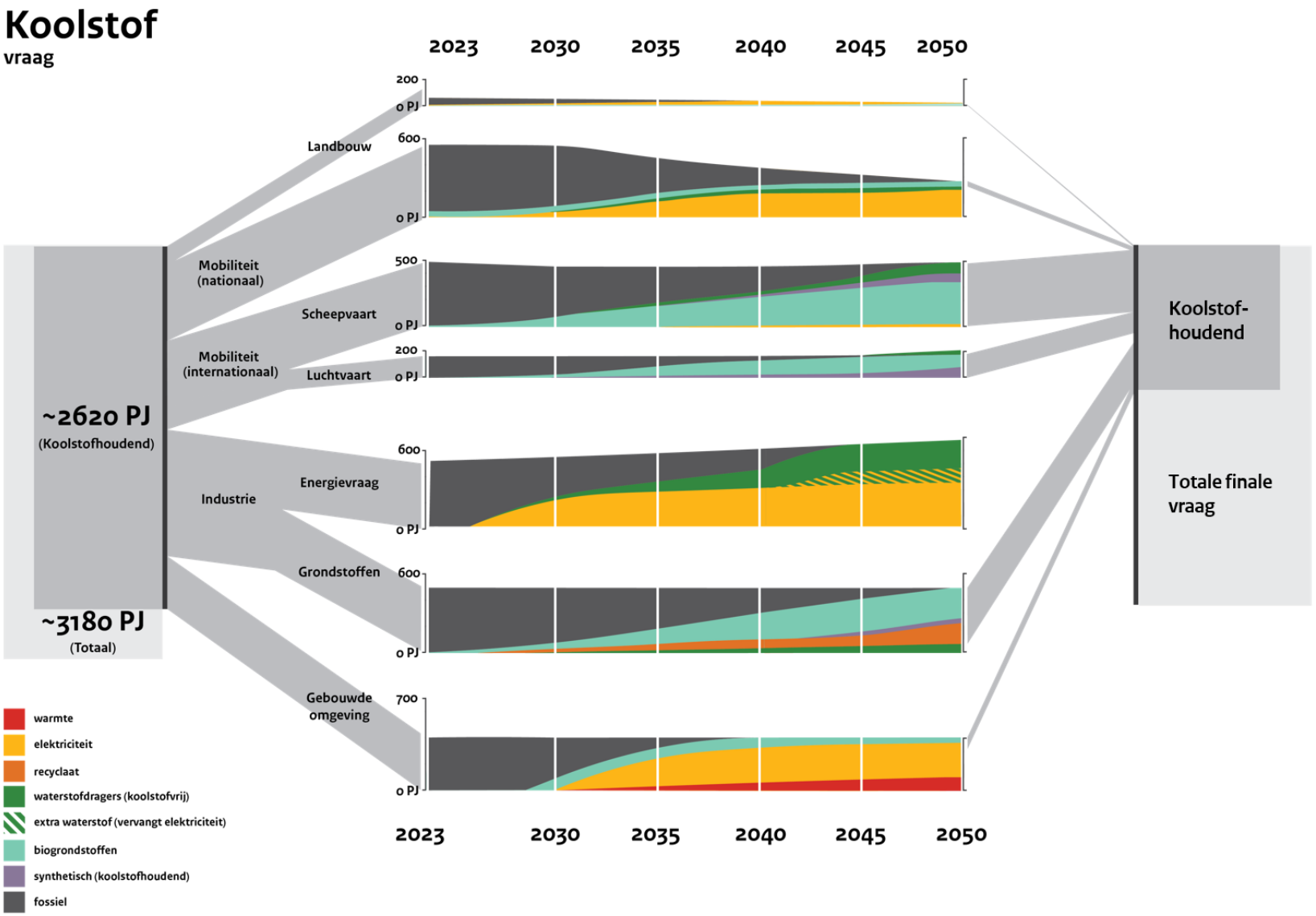
Om te zorgen voor voorspelbaar en robuust, toekomstbestendig beleid is het van belang dat het energiebeleid (richt)doelen kent die zo min mogelijk schuiven. Het sturen op fossielvrij past daarbij en sorteert tegelijkertijd voor op het steeds verder aanscherpen van ambities in internationale sectoren. Dit sluit ook aan bij de binnenlandse beleidsinzet voor de verduurzaming van de brandstofvraag voor internationaal transport. Daarbij moet wel aandacht blijven voor mogelijke beperkingen in het tempo dat Nederland kan maken. Andere landen gaan mogelijk minder snel vooruit. Het is niet mogelijk om nationaal ambitieuzere bindende normen te hanteren dan de afgesproken EU-normen. Als het gebruik van fossiele dragers in internationaal transport in 2050 geoorloofd blijft zal er internationaal vraag blijven naar fossiele brandstoffen. Dit maakt het lastig voor Nederland om hierop vooruit te lopen en zal implicaties hebben voor onze producerende industrie. Bovendien leidt unilateraal vooruitlopen op dit soort afspraken tot verplaatsing van activiteiten, wat betekent dat er mondiaal geen klimaatwinst is.

Het argument dat inzet op fossielvrij onwenselijk is vanuit het oogpunt van leveringszekerheid kan ook vanuit een ander perspectief worden bekeken. Juist in onvoldoende ontwikkelde markten kunnen duidelijke doelstellingen helpen om opschaling van het aanbod aan te jagen. Hierbij kan gedacht worden aan Europese doelen voor hernieuwbare energie en bijmengverplichtingen in de mobiliteit. Dan is het bereiken van voldoende opschaling nog steeds een uitdaging, maar is er wel een prikkel gecreëerd om de vraag naar koolstofdragers te en hernieuwbaar aanbod te vergtoten. Een hard doel op fossielvrij dwingt deze keuzes af, waardoor er uiteindelijk ook meer hernieuwbaar koolstofaanbod overblijft voor de sectoren waarvoor koolstof in 2050 hoe dan ook essentieel blijft.

3.4. Gewenste beleidsinzet

Het kabinet werkt toe naar een klimaatneutraal, circulair en fossielvrij Nederland. Het kabinet ziet een fossielvrije koolstofketen in 2050 als de gewenste ontwikkelrichting. Omdat er onvoldoende zicht is op de haalbaarheid en consequenties van een volledig fossielvrije

samenleving in 2050 – en de consequenties daarvan voor internationale sectoren – is het op dit moment niet wenselijk om van een fossielvrije koolstofketen een hard beleidsdoel te maken. Het kabinet zet daarom in op handhaving van “klimaatneutraal” als centraal beleidsdoel voor 2050 (ontwikkelrichting 2), maar hecht er wel aan om in de vormgeving van de beleidsinstrumenten zoveel mogelijk te sturen richting “fossielvrij” (ontwikkelrichting 3). Vooralsnog betekent dit dat er in 2050 indien nodig beperkt ruimte is voor het gebruik van fossiele grondstoffen. Het aandeel fossiel moet wel zoveel mogelijk worden geminimaliseerd. De komende jaren wordt verder onderzocht wat ervoor nodig is om 2050 als jaartal voor fossielvrij binnen bereik te houden en of daar een concrete doelstelling aan kan worden verbonden. Een belangrijke factor daarin is dat het kabinet zich zal inzetten om in internationaal verband de doelstellingen voor luchtvaart, scheepvaart en de chemische sector in lijn te brengen met de nationale ambities voor de lucht- en scheepvaart en de nationale doelstellingen uit het Nationaal Programma Circulaire Economie. In het vervolg van dit hoofdstuk wordt de gewenste ontwikkelrichting verder uitgewerkt. Figuur 8 is een schematische weergave van de ontwikkeling van de koolstofketen, waarin zowel de afname van de totale vraag naar koolstofdragers als de ingroei van hernieuwbare koolstofdragers zichtbaar is.



Figuur 8. Indicatieve ontwikkeling van de finale vraag in de koolstofketen (2023-2050) per sector inclusief opbouw van alternatieven (elektriciteit, waterstofdragers, warmte).

Schets van de ontwikkeling van de koolstofketen richting 2035 en 2050

Nu - 2035

Tussen nu en 2035 zal het totale gebruik van koolstofdragers al sterk afnemen door het vervangen van fossiele energiedragers door elektriciteit en in beperkte mate ook door groene waterstof en duurzame warmte. Binnen de elektriciteitssector zal de afname in het gebruik van koolstofdragers relatief het meest substantieel zijn. Waar nu nog 60%[65] van de elektriciteitsopwekking plaatsvindt op basis van (veelal fossiele) koolstofdragers zal dit in 2035 nog maar gelden voor een zeer beperkt deel van de opwek. In 2030 zullen de kolencentrales worden gesloten. Na die tijd zal, door de toename van opwek uit zon en wind, de dalende inzet van gascentrales ook doorzetten. Tegelijkertijd wordt er ook gewerkt aan de verduurzaming van het aanbod van koolstofdragers en wordt gewerkt aan de opbouw van de daarvoor benodigde productie (en import). In de lucht- en scheepvaart groeit het aandeel hernieuwbare brandstoffen van een zeer gering aandeel vandaag de dag naar rond de 15% in 2035. Ook in de chemie zal het aandeel hernieuwbare grondstoffen tegen die tijd sterk zijn gegroeid. Figuur 9 laat op schematische wijze het huidige koolstofgebruik zien. Figuur 10 geeft het verwachte koolstofgebruik in 2035 weer, waarin dus ook de beschreven ontwikkelingen zichtbaar worden.

2035-2050

De totale resterende finale koolstofvraag binnen Nederland (dus exclusief doorvoer van koolstofdragers naar buurlanden) wordt op basis van de verschillende sectorale transitiepaden geschat tussen 1000-1400 PJ in 2050. Het grootste deel van de vraag is afkomstig van de internationale mobiliteit en de chemische sector (grondstoffentoepassing). Daarnaast is in deze totale vraagschatting opgenomen dat er beperkt ruimte blijft voor koolstofgebruik voor toepassingen waar alternatieven beschikbaar zijn maar waar het vanwege uitvoerbaarheid of betaalbaarheid wenselijk is om koolstof te blijven inzetten. Dit geldt bijvoorbeeld voor de (beperkte) inzet van groen gas in de gebouwde omgeving en de inzet van koolstofhoudende brandstoffen voor de binnenvaart en zwaar wegtransport. Het gewenste eindbeeld voor de koolstofketen in 2050 is schematisch weergegeven in Figuur 11 en Figuur 12.

Het binnenlandse productiepotentieel voor biogrondstoffen wordt ingeschat tussen op maximaal 250 PJ[66] en het productiepotentieel voor recyclaat uit koolstofhoudend afval is in de ordegrootte van 40-80 PJ[67]. Daarnaast kan Nederland wellicht nog een bepaald volume aan synthetische koolstofdragers produceren. Het productiepotentieel hiervoor wordt echter beperkt door het beschikbare aanbod van (betaalbare) waterstof, elektriciteit en niet-fossiele CO_2. Bovengenoemde schattingen betreffen het beschikbare primaire aanbod[68] van hernieuwbare koolstofdragers. Omdat bij de productie van de benodigde producten en brandstoffen (aanzienlijke) omzettingsverliezen optreden is dit potentieel niet direct te vertalen naar een getal dat de vraag dekt. Daarbij geldt wel dat de CO_2 die vrijkomt bij conversie van biogrondstoffen mogelijk ingezet kan worden voor ofwel negatieve emissies of de productie van synthetische koolstofdragers. De energieverliezen die optreden leiden dus niet per definitie tot “koolstofverlies”.[69]

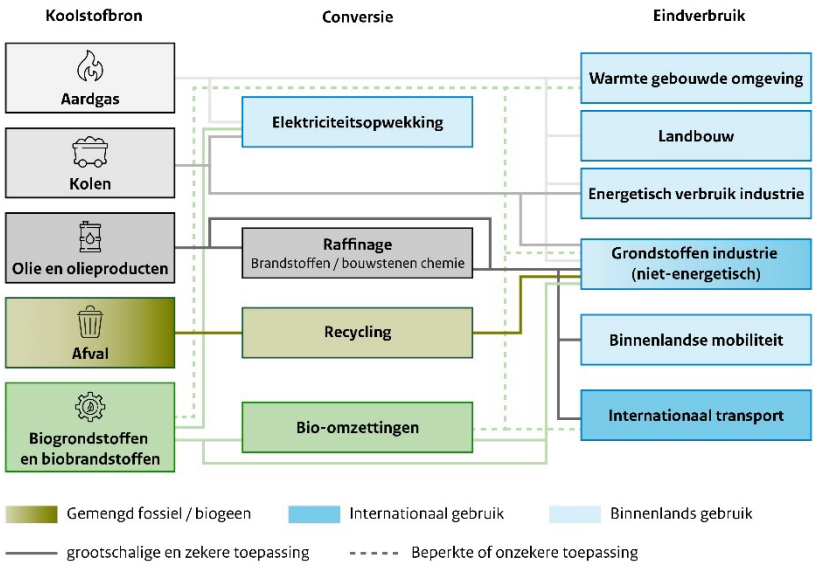
[65] *Elektriciteitsbalans; aanbod en verbruik. CBS (2022).*

[66] *Zie voetnoot 58*

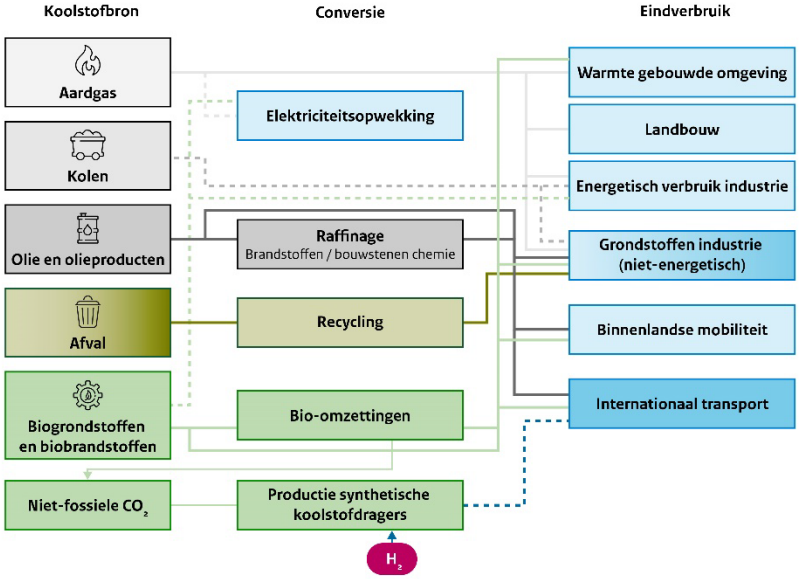
[67] *Zie voetnoot 59*

[68] *De mate waarin de finale vraag naar koolstofdragers en het binnenlandse primaire aanbod verschillen hangt af van de vorm waarin de koolstofdragers in Nederland bewerkt worden. Bij bewerking van ruwe biomassa zijn de verliezen vrij groot, hetgeen leidt tot een hogere primaire vraag. Als meer bewerkte vormen van (geïmporteerde) biogrondstoffen (bijvoorbeeld biopyrolyse-olie) worden gebruikt zijn deze verliezen aanzienlijk lager. Bij import van finale producten zoals bio-ethanol is de primaire vraag gelijk aan de finale vraag. De vorm waarin biogrondstoffen geïmporteerd worden is dus van belang voor de omvang van de omzettingsverliezen en daarmee de primaire vraag.*

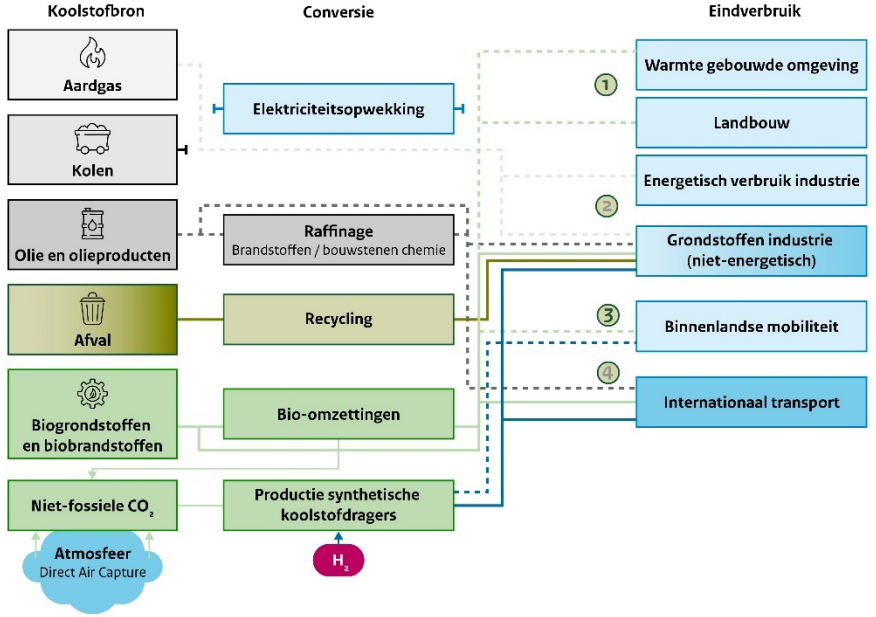
[69] *Het is hierbij van belang om op te merken dat deze koolstofverliezen – vaak in de vorm van gasvormige koolwaterstoffen of CO_2 – niet per definitie voor de koolstofketen verloren gaan. Restgassen worden nu vaak ingezet voor de energiebehoefte (vaak in WKKs) van het raffinageproces. Deze gassen zouden echter direct als grondstofstroom kunnen worden ingezet. De CO_2 die vrijkomt bij de energetische inzet kan daarnaast worden gebruikt als koolstofbron bij de productie van synthetische koolwaterstoffen of worden gebruikt voor het realiseren van negatieve emissies.*



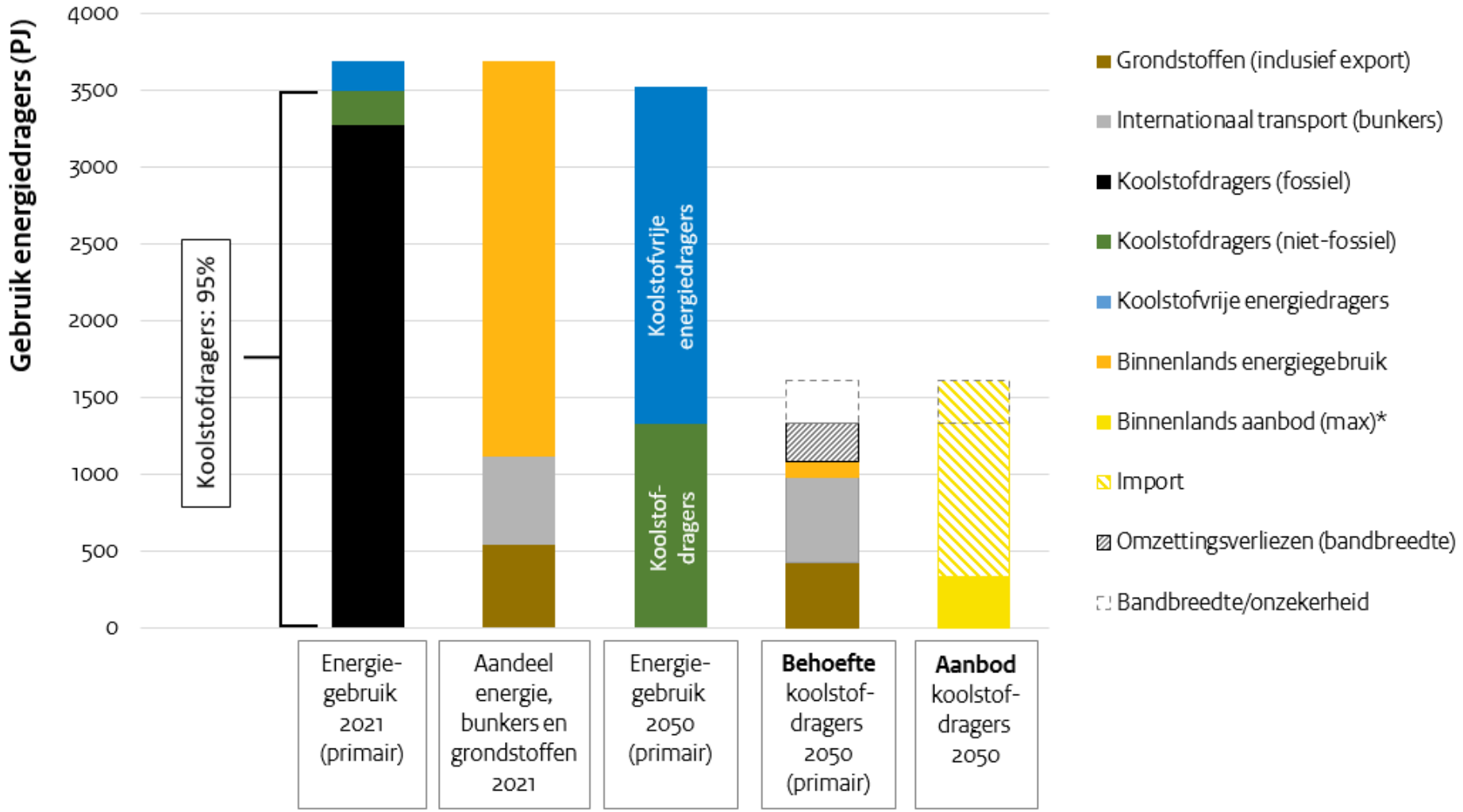
Figuur 9. Schematische weergave van de huidige koolstofstromen



Figuur 10. Schematische weergave van de verwachte koolstofstromen in 2035



Figuur 11. Schematische weergave van de verwachte koolstofstromen in 2050. In het eindbeeld is sprake van resterend energetisch koolstofgebruik, met name in de gebouwde omgeving (1) en binnenlandse mobiliteit (3). Het is nog onzeker of er sprake is van resterend fossiel koolstofgebruik in de industrie (2) en de internationale mobiliteit (4).



*Figuur 12. Verandering van vraag en aanbod in koolstofketen tussen nu en 2050 op basis van sectorale transitiepaden (werkdocument C) en overige inschattingen uit het NPE. * In de inschatting van het maximale binnenlands aanbod is het Nederlandse biogrondstoffen potentieel dat beschikbaar is voor energie en chemie meegenomen evenals een inschatting van de beschikbaarheid van recyclaat op basis van in Nederland gegenereerd afval. De productie van synthetische brandstoffen is niet in het binnenlandse potentieel meegenomen, omdat de productie hiervan qua koolstof input voor een groot deel afhankelijk is uit CO_2-reststromen die vrijkomen bij het gebruik van geïmporteerde biogrondstoffen. CO_2 vastlegging door middel van direct air capture is vooralsnog niet in het binnenlandse aanbod potentieel meegenomen.*

Het is zo goed als zeker dat het binnenlandse aanbod van hernieuwbare koolstofdragers ontoereikend zal zijn om aan de verwachte vraag te voldoen. Deze constatering is in lijn met bevindingen uit de recent gepubliceerde scenariostudie van de netbeheerders en verkennende analyses van het Sustainable Industry Lab. Het Sustainable Industry Lab komt uit op een totale koolstofvraag van 10-20 Mton, waarbij slechts circa 20-40% (~3,5 á 4 Mton) door binnenlands aanbod kan worden ingevuld[70] en ook het Expertteam Energiesysteem (ETES) 2050 verwacht een grote importbehoefte.[71] Het kabinet voorziet dus dat er in de koolstofketen een grote importbehoefte blijft, net als in het huidige systeem, waar ook het overgrote deel aan fossiele koolstofdragers wordt geïmporteerd.

