



TRAJECTVERKENNING KLIMAATNEUTRAAL 2050

Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving
voor Nederland in 2050



Colofon

Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050
Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving
Den Haag, 24 april 2024
PBL-publicatienummer: 5093

Contact

Bart.Strengers@PBL.nl

Auteurs

Bert Daniëls en Bart Strengers (projectleiders)

Medeauteurs

Dick van Dam, Hans Elzenga, Gerben Geilenkirchen, Nico Hoogervorst, Paul Koutstaal, Jelle van Minnen, Arjan Plomp, Marc Schouten, Jaco Stremmer, Roel van der Veen, Henk Westhoek, Wouter Wetzels

Met dank aan

Marian Abels, Boris van Beijnum, Filip de Blois, Pieter Boot, Michiel Hekkenberg, Hans Hilbers, Anton van Hoorn, Özge Özdemir, Steven van Polen, Lena Schulte-Uebbing, Mariësse van Sluisveld, Inge Stammes, Martine Uytterlinde, Herman Vollebergh, Martin Scheepers (TNO), Jos Sijm (TNO), Joost van Stralen (TNO), Maarten Afman (Alliander), Heleen de Coninck (TUE), Gert Jan Kramer (UU), Wim Turkenburg (UU/WTEEC), Alexander Wirtz (Quintel)

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Omslagfoto

Patrick Vertommen. Kunstwerk: Peter Van Eyck

Eindredactie en productie

Uitgeverij PBL

Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via info@pbl.nl. Vermeld daarbij s.v.p. de naam van de publicatie en het probleem waar u tegenaan loopt.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:
PBL (2024), Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050. Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het PBL doet onderzoek naar de leefomgeving en het leefomgevingsbeleid in Nederland en daarbuiten. Denk aan milieu, natuur en ruimtelijke inrichting. Met onze verkenningen, analyses en evaluaties leveren we strategische kennis voor beleid, politiek, maatschappelijke organisaties en het bredere publiek. We geven daarbij niet alleen feiten en inzichten over het hier en nu, maar kijken ook vooruit naar de nabije en verdere toekomst. We doen ons onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk onderbouwd.

Inhoud

Voorwoord	5
Samenvatting	7
BEVINDINGEN	12
Bevindingen: Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050	13
VERDIEPING	43
1 Inleiding	44
1.1 Nederland klimaatneutraal	44
1.2 Leeswijzer	46
2.1 Aanpak op hoofdlijnen	47
2.2 Algemene uitgangspunten	51
3 Vraagsectoren	55
3.1 Industrie	55
3.2 Mobiliteit	62
3.3 Gebouwde omgeving	70
4 Aanbodsectoren	84
4.1 Elektriciteit	84
4.2 Biograndstoffen	91
4.3 Waterstof	101
5 Klimaat- en energiebeleid in de EU	106
5.1 Toegenomen Europese klimaatambities	106
5.2 Fit for 55	109
5.3 Fit for 2050?	117
6 Integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050	121
6.2 Beeld op hoofdlijnen	127
6.3 Kosten	144
6.4 Brandstoffen, feedstocks en CCS	147
6.5 Elektriciteit	158
6.6 Vraagsectoren	168
6.7 Vergelijking met beleid en doelen	179
7 Discussie	185
7.1 Vergelijking met andere studies	185
7.2 Vervolgonderzoek	197
Afkortingenlijst	202

Begrippenlijst	204
Referenties	207
Bijlagen	216
Bijlage 1 OPERA	216
Bijlage 2 Exogene prijsaannames en schaduwprizen	221
Bijlage 3 Het nationale kostensaldo	226

Voorwoord

Door de uitstoot van broeikasgassen verandert ons klimaat snel en ingrijpend. Dit wordt steeds meer zichtbaar en voelbaar in Nederland en daarbuiten. Klimaatverandering heeft vérstrekkende gevolgen voor mens en natuur. Daarom is het van groot belang om haar zoveel mogelijk te beperken. Het is een wereldwijde opgave om de uitstoot van broeikasgassen zo snel mogelijk naar nul brengen.

Deze opgave is in Europa en Nederland vertaald in het wettelijk vastgelegde doel om in 2050 klimaatneutraal te zijn. Dit is geen eindpunt, maar wel een duidelijk richtpunt. Het betekent concreet dat we nog 26 jaar hebben om ons energie- en grondstoffsysteem fundamenteel te herzien. Een maatschappelijke transformatie van ongekende omvang. Dat wordt ook duidelijk uit de voorliggende studie, waarin het PBL mogelijke technische trajecten naar klimaatneutraliteit heeft verkend.

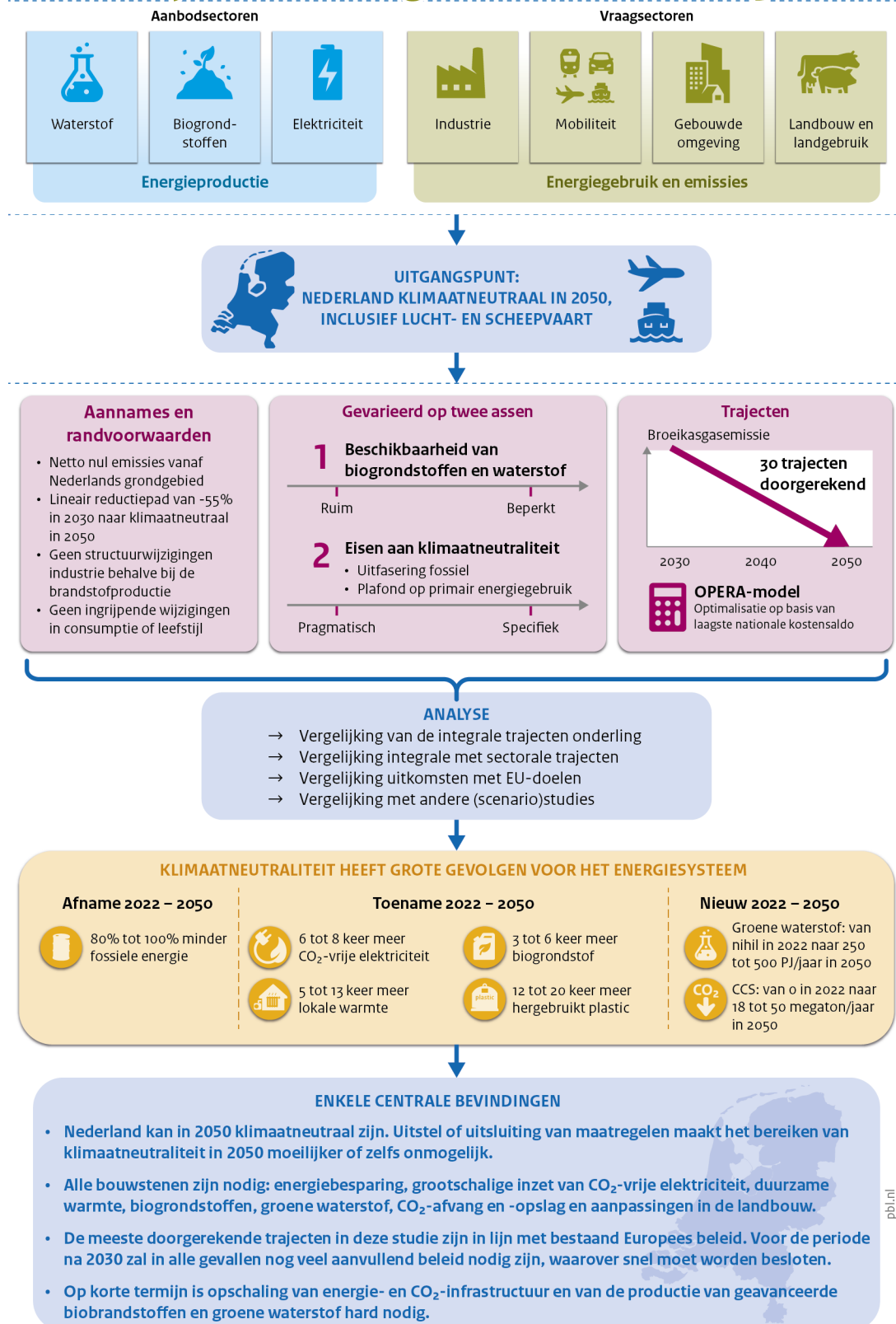
Voor goed beleid is het essentieel een helder beeld te krijgen van de technische mogelijkheden en beperkingen van de specifieke situatie van Nederland. Dat is het doel van deze studie. We brengen knelpunten en oplossingsrichtingen in kaart. Daarbij hebben we gekeken naar alle sectoren van de Nederlandse economie tezamen (inclusief lucht- en scheepvaart), en zowel naar energie als grondstoffen. Ook is rekening gehouden met de internationale context en Europees beleid.

Het realiseren van een maatschappelijke transformatie, zoals die naar klimaatneutraliteit, vergt visie en vasthoudendheid. Er is langdurig, consistent en diep doordacht beleid nodig. Het is aan de overheid om niet alleen de richting te bepalen, maar ook om ruimte en vertrouwen aan ondernemers en burgers te geven, zodat zij kunnen veranderen en vernieuwen.

Mede op basis van deze trajectverkenning zal het PBL de komende jaren met onderzoek blijven bijdragen aan de benodigde kennis voor goed beleid om de transformatie naar klimaatneutraliteit te realiseren. Dat onderzoek zal zich niet alleen richten op de technische en economische aspecten van de transformatie, zoals in deze studie, maar ook zal het de institutionele en sociale aspecten van de transformatie belichten.

Marko Hekkert
Directeur PBL

Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050



Bron: PBL

Samenvatting

Het is technisch haalbaar: Nederland klimaatneutraal in 2050. Maar daarvoor moeten wel alle zeilen worden bijgezet

Om in 2050 klimaatneutraal te zijn, zijn forse veranderingen nodig in zowel de elektriciteits- en warmtevoorziening als de productie en het gebruik van brand- en grondstoffen (zie figuur S.1).

Dit betekent concreet: meer energie besparen en meer elektriciteit produceren met CO₂-vrije bronnen zoals zonne-, wind- en kernenergie. Deze elektriciteit moet worden ingezet in plaats van fossiele brandstoffen. Ook moet meer gebruik worden gemaakt van lokale warmtebronnen. Duurzame biogrondstoffen en groene waterstof moeten daarnaast efficiënt en op grote schaal worden ingezet. De capaciteit van CO₂-afvang en -opslag (CCS) moet worden vergroot en benut en daarnaast moeten aanpassingen worden doorgevoerd in de landbouw en het landelijk gebied. Het is hierbij geen kwestie van of-of, maar van en-en. Het op voorhand uitsluiten of sterk beperken van een van deze emissiereductieopties maakt het behalen van klimaatneutraliteit in 2050 duurder of zelfs onmogelijk.