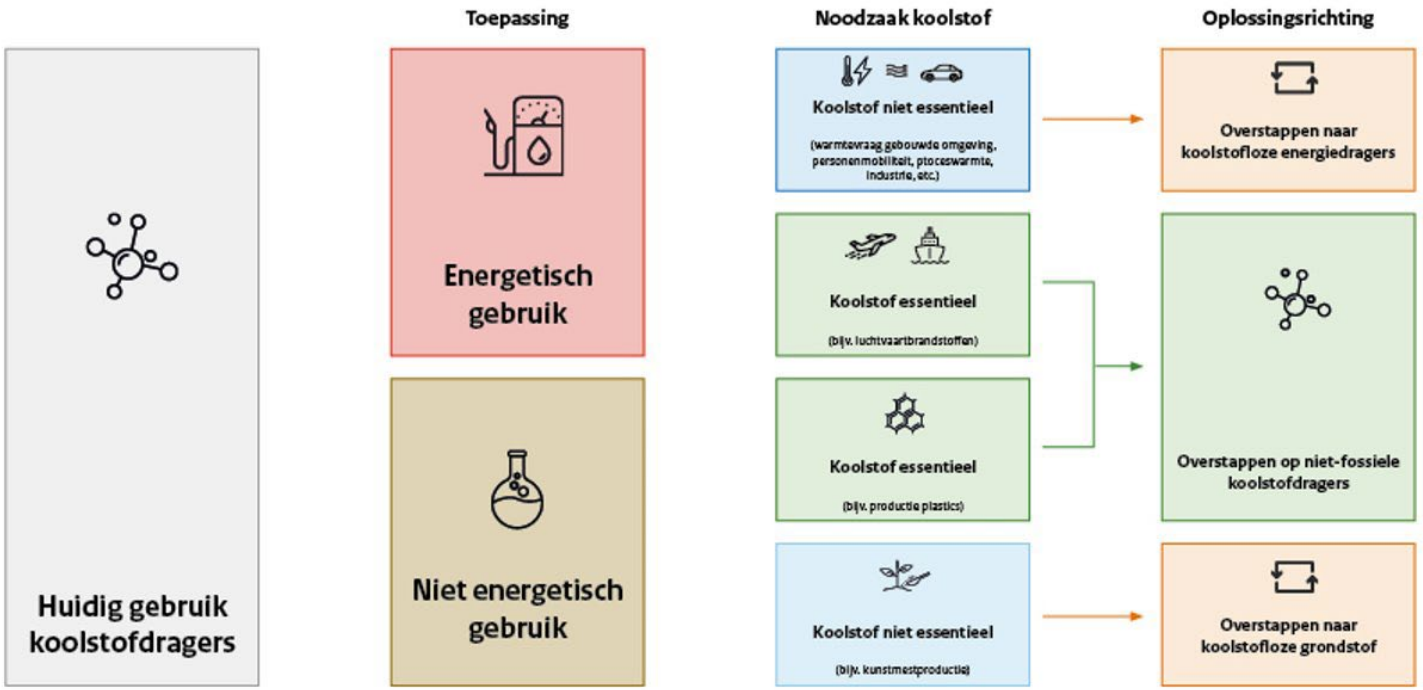
Uitgangspunten die volgen uit de ontwikkelrichting

De haalbaarheid van een fossielvrije economie in 2050 is nog onzeker. Wat wel zeker is, is dat de Nederlandse economie uiteindelijk fossielvrij zal worden. Daarom vindt het kabinet het belangrijk om nu al stappen te zetten die voorsorteren op een fossielvrije toekomst. Voorsorteren op een fossielvrije toekomst betekent ook voorsorteren op de verwachte schaarste aan hernieuwbare koolstof. Daarom is het van belang om te sturen op het verminderen van koolstofgebruik in het energiesysteem. Om de schaarste te beperken is het daarnaast belangrijk om het aanbod aan hernieuwbare koolstof te vergroten. Dat kan enerzijds door het binnenlandse potentieel aan hernieuwbare koolstofproductie maximaal te benutten en anderzijds door het opstellen van een importstrategie voor de resterende vraag die niet met binnenlandse productie kan worden ingevuld. Uit de grove schets van het eindbeeld van de koolstofketen in 2050 komt naar voren dat het systeem verandert van een systeem met overvloedig gebruik van (fossiele) koolstof in een systeem met beperkt beschikbare hernieuwbare koolstofdragers. Dit leidt tot de volgende uitgangspunten voor de omgang met koolstofdragers in het beleid:

1. Beperk de vraag naar hernieuwbare koolstof (zie Figuur 13 op pagina 60) .
   a. Stuur op efficiënte inzet van hernieuwbare koolstof door koolstof te vervangen wanneer koolstof niet essentieel is.
   b. Reduceer en verduurzaam blijvende koolstofvraag voor (bunker)brandstoffen en chemische industrie.
2. Maximaliseer het aanbod aan hernieuwbare koolstof.
   a. Maximaliseer binnenlands productiepotentieel.
   b. Stel een importstrategie op.

[70] *Ambities voor de Nederlandse Basisindustrie in relatie tot een Systeemtransitie Klimaat. Position paper G. Kramer (2023)*

[71] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050. ETES 2050 (2023).*



Figuur 13. Uitgangspunten beleidsinzet koolstofketen.

Omdat de verwachting is dat hernieuwbare koolstof niet overvloedig beschikbaar zal zijn, is het belangrijk om de toepassing van koolstofdragers op systeemniveau zoveel mogelijk te beperken. Dit is nodig om de betaalbaarheid te borgen van het energiesysteem als geheel en om de leveringszekerheid te garanderen van hernieuwbare koolstofdragers voor de toepassingen waarin ze onmisbaar zijn. Dit kan enerzijds door de vraag zoveel mogelijk te beperken door te sturen op energie-efficiëntie en duurzamere consumptiepatronen. Anderzijds kan dit worden bewerkstelligd door waar mogelijk in te zetten op koolstofvrije energiedragers en grondstoffen. Vooral de inzet van elektriciteit en waterstof voor energetische toepassingen (waar nu (fossiele) koolstofdragers worden gebruikt) kan de totale vraag naar koolstofdragers aanzienlijk verkleinen. Bij inzet van koolstofdragers als grondstof is het vervangingspotentieel beperkter dan bij energetisch gebruik, doordat het merendeel van de eindproducten koolstofhoudend is.

Concreet betekent de bovengenoemde inzet op vervanging dat koolstofdragers vooral zullen worden ingezet in de koolstofchemie en in de internationale mobiliteit (lucht- en zeevaart) en alleen als sluitstuk in de gebouwde omgeving en binnenlandse mobiliteit. Daar waar koolstof niet strikt noodzakelijk is, maar wel heel wenselijk vanwege uitvoerbaarheids- of betaalbaarheidsgronden, blijft er beperkt ruimte voor de inzet van koolstofdragers. Het kabinet voorziet een behoefte aan groen gas in de gebouwde omgeving en beperkte inzet van biobrandstoffen voor zwaar wegtransport.

Naast een sterke inzet op het zoveel mogelijk beperken van de vraag naar koolstofdragers, zal het beleid zich ook moeten richten op het vergroten van het aanbod van hernieuwbare koolstofdragers. Dit is nodig om het resterende aandeel fossiel in 2050 zo klein mogelijk te houden. Het betekent inzet op het zoveel mogelijk benutten van het binnenlandse

productiepotentieel, maar ook op beleid dat gericht is op de import van hernieuwbare koolstofdragers. Vanuit het perspectief van leveringszekerheid en betaalbaarheid van koolstofdragers moet dit beleid er in eerste instantie op gericht zijn het wereldwijde aanbod van hernieuwbare koolstofdragers te vergroten. Vanuit het perspectief van mondiale rechtvaardigheid is het namelijk niet wenselijk als Nederland een buitenproportioneel groot beslag zou leggen op het mondiaal beschikbare aanbod aan hernieuwbare koolstofdragers

3.5. Uitwerking van de gewenste ontwikkelrichting

Efficiënte inzet van koolstof: sturen op alternatieven per sector

Binnen het huidige beleid wordt nog op meerdere plaatsen uitgegaan van de inzet van koolstofdragers voor toepassingen waarvoor ook alternatieve koolstofvrije toepassingen bestaan. De potentiële vraag die voortkomt uit de mogelijke toepassingen waarin koolstofdragers kunnen worden ingezet, is veel groter dan het beschikbare aanbod. Dit betekent dat er zoveel mogelijk gestuurd moet worden op koolstofvrije alternatieven bij toepassingen waar dit mogelijk is. Een dilemma dat hieruit voortkomt, is dat de ideale inzet van koolstofdragers bezien vanuit fysieke schaarste er in sommige sectoren toe kan leiden dat de kosten van verduurzaming (veel) hoger worden. Hoewel de prijs van schaarse koolstof zal stijgen, zijn er toepassingen waarvoor koolstofvrije alternatieven nog veel duurder zullen zijn. Enerzijds moet de inzet van koolstofdragers dus zoveel mogelijk beperkt blijven, anderzijds moet het uitvoerbaar en betaalbaar houden van het bereiken van een klimaatneutrale samenleving in 2050 worden meegewogen. Dit betekent dat voor sommige gevallen verdedigbaar is om in beperkte mate van de inzet op alternatieve energiedragers af te wijken.

Het is van belang dat wordt voorkomen dat meerdere sectoren zich rijk rekenen met hetzelfde beperkte aanbod aan duurzame energiedragers, zoals ook benadrukt in het ii3050-rapport.[72] Dit geldt zeker ook voor hernieuwbare koolstof. Het afzetten van de totale verwachte vraag (optelsom van alle sectoren) tegen het totale verwachte beschikbare aanbod, helpt daarbij. In deze paragraaf wordt daarom per sector uiteengezet in hoeverre de huidige koolstofvraag kan worden vervangen door alternatieve energiedragers. Dit resulteert in een inschatting van de resterende koolstofvraag in 2050.

Elektriciteit

In de elektriciteitssector worden kolencentrales uiterlijk in 2030 gesloten. De kabinetsinzet is dat de elektriciteitsketen in 2035 nagenoeg emissievrij is. Dit komt erop neer dat er in de elektriciteitssector vanaf 2035 vrijwel geen fossiele brandstoffen meer ingezet kunnen worden zonder CCS. De inzet van biogrondstoffen in energiecentrales kan een beperkte rol spelen in de transitieperiode maar wordt richting 2050 afgebouwd. Indien biogrondstoffen worden ingezet in combinatie met CCS, zou dit in de transitiefase bij kunnen dragen aan de realisatie van negatieve emissies. In het eindbeeld speelt koolstof in de elektriciteitssector geen rol.[73] Het tempo waarin het gebruik van koolstofdragers in de elektriciteitssector wordt afgebouwd, hangt wel samen met de opbouw van de alternatieven: zon, wind en waterstof. Als deze opbouw vertraging oploopt, zal mogelijk nog langer gebruik worden gemaakt van aardgas (in combinatie met CCS) en biogrondstoffen in de elektriciteitssector. Dit legt dan in de jaren 2030-2040 een hoger beslag op de beschikbaarheid van biogrondstoffen.

Energetisch gebruik industrie

Op dit moment worden in de industrie veel koolstofdragers gebruikt voor energetische toepassingen. De Cluster Energiestrategieën (CES) zetten erop in om deze koolstofvraag zoveel mogelijk te vervangen door elektriciteit en waterstof en dus geen biogrondstoffen in te zetten voor hoge-temperatuur proceswarmte in de industrie. Het kabinet doet er alles aan om, zoals te lezen is de hoofdstukken elektriciteit (werkdocument B, hoofdstuk 1), waterstof (werkdocument B, hoofdstuk 2) en het sectorale transitiepad industrie (werkdocument C, hoofdstuk 3) de hiervoor benodigde infrastructuur voldoende op te schalen. Dit betekent dat er in het hier geschetste gewenste eindbeeld geen koolstofdragers worden gebruikt voor (finaal) energiegebruik[74] in de industrie. Het kabinet realiseert zich dat indien dit onvoldoende lukt, de vraag naar hoge-temperatuur warmte verschuift van waterstof naar

[72] *Het energiesysteem van de toekomst: de Ii3050-scenario's. Netbeheer Nederland (2023).*

[73] *Met uitzondering van kleinschalige vergisting op boerderijschaal, waarbij het opwerken van biogas vanwege de schaal niet rendabel of wenselijk is en dus directe inzet voor lokale elektriciteits- en/of warmteproductie meer voor de hand ligt.*

[74] *Bij verwerking van biogrondstoffen en recyclaat tot eindproducten treden verliezen op, onder meer in de vorm van restgassen. Vandaag de dag worden deze primaire energieverliezen vaak energetisch toegepast. Dergelijke energetische inzet van koolstofdragers betreft geen finaal energiegebruik en is dus ook niet in de hier getoonde kwantitatieve figuren meegenomen.*

biogrondstoffen of fossiel in combinatie met CCS.[75] Indien biogrondstoffen in combinatie met CCS worden ingezet, zou dit bijdragen aan de realisatie van negatieve emissies.

Binnenlandse mobiliteit

Ook voor de binnenlandse mobiliteit (personenvervoer, zwaar wegtransport, binnenvaart) geldt dat het kabinet zoveel mogelijk inzet op de verduurzaming met koolstofvrije energiedragers. Voor het transport op de weg en de binnenvaart betekent dit dat zoveel mogelijk inzet op elektrificatie, waar nodig aangevuld met waterstof. Dit neemt niet weg dat in de transitiefase richting 2050 biobrandstoffen vanwege een gebrek aan (voldoende) alternatieven een belangrijke rol spelen in de reductie van CO_2-uitstoot. Bepaalde toepassingen zullen dus op korte termijn eerst worden opgebouwd en daarna worden afgebouwd. Dit geldt voor de inzet van biobrandstoffen voor een breed scala aan toepassingen, vooral in het zwaar wegtransport en de binnenvaart. Om een lock-in te voorkomen zet het kabinet ook in op alternatieve ontwikkelingen, zoals bijvoorbeeld het gebruik van waterstof in deze sectoren. Zo heeft het kabinet middelen gereserveerd voor een subsidie voor waterstof in het zwaar wegvervoer en de binnenvaart.[76] Ook voor de mobiliteit geldt dat hoe sneller het lukt om te elektrificeren en voldoende waterstof te produceren, hoe eerder de toepassing van biobrandstoffen (en fossiele brandstoffen) in de binnenlandse mobiliteit kan worden afgebouwd.

In het eindbeeld voorziet het kabinet een beperkte rol voor biobrandstoffen (ordegrootte 30-40 PJ) voor zwaar wegtransport en de binnenlandse scheepvaart. De uitdaging is om deze hoeveelheid beperkt te houden door voldoende in te zetten op de ontwikkeling van alternatieven (zie ook het sectorale transitiepad mobiliteit in werkdocument C, hoofdstuk 2). Gezien het feit dat er tot 2035 nog auto's met verbrandingsmotoren worden verkocht, waarvan een deel ook nog in 2050 zal rondrijden, rijst de vraag hoe de energievoorziening voor de resterende voertuigen zal worden ingevuld.

Gebouwde omgeving

Voor het invullen van de warmtevraag in de gebouwde omgeving zet het kabinet in op een brede aanpak gericht op energiebesparing, isolatie, de uitrol van warmtenetten en de uitrol van volledig elektrische en hybride warmtepompen in combinatie met duurzaam gas. In de gebouwde omgeving is het eindbeeld daarmee zoveel mogelijk koolstofvrij. Dit past binnen het beeld om de toepassing van hernieuwbare gassen in de gebouwde omgeving als sluitstuk te beschouwen voor dat deel van de gebouwen waar de alternatieven – warmtenetten en all-electric-oplossingen – zeer kostbaar of niet toepasbaar zijn. Daar waar hernieuwbare gassen nodig blijven is het uitgangspunt dat deze worden ingezet in hybride warmtepompen.

Het programma groen gas richt zich tot 2030 primair op opschaling van de productie, waarbij groen gas tot 2030 voornamelijk wordt ingezet in de gebouwde omgeving. De inzet van groen gas na 2030 is mogelijk in meerdere sectoren en is mede afhankelijk van de vraag vanuit de sectoren en de totale beschikbaarheid van groen gas. Richting 2050 wordt de inzet van groen gas in de gebouwde omgeving als sluitstuk beschouwd voor toepassingen waarbij alternatieven niet realistisch zijn. De ii3050 scenario's (2023) gaan voor 2050 uit van een totale resterende behoefte aan groen gas in de gebouwde omgeving van 30-80 PJ op een totale behoefte van 35-120 PJ aan hernieuwbare gassen. Binnen het NPE wordt in het centrale scenario uitgegaan van 75 PJ[77] aan hernieuwbare gassen, wat in andere scenario's kan oplopen tot circa 140 PJ. In welke mate de behoefte aan hernieuwbare gassen in 2050 ingevuld wordt met groen gas of met waterstof hangt af van de relatieve beschikbaarheid en prijzen van deze gassen. Daarnaast hangt de totale inzet van hernieuwbare gassen ook samen met de technische ontwikkelingen van de alternatieven zoals all-electric systemen en de relatieve kosten daarvan.

Landbouw

In de landbouwsector zet het kabinet ook in op het minimaliseren van koolstofgebruik voor de warmtevoorziening. In de glastuinbouw wordt het aardgasgebruik volledig afgebouwd en resteert een verwachte vraag van 8 PJ aan groen gas en biogrondstoffen (zie ook

[75] *Daarom is in de bandbreedte in Figuur 12 ook beperkte energetische inzet van koolstofdragers in de industrie meegenomen in lijn met het Nationale drijfveren scenario uit ii3050.*

[76] *Kamerstuk 32813 nr. 1230 - Voorjaarsbesluitvorming Klimaat.*

[77] *Dit is als uitgangspunt genomen voor de figuren met cijfers in dit hoofdstuk.*

werkdocument C, hoofdstuk 4). Ook hier geldt dat het tempo van de opbouw van alternatieven bepalend voor de vraag naar koolstof. Voor de landbouw geldt ook dat er mogelijk sprake is van inzet van lokaal geproduceerd biogas. Naast de energietoepassing kent de landbouw ook de toepassing van CO_2 als meststof in de teelt, welke nu vaak afkomstig is uit de verbranding van aardgas in warmte-krachtkoppelinginstallaties (WKK's) en gasketels. Als het koolstofgebruik voor energietoepassingen afneemt, zal ook de beschikbaarheid van CO_2 voor de mesttoepassing afnemen. Daarom wordt ingezet op besparing van de toepassing van CO_2 als meststof in de teelt, maar deze zal belangrijk blijven voor het verdienvermogen van glastuinbouwbedrijven en daarvoor zal dus gezocht moeten worden naar duurzame bronnen voor niet-fossiele CO_2. Op dit gebied zijn er onder andere koppelkansen met biogasproductie waar ook veel biogene CO_2 bij vrijkomt, welke kan worden ingezet voor duurzame CO_2 bemesting.

Internationale lucht- en scheepvaart

In de internationale lucht- en zeevaart is de inzet uiteindelijk ook om zoveel mogelijk te sturen op het gebruik van koolstofvrije energiedragers. In 2050 zal een groot deel van de vraag echter nog steeds met koolstofhoudende energiedragers moeten worden ingevuld vanwege de beperkte energie-inhoud van koolstofvrije energiedragers en daarmee de beperkte actieradius en/of de grote impact op het tankvolume (en dus de transportcapaciteit van het schip). In de scheepvaart en in mindere mate in de luchtvaart worden op termijn de mogelijkheden voor de inzet van koolstofvrije dragers ook groter, maar naar verwachting zijn die mogelijkheden in 2050 nog relatief beperkt. Het gaat hierbij met name om ammoniak, maar de inzet hiervan als energiedrager in de scheepvaart is omgeven met grote onzekerheid. Dit wordt toegelicht in de komende twee alinea's.

Ammoniak heeft het voordeel dat het relatief makkelijk te produceren is uit groene waterstof en atmosferische stikstof en dat hij redelijk makkelijk te importeren is over grote afstanden. Bijkomend voordeel is dat ammoniak geen koolstof bevat en dat de inzet ervan daarmee het probleem van koolstofschaarste vermindert. De inzetbaarheid van ammoniak als energiedrager in de scheepvaart is echter erg onzeker. Het is een giftige stof waaraan veiligheidsrisico's kleven. Vanwege het veiligheidsrisico dat gebruik, opslag en transport ervan met zich meebrengt[78] – dat is nog afgezien van de uitstoot van stikstofoxiden bij inzet in een verbrandingsmotor – is de inzet van ammoniak als koolstofvrije energiedrager in de zeevaart nog in grote mate onzeker.

In een recente scenariostudie over de verduurzaming van de scheepvaart varieert de rol van ammoniak in de energiemix in 2050 tussen de 0 en 60%. In de fossielvrije scenario's is het aandeel ammoniak gemiddeld wel hoger.[79] In het sectorhoofdstuk voor mobiliteit (werkdocument C, hoofdstuk 2) en in dit hoofdstuk is ervan uitgegaan dat circa 90 PJ van de totale bunkervraag in de zeevaart wordt ingevuld door ammoniak. Of ammoniak daadwerkelijk een onderdeel wordt van de energiemix zal ervan afhangen of de bovengenoemde belemmeringen op acceptabele wijze kunnen worden weggenomen.

De verwachte beperkte beschikbaarheid van koolstofvrije alternatieven in 2050 betekent dat er voor de lucht- en scheepvaart tussen nu en 2050 vooral een opbouw qua inzet van hernieuwbare koolstofdragers zichtbaar is. Het aandeel brandstoffen in de scheepvaart loopt in de Refuel EU-doelstellingen op van 14,5% in 2035 naar 31% in 2040, 62% in 2045 en 80% in 2050.[80] Ook in de luchtvaart zal het aandeel hernieuwbare brandstoffen flink toenemen. De Refuel EU-doelstellingen lopen in deze sector op van 20% in 2035 naar 34% in 2040, 42% in 2045 en 70% in 2050. Het kabinet streeft richting hogere percentages om in 2050 een 100% fossielvrije luchtvaart te bereiken. Tot aan 2040 zal het grootste deel hernieuwbare brandstoffen voor de lucht- en scheepvaart naar verwachting worden ingevuld met biobrandstoffen. Na 2040 neemt ook het aandeel synthetische koolstofdragers en mogelijk ook het aandeel koolstofvrije dragers toe. In het verwachte eindbeeld voor 2050 zal ongeveer 80 tot 95% van de energiemix voor de lucht- en scheepvaart worden ingevuld met koolstofdragers. Oftewel, de eindvraag naar koolstof in 2050 hangt met name af van de grootte van de totale bunkervraag. In het vervolg van deze paragraaf wordt dit verder uiteengezet.

[78] *Onderzoek externe veiligheid bunkeren van alternatieve brandstoffen voor de zeescheepvaart. DNV (2021).*

[79] *Maritime forecast to 2050. DNV (2022)*

[80] *Infographic - Fit for 55: increasing the uptake of greener fuels in the aviation and maritime sectors. Refuel EU (2023)*

Gebruik van koolstofdragers als grondstof in de industrie

Wat betreft het niet-energetisch koolstofgebruik in de industrie kan onderscheid gemaakt worden tussen de toepassingen waarvoor koolstof niet essentieel is (bijvoorbeeld kunstmestproductie uit aardgas) en toepassingen waarvoor koolstof wel essentieel is (organische chemie op basis van aardgas en aardolie). Het kabinet gaat er in het eerste geval vanuit dat de chemische sector koolstofvrije routes op basis van waterstof zal kiezen. De organische chemiesector zal altijd koolstof nodig hebben. Hiervoor geldt dus dat de koolstofbehoefte niet afhangt van de toename aan alternatieven, maar van de grootte van de sector als geheel. Hierbij speelt niet alleen de beschikbaarheid van koolstofdragers een rol maar ook de beschikbaarheid van waterstof als grondstof in de industrie. In het vervolg van deze paragraaf wordt dit verder uiteengezet.