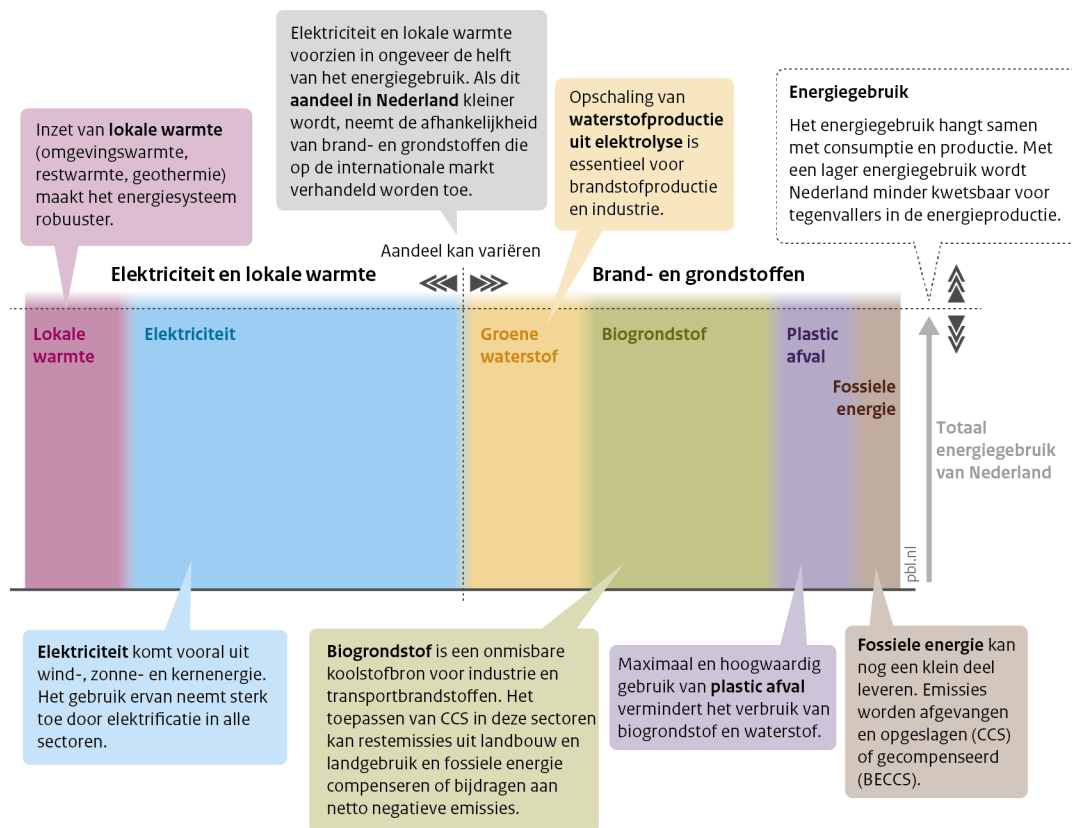
Dat blijkt uit deze analyse van het PBL naar verschillende trajecten die leiden naar een klimaatneutraal Nederland in 2050. Daarbij kijken we met name naar de periode na 2030. Onder 'klimaatneutraliteit' verstaan we netto nul uitstoot van broeikasgassen in Nederland. Daarbij tellen we ook de bunkerbrandstoffen mee die in Nederland worden getankt voor de internationale lucht- en scheepvaart. Restemissies van broeikasgassen in 2050 worden gecompenseerd met negatieve emissies in Nederland zelf.

Uitgangspunt van deze analyse was om de trajecten richting klimaatneutraliteit vorm te geven tegen de laagste nationale kosten – het saldo van directe financiële kosten en baten vanuit nationaal perspectief – voor de periode 2030-2050. Voor het doel van deze studie hebben we gerekend met een gematigde economische groei en een economische structuur die niet wezenlijk verandert in de tijd. Wel nemen we veranderingen mee die rechtstreeks voortvloeien uit een transitie naar een klimaatneutrale samenleving, zoals de verandering van de productie van brandstoffen.

Bij een transitie naar klimaatneutraliteit spelen naast reductie van broeikasgassen ook andere aspecten een belangrijke rol, zoals het gebruik van de schaarse ruimte, de beschikbaarheid en inzet van kritieke grondstoffen, de beschikbaarheid van arbeidskrachten, de verdeling van lusten en lasten en het gedrag van consumenten, bedrijven en overheden. Die worden in deze studie niet uitvoerig behandeld, maar deze studie kan wel een startpunt vormen voor vervolgstudies die op deze onderwerpen ingaan.

Figuur S.1

Indicatieve invulling van energiegebruik in een klimaatneutraal energiesysteem



Bron: PBL

Om fossiele energie te vervangen, is een veelelvoudiging vereist van de productie van CO₂-vrije elektriciteit, CO₂-vrije warmte, biograndstoffen en groene waterstof. De productie en het gebruik hiervan versnelt na 2030

De productie van elektriciteit in 2050 wordt circa drie tot vijf keer zo groot als in 2022. Die van CO₂-vrije elektriciteit een factor zes tot acht (zie figuur S.2). In 2022 kwam rond de zeven procent van de gebruikte energie direct of indirect van elektriciteit uit wind-, zonne- en kernenergie. Uit onze analyse blijkt dat dit in 2030 naar verwachting zo'n veertien procent zal zijn en in 2050 tussen de vijftig en zestig procent.

Door meer te elektrificeren maken we het Nederlandse energiesysteem minder afhankelijk van internationale energiemarkten en fossiele energie, maar het zorgt wel voor grote opgaven: de hernieuwbare-elektriciteitsproductie moet nog verder groeien, evenals de capaciteit van de elektriciteitsnetten.

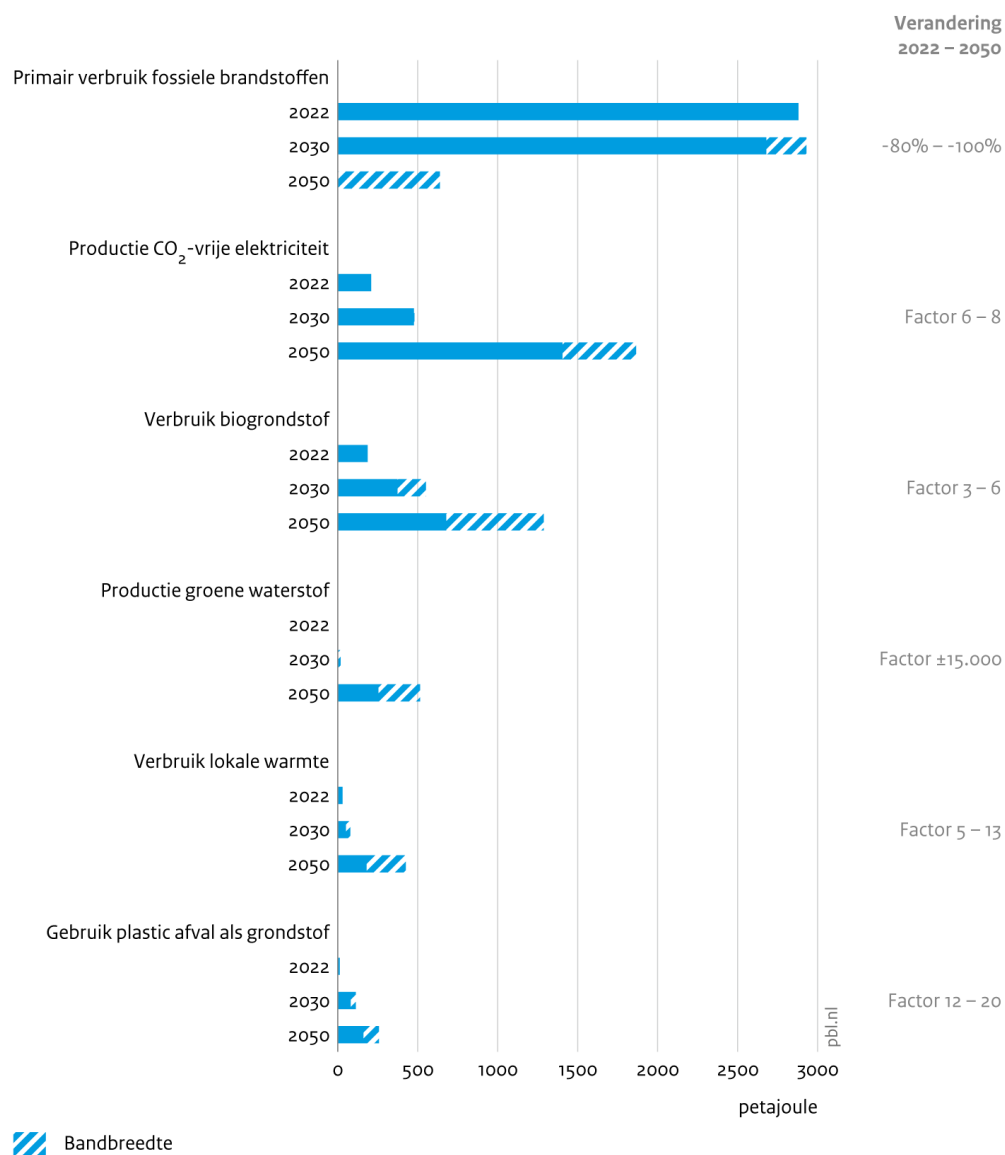
Voor het deel van het energiegebruik dat niet door elektriciteit vervangen wordt, zijn andere oplossingen nodig. Het gaat hierbij om de na elektrificatie resterende transportbrandstoffen voor met name zeevaart en luchtvaart en grondstoffen voor chemicaliën en plastic (feedstocks). Voor deze toepassingen kan fossiele grondstof vervangen worden door biograndstof, afval en waterstof uit elektrolyse (groene waterstof). De resterende CO₂-uitstoot uit fossiele energie wordt afgevangen en opgeslagen of gecompenseerd met negatieve emissies.

Hiervoor is het nodig dat zowel het aanbod van biograndstoffen en groene waterstof als de capaciteit van CO₂-opslag op internationale schaal fors groter worden. Tegelijkertijd is al duidelijk dat de

beschikbaarheid daarvan begrensd zal zijn. Efficiënter omgaan met energie beperkt het gebruik van deze schaarse energiedragers en CCS, en is mede daarom van groot belang. Als het aanbod van biograndstoffen, groene waterstof en/of de capaciteit voor CO₂-opslag niet tijdig wordt vergroot, wordt het halen van klimaatneutraliteit substantieel duurder vanwege de schaarste die optreedt. Klimaatneutraliteit kan zelfs onmogelijk worden bij de veronderstelde economische groei en economische structuur. In dat geval kan het halen van klimaatneutraliteit betekenen dat het noodzakelijk is om het consumptieniveau aan te passen, zoals door een andere leefstijl waarbij fors minder energie en grondstoffen worden gebruikt en minder emissies vrijkomen.

Figuur S.2

Uitkomsten van trajecten naar klimaatneutraliteit



Bron: PBL

Tot 2030 is de afbouw van fossiele energie nog beperkt. Voor 2030 zijn we uitgegaan van het nationale doel om de uitstoot van broeikasgassen met 55 procent te hebben gereduceerd ten opzichte van 1990. Dit betekent dat daarna, in een beperkte periode van 20 jaar, een grote omslag moet plaatsvinden (zie ook figuur S.2).

Impact van tegenvallende beschikbaarheid en hoge kosten van biograndstoffen en groene waterstof kan worden verkleind door reductie van de brandstofvraag en meer capaciteit voor CO₂-opslag

In de door het PBL doorgerekende trajecten zijn in 2050 drie tot zes keer zoveel biograndstoffen nodig als in 2022. En voor groene waterstof komen de trajecten uit op een productiecapaciteit in 2050 van 250 tot 500 petajoule, terwijl de huidige capaciteit nihil is. De benodigde hoeveelheid waterstof is even groot als wat geproduceerd kan worden door *alle* tot 2040 aangekondigde groene-waterstofprojecten in Nederland. Deze projecten bevinden zich nog voor het overgrote deel in de haalbaarheidsfase of de conceptfase en zijn daarom nog onzeker.

Bij beperkte waterstofproductie in Nederland zal ook import een rol spelen. Omvangrijke import van biograndstoffen is in alle trajecten noodzakelijk, met name voor de geavanceerde biobrandstofproductie. De opschaling van productie en logistiek van biograndstoffen uit afvalstromen, landbouw en bosbouw en groene waterstof op ten minste Europese schaal en op korte termijn verdient hoge prioriteit. Dit geldt ook voor maximaal en hoogwaardig hergebruik van plastic afval voor de productie van nieuw plastic.

Het is dus de vraag of er tijdig voldoende biograndstoffen en groene waterstof beschikbaar zullen zijn. Doordat deze energiedragers worden verhandeld op Europese en mondiale markten heeft Nederland maar beperkt invloed op het vergroten van de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstofproductie en -import. Dit vergt dus gecoördineerd Europees beleid.

De beperkte en onzekere beschikbaarheid is een risico voor de haalbaarheid van klimaatneutraliteit in 2050. Nederland kan dit risico verkleinen door de nationale brandstofvraag te reduceren en de CO₂-opslag in Nederland te vergroten. Reductie van de brandstofvraag kan door elektrificatie, energiebesparing en gebruik van lokale warmte, zoals geothermie, restwarmte en omgevingswarmte. Dit is bijvoorbeeld relevant voor de gebouwde omgeving, waar het grootschalig gebruik van duurzame gassen zoals groen gas en waterstof op het eerste gezicht het eenvoudigst lijkt omdat het minimale aanpassingen vergt ten opzichte van het huidige aardgasgebruik. Door schaarste van deze duurzame gassen in de integrale trajecten – en bijkomende hoge kosten – blijken alternatieven, zoals elektrificatie en warmtenetten echter toch aantrekkelijker.

Nederland is in 2050 mogelijk wel klimaatneutraal, maar dat betekent nog niet dat het ook fossiel-vrij is

In de meeste doorgerekende trajecten uit deze studie wordt er in Nederland dus nog een klein deel fossiele energie gebruikt in 2050. Volledige uitfasering van fossiele energie is alleen mogelijk als er op tijd meer biograndstoffen en waterstof beschikbaar zijn. Indien deze uitfasering maatschappelijk gewenst is, is daarvoor specifiek beleid nodig. De CO₂-uitstoot die in 2050 nog gepaard gaat met het gebruik van fossiele energie moet dan worden afgevangen en bijvoorbeeld onder de zeebodem worden opgeslagen. Of we moeten deze uitstoot compenseren door niet de fossiele uitstoot af te vangen en op te slaan, maar die uitstoot te compenseren door afvang en opslag van biogene CO₂ die in deze studie vooral vrijkomt bij de biobrandstofproductie. Daarbij wordt recent door planten of bomen uit de lucht gehaalde CO₂ permanent opgeslagen (negatieve emissies).

In de verschillende trajecten die we in deze studie verkennen, varieert de ruimte voor CO₂-opslag in 2050 tussen de 20 en 50 miljoen ton per jaar, waarvan het grootste deel afkomstig zal zijn uit biogene bronnen. Deze negatieve emissies zijn ook nodig om de nog resterende emissies te compenseren die niet afkomstig zijn van energiegebruik. In de verschillende trajecten bedragen deze restemissies in 2050 tussen de 12 en 17 megaton CO₂-equivalenten. Het overgrote deel hiervan is afkomstig uit de sector landbouw en landgebruik; dit is de enige sector waarbij het technisch vrijwel onmogelijk is de broeikasgasemissies tot netto nul terug te brengen (tenzij de veestapel zou krimpen tot minder dan een kwart van de huidige omvang in combinatie met grootschalige bosaanleg). Deze restemissies zijn voornamelijk methaan en lachgas. De omvang van de CO₂-opslag is eindig en er zijn na 2050 ook netto negatieve emissies nodig. Daarom zal verdere reductie van niet-energiegerelateerde uitstoot en verdere uitfasering van het dan nog resterende gebruik van fossiele energie nodig zijn.

Om negatieve emissies te realiseren, kan CO₂-afvang en -opslag bij de productie van geavanceerde biobrandstoffen belangrijk worden

Geavanceerde biobrandstoffen kunnen fossiele brandstoffen in de luchtvaart en scheepvaart vervangen. De productie van deze biobrandstoffen moet al voor 2030 op gang komen, ook richting klimaatneutraliteit in 2050.

Bij biobrandstoffabrieken komt relatief zuivere biogene CO₂ vrij. Omdat deze fabrieken continu opereren, is CO₂-afvang hier naar verwachting goedkoper dan bij sommige andere emissiebronnen, zoals bij elektriciteitsproductie. Bij elektriciteitsproductie is de inzet van brandstoffen zoals aardgas en biobrandstof, vooral na 2040, beperkt tot pieklastcentrales met weinig vollasturen. Door de relatief lage concentratie van CO₂ in de verbrandingsgassen en het geringe aantal vollasturen is CO₂-afvang hier veel duurder. In de trajecten richting klimaatneutraliteit in 2050 vindt CO₂-afvang bij de elektriciteitsproductie dan ook niet plaats. Omdat de hoeveelheid gebruikte brandstof in elektriciteitscentrales beperkt is en steeds beperkter wordt door de groei van met name wind- en zonne-energie, zou het hoe dan ook gaan om een betrekkelijk kleine hoeveelheid CO₂.

Zelfs als de productie van geavanceerde biobrandstoffen achterblijft, is CO₂-afvang en -opslag qua kosten en langetermijnperspectief aantrekkelijker in de industrie dan bij elektriciteitsproductie.

De trajecten in deze studie zijn gebaseerd op overkoepelende doelen voor broeikasgasemissies en niet op bestaand beleid. Desondanks sluiten de meeste trajecten aan bij de koers die vanuit het Europese beleid wordt ingezet

Op hoofdlijnen lijken er geen grote tegenstrijdigheden te zijn tussen de uitkomsten van deze studie en de oplossingsrichtingen waar het EU-beleid zich op de termijn tot 2030 of 2035 richt. Dat geldt met name voor de trajecten met lagere CO₂-opslagplafonds, die minder zwaar leunen op compensatie van restemissies door negatieve emissies. Dat sluit aan bij veel EU-beleid dat er op is gericht om de emissies binnen alle sectoren zelf zo veel mogelijk te reduceren. Verder wordt er in veel in deze studie doorgerekende trajecten al in een vroeg stadium ingezet op relatief dure technieken (groene waterstof, synthetische brandstoffen) in lijn met het opschalingsbeleid van de EU dat hier sterk op focust. De berekeningen sluiten ook aan bij het Europese emissiehandelssysteem ETS₁, onder de voorwaarde dat negatieve emissies kunnen worden verrekend met restemissies binnen dit systeem.

In deze studie is niet expliciet onderzocht in welke mate het huidige beleid en het beleid in ontwikkeling voldoende bijdraagt aan het realiseren van klimaatneutraliteit in 2050, maar duidelijk is dat aanvullend beleid op korte termijn nodig is om op koers te komen en te blijven richting klimaatneutraliteit in 2050. Deze studie zet een eerste belangrijke stap om dit nader te analyseren en dit beleid vorm te geven.

BEVINDINGEN

BEVINDINGEN

Bevindingen:

Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050

B.1 Inleiding

Naar een klimaatneutraal Nederland, oftewel: netto nul broeikasgasuitstoot in 2050

In deze Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050 (TVKN) onderzoeken we langs welke trajecten Nederland in 2050 klimaatneutraal kan worden. Onder 'klimaatneutraal' verstaan we: de situatie waarin de verschillende economische sectoren in Nederland netto nul broeikasgassen uitstoten, inclusief de emissies van de in Nederland geproduceerde en getankte brandstoffen voor de internationale lucht- en scheepvaart.

Om de uitstoot van broeikasgassen naar nul te brengen is een enorme opgave. Voor 2030 heeft Nederland als tussendoel gesteld om 55 procent broeikasgasemissies te reduceren ten opzichte van 1990. Uitgangspunt in deze studie is een lineair reductiepad dat leidt van 55 procent reductie in 2030 naar klimaatneutraliteit in 2050. Dit sluit aan bij de doelen in de Klimaatwet en het beleid van het kabinet-Rutte IV. Dit reductiepad impliceert een emissiereductie van ongeveer 80 procent in 2040, maar voor 2040 zijn nog geen doelen gesteld. Recent heeft de Europese Commissie wel een voorstel gepresenteerd voor een doelstelling van 90 procent emissiereductie in de EU in 2040 (EC, 2024b, 2024a). Dat zou ook voor Nederland een rechtvaardige en haalbare doelstelling kunnen zijn (PBL, 2024g). Over een (aangescherpt) tussendoel voor 2040 moet in Europa en Nederland de komende jaren nog worden besloten en daarom is daar in deze studie niet mee gerekend.

Met alleen broeikasgasreductie is klimaatneutraliteit niet haalbaar. Voor sommige sectoren, met name de landbouw en landgebruik, is het niet mogelijk om in 2050 helemaal geen emissies meer te hebben. Dat betekent dat deze onvermijdelijke resterende emissies in 2050 in Nederland gecompenseerd moeten worden met zogenoemde negatieve emissies. Dit sluit ook aan bij de Klimaatwet, waarin is bepaald dat Nederland 'de netto-uitstoot van broeikasgassen uiterlijk in 2050 tot nul reduceert en streeft naar negatieve emissies van broeikasgassen na 2050' (Staatsblad, 2023).

De emissies van de internationale lucht- en scheepvaart zijn op dit moment geen onderdeel van de doelen voor 2030 en 2050 in de Klimaatwet. In deze studie hebben we ervoor gekozen om de lucht- en scheepvaart wel expliciet mee te nemen, omdat deze sectoren in het kader van het Parijsakkoord ook klimaatneutraal moeten worden. Daarvoor sluiten we aan bij de mondiale doelen van de 'International Civil Aviation Organisation' (ICAO) en de 'International Maritime Organisation' (IMO), die beide streven naar nul emissies rond 2050 (ICAO, 2022; IMO, 2023).

Uitgaande van gematigde economische en demografische aannames zijn ruim 30 integrale trajecten doorgerekend en onderling vergeleken

In deze studie verkennen we meer dan 30 trajecten die leiden naar een klimaatneutraal Nederland in 2050. Daarvoor nemen we de verschillende economische sectoren onder de loep; drie aanbodsectoren, te weten waterstof, biograndstoffen en elektriciteit en vier vraagsectoren, te weten industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw- en landgebruik.

We gaan hierbij uit van de relatief gematigde demografische en economische aannames die zijn gedaan in de Klimaat en Energieverkenning 2022 (KEV 2022) en die zijn geëxtrapoleerd naar 2050. De economische structuur verandert niet wezenlijk, afgezien van veranderingen die rechtstreeks voortvloeien uit de transitie naar klimaatneutraliteit, zoals een afname van de raffinage en het vervoer van fossiele brandstoffen door zeeschepen. Zodoende laat de studie zien of en hoe bij een min of meer gelijkblijvende economische structuur en gematigde economische groei Nederland klimaatneutraal kan worden, en waar dan de grootste technische uitdagingen liggen.

Veranderingen in economische structuur en in productie en consumptie kunnen nodig zijn

Uiteraard zullen de economische structuur en de economische groei zich in werkelijkheid anders ontwikkelen dan waar we in deze studie van uitgaan, maar op welke manier en in welke mate is hoogst onzeker. Er is bewust voor gekozen daar niet op te variëren. Hierdoor kunnen de ruim 30 doorgerekende trajecten onderling ook goed met elkaar en met de KEV worden vergeleken.