Reductie koolstofvraag en verduurzaming blijvende koolstofvraag: (bunker)brandstoffen en chemische industrie

Internationale scheepvaart

De ontwikkeling van de vraag naar koolstofhoudende bunkerbrandstoffen is onzeker. Deze hangt vooral af van de ontwikkeling van de vraag naar brandstoffen voor de internationale zeevaart. Het is de verwachting dat de haven van Rotterdam zijn functie als logistieke mainport in West-Europa zal behouden. Deze functie biedt kansen voor de haven om ook in de toekomst een belangrijke energiehub te blijven. Desalniettemin is de toekomstige vraag naar bunkerbrandstoffen voor de zeevaart moeilijk in te schatten. De bunkervraag wordt enerzijds gedreven door het volume van de transportbewegingen in de haven en anderzijds door de mate van aantrekkelijkheid van de haven als bunkerplaats. Dit laatste hangt sterk samen met de prijs van bunkerbrandstoffen. Nu vervult de haven van Rotterdam een rol als “tankstation van Europa”, mede vanwege de gunstige prijzen van bunkerbrandstoffen mede mogelijk gemaakt door de aanwezigheid van een groot aantal raffinaderijen in het havengebied. De zogeheten “zware fractie” uit het raffinageproces (onder meer stookolie) is daarbij van oudsher het minst waardevolle “restproduct”.

De trend in de vraag naar internationaal goederenvervoer is groei. Dit betekent dat ook in de internationale zeevaart een toenemend volume aan transportbewegingen wordt verwacht. De tendens om meer nadruk te leggen op Europese strategische economie en het versterken van de Europese maakindustrie kan hierop een dempend effect hebben. Op dit moment bestaat ruwweg een derde van het transportvolume (in tonnen) door de Rotterdamse haven uit het bulktransport van koolstofdragers. In de toekomst zal een substantieel deel van de huidige vraag naar moleculaire energiedragers (kolen, olie, gas, biogrondstoffen) worden vervangen door elektriciteit. Daardoor wordt de hoeveelheid energiedragers die per schip vervoerd moet worden kleiner. Internationale studies schatten in dat het internationale transport van energiedragers in een klimaatneutrale wereld met 40-50% afneemt (qua tonnage)[81]. Veel niet-fossiele bunkerbrandstoffen hebben bovendien een lagere energiedichtheid dan fossiele brandstoffen. Dit betekent dat schepen vaker en dus geografisch meer verspreid zullen moeten bunkeren. Hoe het samenspel van deze factoren zich zal vertalen naar de totale vraag naar brandstoffen in de zeevaart in Nederland in 2050 zal verder moeten worden onderzocht.

Hoewel de hoeveelheid bunkerbrandstoffen voor de internationale scheepvaart dus moeilijk te schatten is voor 2050, gaat het kabinet er vooralsnog vanuit dat de vraag naar bunkerbrandstoffen stabiliseert en daarmee rond de 480 PJ blijft liggen. Dit resulteert in een totale koolstofvraag van zo’n 375 PJ[82]. De totale energievraag in de luchtvaart is ook onzeker. De totale energievraag in de luchtvaart is geschat op 205 PJ, waarvan 175 PJ wordt ingevuld met koolstofhoudende brandstoffen, namelijk Sustainable Aviation Fuels (SAFs); biogene of synthetische kerosine (zie ook het sectorale transitiepad mobiliteit in werkdocument C, hoofdstuk 2).

Een van de uitdagingen voor de verduurzaming van de internationale lucht- en scheepvaart is de internationale context van deze sectoren. De inzet op zoveel mogelijk fossielvrij in 2050 sluit mogelijk niet aan op de internationale markt. In paragraaf 3.6 wordt dit verder uiteengezet.

Niet-energetisch koolstofgebruik industrie

Nederland heeft een relatief grote chemische sector en hoewel de competitiviteit van de Nederlandse chemie vrij hoog wordt ingeschat blijft er een zekere mate van onzekerheid

[81] *Shipping’s Role in the Global Energy Transition. International Chamber of Shipping (2022)*

[82] *De overige energievraag wordt dan ingevuld met ammoniak en walstroom.*

omtrent de toekomstige omvang van dergelijke economische activiteiten in Nederland.[83] Dit komt ook doordat dergelijke industrieën vaak multinationals zijn met meerdere vestigingen verspreid over de wereld. Aangenomen dat de omvang van de chemische sector ongeveer gelijk blijft, levert dit een koolstofvraag van ongeveer 430 PJ in 2050 op.[84]

Het vervangen van fossiele koolstof door hernieuwbare koolstof is voor de chemische sector een grote innovatie-uitdaging. Fossielvrij betekent immers geen fossiele inzet voor de productie van een groot aantal zaken. Denk daarbij niet alleen aan brandstoffen maar ook aan medicijnen, lijm, matrassen, cosmetica, zeep, lenzen, pleisters, auto's en rubber. In de organische chemie is behoefte aan innovatie op technisch vlak en op het gebied van bedrijfsvoering en beleid om fossiele grondstoffen te vervangen door biogrondstoffen en recyclaat. De kwaliteit van de grondstof en het homogeniseren van het heterogene aanbod aan biogrondstoffen en recyclaat spelen daarbij een belangrijke rol. De aandacht voor circulariteit en de interacties met het energiesysteem en het streven naar fossielvrij zijn van relatief recente aard. Dit maakt dat de bredere implicaties voor het energiesysteem en de benodigde ontwikkelingen om dit mogelijk te maken slechts beperkt in kaart zijn gebracht. Het is belangrijk om de implicaties voor de productie en het gebruik van grond- en brandstoffen in kaart te brengen. Dat betekent onder meer in kaart brengen voor welke productieprocessen het nu al mogelijk is om met hernieuwbare koolstofdragers te werken en welke aanvullende innovaties nodig zijn.

Het is onzeker of alle alternatieve productieprocessen op basis van hernieuwbare koolstof op tijd ontwikkeld zullen zijn. Het kabinet zet erop in om de duurzame processen zo snel mogelijk te stimuleren. Op dit moment is er een discrepantie tussen de bestaande prikkels en de prioritering volgens het Duurzaamheidskader biogrondstoffen. Er zijn wel prikkels voor het toepassen van biogrondstoffen voor energetische doeleinden maar weinig voor niet-energetische. Daarnaast geldt dat voor zowel biogrondstoffen als recyclaat de meerprijs ten opzichte van fossiele koolstof een belemmering vormt op de korte termijn. De aangekondigde nationale verplichting van een minimum aandeel van 25-30% van recyclaat en biogrondstoffen in de plasticsproductie brengt hier verandering in. Als er onvoldoende alternatieven op basis van hernieuwbare koolstof in 2050 zijn zal een gedeelte van de grondstoffen voor de chemie nog van fossiele oorsprong zijn. Daarom is het belangrijk om het gebruik van hernieuwbare koolstof in de chemische sector te stimuleren. Het kabinet zal zich inzetten voor aanvullende maatregelen op Europees niveau om het gebruik van hernieuwbare koolstof in de gehele chemische sector te stimuleren (zie ook paragraaf 3.6).

Negatieve emissies

Behalve vraag naar hernieuwbare koolstofdragers voor energetische en niet-energetische toepassing bestaat in 2050 vraag naar niet-fossiele CO_2 voor negatieve emissies, ook wel CO_2-verwijdering genoemd. Hierbij is het goed om te realiseren dat hoe meer resterende emissies er zijn, bijvoorbeeld veroorzaakt door inzet van fossiele brandstoffen in lucht- en scheepvaart zonder CO_2-afvang, hoe groter de vraag zal zijn naar compensatie door middel van negatieve emissies. Ook inzet van fossiele brandstoffen met CO_2-afvang bemoeilijkt het behalen van voldoende negatieve emissies, omdat het concurreert met niet-fossiele CO_2 om dezelfde opslagcapaciteit. De mate waarin dergelijke concurrentie zal opspelen hangt enerzijds af van de snelheid waarin binnenlands CO_2-opslagcapaciteit ontwikkeld wordt en anderzijds van hoeveel uit het buitenland geïmporteerde CO_2 er in Nederland wordt opgeslagen. De manier waarop negatieve emissies een rol spelen in het energiesysteem wordt in Tekstbox 1 verder uitgewerkt op basis van de bevindingen uit een verkennende studie van CE Delft en TNO.[85]

Tekstbox 1: Negatieve emissies

Om in 2050 klimaatneutraal te zijn moet de netto broeikasgasuitstoot in 2050 nul zijn. Dit betekent dat resterende moeilijk te vermijden uitstoot moet worden gecompenseerd met negatieve emissies. Het energiesysteem kan potentieel een deel van de benodigde negatieve emissies realiseren die elders in de economie nodig zijn en daarom is het relevant voor dit NPE.

Er bestaan verschillende definities van negatieve emissies. Allereerst is het van belang onderscheid te maken tussen het vermijden van emissies, het reduceren van emissies en het verwijderen van CO_2 uit de atmosfeer. Alleen in het laatste geval gaat het om negatieve emissies. Definities van negatieve

[83] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050, ETES 2050 (2023).*

[84] *Op basis van ii3050 scenario's komt de bandbreedte uit op 200-650 PJ voor niet-energetisch gebruik van koolstofdragers in de chemie. Daarbij is de kanttekening op zijn plaats dat hier wordt uitgegaan van de inzet van olie (waaronder pyrolyse) en gas. Naar mate het aandeel biogrondstoffen stijgt, stijgt ook de totale koolstofbehoefte door conversieverliezen. Beleidsinzet op fossielvrij zou tot verandering van deze bandbreedte kunnen leiden.*

[85] *Koolstofverwijdering voor klimaatbeleid - Analyse van behoefte, aanbod en beleid voor negatieve emissies in Nederland. CE Delft & TNO (2023).*

emissies verschillen met name op het vlak van de mate van permanentie van de maatregelen die wordt vereist om een maatregel als negatieve emissie te mogen tellen. In toonaangevende wetenschappelijke definities ervan uitgegaan dat oplossingen alleen als negatieve emissies kunnen worden gezien als de CO_2 bewijsbaar permanent kan worden opgeslagen. In de recente communicatie van de Europese Commissie valt een breder scala aan maatregelen onder de definitie en worden dus ook routes met "langdurige opslag" meegenomen. Recent onderzoek van CE Delft en TNO besteedt daarom ook aandacht aan routes met langdurig opslagpotentieel (ten minste 100 jaar). Deze maatregelen, en de permanente routes worden wel apart beschouwd. Routes voor langdurige opslag hebben weliswaar meer risico op later weer vrijkomen van de CO_2, maar ze kunnen op korte termijn het vastleggingspotentieel wel vergroten.

Restemissies zijn emissies die na het nemen van mitigatiemaatregelen in het systeem overblijven. In dit kader wordt vaak gesproken over moeilijk vermijdbare emissies, maar de definities hiervan zijn dubbelzinnig. Voor een deel van de processen met moeilijk vermijdbare emissies geldt namelijk dat alternatieve processen zonder emissies wél mogelijk zijn maar heel kostbaar (geldt veelal voor industriële procesemissies). Het gaat daarnaast om emissies die alleen vermeden kunnen worden door volumemaatregelen, dit laatste geldt bijvoorbeeld voor uitstoot in de veeteelt. Welke emissies in 2050 worden gezien als onvermijdbaar, en dus maatschappelijk acceptabel zijn als restemissie, moet in de toekomst bepaald en meegewogen worden in de beleidsontwikkeling omtrent negatieve emissies.

Bandbreedtes van restemissies in 2050 verschillen sterk tussen studies. Wat deze bandbreedte is hangt ervan af in hoeverre er rekening is gehouden met sturing op het minimaliseren van restemissies. Bij het handhaven van huidige economische activiteiten blijft er minimaal zo'n 10 a 15 Mton aan restemissies over. Een groot deel daarvan is afkomstig uit de landbouw en landgebruik. Verdere reductie van restemissies is dus afhankelijk van het verkleinen van de omvang van dergelijke activiteiten. Hier gaat een afweging omtrent het maatschappelijke belang van deze activiteiten aan vooraf. In andere scenario's zijn de restemissies hoger, doordat een grotere hoeveelheid resterend fossiel energiegebruik zonder CCS wordt aangenomen.

Er is een breed scala aan binnenlandse routes (maatregelen en technieken) die negatieve emissies kunnen realiseren met opgeteld een aanzienlijk potentieel. Er bestaan echter veel interacties tussen routes en maatregelen die elkaars potentieel (negatief) beïnvloeden, bijvoorbeeld doordat ze alternatieven van elkaar zijn. Eén van de belangrijke beperkingen betreft de competitie tussen enerzijds het gebruik van biogrondstoffen of niet-fossiele (biogene of atmosferische) CO_2 voor het maken van duurzame brandstoffen en grondstoffen en anderzijds het realiseren van negatieve emissies. Daarnaast kan er competitie zijn om ondergrondse CO_2-opslagcapaciteit, met name als de capaciteit hiervoor niet snel genoeg wordt ontwikkeld.

Door de beperkte ruimte in Nederland hebben de "natuurlijke" routes voor negatieve emissies in Nederland een vrij beperkt potentieel. De potentie zit vooral in routes die biogene of atmosferische CO_2 afvangen en ondergronds opslaan (CCS). Deze routes scoren ook het best op het criterium van permanentie. Op korte termijn wordt de CCS-capaciteit met name beperkt door de hoeveelheid velden die ontwikkeld worden voor CCS. De lange doorlooptijden van CCS-projecten om van onderzoek en ontwerpfase tot ingebruikname (injectie) te komen (7 jaar), maken dat het van belang is om op tijd te beginnen met het ontwikkelen van voldoende velden. Om op kortere termijn aan de potentiële vraag naar CCS van zowel binnenlandse industrieën als van buurlanden die hun CO_2 willen exporteren voor opslag te kunnen voldoen, moet het tempo van de ontwikkeling van het opslagaanbod dus omhoog.

Op dit moment is het ontwikkeltempo van CCS-capaciteit nog relatief beperkt. Echter, wanneer Nederlandse opslagcapaciteit in hoog tempo wordt ontwikkeld kan– op basis van de binnenlandse opslagbehoefte voor fossiele CO_2 ten behoeve van uitstootreductie én substantiële import van CO_2 uit België en Duitsland - al rond 2050 het einde van de binnenlandse opslagcapaciteit van offshore-gasvelden in zicht komen. Die capaciteit kan mogelijk daarna (beperkt) aangevuld worden met binnenlandse opslag in zogeheten aquifers.[86] Dit betekent dat het bij significante CO_2 importen mogelijk is dat door opslag van fossiele CO_2 in de transitieperiode het binnenlandse opslagpotentieel al grotendeels gebruikt is. Voor de opslag van niet-fossiele CO_2 ten behoeve van negatieve emissies is daardoor waarschijnlijk behoefte aan buitenlandse CO_2-opslagcapaciteit. Landen als Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk beschikken over een ruimer opslagpotentieel dan Nederland en staan open voor CO_2 import. In een pilot project is het eerste voorbeeld van grensoverschrijdende CO_2 export en opslag al gerealiseerd[87] en ook in Nederland bestaan al plannen voor CO_2 export.[88]

Gezien de grenzen van het binnenlandse CO_2-opslagpotentieel én de blijvende behoefte aan negatieve emissies zijn keuzes nodig over de omgang met het beschikbare binnenlandse en buitenlandse opslagpotentieel en wat dit betekent voor de hoeveelheden fossiele en niet-fossiele CO_2 die kunnen worden opgeslagen. Hierbij is van belang dat ook op Europees niveau het potentieel voor het realiseren van negatieve emissies niet oneindig zijn en de kosten onzeker. Ten slotte is er vanwege de concurrentie tussen hernieuwbaar koolstofgebruik en inzet voor negatieve emissies de behoefte aan duidelijkheid over de prioritering van verschillende toepassingen van biogrondstoffen en niet-fossiele CO_2.

Uit dit onderzoek volgen een aantal belangrijke beleidsimplicaties over de ontwikkeling van negatieve emissies. Vanwege het feit dat het daadwerkelijke aanbod van negatieve emissies beperkter (en duurder) kan zijn dan het theoretische potentieel is het logisch om aan te sturen op minimalisatie van de hoeveelheid restemissies, wat keuzes vergt over welke bronnen van restemissies in 2050 acceptabel zijn en wat de omvang van die restemissies mag zijn. Om de emissies die overblijven te compenseren zijn negatieve emissies nodig, waarvoor in het beleidskader een prikkel moet worden gecreëerd. In het beleid moet een duidelijk onderscheid worden gemaakt in koolstofvastleggingsroutes die permanent zijn en routes die tijdelijk zijn. Dit betekent ook dat het verstandig is om de huidige markt voor emissies (het ETS), dat emissiereductie als doel heeft, en een toekomstig (markt)mechanisme voor negatieve emissies gescheiden te houden. Ten slotte is het van belang om in het innovatie-instrumentarium de criteria zodanig aan te passen dat niet alleen technieken die tot emissiereductie leiden maar ook negatieve emissie technologieën effectief ondersteund kunnen worden.

[86] *De bruikbaarheid van aquifers voor CO_2 opslag en het opslagpotentieel worden momenteel nog verder onderzocht, eind 2023 komt hierover meer informatie beschikbaar.*

[87] *History written offshore Denmark: First CO_2 storage in the North Sea. Offshore Energy (2023).*

[88] *Major milestone for decarbonizing Europe. Yara (2022).*

Maximaliseren binnenlandse hernieuwbare koolstofproductie

Om de importbehoefte voor hernieuwbare koolstof te verkleinen en de leveringszekerheid te vergroten, acht het kabinet het van belang om in te zetten op het maximaal benutten van binnenlands productiepotentieel aan hernieuwbare koolstofdragers. Grofweg zijn er drie bronnen van hernieuwbare koolstof: biogrondstoffen, koolstofhoudend afval (recyclaat) en niet-fossiele CO_2. Niet-fossiele CO_2 komt bijvoorbeeld vrij bij het verwerken van biogrondstoffen of biogeen afval of wordt uit de lucht gewonnen door middel van Direct Air Capture (DAC). Deze niet-fossiele CO_2 kan verwerkt worden tot synthetische koolstofdragers, bij voldoende beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit en waterstof. Voor biogrondstoffen, recyclaat en synthetische koolstofdragers wordt het potentiële aanbod in 2035 en 2050 hieronder uiteengezet. Daarnaast wordt toegelicht welke uitdagingen er met de aanbodontwikkeling gepaard gaan en welke keuzes over de ontwikkeling van het aanbod de komende jaren voorliggen. In paragraaf 3.6 wordt vervolgens uiteengezet op welke manier het kabinet hier vorm aan zal geven.

Biogrondstoffen

Biogrondstoffen zullen een belangrijke rol vervullen in het energiesysteem als grondstof, brandstof en voor de realisatie van negatieve emissies.[89] Ze zijn echter inherent beperkt beschikbaar en er bestaat onzekerheid over de mate van beschikbaarheid (en de ontwikkeling daarvan over tijd) van duurzame biogrondstoffen op nationaal, EU en mondiaal niveau. Zeker is dat een sterke toename nodig is om aan de vraag te kunnen voldoen. Bovendien moet de toepassing van het aanbod aan biogrondstoffen voortdurend getoetst worden aan het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen. Dit kader bevat een duidelijke groepering en prioritering waaraan de toepassingen van biogrondstoffen moeten voldoen. Het kabinet zet in op het maximaal ontsluiten van het binnenlands productiepotentieel voor biogrondstoffen, dat geschat wordt op maximaal 250 PJ.[90] Het gaat hierbij met name om biogene reststromen, zoals afvalhout, GFT-afval en restproducten uit de voedselindustrie. Hierbij geldt dat te allen tijde aandacht moet zijn voor duurzaamheidseisen en zogeheten cascadering, zodat biogrondstoffen zo efficiënt en hoogwaardig mogelijk worden ingezet.

Er is sprake van grote diversiteit aan biogrondstoffen, met grote verschillen in kwaliteit en eigenschappen. Verschuivingen in een specifieke stroom of toepassing hebben daarmee impact op veel transitiepaden. Homogenisering van biogrondstofstromen via robuuste verwerkingstechnieken tot één of meerdere bruikbare producten kan een manier zijn om grip te krijgen op deze ketens. Hierbij is het ook van belang dat de productieketens zo zijn doorontwikkeld, dat de hernieuwbare koolstof ook in de benodigde producten en brandstoffen kan worden omgezet. Voor biogrondstoffen ligt de voornaamste innovatieopgave dan ook op het ontwikkelen van voorbewerkingstechnieken die gecascadeerd gebruik van biogrondstoffen mogelijk maken. Andere opgaven zijn het ontwikkelen, verbeteren en opschalen van diverse conversieroutes (thermochemisch, waaronder pyrolyse en vergassing, chemisch-katalytisch en biotechnologisch, waaronder vergisting) om biogas, (geavanceerde) biobrandstoffen en chemicaliën te produceren. Daar hoort ook de opwerking tot de gewenste kwaliteit bij. Dit is van groot belang om van heterogene inputstromen te komen tot homogene producten.[91]

Recyclaat

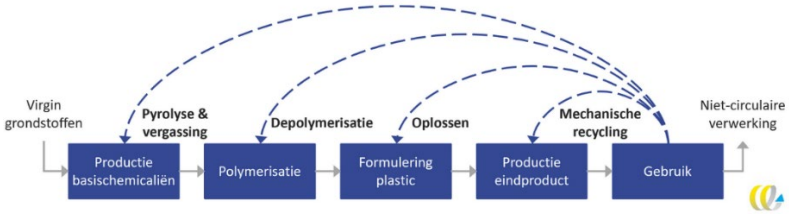
Naast op biogrondstoffen zet het kabinet ook in op het zoveel mogelijk circulair maken van binnenlandse koolstofstromen. Inzet op circulariteit is ook volgens het ETES 2050 essentieel om de transitie naar een klimaatneutrale koolstofketen te realiseren.[92] Op dit moment richt het beleid zich met name op het stimuleren van plasticrecycling, maar ook de recycling van andere koolstofhoudende producten (bijvoorbeeld chemicaliën) kan bijdragen aan het recyclaataanbod. Het potentieel hiervan moet nog verder worden uitgewerkt. Daarom is deze paragraaf beperkt tot de recycling van plastics.

Het huidige recyclingpercentage van het ingezamelde plasticafval staat op 45%, wat resulteert in een input van 12,5% recyclaat in nieuwe producten.[93] Dat betekent dat veel

[89] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050. ETES 2050 (2023).*
[90] *Zie voetnoot 58*
[91] *MMIP6: Sluiting van industriële ketens, TKI Energie & Industrie.*
[92] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050. ETES 2050 (2023)*
[93] *Nederland Europees koploper in recycling plastic afval, maar verbrandt ook 55% van ingezamelde plastic afval. Plastics Europe (2020).*

plastic nu nog in verbrandingsovens terechtkomt en dat een sterke groei in de productie van recyclaat mogelijk is. De totale beschikbaarheid van binnenlandse koolstofhoudende afvalstromen is echter beperkt ten opzichte van de productie, mede door de export aan kunststofproducten. Binnenlands aanbod voor niet-primaire fossiele koolstof uit koolstofhoudend afval is geschat op ordegrootte 40-80 PJ[94] in 2050. Import van afval of verwerkte vormen van afval (bijvoorbeeld pyrolyse-olie) behoort ook tot de opties.

Om het binnenlandse recyclingpotentieel te benutten, dient de recyclingcapaciteit richting 2050 drastisch te worden opgeschaald, wat flinke investeringen vereist. De inzet bij recycling is het zo kort mogelijk houden van de kringloop, waarbij polymeerketens zoveel mogelijk intact blijven. De technieken om recyclaat te produceren zijn grofweg in te delen in twee categorieën: mechanische recycling en chemische recycling (onder te verdelen in solvolyse, depolymerisatie, pyrolyse en vergassing). Voor een overzicht zie Figuur 14 hieronder. De mechanische recyclingtechniek is het verst gevorderd en zal de komende jaren verder worden geoptimaliseerd. Ook inzameling en voorbewerking (waaronder sorteren, karakteriseren, wassen) spelen een belangrijke rol. Betere uitsortering maakt het makkelijker om mechanisch te recyclen. Chemische recycling is nog in ontwikkeling. De eerste demonstratieprojecten worden opgestart. Richting 2040 wordt groei van zowel mechanische als chemische recycling verwacht door toename aan recyclebare producten en toenemende investeringen in sortering- en recyclingcapaciteit. Richting 2050 voorziet het kabinet verdere capaciteitsgroei, maar ook verbeteringen in rendement, kwaliteit en energiebehoefte van recyclingmethoden.



Figuur 14. Schematische weergave van verschillende routes voor recycling van plastics en de lengte van de loops. Bron: CE Delft - Chemische recycling kunststof.

Als het gaat om de ontwikkeling van recyclaat vormt met name de lage kwaliteit en heterogeniteit ervan een technische uitdaging. Er is een spanningsveld tussen kwaliteit, rendement, energiebehoefte en de prijs van recycling. Pyrolyse heeft een relatief laag rendement, waardoor er relatief veel afval nodig is om voldoende recyclaat te maken. Mechanische recycling heeft een lagere energiebehoefte. Niet alle plastic kan echter mechanisch gerecycled worden en de plastickorrels kunnen niet zo breed worden ingezet als pyrolyse-olie. De vraag die voorligt aan het kabinet is hoe de juiste (diversiteit aan) recyclingroutes gestimuleerd kunnen worden, zodat mechanische en chemische recycling elkaar aanvullen. Recyclingtechnieken met een lange recyclingloop (pyrolyse en vergassing) zouden niet onverkort moeten worden ondersteund. Hierin schuilt namelijk een lock-in risico met de kans op een oneerlijk speelveld en een risico dat investeringen worden gedaan in installaties die afvalstromen op een onnodig lange en inefficiënte manier recyclen. De focus zal eerder moeten liggen op het stimuleren van routes met een hoog rendement en een laag energieverbruik. Tegelijkertijd moeten ook de (energie-intensieve) technieken die essentieel zijn voor de verwerking van sterk vervuilde stromen kunnen worden ontwikkeld en groeien, want ook deze zijn onderdeel van de oplossing, zo geeft ook het ETES 2050 aan. Wat hier ook een rol speelt is de toekomstige mix aan koolstofproducten die in de afvalstroom belanden. Op dit moment zijn die zeer heterogeen en bevatten ze veel verschillende soorten plastics. Het toepassen van circulaire ontwerpprincipes kan bijdragen aan minder heterogene afvalstromen en daarmee aan het verbeteren van het recyclingaandeel.[95]

Productie synthetische koolstofdragers op basis van niet-fossiele CO_2 en waterstof

Tot slot is er de optie om met niet-fossiele CO_2 en groene waterstof synthetische koolstofdragers te produceren. Dit is een vorm van Carbon Capture and Utilisation (CCU). Onder meer vanwege het Duurzaamheidskader Biogrondstoffen, waaruit volgt dat op lange termijn (na 2050) zo min mogelijk biogrondstoffen dienen te worden ingezet voor energetisch gebruik, wordt er in de luchtvaart en (vooralsnog) in mindere mate in de internationale scheepvaart sterk gestuurd op de inzet van synthetische brandstoffen. Richting 2030 zullen syntheseroutes op basis van het hergebruik van CO_2 worden

[94] *Zie voetnoot 59*

[95] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050. Expertteam Energiesysteem 2050 (2023)*

doorontwikkeld en getest op laboratoriumniveau en in pilot- en demoprojecten. Veel verschillende syntheseroutes (biotechnologisch, elektrochemisch en thermo-katalytisch) en een drietal productklassen (brandstoffen, materialen en voeding) zijn te onderscheiden. De verschillende routes kosten relatief veel energie en zijn afhankelijk van de beschikbaarheid van groene waterstof en niet-fossiele CO_2. Grootschalige commerciële inzet van CCU wordt vooralsnog niet voor 2040 verwacht.

Meer onderzoek en opschaling van processen naar pilotfases is nodig om te beoordelen welke routes kansrijk zijn om naar de markt te brengen. Voor CCU liggen er in Nederland met name kansen voor de ontwikkeling van vereiste CCU-technologie en de opschaling naar pilot- en demonstratieschaal en productie op beperkte schaal. Verschillende Nederlandse startups, scale-ups, onderzoeksinstellingen en grote bedrijven zijn in Nederland actief op dit gebied. Grootschalige productie van synthetische koolstofdragers zal naar verwachting elders in de wereld plaatsvinden op plekken waar meer wind en zon beschikbaar is.[96]

De mate waarin binnenlands geproduceerde synthetische koolstofdragers een rol spelen in het eindbeeld is erg onzeker en sterk afhankelijk van de ontwikkeling van andere energieketens (waterstof, elektriciteit). Dit is mede het geval omdat de omzetting van CO_2 en waterstof naar synthetische koolstofdragers gepaard gaat met aanzienlijke verliezen. Als Nederland alleen al voor de binnenlandse vraag synthetische brandstoffen zou willen produceren in 2050, dan legt dit al een groot beslag op het energiesysteem. Het kabinet zal verkennen in hoeverre binnenlandse productie van synthetische koolstofdragers binnen de draagkracht van het energiesysteem past richting 2050. Bovendien zal de mate van ontwikkeling van Nederlandse productiecapaciteit afhangen van de beschikbaarheid en de kosten van synthetische koolstofdragers op de internationale markt.

Binnenlandse productie wordt daarnaast gelimiteerd door de hoeveelheid beschikbare niet-fossiele CO_2. De CO_2 die voor de productie nodig is, moet namelijk of van biogene oorsprong zijn of uit de lucht gehaald worden door middel van Direct Air Capture (DAC). De beschikbare biogene CO_2 hangt samen met de toename in biogrondstoffengebruik en de mate waarin de conversie in Nederland plaatsvindt. Bij de verwerking van biogrondstoffen tot homogene inputproducten ten behoeve van industrie en brandstoffen is namelijk sprake van (relatief hoge) conversieverliezen. Als de CO_2 die hierbij vrijkomt wordt afgevangen kan die input zijn voor de productie van synthetische koolstofdragers. Ook DAC kan voor aanvullend voor niet-fossiel CO_2 aanbod zorgen, maar dit voegt nog een energie-intensieve stap toe aan toch al energie-intensieve productie van synthetische koolwaterstoffen. Naast productie van synthetische koolwaterstoffen zal er ook vraag zijn naar niet-fossiele CO_2 voor het realiseren van negatieve emissies.

Importstrategie

Het beperkte binnenlandse aanbod aan hernieuwbare koolstofdragers in combinatie met een hoge vraag door de in Nederland aanwezige chemische sector en buitengewoon grote vraag naar brandstoffen voor de scheepvaart betekent dat er in 2050 behoefte is aan import van koolstofdragers, bijvoorbeeld in de vorm van koolstofhoudend afval, biogrondstoffen en synthetische koolstofdragers. Nederland heeft belang bij een liquide markt voor hernieuwbare koolstofdragers en bij de mogelijkheid om koolstofdragers in te kopen bij een brede groep landen. Daarom vindt het kabinet het van belang om de komende jaren toe te werken naar een importstrategie voor hernieuwbare koolstof. Een belangrijke vraag is in welke vorm de import plaatsvindt. Die vraag zal dus ook onderdeel uitmaken van de importstrategie. Er zal moeten worden onderzocht op welke schaal het wenselijk is dat de conversie van (ruwe) biogrondstoffen en afval tot homogene inzetbare producten/recyclaat in Nederland zelf plaatsvindt. Het alternatief is om verwerkte producten zoals biobrandstoffen of pyrolyseolie te importeren.

Schaarste van hernieuwbare koolstofdragers in Nederland hoeft niet te leiden tot tekort aan koolstofdragers voor binnenlandse toepassingen (door import). Vanuit het perspectief van mondiale rechtvaardigheid en consumptie binnen planetaire grenzen is het wel onwenselijk om een buitenproportioneel beslag te leggen op het mondiaal beschikbare aanbod aan hernieuwbare koolstof. Daarom vindt het kabinet het belangrijk om in sectoren waar koolstofvrije alternatieven beschikbaar zijn, deze ook zo goed mogelijk te benutten. De totale vraag naar hernieuwbare koolstof wordt hierdoor beperkt en het aanbod kan juist daar worden ingezet waar alternatieven niet of beperkt beschikbaar zijn (chemie,

[96] *Impacts of FuelEU Maritime on the Dutch maritime sector, CE Delft (2021).*

internationale mobiliteit en ten behoeve van negatieve emissies). Het kabinet verkent daarnaast of het wenselijk is om randvoorwaarden te stellen aan de import van biogrondstoffen, afval of synthetische koolstofdragers en zal deze voorwaarden indien nodig verwerken in de importstrategie. Denk bijvoorbeeld aan (aanvullende) duurzaamheidscriteria, zoals ook al verwerkt in het duurzaamheidskader biogrondstoffen.

3.6. Beleidsagenda voor de koolstofketen

In paragraaf 3.3 is geschetst wat het kabinet ziet als de gewenste ontwikkelrichting van de koolstofketen. In paragraaf 3.5 wordt vervolgens uiteengezet hoe de vraag naar en het aanbod aan hernieuwbare koolstof zich mogelijk kunnen ontwikkelen, maar ook welke belemmeringen dit met zich meebrengt en welke actie die vragen om dichterbij het gewenste eindbeeld te komen, namelijk bij voorkeur fossielvrij in 2050. In deze paragraaf wordt geschetst welke stappen er kunnen worden genomen om het gewenste eindbeeld binnen bereik te houden.

Efficiënte inzet van koolstof: sturen op alternatieven per sector

Om de druk op de totale koolstofvraag te verlagen is het van belang dat voor de sectoren waarvoor koolstof niet essentieel is de vraag tot een minimum wordt beperkt. Dit geldt, zoals eerder beschreven, met name voor energetische inzet van (fossiele) koolstofdragers in de industrie, het gebruik van groen gas in de gebouwde omgeving en het gebruik koolstofhoudende brandstoffen in de binnenlandse mobiliteit. Voor de laatste twee toepassingen geldt dat het totale gebruik van hernieuwbare koolstofdragers momenteel wordt opgebouwd. Afhankelijk van de snelheid waarmee koolstofvrije alternatieven voor de verschillende sectoren zich ontwikkelen kunnen deze toepassingen van koolstof de komende jaren weer worden afgebouwd.

Het eindbeeld van beperkt koolstofgebruik als sluitstuk in de gebouwde omgeving en binnenlandse mobiliteit zal een uitgangspunt moeten worden in het sectorale beleid, zoals de Jaarverplichting Energie Vervoer waarin de afbouw momenteel nog niet is verwerkt. In de gebouwde omgeving zal het aandeel van gasvormige energiedragers gestaag afnemen door de inzet van hybride en all-electric warmtepompen en duurzame warmtenetten. Echter, om de resterende vraag naar gasvormige energiedragers duurzaam in te kunnen vullen wordt momenteel gewerkt aan de opschaling van de productie en inzet van groen gas. De mate van groen gas inzet in 2050 in de gebouwde omgeving zal afhangen van de relatieve beschikbaarheid en prijzen van groen gas ten opzichte van waterstof, en de doorontwikkeling van gasvrije oplossingen en de vraag vanuit andere sectoren.
Wat betreft de energetische inzet van koolstofdragers in de industrie is het van groot belang dat op korte termijn sterk wordt ingezet op de beschikbaarheid van voldoende hernieuwbare elektriciteit en groene waterstof(dragers). Hiermee kan de inzet op fossiel gebruik in combinatie met CCS, waar mogelijk worden voorkomen. Dit neemt niet weg dat CCS onvermijdbaar een belangrijke speelt in de transitieperiode naar 2050 om voldoende tempo in de emissiereductie te houden. Op termijn zal echter wel duidelijk moeten worden gemaakt op welk moment afbouw van fossiel energiegebruik in combinatie met CCS wenselijk wordt geacht, zodat CCS uiteindelijk alleen nog wordt ingezet voor de realisatie van negatieve emissies.[97]

Reductie en verduurzaming blijvende koolstofvraag: (bunker)brandstoffen en chemische industrie

De bulk aan koolstofvraag zal, ook in 2050, terug te voeren zijn op de grootte van de Nederlandse chemische industrie en de behoefte aan bunkerbrandstoffen voor de lucht- en zeevaart. De toekomstige koolstofvraag van deze sectoren is onzeker. De keuze die hier aan het kabinet voorligt de komende jaren is of, en zo ja hoe, op reductie van de vraag gestuurd moet worden om schaarste aan hernieuwbare koolstof tegen te gaan. Hierbij geldt dat het kabinet minder grip heeft op de grootte van de internationale vraag in vergelijking tot de nationale vraag.

Naast vraagreductie zal de blijvende vraag naar koolstofdragers die nu vooral fossiel wordt ingevuld in toenemende mate met hernieuwbare koolstofdragers worden ingevuld. Dit betekent dat er aan de vraagkant prikkels moeten zijn voor de inzet van hernieuwbare koolstofdragers. Daarbij komt, zoals eerder in dit hoofdstuk beschreven, de uitdaging dat voor alle internationale sectoren, die samen het leeuwendeel van de overblijvende koolstofvraag vertegenwoordigen, internationale afspraken nog ruimte laten voor fossiele

[97] *Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050. ETES 2050 (2023)*

inzet in 2050. Dit betekent dat voor het bereiken van de gewenste ontwikkelrichting van een fossielvrije koolstofketen internationale samenwerking op dit vlak essentieel is om het gelijke speelveld voor de Nederlandse economie niet te schaden. Daarom zet het kabinet zich in Europese en internationale onderhandelingen in voor een ambitieuze inzet op hernieuwbare (koolstof)dragers voor internationaal transport en de chemie.

Op het vlak van internationaal transport zijn de Europese ambities met betrekking tot de verduurzaming van de brandstoffenvraag al aangescherpt en is voor luchtvaart een aandeel van 70% hernieuwbare brandstoffen afgesproken en een 80% daling van de emissie-intensiteit voor de internationale scheepvaart. Voor de luchtvaart wordt onderzocht hoe Nederland ambities rondom 100% duurzame luchtvaartbrandstoffen kan borgen in 2050 in het nationaal beleid, wetende dat een nationale kop op de Europese doelstellingen niet mogelijk is. Voor de zeevaartsector vinden deze zomer belangrijke internationale onderhandelingen plaats binnen de Internationale Maritieme Organisatie (IMO), over de aanscherping van mondiale doelen voor de verduurzaming van de zeevaart. Het kabinet zet in deze onderhandelingen in op het uitfaseren van de absolute broeikasgasemissies naar nul in 2050 (in lijn met het Parijsakkoord). Ook zet Nederland in op ambitieuze tussendoelen voor 2030 en 2040, zodat tijdig vóór 2050 al op concrete reducties gestuurd wordt. Voor de zeevaart geldt daarnaast dat RVO in 2023 de Roadmap Brandstoftransitie Zeevaart ontwikkeld, samen met partijen uit de gehele brandstofketen in de zeevaart. De roadmap brengt de meest waarschijnlijke brandstoftransitiepaden in de zeevaart nader in kaart.

De chemie is de enige sector waar bindende doelen op Europees of internationaal niveau vooralsnog volledig ontbreken. Op Europees niveau bestaat de ambitie van een 100%-circulaire economie. In de strategie voor hernieuwbare koolstofcycli wordt een beleidsstrategie ten aanzien van de verduurzaming van koolstofketens geschetst. Deze ambities moeten snel worden vertaald in bindende doelen met concrete normen voor inzet van niet-fossiele dragers. Daarom zal het kabinet zich inzetten voor ambitieuze bijmengdoelen voor hernieuwbare koolstofdragers in de chemie op Europees niveau, vergelijkbaar met de bijmengdoelen voor hernieuwbare energie uit de REDIII. Hierbij is de inzet een gestage opbouw van niet-fossiele inzet over de tijd. Op nationaal niveau heeft het kabinet recent de nationale verplichting aangekondigd voor een minimum aandeel recyclaat of biogrondstoffen in de plasticproductie, waarmee het gebruik van een oplopend percentage recyclaat en biogrondstoffen richting 2030 verplicht wordt. Deze verplichting is echter alleen van toepassing op kunststoffen en omvat dus niet het gebruik van hernieuwbare koolstof voor andere koolstofhoudende producten (zoals cosmetica, verf en medicijnen). Het kabinet vindt het belangrijk dat de stimulerende maatregelen niet alleen voor plastics gelden, maar voor alle koolstofhoudende producten. Het zal met gelijkgestemde lidstaten verkennen hoe het gebruik van hernieuwbare koolstof voor chemische processen op Europees niveau kan worden gestimuleerd. Daarbij is het essentieel dat de chemische sector in staat is om hernieuwbare koolstof te gebruiken als input voor productieprocessen. Om dit te bewerkstelligen speelt innovatie binnen de productieketens een belangrijke rol.

Naast het stimuleren van het gebruik van hernieuwbare koolstofdragers zet het kabinet ook in op het stimuleren van de afbouw van fossiele koolstofdragers. In de Kamerbrief over de Voorjaarsbesluitvorming Klimaat[98] is toegelicht dat het kabinet werkt aan een inventarisatie van alle fossiele vrijstellingen, kortingen en aangepaste belastingtarieven. Het kabinet zal bij de Miljoenennota voorstellen doen of, en zo ja in welk tijdspad de resterende fiscale vrijstellingen voor fossiel kunnen worden afgebouwd en met welke maatvoering en fasering de Energiebelasting op aardgas kan worden verhoogd. Een impactanalyse per maatregel is onderdeel van deze inventarisatie, zodat wordt geborgd dat bedrijven voldoende handelingsperspectief hebben om de overstap van fossiel naar CO_2-vrije alternatieven te maken.

Maximaliseren binnenlands potentieel

Het is duidelijk dat het wenselijk is om het binnenlands potentieel aan hernieuwbare koolstofproductie maximaal te benutten. Het kabinet kan een aantal dingen doen om het aanbod te maximaliseren: 1) inzetten op technologische innovatie; 2) de vraag naar hernieuwbare koolstof stimuleren (marktvraag stimuleert aanbodontwikkeling) en 3) verkennen of het verbouwen van biogrondstoffen in Nederland een wenselijke optie is. Dit zou bijvoorbeeld kunnen worden uitgewerkt in een beleidsagenda die opvolging geeft aan

[98] *Kamerstuk 32 813 nr. 1230*

de eerder gepubliceerde Routekaart nationale biogrondstoffen.[99] De eerste twee mogelijkheden worden hieronder verder uiteengezet.

Technologische innovatie speelt aan de aanbodkant een belangrijke rol, omdat het maximaal benutten van binnenlands potentieel vraagt om de ontwikkeling, verbetering en opschaling van conversietechnologieën waarmee heterogene input als biogrondstoffen en afvalstromen kunnen worden omgezet in homogene, kwalitatief hoogwaardige koolstofdragers. Deze technische uitdagingen op het gebied van ontwikkeling, procesverbetering en opschaling zijn in paragraaf 3.5 per vraag- en aanbodtype aan de orde geweest. In het Meerjarige Missiegedreven Innovatieprogramma 6 (MMIP6)[100] wordt voor zowel biogrondstoffen, circulaire kunststoffen als CCU (waaronder de productie van synthetische koolstofdragers) een programmatische aanpak met innovatieopgaven geschetst. Met het oog op 2030 staan in dit MMIP belangrijke ambities, die zullen bijdragen aan het vergroten van het duurzame aanbod aan koolstofdragers. Een aantal voorbeelden hiervan zijn het ontwikkelen van twee chemische recyclinginstallaties in 2026, het produceren van 100 PJ transportbrandstoffen, het ontwikkelen van drie bioraffinagecomplexen voor gecombineerde productie van chemische bouwblokken, brandstoffen en energie, en het bereiken van significante verbeteringen in CO_2 conversietechnologieën.

Naast het stimuleren van de benodigde technologie en opschaling zijn ook keteninnovaties van belang waarbij verschillende (veelal bestaande) processen op nieuwe manieren worden gecombineerd. Hierbij speelt kennisopbouw en -deling een belangrijke rol. Het kabinet zal de komende jaren bezien of er voldoende aansluiting is tussen de huidige MMIP's, de bijbehorende instrumenten (de MOOI, de DEI en het Klimaatfonds) en de gewenste ontwikkelrichting van de koolstofketen zoals geschetst in dit NPE. Mogelijk zijn aanvullende maatregelen nodig om de benodigde innovatie voor de koolstofketen te stimuleren.

De verplichting van de inzet van biogrondstoffen en recyclaat in de Nederlandse plasticproductie draagt niet alleen bij aan de verduurzaming van de plasticindustrie, maar zal ook helpen bij het opbouwen van een markt voor hernieuwbare koolstof. Als de vraag naar hernieuwbare koolstof immers stijgt, stijgt ook de prijs. Hierdoor is het aantrekkelijker om biogrondstoffen en kunststofafval te verwerken tot hoogwaardige input voor de chemische industrie.

Importstrategie

Om het resterend verbruik aan fossiele koolstofdragers tot een minimum te beperken is het essentieel dat er voldoende import mogelijk is van (verwerkte) biogrondstoffen, (verwerkt) koolstofhoudend afval en synthetische koolstofdragers. Zoals eerder benoemd is daarom ook het vergroten van het Europese en mondiale aanbod aan hernieuwbare koolstof van belang. Dit kan worden gestimuleerd door ambitieuzere internationale doelstellingen.

Naast ambitieus beleid voor de inzet van hernieuwbare koolstofdragers, zal het kabinet de komende jaren verkennen waar een importstrategie voor koolstof aan moet voldoen. In de context van het waterstofbeleid wordt al sterk op energiediplomatie ingezet om toekomstige importen van waterstof(dragers) veilig te stellen. Een vergelijkbare aanpak zou kunnen worden toegepast op de import van hernieuwbare koolstofdragers. Het kabinet zal verkennen of vergelijkbare stappen kunnen worden gezet voor de import van hernieuwbare koolstofdragers. Dit zou zich kunnen vertalen naar een bredere importstrategie voor duurzame energiedragers. Ingrediënten van de importstrategie die worden overwogen zijn de inzet op diversificatie van het aanbod en een analyse welke vorm van import het best aansluit bij de Nederlandse vraag. Dit laatste is mede afhankelijk van de binnenlandse capaciteit om bijvoorbeeld ruwe biogrondstoffen of kunststofafval te verwerken tot koolstofdragers voor de chemische sector en internationale mobiliteit.

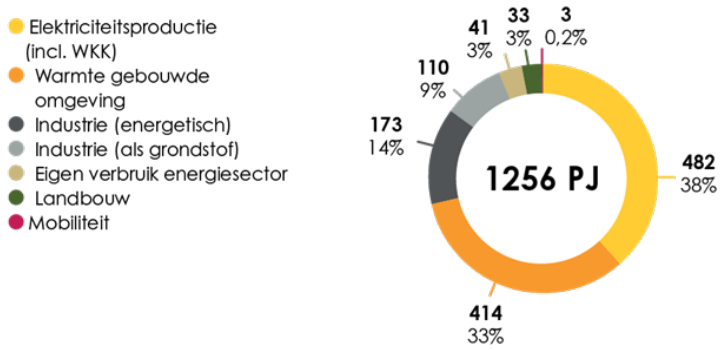
3.7. Aardgasafbouwpad

Sinds de jaren vijftig is aardgas uitgegroeid tot de belangrijkste energiedrager in het Nederlandse energiesysteem. Op dit moment is aardgas de bron van meer dan 40% van het

[99] *Routekaart Nationale Biogrondstoffen - Naar een groter aanbod en betere benutting (pdf), Corbey & Van Asselt (2020).*

[100] *MMIP6: Sluiting van industriële ketens, TKI Energie & Industrie.*

totale primaire energieverbruik.[101] We gebruiken het met name in gascentrales om elektriciteit en warmte op te wekken (38%), in de gebouwde omgeving om onze huizen te verwarmen en te koken (33%), en in de industrie als energiebron (14%) en als grondstof (9%) (zie Figuur 15). Daarnaast is Nederland van oudsher een belangrijk doorvoerland van gas naar onze buurlanden (gasrotonde), dit zowel vanwege significante eigen productie als vanwege omvangrijke import.