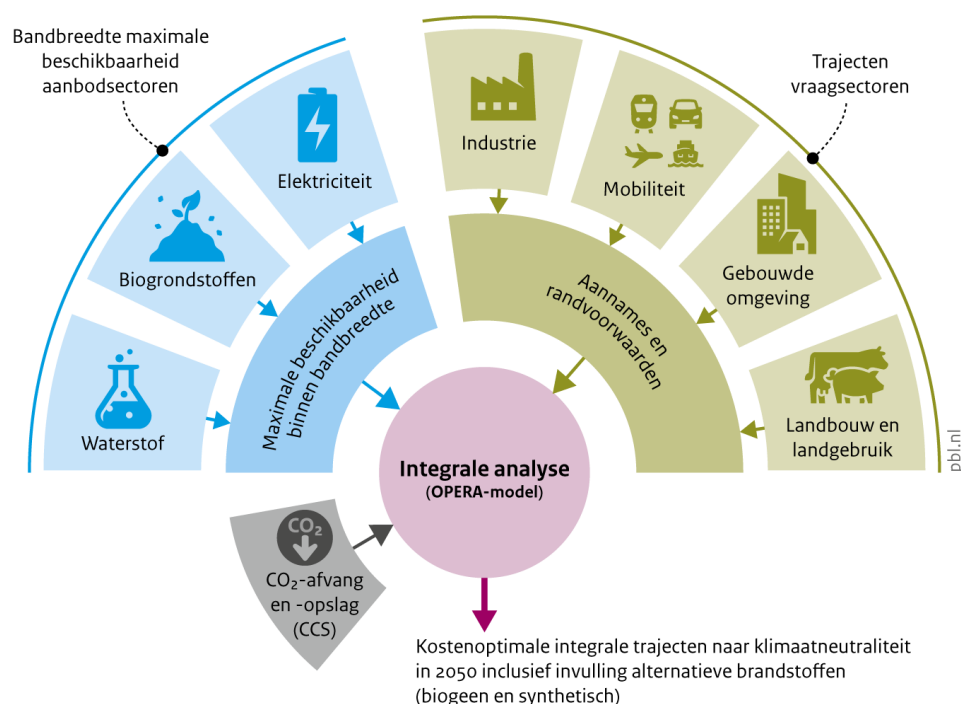
We beweren dus *niet* dat er geen veranderingen in de economische structuur en in productie en consumptie nodig zouden zijn om in 2050 klimaatneutraal te worden. Door de gekozen aanpak wordt duidelijk onder welke omstandigheden er juist wél veranderingen in de economische structuur en in productie en consumptie nodig zijn voor een klimaatneutraal Nederland in 2050. Zo gaat de ‘Lerende Evaluatie Klimaatbeleid’ (PBL & VU, 2024) dieper in op de vraag hoe het klimaatbeleid de samenleving meekrijgt, zodat de benodigde technisch-economische maatregelen naast potentieel *haalbaar* ook daadwerkelijk *uitvoerbaar* blijken te zijn.

Om te bepalen langs welke trajecten Nederland klimaatneutraal kan worden, hebben we gedetailleerde analyses uitgevoerd van de aanbod- en vraagsectoren (zie figuur B.1). Deze analyses zijn vervolgens gebruikt voor een integrale analyse met behulp van het OPERA-model.

Daarvoor is er eerst een inventarisatie gemaakt van de maximale beschikbaarheden uit de aanbodsectoren van waterstof, biograndstoffen en elektriciteit. Dit is onder andere gebaseerd op het vastgestelde haalbare uitroltempo van de benodigde winnings- en conversietechnieken. Daarnaast zijn voor elk van de vier genoemde vraagsectoren, twee tot vier mogelijke trajecten in kaart gebracht om klimaatneutraal te worden. Met uitzondering van de landbouw komen deze vraagsectoren in 2050 uit op netto nul emissies.

Figuur B.1

Methode voor bepalen integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050



Bron: PBL

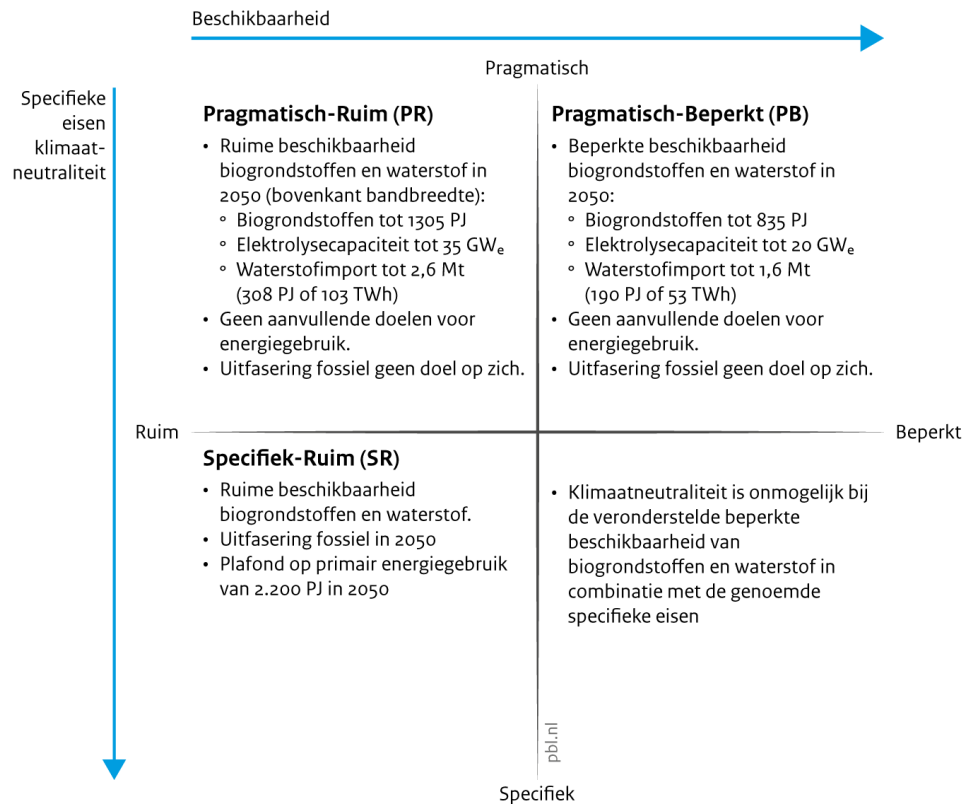
De integrale trajecten verschillen op basis van beschikbaarheid van grondstoffen, specifieke eisen aan klimaatneutraliteit en inzet van technieken

Op basis van de sectorale analyses is een integrale systeemanalyse uitgevoerd die streeft naar de laagste nationale kosten. Nationale kosten zijn het saldo van directe kosten en opbrengsten voor de maatschappij als geheel voor het bereiken van klimaatneutraliteit (CE Delft, 2023b; PBL & CPB, 2020). De analyse laat zien welke technieken in welke sectoren nodig zijn, en ook welke juist niet passen. In de trajecten zijn de aannames gevarieerd voor onder andere de beschikbaarheid van biograndstoffen, CO₂-opslag, kernenergie of windenergie.

De verschillende trajecten zijn geordend op basis van twee assen, zie figuur B.2. De ene as loopt van Ruime naar Beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof. De andere loopt van een situatie waarin Pragmatisch op klimaatneutraliteit wordt gekoerst naar een situatie waarbij Specifieke eisen worden gesteld aan een klimaatneutraal systeem. Die specifieke eisen zijn een volledige uitfasering van fossiele energiedragers in 2050 en een plafond op het primaire energieverbruik in 2050, uitgaande van de huidige definitie van de *Energy Efficiency Directive* (EED).

Figuur B.2

Orderingsprincipe voor de integrale trajecten in drie kwadranten



De gekozen ordening leidt tot vier kwadranten: Pragmatisch-Ruim (PR), Pragmatisch-Beperkt (PB), Specifiek-Ruim (SR) en Specifiek-Beperkt (SB). Het vierde kwadrant (SB) is leeg omdat klimaatneutraliteit onmogelijk is bij de combinatie van de veronderstelde beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof en de genoemde specifieke eisen. Dit betekent dat in de kwadranten PB en SR de uiterste grenzen worden opgezocht waarbinnen klimaatneutraliteit nog mogelijk is.

Binnen de drie kwadranten is verder gevarieerd in aannames, wat uiteindelijk heeft geleid tot ruim 30 onderscheiden trajecten. Ter illustratie van de hoofdbevindingen gebruiken we uit elk kwadrant één traject. Dat zijn de trajecten PR₄₀, PB₃₀ en SR₂₀, waarbij het getal staat voor het plafond op de CO₂-opslag in 2050 in megaton. Deze trajecten bieden een goede illustratie van de hoeken van het speelveld dat met deze studie is verkend.

De techno-economische invulling van de trajecten is in deze studie leidend. De samenhang met andere opgaven komt alleen zijdelings aan de orde

Het accent van deze studie ligt op de technische invulling van een klimaatneutraal energie- en grondstofsysteem, die de driehoek ‘schoon’ (klimaatneutraliteit), ‘betaalbaar’ (tegen de laagste nationale kosten) en ‘betrouwbaar’ (beschikbaarheid van energiedragers) afdekt. Andere publieke belangen zoals veiligheid en rechtvaardigheid – het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) noemt er acht (EZK, 2023e) – zijn niet expliciet meegenomen in de analyse. Ook zijn er andere grote transitieopgaven in de leefomgeving die direct of indirect samenhangen met de energietransitie. Daarbij kan gedacht worden aan biodiversiteit en natuurherstel, het tot stand brengen van een volledig circulaire economie of het veranderende ruimtegebruik in Nederland, mede als gevolg van de energietransitie.

De samenhang met deze opgaven is in deze studie niet onderzocht, maar uiteraard wel relevant en medebepalend voor hoe de transitie naar een klimaatneutraal Nederland kan verlopen. Deze studie kan een goed startpunt zijn voor vervolgstudies die op dergelijke onderwerpen ingaan.

Alle hiernavolgende bevindingen moeten in het licht van de hiervoor beschreven opzet, aannames en randvoorwaarden worden gelezen. Nadere informatie over de gehanteerde uitgangspunten, het gebruikte OPERA-model en uitkomsten van de berekeningen zijn te vinden op de PBL-website¹. Hier zijn ook de uitgebreide analyses van de vraag- en aanbodsectoren te vinden die zijn opgenomen in zeven achtergrondrapporten (PBL, 2024e, 2024f, 2024d, 2024a, 2024c; PBL & TNO, 2024; TNO, 2024b).

B.2 De transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem

Klimaatneutraliteit in 2050 is technisch mogelijk, maar vereist de inzet van alle beschikbare maar ook schaarse ‘bouwstenen’ voor emissiereductie

In 2050 kan Nederland technisch gezien klimaatneutraal zijn. De beschikbare bouwstenen aan de productie kant zijn de CO₂-vrije elektriciteitsproductie, biograndstoffen, groene waterstof en de hieruit geproduceerde biogene en synthetische brandstoffen en grondstoffen voor de chemische industrie (verder aangeduid met de term ‘feedstocks’). Aan de gebruikskant gaat het om reductie van het energiegebruik, elektrificatie van traditionele brandstoftoepassingen voor wegverkeer, elektrificatie van warmteproductie en industriële processen en om benutting van lokale warmte. Afvang van CO₂ voor gebruik of ondergrondse opslag speelt bij zowel de productie als het gebruik van energie een rol. Flexibiliteit van de elektriciteitsvoorziening moet in een klimaatneutraal energiesysteem veel meer dan nu in de aanbod- én vraagsectoren gewaarborgd worden. Buiten het energiedomein moet de uitstoot van CO₂ uit veengronden omlaag, evenals de uitstoot van overige broeikasgassen uit met name de landbouw.