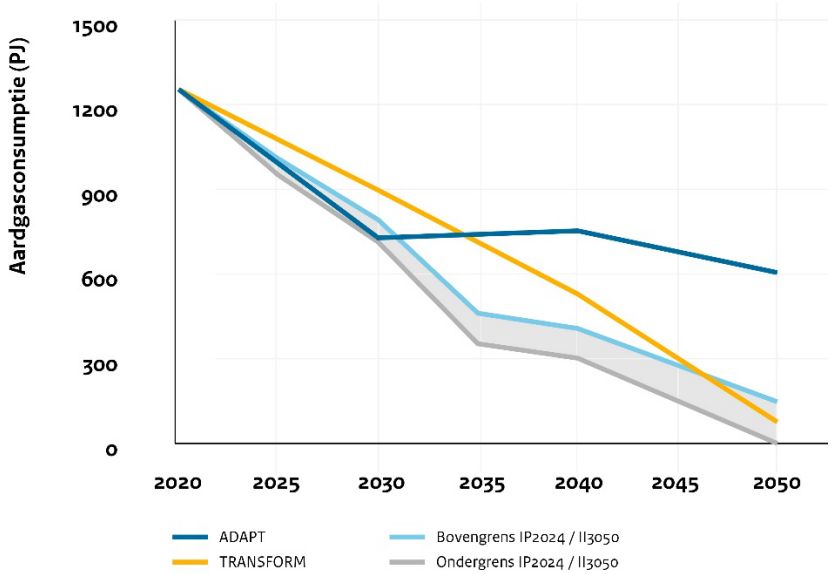


Figuur 15. Aardgasverbruik per sector in 2021.[102]

In de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem zal de rol van aardgas steeds kleiner worden en uiteindelijk zelfs helemaal verdwijnen. Terwijl de energieketens voor het toekomstige energiesysteem opgebouwd worden, wordt het aardgasgebruik afgebouwd. Dat betekent dat aardgas vervangen wordt door ofwel andere, alternatieve energiedragers zoals elektriciteit en waterstof, ofwel door groen gas waardoor het gasverbruik verduurzaamt. Bij een vergelijking van verschillende scenario's[103,104,105] (Figuur 16, pagina 74) daalt het aardgasgebruik in 2030 naar 700 tot 900 PJ. In 2040 daalt het aardgasgebruik naar 300 tot 500 PJ en in 2050 naar 0 tot 200 PJ. Een uitzondering is het zogeheten ADAPT-scenario van TNO waarin aardgas nog steeds een relatief grote rol speelt in combinatie met CCS. Dit komt vooral doordat het ADAPT-scenario geen doelstelling kent voor het afbouwen van fossiele grondstoffen. Dit scenario past niet bij de inzet van het kabinet om toe te werken naar circulair en fossielvrij grondstoffengebruik, zoals omschreven in het Nationaal Programma Circulaire Economie. Daarmee past het niet bij de gewenste ontwikkelrichting voor het energiesysteem. Dat betekent dat er zal worden gestuurd op zo min mogelijk aardgasgebruik in 2050, met een voorkeur voor volledige uitfasering.

Nederland is op dit moment nog steeds ingericht op een hoog aardgasverbruik. Om de transitie naar een fossielvrij energiesysteem in 2050 mogelijk te maken, kijken we hier naar de vraagstukken op drie terreinen: verbruik (1), productie en import (2) en transport (inclusief export), distributie en opslag (3). Tussen nu en 2035 komen er op deze terreinen onomkeerbare stappen naar voren. Deze stappen vragen om goed getimede keuzes van het kabinet. In dit NPE brengt het kabinet de keuzes in beeld die de komende tijd verder worden uitgewerkt.

[101] *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. CBS (2021).*
[102] *Energie in cijfers. EBN (2023) (op basis van: Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik. CBS (2021)).*
[103] *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland, TNO (2022).*
[104] *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's, Netbeheer Nederland (2023)*
[105] *Scenario's investeringsplannen 2024, Netbeheer Nederland (2023).*



Figuur 16. Bandbreedte van primair aardgasverbruik op basis van scenario's van Netbeheer Nederland (IP2024 en II3050) en TNO (ADAPT en TRANSFORM).

Verbruik

De ontwikkelingen in het aardgasverbruik per sector zijn sterk van invloed op de keuzes die gemaakt moeten worden met betrekking tot de om- en afbouw van transport-, distributie- en opslagcapaciteit. In het algemeen geldt dat verschillende groepen gebruikers verschillende afbouwmogelijkheden hebben met elk hun eigen complicerende factoren. Dat zit hem bijvoorbeeld in het verschil tussen beschermde en onbeschermde gebruikersgroepen en het verschil in laagcalorisch en hoogcalorisch gasverbruik. Dat laatste zit ook verweven in de infrastructuur.

In de transitiefase van de elektriciteitssector verandert de rol van aardgas: eerst als alternatief voor de kolencentrales die op korte termijn (uiterlijk in 2030) worden uitgefaseerd. Later mogelijk nog in een back-uprol als er sprake blijkt van onvoldoende opbouw van CO_2-vrij regelbaar productievermogen in de elektriciteitsketen, waarbij het uitgangspunt is dat deze in 2035 CO_2-neutraal moet zijn.

In de gebouwde omgeving wordt de rol van aardgas geleidelijk afgebouwd doordat huishoudens overstappen naar alternatieve warmtebronnen. In het klimaatakkoord is afgesproken dat gemeenten per wijk bepalen wanneer deze van het aardgas afgaan en op welk alternatief wordt overgegaan. Hoewel in de gebouwde omgeving wordt gestreefd naar de uitbreiding van warmtenetten en elektrische warmtepompen, zijn er ook huizen (bijvoorbeeld monumentale panden in oude binnensteden of lastig te isoleren woningen het buitengebied) waarvoor deze alternatieven mogelijk niet haalbaar zijn. In dat geval moet er duurzaam gas in combinatie met een hybride warmtepomp worden ingezet (waterstof of groen gas). Daarnaast is aardgas vooralsnog ook vaak een bron voor de warmteproductie voor collectieve warmtenetten.

Aardgas wordt in de industrie niet alleen als energiebron ingezet, maar ook als grondstof. In de industrie is de afbouw minder geleidelijk omdat het veelal grootverbruikers betreft. Dit roept de vraag op hoe om te gaan met overstappende grootverbruikers (zowel van kolen naar aardgas als transitiebrandstof, als van aardgas naar waterstof) en welke impact dit heeft op het gasnet. De afbouw van aardgas hangt daarmee voor de industrie nauw samen met de opbouw van waterstof.

Ook de functie van Nederland als doorvoerland zal de komende jaren veranderen. Allereerst door de al in gang gezette afbouw van de export van laagcalorisch gas naar België, Duitsland en Frankrijk. In 2030 zal deze export tot praktisch nul zijn afgebouwd. Maar ook de doorvoer van hoogcalorisch is aan het veranderen. Er komt momenteel nauwelijks nog gas uit Duitsland naar Nederland terwijl de aanvoer uit België en het Verenigd Koninkrijk naar Nederland is toegenomen, net als de doorvoer naar Duitsland. Op de langere termijn zal ook hier een afname te zien zijn, want ook buurlanden zetten in op de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem.

Productie en import

Wat betreft de afbouw van de productie uit het Groningenveld heeft het kabinet aangekondigd om de gasproductie uiterlijk in 2024 te beëindigen. Na sluiting zal moeten worden beoordeeld of de productie-installaties kunnen worden hergebruikt voor andere doeleinden dan gaswinning of dat ze worden ontmanteld.

De productie van aardgas uit kleine velden voorziet op dit moment voor ongeveer een kwart van de binnenlandse gasvraag. Dat neemt door natuurlijke uitputting van reserves in de komende decennia steeds verder af. De gasproductie uit kleine velden op land zal worden afgebouwd. Het huidige kabinet continueert het beleid van het vorige kabinet om geen nieuwe opsporingsvergunningen op land te verlenen. Het kabinet ziet het meeste aardgaspotentieel op de Noordzee. Het is noodzakelijk om de exploratie en winning van aardgas op de Noordzee te stimuleren en waar mogelijk te versnellen (dat wil zeggen: de sterk dalende trend wordt afgevlakt) om de leveringszekerheid de komende decennia zoveel mogelijk te waarborgen.[106] Deze productie zal richting 2050 in lijn zijn met de visie op de transitie naar een klimaatneutrale koolstofketen. Voor de zomer is een Kamerbrief verstuurd over het perspectief op de afbouw van de fossiele productie in de komende decennia, waar de aardgasproductie uit de kleine velden een belangrijk onderdeel van uitmaakt.

Omdat aardgas op de middellange termijn nog wel een belangrijke rol speelt, blijft het voorlopig nog een uitdaging om voldoende gas naar Nederland te halen. Vanwege het wegvallen van de gasaanvoer via pijpleidingen uit Rusland is Nederland in 2022 afhankelijker geworden van de aanvoer van Liquid Natural Gas (LNG), als onderdeel van de nationale 'gasmix'. Om die reden is in 2022 de LNG-importcapaciteit in Nederland in korte tijd uitgebreid van 12 naar 24 bcm[107] (billion cubic meters, miljard kubieke m^3) per jaar (Eemshaven 8 bcm en GATE 4 bcm). In de Kamerbrief over gasleveringszekerheid van 14 april 2023[108] zijn de verwachtingen over de ontwikkelingen op het gebied van LNG en geplande uitbreidingen voor komende jaren nader beschreven. Voor de lange termijn, richting 2050, dient de aanvoer van LNG echter te worden afgebouwd. Mede daarom worden nieuwe terminals zo veel als mogelijk 'waterstof ready' opgeleverd, zodat deze in de toekomst gemakkelijker kunnen worden getransformeerd om waterstof of andere groene energiedragers te kunnen importeren. De kennis en techniek hiervoor is echter nog in ontwikkeling.

Transport, distributie, opslag

Ook in het toekomstige energiesysteem zullen gasvormige energiedragers worden ingezet (waterstof en groen gas). Daarnaast zal ook CO_2 voor Carbon Capture and Storage (CCS) en Carbon Capture and Utilisation (CCU) getransporteerd en opgeslagen moeten worden. Daarbij kan mogelijk gebruik worden gemaakt van bestaande infrastructuur. Wat betreft transport, distributie en opslag spelen vijf vragen:

1. Hoe kan de bestaande infrastructuur zo goed mogelijk worden hergebruikt?
2. Wanneer wordt welke infrastructuur omgezet (timing)?
3. Welke vorm van (nationale) coördinatie is in de afbouw en ombouw van infrastructuur gewenst?
4. Wat is bij afbouw op de lange termijn een wenselijke kostenverdeling voor gebruik, hergebruik en onderhoud van gasinfrastructuur?
5. Hoe blijft investeringsbereidheid voor infrastructuur in stand?

Omdat de fysieke ombouw en afbouw van het grootste deel van de gasinfrastructuur tussen 2030 en 2040 op gang zal komen, is het van belang dat bovenstaande vragen al op relatief korte termijn (voor 2030) worden beantwoord. In onderstaande alinea's worden bovenstaande vraagstukken verkent. Het kabinet werkt deze de komende tijd verder uit.

De vraag op welke manier de bestaande infrastructuur zo goed mogelijk kan worden hergebruikt in de toekomst, geldt voor de verschillende typen netten: het landelijk gastransportnet van Gasunie Transport Services (GTS), de regionale gastransportnetten en de gasproductienetten die productielocaties op land en zee koppelen aan het landelijk gastransportnet. Het landelijk gastransportnet van GTS bestaat uit twee hoofdtransportleidingennetten (één voor laagcalorisch gas en één voor hoogcalorisch gas). Die zijn onderling gekoppeld via meng- en conversiestations en een regionaal transportleidingennet. Verder kennen hoofdtransportleidingennetten diverse verbindingen met de ons omringende landen waarmee gas wordt geïmporteerd en geëxporteerd.

Met name de timing van ombouw of afbouw van deze netten is relevant, waarbij een deel van de netten juist in stand zal worden gehouden voor het gebruik van groen gas en

[106] *Kamerstuk 33 529, nr. 1058*
[107] *24 bcm is gelijk aan ongeveer 850 PJ*
[108] *Kamerstuk 29023, nr. 417*

waterstof. De timing van ombouwen of afbouwen hangt af van zeker twee complexe factoren. Ten eerste is het afhankelijk van de timing waarop groepen huishoudens, industrie en elektriciteitscentrales overstappen op alternatieven en van ontwikkelingen ten aanzien van de export en doorvoer van aardgas. Ten tweede volgt vanuit de technische opbouw van de transport en distributienetten de vraag hoe groot het gebied is dat per keer moet worden afgesloten van aardgas of worden omgezet op alternatief gebruik. Dit hangt ook nauw samen met de opbouw van alternatieven als groen gas en waterstof en waar deze dragers zullen worden ingezet. Dit maakt afbouw en ombouw van gasinfrastructuur tot een complexe puzzel. Voor het landelijk transportnet van GTS is de puzzel iets minder complex, omdat dat bestaat uit zes tot acht parallelle leidingen. Hier kan de keuze per leiding worden gemaakt, waardoor meerdere gasdragers parallel aan elkaar kunnen worden getransporteerd. Het waterstoftransportnet wordt dan ook grotendeels (85%) gerealiseerd op basis van hergebruik van bestaande gasleidingen.

In de basis zijn de afspraken met betrekking tot onderhoud en het afsluiten van gasnetten in de gaswet toegewezen. Netbeheerders hebben de taak om via hun investeringsplannen het beheer en onderhoud van gasnetten te plannen. In het wetsvoorstel Gemeentelijke instrumenten warmtetransitie wordt gemeenten de mogelijkheid gegeven om gasnetten met het oog op ruimteverwarming af te laten sluiten. Op de lange termijn komt door de complexiteit van ombouw en afbouw van het transport en distributienet als geheel de vraag naar boven op welke wijze deze maatschappelijke afwegingen het beste gemaakt kunnen worden en door wie. Daarnaast leidt dit tot de vraag of en in welke mate afstemming met de ons omringende landen moet plaatsvinden om tot een gezamenlijke aanpak te komen ten aanzien van de inzet van deze netten voor het transport van niet-fossiele moleculen zoals waterstof.

Vanuit het robuustheidsprincipe is het wenselijk om de opties voor hergebruik van leidingen zo lang mogelijk open te houden. Aan de andere kant gaan er kosten gepaard met het in stand houden van de infrastructuur. Het is dus ook wenselijk om op tijd de keuze voor hergebruik te maken. Doordat het aantal verbruikers sterk zal dalen richting 2050 zal ook de verdeling van kosten voor het gebruik van de infrastructuur moeten meebewegen. Zo moet worden voorkomen dat een kleine groep resterende verbruikers in toenemende mate wordt belast. Tot slot is het vanuit de belangrijke rol van aardgas in de komende jaren én met de sterke afbouw richting 2050 in zicht, een vraag hoe investeringen in private infrastructuur in stand kunnen blijven. Denk daarbij aan onder meer importterminals, opslaginfrastructuur en netten van private partijen, zoals van producenten op zee.

Wat betreft de opslag van gas: vorig jaar speelde gasopslag bij het wegvallen van de toevoer van Russisch gas een belangrijke rol in het voorkomen van gastekorten. Ook in de transitie naar het toekomstige energiesysteem heeft gasopslag een belangrijke rol. Door het afbouwen van de gaswinning in Nederland is gasopslag op korte termijn de enige bron van flexibiliteit. Gasopslag vervult een strategische rol voor de stabiliteit van het energiesysteem als geheel. Dat wil zeggen dat gasopslag een belangrijke rol gaat spelen om bijvoorbeeld piekvragen naar gas op te vangen. Eerder had het Groningenveld die functie. Met de afbouw van de vraag naar gas, zal ook de hoeveelheid gas die in Nederland moet worden opgeslagen minder worden. Gezien deze context is het kabinet voor de zomer gekomen met een langetermijnstrategie voor de inzet van gasopslagen. Hierin zet het kabinet uiteen welke meer structurele maatregelen het kabinet voornemens is om te zorgen dat gasopslagen de komende jaren (richting 2030) voldoende gevuld worden. Ook voor opslaglocaties geldt dat moet worden verkend op welk moment de opslagen kunnen worden omgebouwd en ingezet ten behoeve van de opslag van groen gas of waterstof.

4. Ontwikkelpad warmteketen

Samenvatting

- Het ontwikkelpad van de warmteketen richt zich primair op de ontwikkeling van collectieve warmtevoorziening door middel van een warmtenet. De direct relevante eindgebruikerssectoren zijn de gebouwde omgeving en de glastuinbouw. De warmtevraag in de industrie wordt hier buiten beschouwing gelaten, maar wordt behandeld in het transitiepad industrie (werkdocument C, hoofdstuk 3).
- De verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving en glastuinbouw is een breder vraagstuk dan enkel de uitrol van collectieve warmtevoorzieningen. Energiebesparing en de inzet van volledig elektrische warmtepompen en hybride warmtepompen op elektriciteit in combinatie met duurzame gassen spelen hierin een belangrijke rol. Dit ketenontwikkelpad kan dus niet los worden gezien van deze andere verduurzamingsroutes voor de warmtevraag, zoals weergegeven in de sectorale transitiepaden voor gebouwde omgeving en landbouw (werkdocument C, hoofdstukken 1 en 4).
- Voor het transitiepad van de gebouwde omgeving is een viertal scenario's gemaakt, die uitkomen op een groei van de collectieve warmtelevering naar 66-172 PJ (enkel lage en middentemperatuur) in de periode tot 2050 (huidig volume: +/- 20 PJ). Voor de glastuinbouw is er een verwachte vraag naar warmte van 60 PJ in 2040 die volledig duurzaam ingevuld moet worden (huidig volume duurzame warmte: 13 PJ).
- Deze groei is in lijn met de doelen die het kabinet nastreeft voor het doorontwikkelen van collectieve warmte. Hierbij wordt gestreefd naar het duurzaam invullen van de warmtevraag voor collectieve warmte. Die wordt vooralsnog ingeschat op ongeveer 50 PJ in 2030 en rond de 100 PJ in 2050 (enkel voor de gebouwde omgeving). Hiernaast wordt voor de glastuinbouwsector een doel van 30 PJ 'duurzame alternatieven' nagestreefd, wat vrijwel allemaal in de vorm van warmte zal zijn.
- Bij de opschaling van de collectieve warmtevoorziening is het belangrijk om zo veel mogelijk rekening te houden met de kenmerken van het toekomstige, duurzame energiesysteem. Daarin zal meer behoefte zijn aan flexibele vraag om fluctuaties in het aanbod van elektriciteit op te vangen. Verder zal het meer uitdagend zijn om de piekvraag van warmte in de winter op te vangen, met name op dagen met een gering elektriciteitsaanbod.
- Ook de ontwikkeling op koudevraag kan invloed hebben op de ontwikkeling van warmtenetten. Met name ZLT netten kunnen aantrekkelijker worden en harder groeien dan voorzien in verband met de ontwikkeling van de koudebehoefte.
- Dit leidt tot twee gewenste ontwikkelrichtingen en twee uit te werken vraagstukken
  - Gewenste ontwikkelrichting 1: Sterke inzet op de opschaling van warmtenetten met duurzame warmtebronnen.
  - Gewenste ontwikkelrichting 2: Inzet op de doorontwikkeling en opschaling van warmteopslag (met name seizoensopslag).
  - Vraagstuk 1: Welke indicatoren zijn nodig om te beoordelen of de warmtenetten en -bronnen optimaal bijdragen aan de duurzaamheid van het energiesysteem in Nederland?
  - Vraagstuk 2: Wat is vanuit energiesysteemperspectief per situatie de meest wenselijke oplossing voor duurzame invulling van de piekwarmtevraag bij een warmtenet?

4.1. Huidige situatie en beleid

De gebouwde omgeving en de glastuinbouw hebben warmte nodig om te zorgen dat woningen en gebouwen een comfortabele binnentemperatuur en warm tapwater hebben en om te zorgen dat het klimaat in kassen geschikt is voor de gewenste teelt. Deze functionele warmtevraag is decennialang voor het overgrote deel ingevuld door verwarmingsketels en warmtekrachtkoppeling-installaties (wkk's)[109] die worden gevoed met aardgas. Inmiddels is de transitie naar een duurzame warmtevoorziening zonder aardgas in volle gang.

De netto warmtevraag in de gebouwde omgeving betreft 432 PJ (2021). Deze warmtevraag wordt voor het grootste deel ingevuld met (aard)gasgestookte ketels (398 PJ). De resterende warmtevraag wordt ingevuld door warmtenetten (19 PJ), volledig elektrische warmtepompen (12 PJ) en hybride warmtepompen (4 PJ). Deze warmtevraag vertaalt zich naar een finaal energieverbruik van 412 PJ (aard)gas, 23 PJ elektriciteit en 19 PJ warmte (uit een hoge- of middentemperatuurwarmtenet).[110] Het huidige beleid richt zich op de volgende oplossingen.

- Isoleren richting de standaard voor woningisolatie die in 2021 is vastgesteld.[111]
- Het wijkgericht aardgasvrij maken van de gebouwde omgeving waar een goed alternatief is (warmtenet of volledig elektrisch).
- Hybride warmtepompen als een tussenoplossing of eindoplossing in combinatie met duurzaam gas.

Daarnaast richt het beleid zich op het ontwikkelen van duurzame bronnen, energiedragers en infrastructuren, waaronder groen gas (onder meer via de bijmengverplichting), warmtenetten (onder meer via de Warmtenetten Investeringssubsidie – WIS-regeling) en de daaraan gekoppelde duurzame warmtebronnen zoals geothermie, restwarmte, omgevingswarmte en aquathermie (onder meer via SDE++ en innovatieprogramma's). De concrete beleidsdoelen voor 2030 zijn het isoleren van 2,5 miljoen woningen, het verduurzamen van 120.000 utiliteitsgebouwen, de installatie van 1 miljoen hybride warmtepompen in de bestaande bouw, het realiseren van 500.000 nieuwe aansluitingen op warmtenetten in de bestaande bouw[112] het verduurzamen van 1,5 miljoen woningen via de wijkgerichte aanpak en het bijmengen van 1,6 bcm (billion cubic meters, miljard kubieke meter) groen gas (50 PJ).[113] Naast het Nederlandse beleid is er ook Europees beleid dat relevant is voor de warmtetransitie, zoals de uitbreiding van het emissiehandelssysteem naar de gebouwde omgeving (ETS-BRT), de herziening van de Energy Efficiency Directive (EED) en de herziening van de Richtlijn Energiepresentatie van Gebouwen (EPBD) met de introductie van de minimale energieprestatiestandaarden voor gebouwen en woningen. In het transitiepad gebouwde omgeving wordt in meer detail op het beleid voor de gebouwde omgeving ingegaan.

In 2021 was het warmtegebruik in de glastuinbouw ongeveer 94 PJ.[114] Aan de vraag werd met name voldaan door middel van aardgasgestookte wkk's en ketels. Er werd voor 12,9 PJ aan duurzame warmte toegepast, deels via eigen productie en deels ingekocht bij derden. Aardwarmte (6,3 PJ) en biobrandstof (5,8 PJ) waren de meest gebruikte bronnen.[115] Het huidige beleid stimuleert de sector door middel van een samenhangend pakket aan maatregelen op het vlak van normeren, beprijzen en subsidiëren om in 2030 een restemissie van 4,3 Mton CO_2-eq te bereiken. Om dit doel te halen moet de sector minder aardgas gebruiken voor met name de warmtevoorziening. Dat kan worden bereikt door de overstap op duurzame warmtebronnen en door energiebesparing. De overstap naar duurzame warmtebronnen wordt onder andere gestimuleerd door de SDE++. Daarnaast heeft het kabinet in april 2023 onder meer aangekondigd dat er een individueel CO_2-systeem met

[109] *Warmtekrachtkoppeling staat voor het gelijktijdig elektriciteit en warmte opwekken. Wkk's hebben een hoger rendement dan een gasgestookte elektriciteitscentrale, omdat de warmte nuttig wordt ingezet.*
[110] *Zie werkdocument C, hoofdstuk 1: Transitiepad Gebouwde Omgeving voor details en bronnen.*
[111] *Kamerstukken 2020 – 2021, 30 196, nr. 749.*
[112] *Hiernaast zullen naar verwachting ook op kleinere schaal warmtenetten worden gerealiseerd voor nieuwbouw. Het totale aantal aansluitingen op warmtenetten in 2030 waarnaar wordt gestreefd is 1,05 miljoen.*
[113] *Ministerie van BZK (2022), Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving.*
[114] *Energiemonitor glastuinbouw 2021, Wageningen Economic Research. Totale energieverbruik is 117 PJ waarvan 80% warmte is. Warmtegebruik omvat eigen productie en warmte die geleverd is aan de glastuinbouw.*
[115] *Energiemonitor glastuinbouw 2021, Wageningen Economic Research, p. 28.*

vlakke heffing komt op fossiel energiegebruik en dat er vanuit het Klimaatfonds middelen beschikbaar worden gemaakt voor warmtenetten in de glastuinbouw en voor energiebesparende maatregelen.[116] In het convenant energietransitie glastuinbouw 2022-2030 zijn afspraken gemaakt met de sector over de energietransitie. In het convenant is onder andere het doel opgenomen om in 2030 circa 30 PJ van het energieverbruik met duurzame alternatieven te voorzien.[117] Aangezien het energiegebruik in de glastuinbouw voor 80% bestaat uit warmte zal de invulling van dit doel vooral moeten plaatsvinden door middel van duurzame warmtebronnen.[118] Europees gezien vallen vrijwel alle glastuinbouwbedrijven binnen de scope van de Effort Sharing Regulation (ESR) en slechts een handvol vallen onder het Emissions Trading System (ETS).

Ook de industrie heeft warmte nodig. Bijvoorbeeld proceswarmte voor koken, drogen en indampen. (Zeer) hoge temperatuur warmte voor de chemie, raffinage en metaalindustrie. Of stoomnetwerken voor onderlinge warmte-uitwisseling tussen industriële partijen. Omdat het warmtegebruik in de industrie vaak integraal onderdeel is van bredere productieprocessen en niet of nauwelijks kan worden geleverd middels collectieve systemen, wordt dit niet losstaand beschreven in dit hoofdstuk maar komt dit terug in het transitiepad van de industrie (werkdocument C, hoofdstuk 3). In dit ontwikkelpad van de warmteketen is de industrie wel relevant als bron van restwarmte die nog bruikbaar kan zijn voor de verwarming van woningen, gebouwen en kassen.

De warmtevoorziening voor alle sectoren kan worden onderverdeeld naar individuele en collectieve oplossingen. Individuele oplossingen betreffen installaties die bij de eindgebruiker worden geïnstalleerd, zoals een (hybride) warmtepomp of een cv-ketel. Collectieve oplossingen betreffen collectieve warmtevoorzieningen zoals geothermie, aquathermie, zonthermie, restwarmte en collectieve warmtepompen die via een warmtenet aan de eindgebruiker warmte leveren. In de glastuinbouw is het onderscheid tussen collectief en individueel minder scherp, omdat bedrijven ook zelf warmte in kunnen voeden op een collectief warmtenet. Het is ook mogelijk dat een bedrijf zelf een van de genoemde collectieve warmtebronnen beheert.

Voor de ontwikkeling van collectieve warmtevoorzieningen zijn specifieke beleidsinstrumenten en wetgeving van toepassing zoals de Warmtenetten Investeringssubsidie (WIS), het Subsidie Instrument Warmte Glastuinbouw (SWIG) en de Wet collectieve warmtevoorziening (Wcw). Die zijn relevant voor alle eindgebruikssectoren die van een collectieve warmtevoorziening gebruikmaken (vooral gebouwde omgeving en glastuinbouw). De warmtetransitie in de gebouwde omgeving beslaat zowel het collectieve- als individuele spoor. Omdat de afweging tussen de verschillende strategieën voor de warmtetransitie in de wijkgerichte aanpak plaatsvindt bestaat er overlap tussen wat beschreven wordt in de warmteketen en het transitiepad voor de gebouwde omgeving. In dit hoofdstuk wordt vooral aandacht besteed aan de aanbodkant van de warmtetransitie en zal de nadruk liggen op collectieve warmtevoorziening. Verdere verdieping van de vraagkant van de warmtetransitie in de gebouwde omgeving volgt in het transitiepad voor de gebouwde omgeving (werkdocument C, hoofdstuk 1).

4.2. Mogelijke ontwikkelrichtingen en uitgangspunten

Met de energietransitie gaat Nederland naar een situatie in 2050 waarin geen aardgas meer wordt gebruikt om woningen, gebouwen en kassen te verwarmen. Hierbij is de eerste stap om het warmtegebruik zoveel mogelijk terug te dringen middels isolatie en energiebesparende maatregelen. Hiermee wordt ook het gebruik van lage temperatuur warmte in gebouwen (lage temperatuur afgifte) mogelijk, waardoor lage temperatuur warmtebronnen efficiënter kunnen worden benut.[119]

Om de resterende warmtevraag duurzaam in te vullen zijn er grofweg drie opties:

- Warmtebronnen (geothermie, restwarmte, aquathermie, omgevingswarmte uit de lucht, etc.) die via collectieve warmtesystemen (warmtenetten) worden benut (en in sommige gevallen rechtstreeks in de glastuinbouw). Afhankelijk van de temperatuur van de bron in combinatie met (collectieve of individuele) warmtepompen, en al dan niet in combinatie met seizoensopslag van warmte (WKO, MTO en HTO).

[116] https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2023/04/26/voorjaarsbesluitvorming-klimaat.
[117] https://open.overheid.nl/documenten/ronl-2b15b6c2504f87d0fcd6bf3e80bcbf94c7455830/pdf.
[118] *Energiemonitor glastuinbouw 2021, Wageningen Economic Research.*
[119] *Zie sectortransitiepaden gebouwde omgeving (3.1) en glastuinbouw (3.4) voor meer informatie hierover.*

- Volledig elektrische warmtepompen (all-electric) met een individuele warmtebron, zoals omgevingswarmte, zonthermie of bodemwarmte.
- Hybride warmtepompen met de inzet van duurzaam gas (waterstof of groen gas).

Een belangrijk onderscheid tussen de opties zijn de energiedragers die ervoor nodig zijn en de mogelijke schaarste. Hierbij maken we onderscheid tussen systemische energiedragers en lokale energiedragers. Systemische energiedragers zijn bijvoorbeeld elektriciteit, waterstof en biogrondstoffen en hebben het kenmerk dat ze (relatief) ver kunnen worden getransporteerd en daardoor systeembreed inzetbaar zijn. Voor die energiedragers is er dus ook een verdelingsvraagstuk. Ze hebben veel verschillende toepassingen en op nationale en internationale energiemarkten wordt een evenwicht gevonden tussen het aanbod en de betalingsbereidheid van de verschillende eindgebruikers. Hierdoor is er bij systemische energiedragers een risico dat die bij schaarste relatief duur worden en dat eindgebruikers die geen alternatief hebben hoge kosten zullen hebben. Dit kan een tijdelijke schaarste zijn zoals die op korte termijn wordt verwacht voor groene waterstof of een meer permanente schaarste zoals die wordt verwacht voor koolstofdragers (waaronder groen gas). Of een schaarste op specifieke dagen van het jaar. Zo kan er schaarste ontstaan voor elektriciteit op windstille winterdagen.[120]

Naast de systemische energiedragers zijn er lokale energiedragers. Denk aan warmte uit de bodem of het oppervlaktewater en restwarmte van bijvoorbeeld datacenters, afvalverbrandingsinstallaties of de industrie. Het transport van deze warmte over grotere afstanden kan met betrekkelijk weinig energieverlies, maar is wel erg kostbaar. Zulke thermische energie is dus vooral bruikbaar in de nabije omgeving van de warmtebron. Door deze warmte te gebruiken, kan de vraag naar mogelijk schaarse systemische dragers zoals elektriciteit, waterstof en biogrondstoffen worden verkleind. Ook kan de importafhankelijkheid worden verlaagd en kunnen stabielere prijzen voor de eindgebruiker worden gerealiseerd. Tegen deze achtergrond wordt in het NPE onder meer geconcludeerd dat sterke inzet op benutting van lokale warmtebronnen gewenst is. Dit geldt met name op plekken waar de lokale situatie voldoende aantrekkelijk en veilig is wat betreft de beschikbaarheid van warmtebronnen en de concentratie van de warmtevraag. Het ontwikkelpad van de warmteketen richt zich dan ook primair op de uitdagingen die met de opschaling van lokale warmtebronnen en warmtenetten gepaard gaan.

[120] *De beschikbaarheid en eventuele schaarste is nader uitgewerkt in de andere ketenhoofdstukken over elektriciteit (B.1) waterstof (B.2) en koolstof (B.3).*

Ontwikkeling warmtebehoefte uit collectieve warmtevoorziening

Binnen de sectortransitiepaden voor de gebouwde omgeving en landbouw is een inschatting gemaakt van de potentiële bijdrage van lokale warmtenetten aan het invullen van de warmtevraag. In deze sectie vatten we de resultaten hiervan kort samen.

Type warmtevraag

Bij de inschatting van de warmtevraag die ingevuld kan worden door collectieve warmtenetten maken we onderscheid tussen

- zeer lage temperatuur (ZLT) netten met aanvoertemperatuur tot 30 graden.
- lage temperatuur (LT) netten tussen 30 en 55 graden.
- midden temperatuur (MT) netten tussen 55 en 75 graden.
- hoge temperatuur (HT) netten vanaf 75 graden.

Warmtenetten worden op dit moment nog met name gevoed door warmtekrachtkoppeling-installaties (wkk's) in elektriciteitscentrales en aftapwarmte uit afvalverbrandingsinstallaties. De komende decennia zal die warmtelevering worden overgenomen door duurzame (CO_2-vrije en/of hernieuwbare) warmtebronnen: met name restwarmte, geothermie, aquathermie, zonthermie en omgevingswarmte uit de lucht. Afhankelijk van de temperatuur van de warmtebron is er nog een opwaardering nodig. Zo heeft oppervlaktewater een temperatuur van 10-30 °C. Die moet worden opgewaardeerd om bruikbaar te zijn voor een LT- of MT-warmtenet. Die opwaardering kan worden gedaan met hoogwaardige energiedragers zoals elektriciteit (bv. via collectieve of individuele warmtepompen) of duurzame gassen (bv. via een ketel). (Z)LT-warmtenetten kunnen ook worden gebruikt om woningen en gebouwen te koelen.

Warmtevraag gebouwde omgeving

Voor het transitiepad voor de gebouwde omgeving zijn vier scenario's gemaakt (werkdocument C, hoofdstuk 1). Voor deze scenario's is een inschatting gemaakt van de totale finale energievraag voor functionele warmte in 2050. De verwachting is dat de netto warmtevraag ongeveer 370 PJ zal zijn. Afhankelijk van het scenario zal daarvan 66 tot 172 PJ als finale energie in de vorm van warmte via collectieve warmtenetten worden geleverd. De mate waarin warmtenetten op verschillende temperatuurniveaus worden ontwikkeld, hangt ook af van factoren en keuzes in de scenario's. De warmtevraag per temperatuurniveau ligt in die scenario's binnen de volgende bandbreedtes[121]

- MT-warmtenetten: tussen 52 en 134 PJ
- LT-warmtenetten: tussen 0 en 15 PJ
- ZLT-warmtenetten: tussen 12 en 23 PJ

De onzekerheid in deze inschattingen is groot. Dat komt doordat in het transitiepad voor de gebouwde omgeving onzeker is welk aandeel van de gebouwen zal overstappen op de verschillende verduurzamingsopties (warmtenet, volledig elektrische warmtepomp of hybride warmtepomp). De aannames hieromtrent worden toegelicht in het transitiepad voor de gebouwde omgeving (werkdocument C, hoofdstuk 1).

In het model dat is gebruikt voor de scenario's is ook berekend welke systeeminput nodig is om de benodigde finale energie bij de gebouwen te kunnen leveren. Daarbij zijn de volgende zaken meegenomen

- Warmteverliezen in de distributie van warmte.
- Omzetting van lagere temperatuurbronnen naar hogere temperatuurwarmte met een collectieve warmtepomp. Dit betekent dat een finale MT-warmtevraag geleverd kan worden door een (Z)LT-bron en elektriciteit voor de collectieve warmtepomp.
- Invulling van de piekvoorziening met hoofdzakelijk ketels op duurzame brandstof en e-boilers.
- Elektrische pompenergie voor warmtedistributie.

Dit leidt tot de volgende bandbreedtes voor de behoefte aan duurzame warmtebronnen in 2050:

- MT-warmte: tussen 51 en 125 PJ
- LT-warmte: tussen 7 en 17 PJ
- ZLT-warmte: tussen 18 en 46 PJ
- Voor de collectieve warmtenetten is nog 6-21 PJ elektriciteit nodig, voor collectieve warmtepompen, pompenergie en elektrische piekketels.

Daarnaast is de verwachting dat er in 2050 een significante koudevraag zal zijn in de gebouwde omgeving. (Z)LT-warmtenetten kunnen mogelijk een bijdrage leveren aan het invullen van deze koudevraag. De invulling van de koudevraag komt verder aan bod als onderdeel van het transitiepad voor de gebouwde omgeving en wordt de komende jaren verder in beeld gebracht.

Warmtevraag glastuinbouw

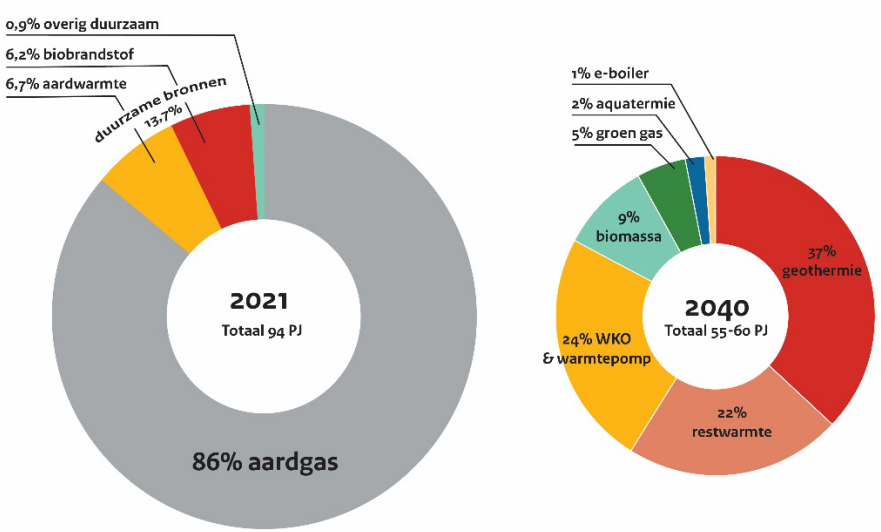
In de glastuinbouw zullen bedrijven naar verwachting investeren in verschillende opties, omdat er behoefte is aan een energiemix op basis van de verschillende lasten (basis-, midden- en pieklast). Dit maakt het ook mogelijk om rendabel in te kunnen spelen op de verschillende warmtebehoeften in de tijd. Daarnaast geeft diversificatie van de energiemix bedrijven een back-up warmtevoorziening. Waar mogelijkheden zijn voor geothermie en/of restwarmte, zullen deze bronnen worden ingezet voor de basislast.

Ramingen van de warmtevraag en het aanbod in de glastuinbouw geven een beeld van de mogelijke energiemix in 2040.[122] De verwachting is dat er in de glastuinbouw een warmtevraag zal zijn van 60 PJ in 2040. Om aan deze vraag te voldoen is momenteel een warmtevoorziening van 54,5 PJ in beeld. Het is hierbij belangrijk om een onderscheid te maken tussen basis-, (lage en hoge) midden- en pieklast. De belangrijkste warmtebronnen voor de glastuinbouw zijn naar verwachting geothermie, gevolgd door warmtepomp met

[121] *De laagste en hoogste waardes tellen niet op tot de laagste en hoogste inschatting van het totale volume, omdat een lage invulling door MT-warmtenetten vaak gepaard gaat met een hogere invulling door (Z)LT-warmtenetten.*

[122] *WEcR 2023 (te verschijnen).*

warmte- en koudeopslag (wko) en restwarmte. Qua omvang wordt vooralsnog uitgegaan van een bandbreedte die aan de bovenkant gelijk is aan de huidige omvang van het areaal (iets meer dan 10.000 hectare) en aan de onderkant van 9.000 hectare. Energieprijzen kunnen een rol spelen bij de omvang van het areaal in Nederland, maar zijn niet allesbepalend. Bedrijven in Nederland hebben ook voordeel van bijvoorbeeld de goede logistieke positie, de nabijheid van de belangrijkste exportmarkten en de kennis die aanwezig is. Andere landen hebben steeds vaker uitdagingen met betrekking tot schaarste van water en oplopende temperaturen. Het is daarom ook mogelijk dat het glastuinbouwareaal in Nederland niet kleiner wordt, maar dat bedrijven hun teeltmethoden zullen aanpassen. Ook op het vlak van energiebesparing valt nog voortgang te boeken.



Figuur 17. Invulling van huidige en toekomstige warmtevraag glastuinbouw. Bron huidige warmtevraag: Energiemonitor glastuinbouw 2021, Wageningen Economic Research. Bron toekomstige vraag: WEcR 2023 (te verschijnen).

Hierbij zijn verder de volgende overwegingen en verwachtingen van toepassing:

- In gebieden zonder mogelijkheden voor geothermie of restwarmte zal de individuele ondernemer de afweging moeten maken welke combinatie van teelt en warmtebronnen rendabel zijn.
- Voor middenlast is de verwachting dat warmtepompen in combinatie met een wko een prominente rol zullen spelen, naast restwarmte.
- Aardgasgestookte warmtekrachtkoppeling-installaties (wkk's) binnen de glastuinbouw zullen op termijn worden uitgefaseerd (of op waterstof gaan draaien, maar wkk's op waterstof hebben voorlopig een onaantrekkelijke businesscase. Biogas en biomassa zijn ook mogelijkheden).
- De businesscase voor glastuinbouwbedrijven in relatie tot de energiemix moet bezien worden in een geheel: een bedrijf heeft waarschijnlijk aardwarmte of restwarmte en een warmtepomp en daarnaast voor pieklast waterstof, duurzame biogrondstoffen of biogas nodig. Dat laatste deel is duur, maar is maar drie maanden van het jaar nodig. Tuinders kijken vanuit die opties naar het businessmodel. Wellicht laten sommigen de kas in de winter leegstaan, maar er zijn ook bedrijven (met rozen bijvoorbeeld) die de kas het hele jaar moeten verwarmen. De vraag naar warmte en per bron verschilt dus door het jaar heen in het algemeen en per bedrijf.

Benodigde groei van de collectieve warmtevoorziening

Uit het sectorale transitiepad van de gebouwde omgeving volgt een additionele vraag naar collectieve warmte van 66-172 PJ. Afgezet tegen de huidige collectieve warmtevoorziening van +/- 20 PJ is dit een aanzienlijke toename. Hiernaast wordt vanuit de glastuinbouw een sterke groei van duurzame warmtevoorziening voorzien, van 13 PJ naar 60 PJ. Om deze ambities waar te maken zal de benutting van (collectieve) duurzame warmtebronnen met 100-200 PJ moeten groeien.

4.3. Gewenste ontwikkelrichtingen voor de warmteketen

Om de additionele vraag naar collectieve warmte tijdig in te vullen en op een manier die goed past in het toekomstige energiesysteem zijn er een tweetal gewenste ontwikkelrichtingen gedefinieerd. In deze sectie zetten we die uiteen. Hiernaast zijn nog een aantal andere relevante vraagstukken voor de ontwikkeling van de warmteketen geïdentificeerd waarvoor nog geen duidelijke ontwikkelrichting is vastgesteld. Deze worden in de volgende sectie behandeld.

Gewenste ontwikkelrichting 1:

Sterke inzet op de opschaling van warmtenetten met duurzame warmtebronnen zoals geothermie, restwarmte, zonthermie, aquathermie en bodemenergie, met zo goed mogelijke benutting van lokale bronnen en zo beperkt mogelijke behoefte aan systemische energiedragers voor opwaardering.

Onderbouwing

De behoefte om de warmtevoorziening uit duurzame bronnen op te schalen komt direct voort uit de transitiepaden voor de gebouwde omgeving en landbouwsector. De opschaling van deze warmtebronnen heeft verschillende voordelen:[123]

- Ontsluiting additionele energiebronnen: In Nederland is een aanzienlijke hoeveelheid energie in de vorm van warmte beschikbaar, op verschillende temperaturen. Deze warmte is voornamelijk bruikbaar voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving en glastuinbouw. Door deze warmtebronnen zoveel mogelijk te benutten, wordt extra potentieel ontsloten en wordt de vraag naar energiedragers die breder inzetbaar zijn (elektriciteit, groen gas, waterstof) verminderd.
- Ook vanuit de publieke belangen betrouwbaarheid (geen afhankelijkheid van het buitenland), betaalbaarheid (stabiele en redelijke prijzen), leefomgevingskwaliteit (geringe ruimtelijke impact) en participatie (lokale systemen, met eventuele mogelijkheden tot financiële participatie) zijn er meer goede redenen voor deze inzet.

Met het theoretisch potentieel van duurzame warmtebronnen kan de verwachte (collectieve) warmtevraag worden ingevuld.[124] De mate waarin die potentie wordt verzilverd in praktisch (en economisch) potentieel hangt mede af van beleidskeuzes en sector- en marktontwikkelingen. Een inventarisatie op basis van de huidige beleidsinzet en op basis van verwachtingen maakt duidelijk dat het praktisch potentieel van alleen MT-bronnen niet voldoende is om in de warmtevraag in 2030 en 2050 te voldoen. Ook (Z)LT-bronnen zijn nodig en hebben hun eigen toepassingsbereik in de gebouwde omgeving en glastuinbouw. Hierbij gaat het niet alleen om de verduurzaming van bestaande netten en de uitrol van nieuwe netten, maar ook om het opvangen van de geleidelijk wegvallende warmtelevering uit biogrondstoffen en wkk's (STEG, AVI en wkk's voor de glastuinbouw). Er loopt aanvullend onderzoek naar de beschikbaarheid van bronnen.

Op plaatsen zonder MT-bronnen of met een lage warmtevraag kunnen (Z)LT-netten een goede eindoplossing zijn. Dat kan eventueel stapsgewijs door kleine netten op termijn aan elkaar te koppelen (modulaire groei) en door bronnen elkaar te laten afwisselen in de basislastvoorziening. Deze kunnen ook een goede invulling zijn voor gebouwen met een significante koelvraag.

Uitdagingen

Er zijn verschillende uitdagingen bij de opschaling van duurzame warmtebronnen. Een voorname uitdaging is de betaalbaarheid. De kosten voor (de ontwikkeling van) warmtebronnen en infrastructuur leiden onder de huidige marktcondities vaak tot een onrendabele top (in ieder geval ten opzichte van de kosten voor verwarming met aardgas die voor 2021/2022 gebruikelijk waren). Daarnaast zijn warmtenetten complexe projecten die lange doorlooptijden hebben. Ze kennen ook specifieke risico's, zoals de kans dat eindgebruikers onvoldoende snel overstappen op het warmtenet (vollooprisico). Deze complexiteit kan ertoe leiden dat warmtebronnen niet ontsloten worden, omdat het partijen aan de aanbodzijde ervan weerhoudt om te willen leveren aan een warmtenet. Verder liggen er potentieel uitdagingen rond rechtvaardigheid, omdat de kosten van collectieve warmtevoorziening per regio sterk kunnen verschillen. Dit kan mogelijk leiden tot verschillende prijzen per wijk of regio.