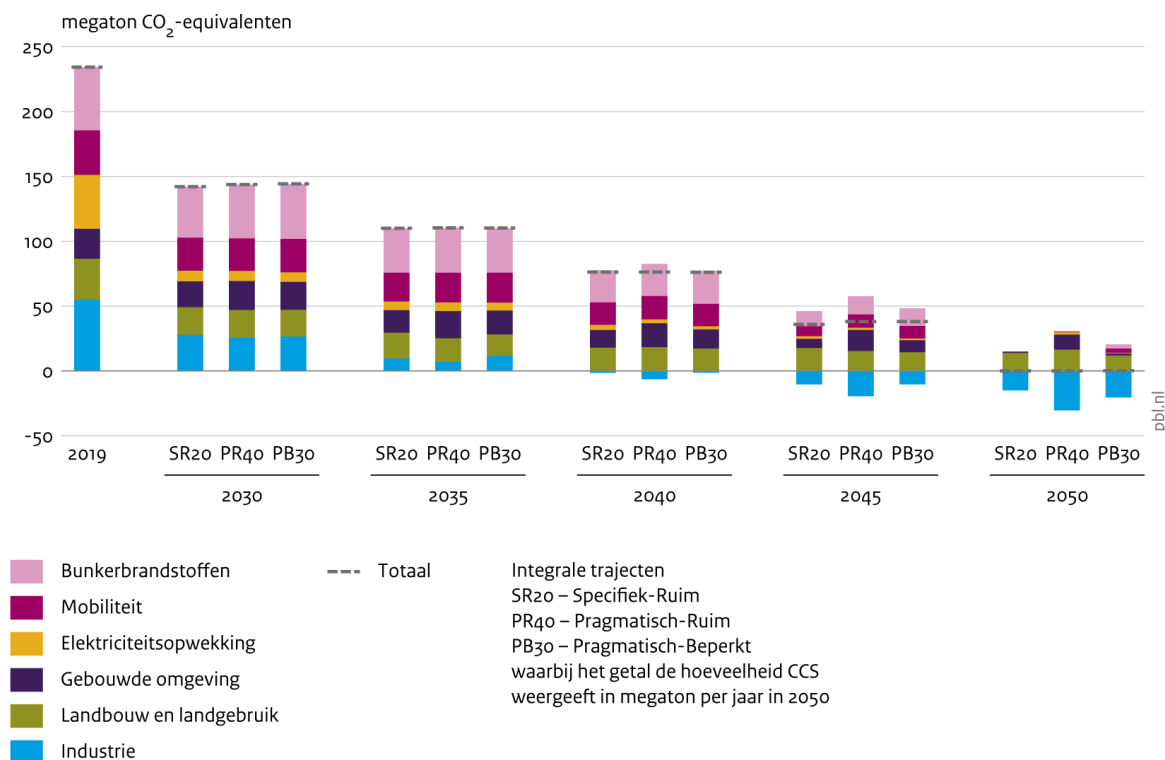
Alle genoemde bouwstenen zijn qua potentieel begrensd en hebben verschillende functies in een klimaatneutraal energiesysteem. Zo zijn biograndstoffen en CO₂-opslag noodzakelijk omdat ze als enige kunnen zorgen voor niet-fossiele koolstof en negatieve emissies. Per saldo zijn alle bouwstenen noodzakelijk voor het bereiken van klimaatneutraliteit. Hoogstens is er ruimte om af te zien van specifieke technieken die binnen deze bouwstenen vallen, zoals het gebruik van ammoniakmotoren in de zeescheepvaart.

In figuur B.3 is te zien hoe in de integrale trajecten de broeikasgasemissies dalen richting klimaatneutraliteit, volgens het lineaire reductiepad zoals beschreven in onderdeel B.1. Tot 2035 verschillen de sectorale emissies nog relatief weinig. Daarna beginnen ze meer uiteen te lopen, wat betekent dat vanaf 2035 de uitrol van maatregelen en technieken steeds meer begint te verschillen.

¹ <https://www.pbl.nl/publicaties/trajectverkenning-klimaatneutraal-2050>

Figuur B.3

Broeikasgasemissie per sector



Bron: PBL

Bij de transitie naar klimaatneutraliteit is sprake van een complexe afruil tussen kosten en risico's van beschikbaarheid van energiebronnen en technieken

Alle integrale trajecten weerspiegelen een kostenoptimaal pad, dat wil zeggen het pad dat gegeven de betreffende uitgangspunten tegen minimale nationale kosten naar klimaatneutraliteit leidt. Hoe hoger de kosten, hoe diepgaander de benodigde ingrepen in het energiesysteem en hoe ingewikkelder het wordt om klimaatneutraliteit te bereiken. De bandbreedte van de netto contante waarde van de meerkosten van alle integrale trajecten voor de periode 2026-2050 bedraagt ruim 180 miljard euro.

Een ruime beschikbaarheid van energiebronnen en aanbodtechnieken gaat vaak samen met relatief lage cumulatieve meerkosten om klimaatneutraliteit te bereiken. Er zijn dan immers meer vrijheidsgraden om het klimaatneutrale energiesysteem zo goedkoop mogelijk in te richten. Maar het is wel risicovol om op voorhand uit te gaan van zo'n ruime beschikbaarheid, omdat het erg onzeker is of de benodigde opschaling van (de import van) energiebronnen en technieken kan worden gerealiseerd. Omgekeerd gaat een beperkte inzet van energiebronnen en technieken vaak samen met hogere cumulatieve meerkosten, maar tegelijk is het een veiligere strategie aangezien de kans groter is dat de benodigde energiebronnen en technieken beschikbaar zijn. Er is kortom sprake van een complexe afruil tussen de kosten van de trajecten naar klimaatneutraliteit en de risico's ten aanzien van de beschikbaarheid van energiebronnen en technieken.

Trajecten met de hoogste meerkosten zijn ook de trajecten waarin vaak sprake is van hoge CO₂-schaduw prijzen² tot (ver) boven de 1000 euro per ton CO₂ in 2050. Deze trajecten – die vaak binnen het kwadrant vallen waarin sprake is van beperkte beschikbaarheid van waterstof en biograndstoffen en waarin een plafond geldt op CO₂-opslag van 20 megaton in 2050 – zijn illustratief voor een situatie waarin de praktische haalbaarheid van klimaatneutraliteit zeer twijfelachtig is.

Maar nog los van de hoogte van de meerkosten van de verschillende integrale trajecten, verandert in de meeste trajecten de kostenstructuur van het Nederlandse energiesysteem de komende decennia sterk. De import van fossiele energiedragers (olie en gas) wordt vervangen door een – in energietermen – kleinere import van vooral biobrandstoffen en waterstof en vooral (meer dan de helft) door eigen duurzame energieproductie. Hierdoor nemen in de meeste trajecten per saldo de kosten van de aankoop van energiedragers af, en nemen kapitaalskosten en andere vaste kosten toe. De Nederlandse energievoorziening wordt daarmee minder gevoelig voor prijsschommelingen van energiedragers.

Klimaatneutraal is niet synoniem met fossielvrij. Het fossielvrij maken van brandstoffen en feedstocks vergt specifiek beleid en is in 2050 niet afgerond

Alle integrale trajecten naar klimaatneutraliteit gaan gepaard met een forse daling van de inzet van fossiele brandstoffen en fossiele feedstocks. Dit is goed te zien in figuur B.4 en de energiestroomdiagrammen (in de figuren B.5 tot en met B.9) die de energiestromen laten zien in respectievelijk 2019, 2030 en in 2050 voor drie illustratieve trajecten (zie kader B.3 voor een toelichting op de figuren B.4 tot en met B.9). Maar dat betekent niet dat klimaatneutraliteit in 2050 synoniem is met een volledig fossielvrij energie- en grondstoffensysteem. Dit is zichtbaar in de energiestroomdiagrammen in figuur B.8 en figuur B.9 waarin aardgas en aardolie nog een rol spelen.

Volledige uitfasering van fossiele brandstoffen en feedstocks in 2050 is alleen mogelijk bij voldoende beschikbaarheid van biograndstoffen (met name import) en waterstof (met name productie binnen Nederland, maar ook import). Zelfs wanneer uitfasering in 2050 mogelijk is, hoeft dat niet altijd de meest voor de hand liggende (beleids)keuze te zijn. Het kan namelijk leiden tot forse meerkosten. Ook kan het beslag op schaarse klimaatneutrale energiedragers de reductie in andere landen moeilijker maken. Na 2050 zullen emissiereductiemogelijkheden zich verder ontwikkelen en waarschijnlijk in kosten dalen. Het wordt dan makkelijker en goedkoper om resterend gebruik van fossiele energiedragers uit te faseren. Overigens is er na de uitfasering nog lange tijd een grote hoeveelheid fossiele koolstof in het systeem in de vorm van plastics. Het is belangrijk om deze koolstof zo hoogwaardig en langdurig mogelijk te blijven inzetten door middel van recycling.

² De CO₂-schaduw prijs is gelijk aan de kosteneffectiviteit van de duurste maatregel die nog moet worden genomen om het broeikasgasemissiereductiedoel in het betreffende jaar te halen nadat alle goedkopere maatregelen reeds zijn genomen.

Kader B.3 Toelichting op de energiestroomdiagrammen en het nationaal verbruikssaldo

De figuren B.5 tot en met B.9 geven – in de vorm van Sankey-diagrammen – een overzicht van de herkomst, omvang en bestemming van de verschillende energiestromen in het energiesysteem. Achtereenvolgens zijn deze stromen weergegeven voor 2019, het traject PR40 in 2030 en drie illustratieve trajecten in 2050, te weten SR20, PR40 en PB30.

In de diagrammen correspondeert de breedte van de lijnen met de omvang van de betreffende energiestroom. Aan de linkerkant staan de verschillende energiebronnen naar herkomst (import, winning), rechts staan de export en het verbruik per energiedrager door de verschillende vraagsectoren. De energieverliezen zijn apart weergegeven.