Huidige en toekomstige beleidsinzet

Het huidige beleid is erop gericht dat de wenselijkheid en haalbaarheid van een warmtenet lokaal wordt onderzocht. Ook het initiatief om een warmtenet te ontwikkelen wordt lokaal genomen. Vanuit het Rijk wordt gezorgd voor de juiste condities om duurzame

[123] *De wenselijkheid voor het opschalen van deze warmtebronnen wordt onderschreven door het Expertteam Energie 2050 in haar rapport Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050 en zijn in lijn met die uit het rapport EBN (2023). Energiesysteem op weg naar 2050.*

[124] *Op basis van interne inventarisatie van het potentieel per bron. Aanvullend onderzoek hiernaar loopt.*

warmtebronnen en warmte-infrastructuur op te schalen. Hierbij zijn de volgende indicatieve doelstellingen geformuleerd

- 50 PJ collectieve warmtelevering in 2030 (enkel voor de gebouwde omgeving).
- 30 PJ 'duurzame alternatieven' in 2030 voor de glastuinbouwsector. Vrijwel allemaal warmte, maar niet allemaal collectief.
- 100 PJ (bandbreedte 66-172 PJ) collectieve warmtelevering in 2050 (enkel voor de gebouwde omgeving).

Om deze doelstellingen te realiseren zijn verschillende instrumenten ontwikkeld. Voor het opschalen van de infrastructuur is er de WIS-regeling waarmee de onrendabele top bij de aanleg van warmtenetten ten behoeve van de gebouwde omgeving wordt afgedekt. Daarvoor is tot en met 2030 € 1,6 miljard beschikbaar gemaakt vanuit het Klimaatfonds. Voor het opschalen van warmte-infrastructuur ten behoeve van de glastuinbouw is er de SWIG waarmee de onrendabele top bij de aanleg van warmtenetten wordt afgedekt. Daarvoor is t/m 2030 € 300 miljoen beschikbaar gemaakt vanuit het Klimaatfonds. De verwachting is dat deze regelingen voldoende stimulans en zekerheid bieden voor de ontwikkeling van warmtenetten.

Het belangrijkste instrument voor het opschalen van duurzame warmtebronnen is de SDE++. Hierbij zijn bij de openstelling van 2023 hekjes om de domeinen lage- en hogetemperatuurwarmte (en moleculen) gezet. Die afbakening is een belangrijke maatregel om de SDE++ een grotere bijdrage aan de opschaling van duurzame warmtebronnen te laten leveren. Duurzame warmtetechnieken zijn namelijk veelal op basis van subsidie-intensiteit niet voldoende concurrerend met andere SDE++-technieken. Ze hebben daardoor een relatief kleine kans op subsidie vanuit de SDE++-regeling. Door hekjes in te voeren wordt meer zekerheid gecreëerd dat deze technieken in aanmerking komen voor SDE++-subsidie. Als prikkel om restwarmtebronnen zoveel mogelijk te benutten introduceert de Wet collectieve warmtevoorziening het 'ophaalrecht' voor restwarmte. Dit omvat duidelijke eisen en kaders die warmtebedrijven en restwarmteproducenten houvast bieden voor het verkennen van een kansrijke businesscase. Ook geven de eisen en kaders duidelijkheid over de rechten en plichten bij een leveringsovereenkomst en vergoeding van de uitkoppelkosten. In het voorjaarspakket met klimaatmaatregelen is tevens budget aangekondigd voor de ondersteuning van innovatie voor (ondiepe) lagetemperatuurgeothermie. Twaalf innovatieve warmteprojecten die bijdragen aan kostendaling en versnelde groei van duurzame warmtenetten krijgen ondersteuning van het Nationaal Groeifonds in het programma NieuweWarmteNu!.

Gewenste ontwikkelrichting 2:

Inzet op de doorontwikkeling en opschaling van warmteopslag.

Onderbouwing

Een van de belangrijkste veranderingen in de transitie van een fossiel energiesysteem naar een duurzaam energiesysteem is dat het aanbod minder makkelijk regelbaar is. Zo zal een groot deel van het aanbod van fluctuerende energiebronnen komen (zon-pv en wind). Ook duurzame warmtebronnen zoals geothermie en restwarmte zijn minder flexibel inzetbaar dan wkk's en gasketels. Hierdoor ontstaat er een grotere behoefte aan flexibiliteit in energievraag en aanbod. De voornaamste manier waarop de warmteketen hier een bijdrage aan kan leveren is door middel van warmteopslag (flexibilisering van de warmtevraag bij de eindgebruiker wordt behandeld in de hoofdstukken over de eindgebruikssectoren gebouwde omgeving en landbouw - werkdocument C, hoofdstuk 1 en 4). Met warmteopslag kan de warmteketen op verschillende manieren bijdragen aan de efficiëntie van het energiesysteem als geheel

- Door de elektriciteitsconsumptie te verhogen op momenten dat er een overschot aan elektriciteitsproductie is, kan curtailment (het 'afknijpen' van te veel productie van elektriciteit bij de bron) van windenergie en zon-pv worden voorkomen.
- Door elektriciteitsconsumptie te verlagen op momenten met een tekort aan elektriciteitsproductie kan de inzet van regelbaar vermogen (bijvoorbeeld gascentrales op aardgas, groen gas of waterstof) worden verminderd en de benodigde capaciteit aan regelbaar vermogen worden verlaagd. Het minimaliseren van de inzet van regelbaar vermogen is wenselijk, omdat dit leidt tot verlaging van CO_2-uitstoot (zolang aardgas wordt gebruikt) en energieverliezen voorkomt (wanneer waterstof wordt gebruikt). Daarnaast verlaagt het de kosten voor de warmtevoorziening, omdat regelbaar vermogen relatief duur is.
- Door de vraag constanter te maken kan het aantal vollasturen van duurzame warmtebronnen worden verhoogd waarmee de benodigde capaciteit van primaire duurzame warmtebronnen verlaagd kan worden. Dit zal tot lagere vaste kosten per geleverde eenheid warmte leiden.

- Door de piekvraag naar elektriciteit te verlagen, kan een kleinere netaansluiting worden gebruikt.
- Door vraag te sturen op basis van lokale netcongestie kan een bijdrage worden geleverd aan het oplossen hiervan.

Om deze redenen is het wenselijk om in te zetten op de doorontwikkeling en opschaling van (collectieve) warmteopslag.[125]

Uitdagingen en beleidsinzet

Seizoensopslag van warmte (warmte-koude-opslag, wko) wordt al grootschalig toegepast en heeft zich bewezen in bestaande systemen. Opslag op hogere temperatuur (HTO en MTO) bevindt zich nog in de ontwikkelfase. Het vereist nog kennisontwikkeling, onder meer over de effecten die het heeft in de ondergrond. De Routekaart Energieopslag gaat hier verder op in en beschrijft de inzet op groei van deze technieken. Met name in het Nationaal Programma Bodem & Ondergrond (IenW) moet in beeld worden gebracht welke obstakels in de wet- en regelgeving voor de ondergrond kunnen worden weggenomen om warmteopslag letterlijk en figuurlijk de ruimte te geven waar dat kan.

Een uitdaging ligt bij betaalbaarheid. Systeemintegratie en de ontwikkeling van een gezonde businesscase voor duurzame warmtenetten kunnen hand in hand gaan voor warmtebedrijven en publieke partijen zoals netbeheerders. Maar de kosten en baten binnen het energiesysteem landen momenteel niet op de juiste plek. Daardoor blijven de juiste prikkels uit. De Routekaart Energieopslag[126] brengt verder in kaart welke acties ondernomen moeten worden om energieopslag, waaronder warmteopslag, te bevorderen.

4.4. Aanvullende vraagstukken voor ontwikkeling warmteketen

Naast de gewenste ontwikkelrichtingen die al duidelijk zijn voor de warmteketen, is er ook een aantal vraagstukken dat wel relevant is voor de ontwikkeling van de warmteketen, maar waar nog te veel onduidelijkheden zijn om een gewenste ontwikkelrichting te bepalen. Deze vraagstukken worden de komende periode verder onderzocht.

Vraagstuk 1:

Welke indicatoren zijn nodig om te beoordelen of de warmtenetten en warmtebronnen optimaal bijdragen aan de duurzaamheid van het energiesysteem in Nederland?

Formulering en analyse

Een warmtenet als invulling van de warmtevraag is een goede oplossing als de bronnen voor het warmtenet passen in het totale energiesysteem. Tot nu ligt de nadruk op de waardering op basis van CO_2-emissie per geleverde GJ-warmte. Daarmee komt niet alle belasting van het energiesysteem goed in beeld. De volgende situaties komen in die waardering niet naar voren

- Een warmtenet met CO_2-arme bronnen, maar met een hoog warmteverlies.
- Een warmtenet met een grote vraag naar elektriciteit of andere CO_2-arme bronnen (groen gas). Als we ervan uitgaan dat de elektriciteit CO_2-vrij is, scoort het warmtenet goed, maar is het wel een zware belasting voor het energiesysteem.
- Een warmtenet dat veel elektriciteit nodig heeft op het moment dat er weinig zon en wind is.
- Power-to-heat wordt in de indicator CO_2 per GJ nog niet gewaardeerd, alleen voor de e-boiler is nu een aanpassing gedaan in de duurzaamheidsrapportage.
- Een warmtenet met warmteopslag. Het verlies van warmte in de opslag vermindert de prestatie van het warmtenet, terwijl het mogelijk sterk bijdraagt aan de duurzaamheid van het hele energiesysteem.
- Warmtenetten die leveren aan diverse sectoren, bijvoorbeeld gebouwen en glastuinbouw, hebben verschillende eigenschappen. Daardoor zullen de indicatoren per sector

[125] *Deze bevindingen zijn in lijn met die uit het rapport EBN (2023). Energiesysteem op weg naar 2050. Daarin wordt geadviseerd: "Er moet rekening gehouden worden met de integratie binnen het totale energiesysteem. Lokale warmtesystemen kunnen bijdragen aan de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem door bijvoorbeeld overschotten op te slaan in warmte met warmtepompen en e-boilers. Andersom kan warmteopslag bijdragen aan het dempen van de piekvraag naar elektriciteit". Ook het Expertteam Energiesysteem 2050 onderschrijft het belang van het stimuleren van warmteopslag in haar rapport Energie door perspectief: rechtvaardig, robuust en duurzaam naar 2050.*

[126] *Kamerstukken 2022 – 2023, 29 023, nr. 430.*

verschillen. In een gecombineerd warmtenet wordt de beoordeling van de prestaties lastig.

Om warmtenetten op deze 'systeemefficiëntie' te kunnen beoordelen, is er behoefte aan meer indicatoren dan alleen de CO_2-emissie per geleverde GJ. Die indicatoren moeten rekening houden met het gebruik van bronnen (ook CO_2-vrije bronnen), het warmteverlies in het warmtenet en de tijdsafhankelijkheid. Met de tijdsafhankelijkheid kan mogelijk opslag ook voldoende worden gewaardeerd.

Beschrijving van de mogelijke beleidsopties

Het oplossen van dit vraagstuk kan op verschillende manieren. Een deel van de genoemde beperkingen in de huidige methode hebben te maken met de variatie van de CO_2-emissie van de bron in de tijd. Dit speelt met name bij elektriciteit. Dit is oplosbaar door niet op jaarbasis te berekenen, maar op uurbasis. Eventueel kan dit benaderd worden door een verdeling in piek-dal of een vergelijkbare indeling. De dynamische referentieprijs die voor e-boiler wordt gehanteerd is al een voorbeeld hiervan.

Naast het aanpassen van de CO_2-berekening kunnen nog aanvullende indicatoren worden gebruikt. Bijvoorbeeld

- Warmteverlies in de distributieleidingen.
- Gebruik van bronnen op basis van bijvoorbeeld een primaire energiefactor (de totale primaire energiefactor, niet alleen fossiel).
- De opslagcapaciteit in uren.

In eerste instantie gaat het om indicatoren. Als marktmechanismes niet goed werken kan worden overwogen om de indicatoren te gebruiken in subsidieverlening of als eis in wet- en regelgeving. Een andere aanpak is deze marktmechanismes aan te passen, bijvoorbeeld door de CO_2-emissie in de prijs te verwerken of piekvraag extra te belasten.

Beleidsinzet

Op korte termijn is er geen probleem met de huidige beoordeling van warmtenetten. Maar met de verwachte ontwikkeling in de elektriciteitsvoorziening en de elektrificatie van de warmtevoorziening is er wel behoefte aan meer sturing dan alleen op basis van huidige methode voor berekening van de CO_2-emissie. De behoefte aan aanpassing van de huidige beoordeling kan worden vastgesteld door verder onderzoek te doen. Dat onderzoek kan zich richten op de te verwachten ontwikkelingen in warmtenetten en de vraag of met de huidige beoordeling en de huidige marktstimulansen er ongewenste ontwikkelingen te verwachten zijn. Daarnaast wordt een verkenning voorgesteld voor de mogelijke aanvullende indicatoren voor beoordeling van een warmtenet.

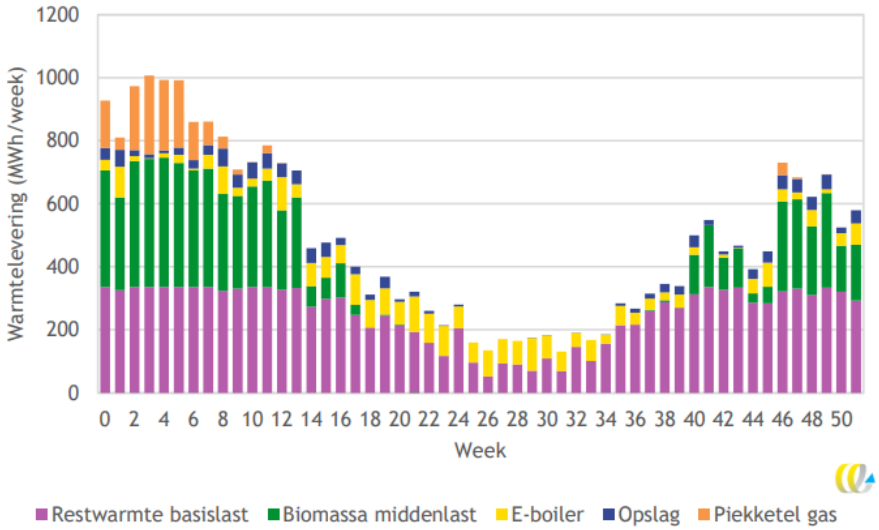
Vraagstuk 2:

Wat is vanuit energiesysteemperspectief per situatie de meest wenselijke oplossing voor duurzame invulling van de piekwarmtevraag bij een warmtenet?

Formulering en analyse

De behoefte aan flexibiliteit in de warmtelevering is goed zichtbaar in het vraagprofiel van een warmtenet (Figuur 18). De warmtevraag van zowel huishoudens als glastuinbouwbedrijven vertoont over het jaar heen een duidelijk badkuipprofiel. In de zomer is er een beperkte warmtevraag. In de koude maanden zijn er hoge pieken van warmtevraag. In het profiel is een vrij duidelijk onderscheid te maken tussen het deel van de warmtevraag dat jaarrond relatief stabiel is (basislast) en de minder homogene uitschieters in de warmtevraag in de eerste en laatste maanden van het jaar (piekvraag). Het leveren van de basislast uit duurzame warmtebronnen is (met alle uitdagingen van dien) relatief eenvoudig, omdat er veel vollasturen (vaak 5000-6000) geleverd kunnen worden. Daardoor kan de bron efficiënt worden ingezet en ligt de eventuele subsidie-intensiteit niet te hoog.

Met het verduurzamen van de basislastbronnen kunnen de warmtebedrijven de komende jaren goed voldoen aan de duurzaamheidsnorm die in de Wet collectieve warmtevoorziening (Wcw) wordt geïntroduceerd. Het is de verwachting dat die norm in de jaren na 2030 dwingend gaat worden. Het doel van een dwingende norm is om ook de middenlast- en piekbronnen (met grofweg tussen de 200 en 2000 vollasturen) te verduurzamen.



Figuur 18. Simulatie van inzet van warmtebronnen per jaar voor een situatie met een e-boiler en tank thermal energy storage (TTES). In de figuur is goed te zien hoe er een relatief stabiele basislast is die grotendeels met restwarmte wordt ingevuld, er een last is die in de koudste helft van het jaar vrij stabiel is (middenlast) die grotendeels ingevuld wordt door biomassa, en in een beperkt aantal weken van het jaar een pieklast is die door een gasketel ingevuld wordt. Bron: CE Delft (2023). Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten.

Door de verduurzamingsnorm in de Wcw en de wens om versneld onafhankelijk te worden van fossiele bronnen verwacht het kabinet dat de inzet van gasketels in de gebouwde omgeving mogelijk al vóór 2030 begint af te nemen. Daarnaast beginnen de beschikkingen voor biomassacentrales na 2030 geleidelijk af te lopen. Die centrales leveren nu veelal basislast, maar zijn daarnaast flexibel inzetbaar. Door het wegvallen van biomassawarmte kan de flexibiliteit van warmtelevering na 2030 dus verder afnemen. Dat vergroot de noodzaak voor andere piekbronnen. Ook in de glastuinbouw zal er door de verwachte afname van gasgebruik vanaf 2030 meer behoefte zijn aan andere piekbronnen. De sector heeft de ambitie om in 2040 klimaatneutraal te zijn, waardoor er dan geen plaats meer is voor aardgasgestookte warmtevoorziening en ook de volledige flexibiliteitsbehoefte duurzaam moet worden ingevuld. Als piek- en back-upvoorziening zijn gasketels vooralsnog echter onmisbaar. Daarom is er een toenemende behoefte aan duurzame flexibiliteitsopties.

Beschikbare opties en belangrijkste barrières

Zoals eerder omschreven bij de gewenste ontwikkelrichtingen, kan warmteopslag een belangrijke bijdrage leveren aan het flexibiliseren van de warmtevraag. Hiermee kan warmteopslag ook een deel van de pieklast opvangen. Daarnaast zijn er nog de volgende opties om de piekvraag duurzaam in te vullen

- E-boiler.
- Collectieve warmtepomp in combinatie met warmteopslag.
- Piekketels met duurzaam gas of duurzame biogrondstoffen.

Voor alle flexibiliteitsopties is de onrendabele top momenteel het grootste aandachtspunt. De businesscase voor duurzame piekbronnen is nog moeilijk. Het diagram in Figuur 18 laat duidelijk zien dat piekbronnen een klein aandeel (<10%) van de warmte leveren. Maar op het moment dat het nodig is, moeten ze wel de helft van het vermogen kunnen leveren. Piekbronnen moeten dus een flinke capaciteit hebben. Daardoor is de investering (te) hoog in verhouding tot het aantal vollasturen. En dus laten investeringen in piekbronnen zich onder de huidige condities lastig terugverdienen. Adequate financiële ondersteuning is nodig om piekbronnen tijdig te kunnen helpen verduurzamen, waarmee ook verdere kostendaling gestimuleerd wordt. De systematiek van de exploitatiesubsidie van de SDE++ leent zich slecht voor piekbronnen. Dat komt doordat bij de SDE++ wordt gewerkt met een berekende subsidie-intensiteit op basis van het aantal vollasturen en een uitkering van de subsidie op basis van het daadwerkelijk aantal vollasturen. Voor piekbronnen is het niet wenselijk om het aantal vollasturen in de praktijk te maximaliseren: wanneer de piek afgevlakt kan worden en de inzet van piekbronnen verminderd kan worden, zal dat doorgaans efficiënter zijn voor het energiesysteem. Een investeringssubsidie zou daarom wellicht beter passen. Er wordt extra onderzoek verricht om te beoordelen hoe piekbronnen effectiever gestimuleerd kunnen worden.

Bij het uitvoeren van een duurzame bronnenstrategie kan het zijn dat de rol van een bron verschuift van basis- naar middenlast. Een warmtenet kan bijvoorbeeld starten met een aquathermiebron en vervolgens gaan groeien. Bij het bereiken van een bepaalde omvang kan bijvoorbeeld een geothermiebron worden toegevoegd. De aquathermiebron kan dan verschuiven naar de middenlast. Een dergelijke 'evolutie' van netten is goed denkbaar en

moet de ruimte krijgen. Het is dan onwenselijk dat de inzet van warmtebronnen is vastgelegd door starre subsidiebeschikkingen.

De beschikbaarheid van bronnen die invulling kunnen geven aan pieklast is ook een aandachtspunt. Het lijkt waarschijnlijk dat deze schaars zullen zijn door onder meer concurrentie met andere sectoren en toepassingen. Een gelijk speelveld met andere sectoren is daarom belangrijk om toegang tot deze bronnen niet op voorhand te beperken.

Momenteel zijn er glastuinbouwbedrijven die biogrondstoffen inzetten voor basislast en middenlast. Dat geldt bijvoorbeeld voor solitaire glastuinbouwbedrijven die geen mogelijkheid hebben om aan te sluiten bij een warmtenet. De verwachting is dat deze constructie op termijn sterk zal teruglopen door de hoge kosten van dergelijke schaarse bronnen. De inzet van vaste biobrandstoffen voor de gebouwde omgeving geldt als een laagwaardige en onwenselijke toepassing. Dat gaat echter (met name) om inzet voor de basislast. Bovenstaande analyse maakt duidelijk dat de basislast relatief eenvoudig is te verduurzamen, maar dat het verduurzamen van de piekvoorziening met oog op flexibiliteit en systeemkosten nog ingewikkeld is. In dat licht kan worden overwogen om de inzet van duurzame biobrandstoffen voor de piekvoorziening van warmte als hoogwaardige toepassing te beschouwen. Hierbij is het wel relevant om oog te houden voor de externe effecten. Een toename van de import van biogrondstoffen kan bijvoorbeeld invloed hebben op landbouw- en landgebruiksystemen in derde landen. In hoeverre de inzet van biobrandstoffen als piekvoorziening nodig en wenselijk is, behoeft nog verder onderzoek.

Bij warmtenetten kan de opwaardering van de temperatuur behalve door de beschreven centrale bronnen ook decentraal (op woningniveau) worden ingevuld door individuele warmtepompen. Beide routes hebben voor- en nadelen die afhankelijk van de situatie bepalen welke oplossing technologisch en economisch de voorkeur heeft. Een collectieve warmtepomp opereert efficiënter dan een reeks individuele, maar daar staan hogere warmteverliezen in het net en vaak een hogere vereiste productietemperatuur tegenover. Een voordeel van centrale opwaardering is de mogelijk snellere aanpassing van de bron van het net. Als op langere termijn bijvoorbeeld overgestapt moet worden van elektriciteit naar duurzaam gas of andersom, is het waarschijnlijk eenvoudiger en minder kostbaar om één centrale voorziening te vervangen dan om opnieuw grote aanpassingen in alle woningen te moeten doen. Dit aspect van flexibiliteit is één van de afwegingen die is meegewogen in een recente studie naar de eigenschappen van verschillende configuraties van warmtenetten[127]. Andere aspecten die in deze afweging meespelen zijn onder meer de energie-efficiëntie, de kosten en het ruimtebeslag in de wijk, woning en ondergrond.

In de glastuinbouw wordt al meer gebruikgemaakt van warmtepompen in combinatie met warmte-koudeopslag (wko). De verwachting is dat hier een sterke groei zal plaatsvinden en dat deze toepassing de belangrijkste warmtebron zal worden in de sector om op een duurzame manier invulling te geven aan middenlast.

Overwegingen bij verdere uitwerking

Om de vraag te beantwoorden wat vanuit energiesysteemperspectief per situatie de meest wenselijke oplossing voor duurzame invulling van de piekwarmtevraag bij een warmtenet is, is een sectoroverstijgende analyse nodig. Deze analyse is op dit moment nog onvoldoende beschikbaar, waardoor voor dit vraagstuk nog geen 'gewenste ontwikkelrichting' valt te definiëren.

Generiek zijn al wel enkele factoren te benoemen die belangrijk zijn voor het kiezen van de beste duurzame piekvoorziening, zowel voor het betreffende warmtenet als het energiesysteem

- Robuustheid: diversificatie van de bronnenmix en beschikbaarheid van piek- en back-upbronnen, zodat op elk moment de (maatschappelijk of financieel) meest wenselijke inzet kan worden gebruikt.
- Flexibiliteit: een uitdaging is de flexibiliteit van de energievraag van duurzame piekbronnen. Een gasketel heeft momenteel altijd gas tot zijn beschikking en voor een biomassacentrale kan een buffer met brandstof worden aangelegd. Maar voor een collectieve warmtepomp zijn de netcapaciteit, de elektriciteitsprijs en het aandeel

[127] *Criteria voor onderlinge vergelijking van warmtenetconfiguraties, Deltares 2022, in opdracht van RVO en TKI Urban Energy.*

hernieuwbare elektriciteit van belang. Dat zijn mogelijk beperkende factoren op het moment dat inzet gewenst is. Het is onwenselijk dat een gascentrale harder moet gaan draaien om een collectieve warmtepomp van elektriciteit te voorzien op momenten dat er te weinig aanbod van groene stroom is. Andersom heeft het aspect van onvoorspelbaarheid van de elektriciteitsvraag een impact op de vereiste netcapaciteit. Meer flexibiliteit in de inzet betekent minder onvoorspelbaarheid en mogelijk minder noodzaak voor netverzwaring. Dit vereist een integrale beoordeling van de kosten en baten (inclusief vermeden kosten elders in het energiesysteem) van flexibiliteitsopties.

- Betaalbaarheid: collectieve warmtevoorziening is voor grote delen van de gebouwde omgeving de wenselijke optie. Om dat te realiseren is draagvlak cruciaal, wat nauw samenhangt met de energielasten voor klanten. Het verduurzamen van de piekvoorziening als gevolg van de duurzaamheidsnorm en leveringsplicht mag niet leiden tot disproportioneel hogere tarieven. Dit wordt verder onderzocht. Zie hiervoor ook de vraagstukken rond maatschappelijke waarde en eindgebruikerskosten in het transitiepad van de gebouwde omgeving (werkdocument C, hoofdstuk 1).

5. Lokale energiesystemen en energiehubs

5.1. De ontwikkeling naar een meer decentraal energiesysteem naast het centrale energiesysteem

Het oude energiesysteem is centraal ingericht. Opgewekte energie kwam uit grotere kolen- of gascentrales en werd getransporteerd naar plekken waar het werd gebruikt. In de toekomst wordt een deel van de energie nog centraal op zee opgewekt en getransporteerd naar land. Een deel wordt ook lokaal opgewekt, door zon- en windparken, zonnepanelen op daken, geothermie en andere lokale bronnen. Door lokale opwek slim te koppelen met lokaal gebruik, kan het centrale energiesysteem worden ontlast. Er ontstaat er dan een meer decentraal energiesysteem waar energievraag en -aanbod op elkaar worden afgestemd op en tussen elk schaalniveau.

Energieketens en de sectoren komen op de verschillende schaalniveaus meer of minder bij elkaar. Voor waterstof zal zeker de eerste decennia grootschalige productie en transport op (inter)nationaal niveau de boventoon blijven voeren. Elektriciteit wordt echter niet alleen grootschalig opgewekt op zee en met grote wind- en zonneparken op land, maar ook in en dichtbij de gebouwde omgeving. En warmte en koeling zal meer en meer ook van lokale bronnen en lokaal opgewekte elektriciteit afkomstig zijn. Daarnaast spelen opslag en flexibiliteit op elk schaalniveau een belangrijke rol.

Deze ontwikkeling vereist een inzet op meer slimme lokale energiesystemen, bijvoorbeeld in de vorm van energiehubs. Deze systemen bieden ook talrijke kansen voor (financiële) participatie van inwoners, zodat ook zij profiteren van baten (zoals een lagere energierekening en meer zeggenschap).

Vanuit de publieke belangen en de ontwerpprincipes van het NPE staan er bij de ontwikkeling naar een meer decentraal energiesysteem in 2050 drie uitgangspunten centraal:

- Beperking van de energievraag, met name door goed geïsoleerde gebouwen.
- De energie die lokaal nog nodig is, wordt zoveel mogelijk lokaal opgewekt.
- De ontwikkeling van het energiesysteem wordt zoveel mogelijk gekoppeld aan andere sociale opgaven zoals mobiliteit, leefbaarheid, klimaatadaptatie, verbeteren van de kwaliteit van gebouwen en een gezonde leefstijl.

In een decentraal energiesysteem spelen provinciale energieclusters, energiehubs, warmtenetten energiegemeenschappen en slimme sturing van apparaten een belangrijke rol. Met name op het regionale en lokale schaalniveau ontstaan er de behoefte én de kansen voor de uitwisseling van verschillende energiedragers tussen verschillende sectoren. Denk daarbij aan de uitwisseling van elektriciteit, warmte en duurzame gassen zoals groengas en waterstof tussen de sectoren industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en elektriciteitsproductie. Daarbij zijn er mogelijkheden om vraag en aanbod flexibel op elkaar af te stemmen door middel van opslag, conversie en verschuiving van vraag en aanbod van energie.

Betrokkenheid van de verschillende regionale en lokale partijen bij de vormgeving van dit decentrale energiesysteem is essentieel. Daarbij is draagvlak van groot belang. Maar het vraagt ook om gebiedsgerichte keuzes en maatwerk met inbreng en betrokkenheid van overheid, netbeheerders, bedrijven en burgers in verschillende samenwerkingsconstructies. Het streven naar een integraal, gebiedsgericht en duurzaam energiesysteem vraagt dat bij alle relevante plannen en investeringsbeslissingen rekening wordt gehouden met eindbeeld voor 2050.

Sturing op afstemming van decentraal en centraal energiesysteem

Een integraal gebiedsgericht duurzaam energiesysteem vergt regionale en lokale autonomie. Dit kan soms de optimale sturing vanuit een centraal efficiënt energieperspectief in de weg staan, maar dat is onvermijdelijk. Er is nu eenmaal een verschil tussen wat per sector of in de ruimtelijke ordening van een gebied een optimaal pad is en wat voor het energiesysteem als geheel optimaal is. Tegelijkertijd is voor de oplossing van problemen die in de transitie ontstaan (bijvoorbeeld netcongestie) soms juist een suboptimale oplossing wenselijk, omdat die passend is voor het betreffende gebied.

De ontwikkeling van decentrale energiesystemen vraagt gezamenlijke visievorming, besluitvorming en werkwijzen van rijksoverheid, provincies, gemeenten en netbeheerders. In goede samenwerking met bedrijven en burgers. De ombouw van delen van het energiesysteem vergt samenhang tussen de ontwikkeling van energie-infrastructuur en ruimtelijke ontwikkelingen.

Dit vraagt ook om het maken van keten en sector doorsnijdende keuzes op elk schaalniveau.

Het zijn keuzes die bovendien voortvloeien uit de schaarste aan ruimte, middelen en financiën. Keuzes die niet binnen één overheid of netbeheerder liggen. Het gaat hierbij om een nieuwe manier van samenwerken met nieuwe rollen en taken van partijen.
Het kabinet werkt de komende jaren actief samen met decentrale overheden, netbeheerders en marktpartijen aan de verdere uitwerking van decentrale energiesystemen:

- Doorontwikkeling van het integraal programmeren, waaronder het op regionaal niveau opstellen van een stappenplan voor het opstellen van een energievisie, Provinciaal Meerjarenprogramma Infrastructuur, Energie en Klimaat (PMIEK) en uitvoeringsafspraken. Dit in samenhang met integraal programmeren op nationaal niveau.
- Op basis van ervaring uit de praktijk bezien of het wetgevend kader en specifiek de uitvoeringsregelgeving op basis van onder meer de Energiewet de juiste prikkels en randvoorwaarden biedt voor de ontwikkeling van decentrale energiesystemen.
- Reeds opgedane kennis verspreiden. De afgelopen jaren is al kennis verspreid die voortkwam uit de meerjarige missiegedreven innovatieprogramma's, regelingen voor energie-innovaties, pilots en R&D-projecten.
- Specifiek voor de ontwikkeling van energiehubs heeft het kabinet € 166 miljoen vrijgemaakt. Het budget is bestemd voor het opzetten van een stimuleringsprogramma van lokale en regionale energiehubs. Het richt zich primair op het tegengaan van netcongestie, maar in een breder perspectief is het ook gericht op de ontwikkeling van een meer decentraal energiesysteem.

Energiecoöperaties en energiecollectieven in het decentrale energiesysteem

Energiecoöperaties en energiecollectieven (waarbij burgers gezamenlijk de opwek van energie organiseren en/of burgers en bedrijven gezamenlijk hun eigen energievoorziening organiseren) zijn belangrijke onderdelen van het toekomstig energiesysteem[128]. In het vervolg zal naar energiecoöperaties en energiecollectieven gezamenlijk worden gerefereerd als energiegemeenschappen.

In 2022 heeft Nederland in totaal 705 energiecoöperaties. De inschatting is dat al 120.000 Nederlanders lid zijn van een energiecoöperatie. Redenen om lid te worden zijn een intrinsieke motivatie om te verduurzamen en financiële voordelen voor leden[129]. Een groei naar 500.000 tot 1,5 miljoen leden in 2030 is goed denkbaar, gezien de stijgende interesses in lokale energie-initiatieven[130]. Als deze trend wordt doorgetrokken naar 2040 en 2050 kan dit oplopen tot een substantieel aantal leden in Nederland. Wat betreft vermogen is er in totaal collectief 272 MWp zonvermogen en 315,6 MWp windvermogen binnen energiecoöperaties. Deze bijdragen aan de klimaatdoelstellingen zijn substantieel[130]. Daarnaast is er een groeiend aantal besparingsprojecten en collectieve warmteprojecten.

Naast energiecoöperaties hebben energiecollectieven ook een groot potentieel in Nederland. Energiecollectieven zijn minder goed in kaart gebracht dan coöperaties, maar ze bestaan al in Nederland en Europa. Dit geeft aan dat het in de praktijk mogelijk is om energie te delen zonder gebruik te maken van het grotere energiesysteem, maar wel binnen het huidige marktmodel.

Energiegemeenschappen creëren waarde voor het Nederlands energiesysteem. Dat doen ze door bevordering van opwek van duurzame energie en/of netbalancering. Door meer decentraal te werk gaan, kan het huidige net ontlast worden. Verder zorgen deze initiatieven voor draagvlak en sociale waarde in de gemeenschap[131].

Doordat burgers zelf initiatief tonen en energiecoöperaties en energiecollectieven opzetten, geeft dit de lokale gemeenschap zeggenschap en eigenaarschap. Deze initiatieven zijn belangrijk. Ze versterken de publieke belangen en kunnen ons energiesysteem versterken. Niet elk initiatief is even efficiënt. Toch is dit goed te verantwoorden aangezien deze inefficiënties in het belang zijn van het versterken van onze publieke waardes, zoals maatschappelijke betrokkenheid en leefomgevingskwaliteit. Het opzetten van een energiegemeenschap kan ook andere (toekomstige) initiatieven kracht en steun geven.

[128] *Hierin volgen we de definities zoals beschreven door TKI Urban Energy (2023). Energiecollectieven. https://topsectorenergie.nl/tki-urban-energy/kennisbank/kennis-overige-themas/energiecollectieven*

[129] *HIER opgewekt (2023). Lokale Energie Monitor 2022. Bron; https://www.hieropgewekt.nl/lokale-energie-monitor-2022*

[130] *AS I-Search – Anne Marieke Schwencke (2019). Verkenning toekomstpotentieel burger-energiebeweging 2030. In opdracht van EZK en EnergieSamen.*

[131] *TKI Urban Energy (2023). Energiecollectieven. https://topsectorenergie.nl/tki-urban-energy/kennisbank/kennis-overige-themas/energiecollectieven*

Energiecollectieven ervaren nog wel een aantal belemmeringen. Het concept van energie delen is relatief nieuw. Er mist nog kennis en middelen om dit concept te laten slagen in onze huidige markt. Elk project is namelijk uniek en vergt maatwerk. Daarnaast vergen de grote verantwoordelijkheden bij de uitvoer van marktactiviteiten door energiecollectieven veel van de leden. De leden zijn bovendien veelal als vrijwilligers betrokken en hebben dus vaak beperkte kennis en/of tijd. Dit is waarom het kabinet wil inzetten op het stimuleren en faciliteren van energiecollectieven, onder meer door belemmeringen weg te nemen. Zoals in het hoofddocument van het concept-NPE beschreven zal de dialoog hierover ook ingaan op de rollen in het energiesysteem aangaan, onder andere over de rollen van burgers en energiegemeenschappen. Gebaseerd op deze dialoog zal het definitieve NPE verder ingaan op deze rollen en bijpassend beleidsinstrumentarium.

5.2. Energiehubs in een decentraal energiesysteem

Soorten energiehubs

Vanuit het perspectief van het energiesysteem is er sprake van een energiehub als er in een afgebakend gebied sprake is van slimme sturing van vraag en aanbod van energie. In zo'n hub is opslag en conversie mogelijk en kunnen netwerken van verschillende energiedragers met elkaar in verbinding staan.

De focus van het NPE is gericht op energiehubs op het schaalniveau van een bedrijventerrein of een woonwijk dan wel op regionaal niveau. Dus buiten beschouwing blijven het gebouwniveau of het niveau van de Noordzee waarbij de op zee opgewekte elektriciteit wordt verzameld en (deels) wordt omgezet naar waterstof. De maatschappelijke dan wel economische betekenis kan per hub verschillend zijn.

Energiehubs kennen verschillende benaderingen. Naast de technologische energiesysteembenadering kan gekeken worden naar de gebruiksmogelijkheden die het biedt voor de sectoren en de gebiedsfuncties. En naast de economische benadering kan gekeken worden naar betrokkenheid en zeggenschap (en daarmee sturingsmogelijkheden) van de betrokken partijen in een hub. Energiehubs kennen verschillende verschijningsvormen:

- op bedrijventerreinen.
- rond laadinfrastructuur voor elektrisch vervoer (logistieke hub en laadpleinen).
- wijken met integratie van warmte en elektriciteitssystemen.
- een regionaal systeem van hubs bezien vanuit een meer regionale behoefte om energie zoveel mogelijk te koppelen aan lokaal en regionaal verbruik.

Welke waarden kunnen energiehubs hebben?

Energiehubs voorzien in de behoefte aan systeemintegratie en zeggenschap op gebiedsniveau. Ze kunnen daardoor in een gebied leiden tot meer energiegebruiksmogelijkheden. Zo kan met een hub op verschillende manieren flexibiliteit worden gecreëerd ten behoeve van het gebruik van energie en het transport van energie. Pieken in de elektriciteitsproductie van wind en zon kunnen met energiehubs worden opgevangen en aangepast aan de vraag. Ook kunnen hubs worden gecombineerd met de lokale behoefte aan warmte (of waterstof). Daarnaast zijn nog andere combinaties denkbaar.

Energiehubs kunnen hierdoor vraag en aanbod van verschillende energiedragers efficiënt bij elkaar brengen. En daardoor kunnen ze een alternatief bieden bij congestie in het elektriciteitsnet. Ook kunnen ze leiden tot een besparing van geld, ruimte en middelen als ze netverzwaring voorkomen.

Daarnaast kan meer lokale opwek van duurzame bronnen leiden tot een semi-autonoom systeem, omdat het flexibel is en vraag en aanbod binnen een gebied combineert. Op die manier ontstaat er een robuuster energiesysteem dat minder gevoelig is voor verstoringen op hogere schaalniveaus.

Doordat een energiehub leidt tot gebiedsgerichte samenwerking kan het ook een aanjager zijn van andere vormen van samenwerking, bijvoorbeeld op het gebied van circulaire economie.

Energiehubs vereisen lokale organisatiekracht

De betrokkenheid en inzet van de regio en de lokale gemeenschappen zijn cruciaal voor de realisatie van de verduurzaming van het energiesysteem. Verduurzaming van bedrijventerreinen en het realiseren van energiehubs met zoveel mogelijk lokaal gebruik van lokaal opgewekte energie kan niet zonder het organiseren van samenwerking tussen bedrijven en andere partijen. Het Programma Verduurzaming bedrijventerreinen (PVB) 2024-2027) heeft als doel de organisatiegraad op bedrijventerreinen, als randvoorwaarde voor energiehubs, te vergroten. Verduurzaming van de gebouwde omgeving vereist

betrokkenheid 'tot aan de keukentafel'. De inpassing van zon en wind in de leefomgeving en het benutten van warmtebronnen kan niet zonder draagvlak. Energiehubs maken meer lokaal eigenaarschap van energie mogelijk, met zeggenschap van energiecoöperaties (met verschillende rollen voor burgers, bedrijven en overheden).

Het toekomstperspectief voor energiehubs in het energiesysteem

De ontwikkeling van energiehubs is nog pril. Netcongestie is een belangrijke drijfveer voor het willen opzetten van energiehubs. We zien enkele voorbeelden op bedrijventerreinen en bij de opwek van wind- en zonneparken. Maar ook duurzaamheid, innovatieve kansen voor systeemintegratie en de behoefte aan lokaal eigenaarschap kunnen motieven zijn om energiehubs te willen realiseren.

Dat er energiehubs in verschillende vormen ontstaan lijkt zeker. De mate waarin en de vorm van energiehubs is nog onzeker. Nederland kent zo'n 3.800 bedrijventerreinen. Uit een verkennende studie in Oost-Nederland bleek dat daar 7% van de 700 bedrijventerreinen zich als potentieel volwaardige smart energy hub kwalificeert. Onderzoek naar logistieke hubs laat zien dat er 200-300 logistieke 'hot spots' voor elektrisch laden op bedrijventerreinen zijn in Nederland. De potentie voor energiehubs rond warmtenetten, laadpleinen en opweklocaties van zon en wind is nog minder in beeld.

Het realiseren van een energiehub is, afhankelijk van het type hub, vaak niet eenvoudig. Het vereist samenwerking tussen verschillende partijen met nieuwe rollen en taken. Ook is inzicht nodig in de mogelijkheden en kansen voor een hub. Er moeten technische voorzieningen worden gerealiseerd. En er zijn een digitaal platform en daarbij behorende (juridische) afspraken nodig.

Overheidsbeleid heeft een belangrijke randvoorwaarden scheppende en faciliterende rol. Met daarbij onder meer aandacht voor de rolverdeling tussen en rolopvatting van Rijk, provincie en gemeente. Als ook voor rollen en taken van ontwikkelaars en beheerders van verschillende typen energiesystemen en -infrastructuren.

De aanpak voor 'integraal programmeren van het energiesysteem' biedt een goed kader voor het positioneren van energiehubs. Met behulp van regionale energievisies wordt inzichtelijk hoe energiehubs onderdeel worden van ruimtelijk beleid voor energievraag en -aanbod. Ook wordt daarmee inzichtelijk wat dit betekent voor investeringen in energie-infrastructuur.

De totstandkoming van energiehubs

In de ideale situatie wordt er een geheel nieuw Energiesysteemplan op nationaal niveau geschetst en wordt het energiesysteem vervolgens ontworpen en gerealiseerd met daarin een rol voor energiehubs. Er is echter al een bestaand energiesysteem dat in transitie is. Daarbinnen moeten energiehubs zich ontwikkelen en rekening houden met de bestaande systemen, werkwijzen en geldende kaders. Er is dus veeleer sprake van ombouw dan van nieuwbouw. Het stimuleringsprogramma voor energiehubs beoogt hiervoor de aanzetten te geven.

De totstandkoming van een energiehub kent in hoofdlijnen de volgende fases:

- Initiatiefase: Initiërende partijen formuleren intenties en komen tot een concept of ontwerp.
- Ontwikkelingsfase: Het concept wordt klaargemaakt voor uitvoering in een technisch ontwerp, organisatorische vastlegging van rollen, contractering van partners en bindende financiële commitments.
- Realisatiefase: Daadwerkelijke uitvoering. Dit kan eenvoudig zijn met de plaatsing van een component en het inregelen van een digitaal platform. Maar ook complex en langdurig met de bouw van een energie-opwek en/of energie-opslag met bijbehorende infrastructuur en optimalisatie van energie-uitwisseling tussen een groot aantal partijen.
- Exploitatiefase: Werkzaamheden voor bijsturing van vraag en aanbod, beheer en onderhoud van assets, administratieve werkzaamheden, etc.
- Uitbreidingsfase: Het inpassen van nieuwe ontwikkelingen en/of deelnemers.

De realisatie van een energiehub vraagt om regie op deze fases, waarbij samenwerking tussen betrokken partijen wordt georganiseerd. De overheidsrol (Rijk, provincie, gemeente) en de rol van netbeheerders kan variëren. Het zwaartepunt zal daarbij liggen op de initiatie- en de ontwikkelingsfase en de kaders voor de vervolgfases.

Welk beleid is nodig?

De veelheid aan verschijningsvormen van een energiehub maakt een maatschappelijke kosten-batenanalyse niet eenvoudig. Toch lijkt de uitkomst op voorhand positief in situaties waar er geen hoge kosten voor energieconversie en energieopslag nodig zijn om een businesscase te realiseren. Daarbij is het ook goed om de netcongestieproblematiek in ogenschouw te hebben als energiehubs een oplossing bieden voor deze belemmering. Daarmee zijn ze randvoorwaardelijk voor verduurzaming en nieuwe (economische) bedrijvigheid. Hoeveel, waar en in welke mate energiehubs positieve maatschappelijke baten hebben, dient nog beter in beeld te komen. Door het stimuleren en faciliteren van initiatieven zal dit beeld scherper worden. Kennisontwikkeling en kennisdeling rond de verschillende aspecten van energiehubs zal hierbij helpen.

Naast kennis kunnen verschillende beleidsacties worden onderscheiden. Energiehubs zullen een plek krijgen in de (regionale) programmering van het energiesysteem en de prioritering bij uitbreiding van netinvesteringen. Daarnaast vraagt de ontwikkeling van energiehubs om ondersteuning in de verschillende fases en bij de verschillende elementen van energiehubs. Waar energiehubs tegen belemmeringen in regelgeving aanlopen moet gestructureerd bezien worden hoe hier mee om te gaan. En als blijkt dat (bepaalde) energiehubs wel maatschappelijke waarde hebben, maar voor deelnemende partijen geen voldoende sluitende economische businesscase bieden, kan dit aanleiding zijn voor overheden om financieel te participeren in de oprichting en wellicht in de realisatiefase.

Een programmatische aanpak voor de ontwikkeling van energiehubs is vergelijkbaar met en gerelateerd aan het programmeren van het (regionale) energiesysteem. Voor bedrijventerreinen wordt bezien of Regionale Ontwikkelingsmaatschappijen (ROM's) hierbij een belangrijke rol kunnen vervullen als aanjager van die samenwerking. Voor betrokkenheid van burgers kunnen (professionele) energiecoöperaties een belangrijke rol vervullen. Maar ook de betrokkenheid en inzet van provincies, gemeenten en regionale netbeheerders zijn nodig om deze ontwikkeling te faciliteren en te versnellen.

Tabel 7. Overzicht van benodigd beleid

Top-down ontwikkeling (maatschappelijke businesscase)	Bottom-up ontwikkeling (economische businesscase)
- Beleidsvisie (gebiedsgericht) - Faciliteren (met o.a. kennis) - Programmeren en prioriteren - Reguleren - Stimuleren ontwikkelfase en realisatiefase - Kaders voor participeren	- Beleidsvisie (gebiedsgericht) - Faciliteren (met o.a. kennis) - Programmeren en prioriteren - Reguleren - Stimuleren ontwikkelfase

Specifiek voor de ontwikkeling van energiehubs heeft het kabinet € 166 miljoen vrijgemaakt voor het opzetten van een stimuleringsprogramma van lokale en regionale energiehubs.

Primair is het programma gericht op het tegengaan van netcongestie, maar in een breder perspectief richt het zich op de ontwikkeling van een meer decentraal energiesysteem.