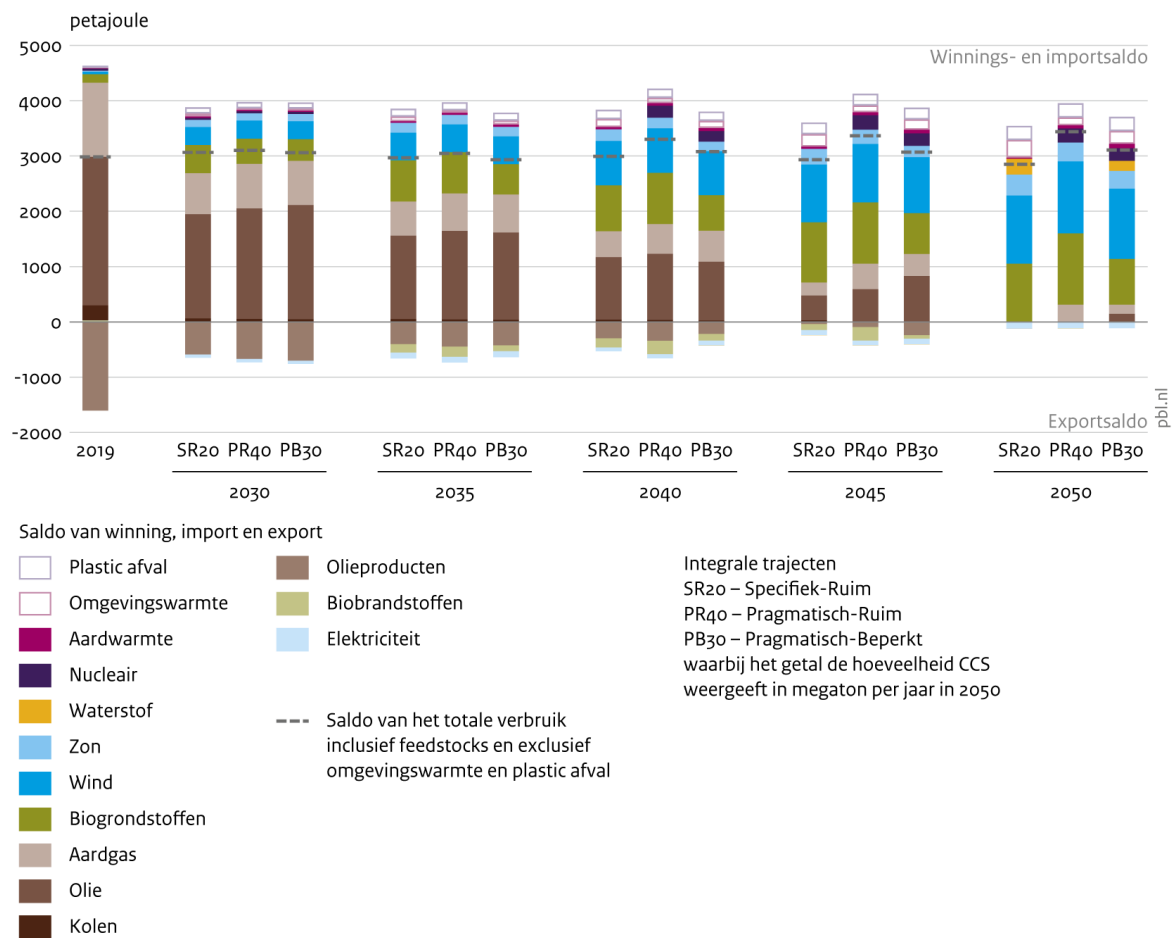
Het saldo van import, winning, export en verliezen correspondeert met het nationaal verbruikssaldo zoals weergegeven in figuur B.4. Winning van energie – zon-PV bij huishoudens, winning van omgevingswarmte door warmtepompen – staat altijd links, dus apart van de sectoren waarin de winning fysiek plaatsvindt.

(Ruwe) aardolie (primaire energiebron) en olieproducten (omzettingsproduct van ruwe olie) zijn met verschillende kleuren weergegeven. Wederuitvoer van energiedragers – bijvoorbeeld doorlevering van ruwe aardolie aan het Duitse achterland – is weggelaten omdat het niet van wezenlijk belang is voor het Nederlandse energiesysteem. In afwijking van de gangbare energiestatistiek is ook plastic afval opgenomen, als alternatieve grondstof voor plastic. Omgevingswarmte is een belangrijke warmtebron voor met name de gebouwde omgeving, maar telt in de Europese energiestatistieken niet als energiedrager. In figuur B.4 zijn plastic afval en omgevingswarmte daarom beide transparant weergegeven.

Tussen herkomst en bestemming van de energie staan de conversiesectoren: elektriciteitscentrales, afvalverwerking, waterstofproductie en brandstofproductie. Warmte-krachtkoppeling (WKK) is ondergebracht in de vraagsector waarvoor het de warmte produceert. De energiestromen naar de vraagsectoren zijn dan ook niet helemaal hetzelfde gedefinieerd als het finaal verbruik volgens de CBS-statistieken, maar het verschil is met name richting 2050 heel klein omdat de rol van WKK sterk afneemt. De brandstofproductie omvat de productie van alle vloeibare brandstoffen en feedstocks, inclusief methanol en ammoniak, ongeacht de herkomst van de energie (fossiel, biograndstoffen of waterstof). De uitgaande brandstofstromen zijn onderverdeeld naar fossiel, biogeen en synthetisch op basis van de bijdrage van de verschillende bronnen aan de energie-inhoud. Ammoniak – als koolstofvrije energiedrager, niet als product van de industrie – is apart weergegeven, en is altijd van synthetische oorsprong.

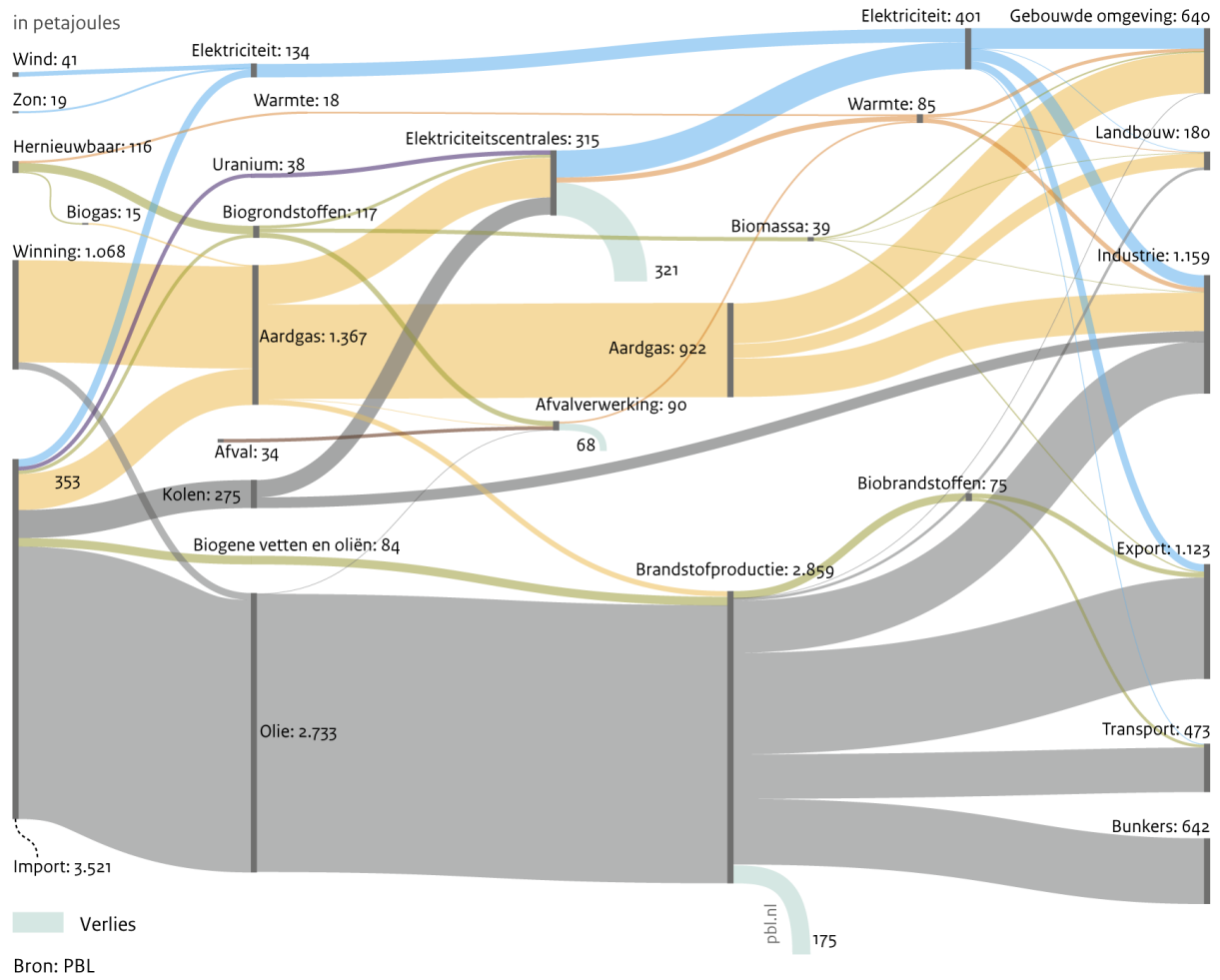
Figuur B.4

Nationaal verbruiksaldo energiebronnen en energiedragers, inclusief feedstocks



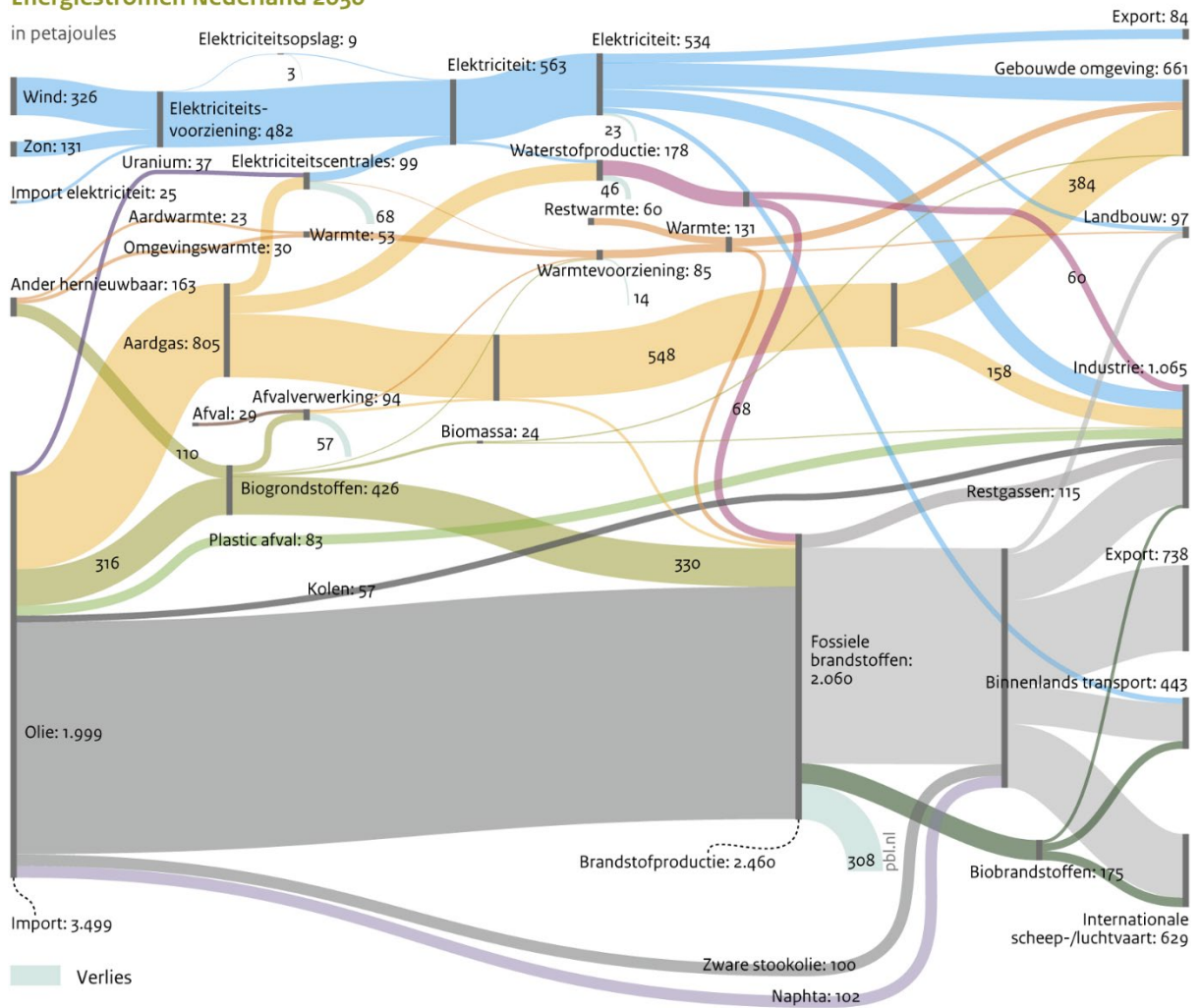
Bron: PBL

Figuur B.5
Energiestromen Nederland 2019



Figuur B.6

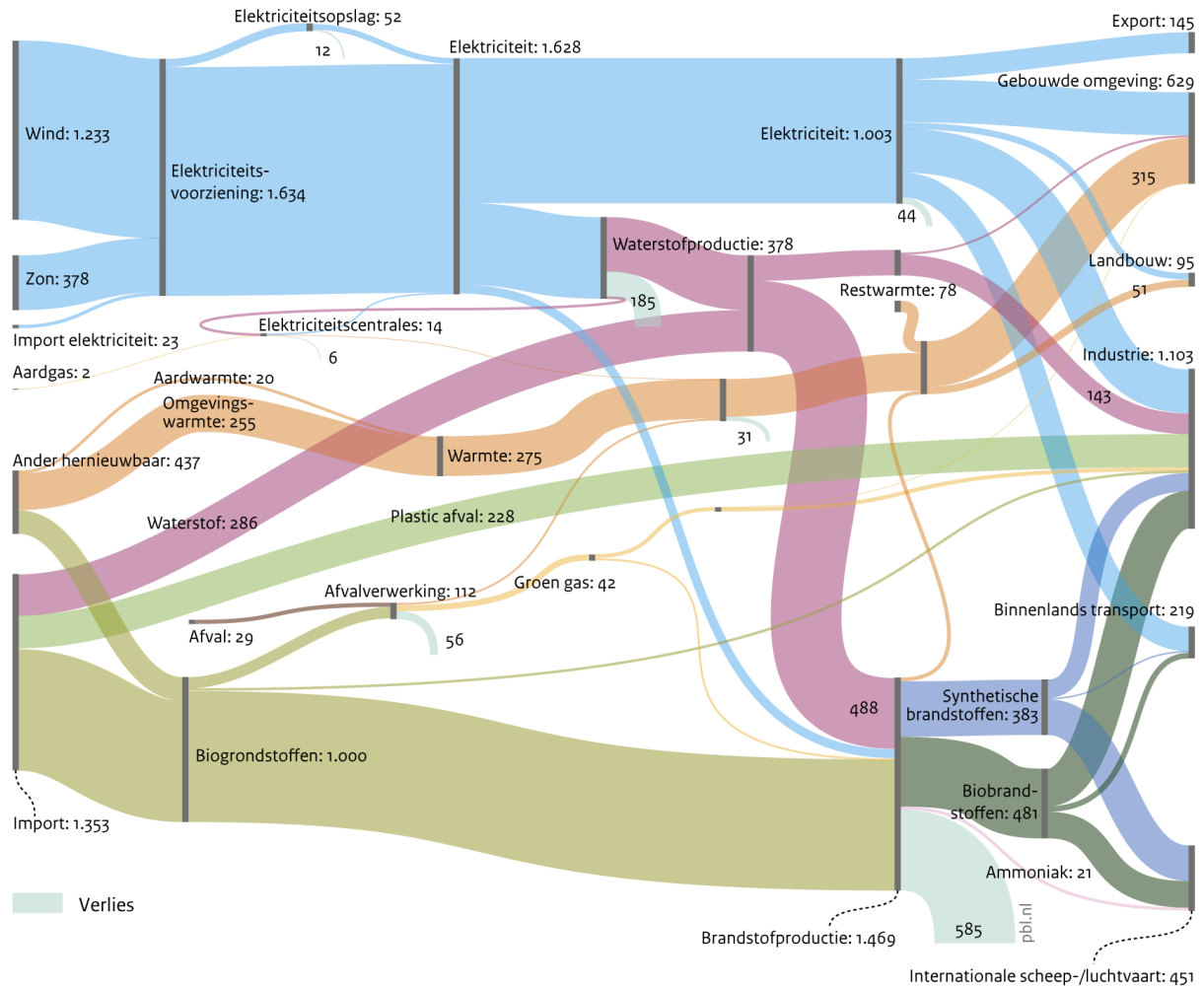
Energiestromen Nederland 2030



Figuur B.7

Energiestromen Nederland 2050, traject Specifiek-Ruim met CCS tot 20 Mt/jaar (SR20)

in petajoules

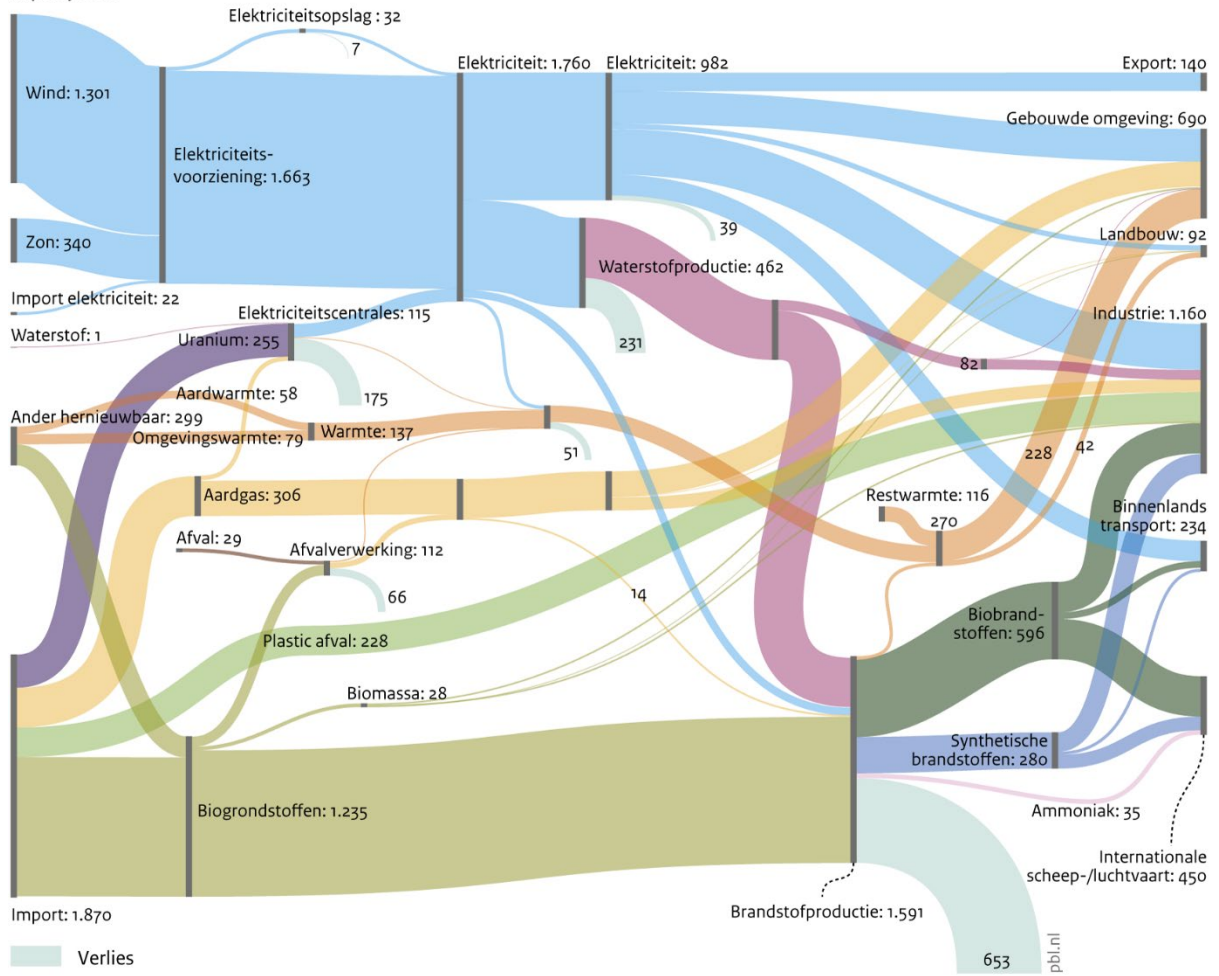


Bron: PBL

Figuur B.8

Energiestromen Nederland 2050, traject Pragmatisch-Ruim met CCS tot 40 Mt/jaar (PR40)

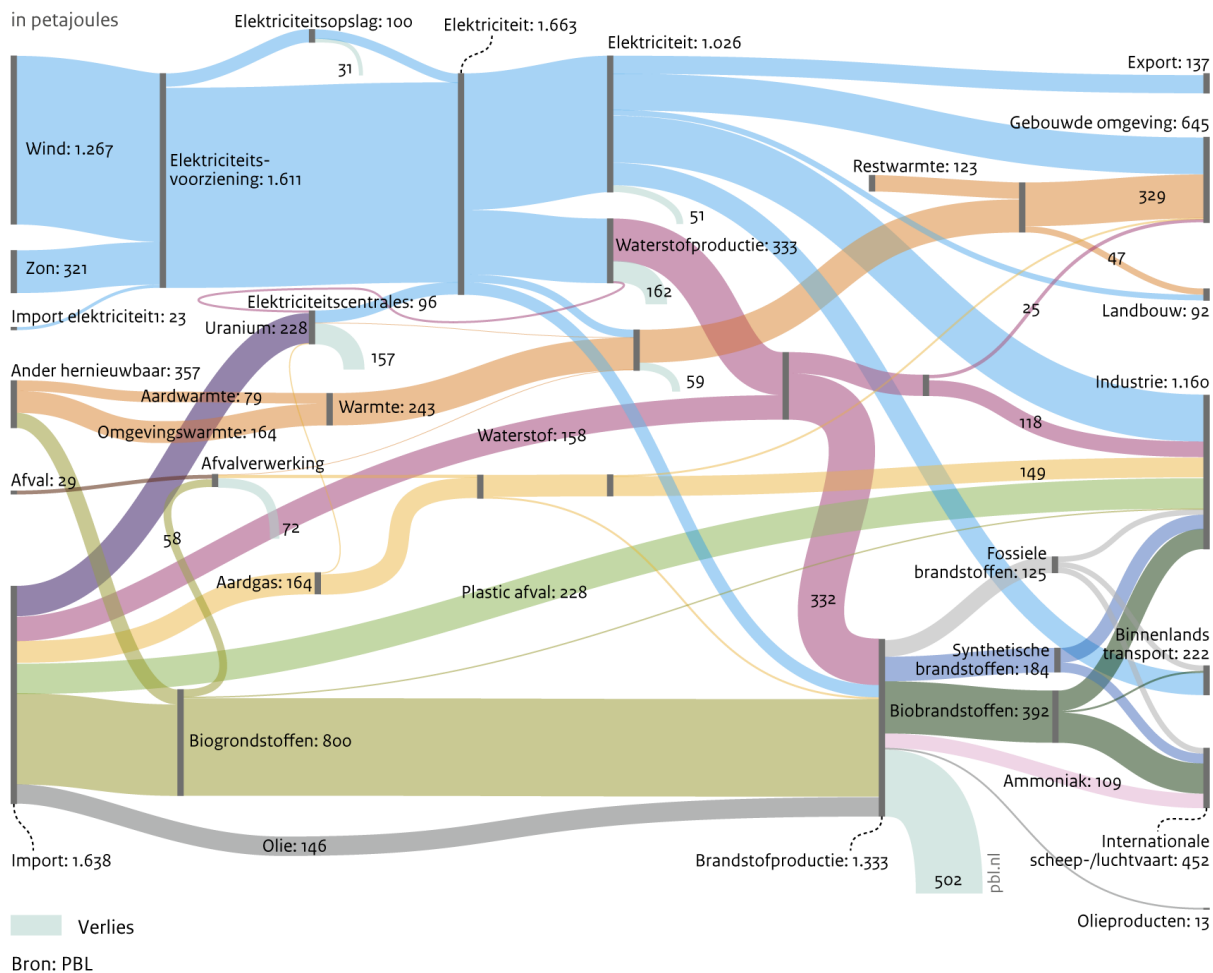
in petajoules



Bron: PBL

Figuur B.9

Energiestromen Nederland 2050, traject Pragmatisch-Beperkt met CCS tot 30 Mt/jaar (PB30)



Elektrificatie is de motor van de energietransitie. De emissies bij de elektriciteitsproductie dalen snel maar gaan nog niet naar nul in 2040

In 2050 is 50 tot 60 procent van de energie die naar de vraagsectoren gaat direct of indirect afkomstig van elektriciteit uit met name wind-, zonne- en kernenergie. In 2019 is dat nog niet veel meer dan 3 procent en dat loopt in de trajecten op tot rond de 14 procent in 2030. Het grootste deel is direct gebruik van elektriciteit in de vraagsectoren. Dat groeit sterk door zogenoemde directe elektrificatie; de inzet van elektriciteit in plaats van brandstoffen bij verwarming en mobiliteit. Per saldo daalt daarbij het energiegebruik omdat de elektriciteitsvraag veel minder snel stijgt dan dat het brandstofgebruik daalt. Dat komt doordat de omzettingsverliezen bij elektromotoren veel lager zijn dan bij verbrandingsmotoren, doordat warmtepompen een relatief kleine hoeveelheid elektriciteit gebruiken om een grotere hoeveelheid bruikbare warmte te produceren door opwaardering van omgevingswarmte of restwarmte en ook doordat er bij elektrische verwarming geen verbrandingsgassen vrijkomen die voor warmteverliezen zorgen. Bij zogenoemde indirecte elektrificatie worden groene waterstof en synthetische brandstoffen geproduceerd met energie uit elektriciteit. Dat levert per saldo juist een stijging op van het energieverbruik, doordat de omzettingsverliezen bij de productie groter zijn dan bij fossiele brandstoffen.

In de trajecten liggen de emissies van broeikasgassen bij de elektriciteitsproductie in 2040 nog niet op nul. Dat is anders dan waar Nederland (in 2035) en de EU (in 2040) naar streven. De broeikasgasemissies in de elektriciteitsproductie dalen wel al relatief vroeg naar een laag niveau, maar zelfs in 2050 zijn er in veel trajecten nog beperkte restemissies, die gecompenseerd worden door negatieve emissies. Het laatste deel van de emissiereductie moet vooral worden gerealiseerd door de inzet van waterstof en groen gas en niet door maatregelen in de elektriciteitssector zelf. Het afdwingen van netto nul emissies binnen de elektriciteitssector zelf kan tot extra kosten leiden.

Het gebruik van brandstoffen en feedstocks daalt en de importafhankelijkheid van olie en gas neemt sterk af

Naast elektrificatie dragen isolatie, efficiëntieverbetering en benutting van lokale warmte (omgevingswarmte en aardwarmte) bij aan de daling van het brandstofgebruik. Die daling treedt vooral op in het wegverkeer en bij de warmteproductie in de industrie en de gebouwde omgeving. De daling van het brandstofgebruik is groter naarmate minder biograndstoffen en waterstof beschikbaar zijn en/of er minder ingezet wordt op CCS (vergelijk figuur B.8 en figuur B.9). Vooral bij de gebouwde omgeving zijn de verschillen tussen de trajecten in 2050 relatief groot. De integrale analyse laat zien dat het hier meestal goedkoper is om (fossiele) brandstoffen in te zetten als daar ruimte voor is.

Bij de grondstoffen voor de organische chemie (feedstocks) en in de lucht- en scheepvaart blijft het gebruik van vloeibare energiedragers in de integrale trajecten relatief hoog en zijn de onderlinge verschillen in de omvang van het gebruik in 2050 relatief gering. Ook bij een aantal industriële processen – zoals de staal- en kunstmestproductie – zijn er geen alternatieven die brandstoffen volledig kunnen vervangen.

Aangenomen is dat er bij de zeescheepvaart minder brandstof gebunkerd zal worden in Nederland, en dat bij de organische chemie het gebruik van primaire feedstocks daalt door toenemende recycling van plastics. Vergeleken met andere Europese landen blijft het gebruik van brandstoffen en feedstocks overigens nog omvangrijk omdat is aangenomen dat de productie van brandstoffen voor de lucht- en zeescheepvaart in Nederland zal blijven plaatsvinden en ook de chemische industrie in Nederland blijft.

Met de daling van het gebruik van brandstoffen en feedstocks neemt ook de importafhankelijkheid van olie en gas sterk af. In 2019 werd ongeveer 90 procent van alle energie – inclusief die voor de internationale lucht- en scheepvaart en feedstocks – geïmporteerd (zie figuur B.5). In 2030 is dat in de

berekeningen nog steeds 85 procent (zie figuur B.6), voor het overgrote deel aardolie en aardgas. In 2050 komt in alle trajecten meer dan de helft van de energie uit Nederland zelf, zoals wordt geïllustreerd in de figuren B.7 tot en met B.9. De resterende import bestaat in 2050 vooral uit biograndstoffen, met daarnaast plastic afval, waterstof en uranium. De herkomst van de import verschuift daarmee ook, van grotendeels van buiten de EU in 2030 naar grotendeels van binnen de EU in 2050.

Biograndstoffen en waterstof worden vooral ingezet voor de productie van brandstoffen en feedstocks. Ook de inzet van plastic afval is belangrijk

In alle trajecten vormen biograndstoffen na elektriciteit de omvangrijkste energiestroom. Ze zijn bovendien de enige niet-fossiele koolstofbron van betekenis, want het uit de lucht halen van koolstof via *Direct Air Capture* (DAC) speelt in alle trajecten geen of een zeer beperkte rol vanwege de veronderstelde hoge kosten en het hoge energieverbruik. Directe verbranding van biograndstoffen voor warmte en elektriciteit is in alle trajecten zeer beperkt omdat biograndstoffen harder nodig zijn voor de productie van bio-brandstoffen en feedstocks. Bij die productie komt ongeveer de helft van de energie uit de biograndstoffen in de brandstoffen terecht, en ongeveer een derde van de koolstof. De resterende koolstof wordt grotendeels omgezet in een relatief pure stroom CO₂. Met de inzet van extra waterstof wordt een deel van deze koolstof alsnog in brandstof omgezet (koolwaterstoffen of methanol). Dit deel wordt aangeduid met synthetische brandstoffen, aangezien de energie afkomstig is van de toegevoegde waterstof. De dan nog resterende CO₂ kan ondergronds worden opgeslagen, wat negatieve emissies oplevert. Ook bij de meest pessimistische aannames voor de hoeveelheid bio-brandstoffen kan in bijna de hele koolstofbehoefte worden voorzien, mits er voldoende waterstof aan het productieproces wordt toegevoegd.

Ook bij de meest optimistische aannames voor de beschikbaarheid van biograndstoffen is er nog steeds aanvullende inzet van waterstof nodig. Deze waterstof wordt niet alleen gebruikt om voldoende koolstof uit biograndstoffen om te zetten in brandstof, maar ook om koolstofvrije brandstoffen te produceren, zoals ammoniak (voor met name de scheepvaart). Directe inzet van waterstof is vooral beperkt tot een aantal industriële processen. Beperkt van omvang, maar wel belangrijk is de directe inzet van waterstof in regelbare elektriciteitscentrales die back-up-vermogen leveren.

Verder is in de trajecten de import van plastic afval belangrijk. Plastic afval wordt in alle trajecten een belangrijke grondstof voor de plasticproductie, waarmee het beslag op schaarse biograndstoffen en waterstof wordt beperkt. Omdat Nederland – als grote exporteur van plastics – veel meer plastic produceert dan er binnenlands aan plastic afval beschikbaar komt, leidt dit tot veel import van plastic afval zoals ook goed zichtbaar is in de energiestroomdiagrammen. Afval kan ook worden geïmporteerd in de vorm van pellets of pyrolyseolie.

Kader B.4 Vergelijking met andere studies

We hebben de resultaten van de integrale trajecten met een select aantal andere studies. Vergelijken is gecompliceerd, door verschillen in energetische, ruimtelijke of sectorale scope, verschillen in definities, verschillende aannames over vollasturen, kosten, randvoorwaarden en of het gaat over optimalisatie of simulatie (Quintel & Witteveen en Bos, 2023). Ook zijn gegevens vaak niet beschikbaar of niet eenduidig vastgelegd. De vergelijking richt zich daarom vooral op de technische invulling van het energiesysteem, en niet op de exacte getallen.

Vergelijking met nationale studies: inzet van biograndstoffen en waterstof

De twee geselecteerde studies voor Nederland zijn de enige recente studies die een compleet en gedetailleerd beeld geven van van het Nederlandse energiegebruik per drager en per sector. Dit zijn de 2^e editie van ‘De integrale infrastructuurverkenning 2030 – 2050 (I13050) (Netbeheer Nederland et al., 2023) en ‘Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050’ (TNO, 2024a, 2024b).

De meest opvallende verschillen met de trajectverkenning zijn te zien bij de inzet van biograndstoffen en waterstof. Met name de inzet van biograndstoffen loopt in de andere studies minder hoog op. Dat komt grotendeels doordat bunkerbrandstoffen geheel of gedeeltelijk buiten de scope vallen. Ook de veronderstelde omvang van de industrie is een aantal scenario’s kleiner. Dat is van belang omdat de industrie en de productie van hernieuwbare bunkerbrandstoffen een groot beslag leggen op biograndstoffen en waterstof. Gecorrigeerd voor deze verschillen kan de inzet van biograndstoffen en waterstof bij de meeste scenario’s in de andere studies oplopen tot de bovenkant van de door ons in kaart gebrachte bandbreedte, of die zelfs overschrijden.

Vergelijking met internationale studies: bronnen van negatieve emissies

De twee beschouwde internationale studies, het Europese Impact Assessment³ (EC, 2024b) en een Amerikaanse studie (Williams et al., 2021), verschillen vooral wat betreft de relatieve omvang en bron van de negatieve emissies door ondergrondse CO₂-opslag. In de Amerikaanse studie wordt, net als in TVKN, de biograndstoffenproductie met CCS gezien als de belangrijkste bron van negatieve emissies binnen het energiesysteem.

Het Impact Assessment geeft inzicht in het Europese denken over de invulling van het pad naar klimaatneutraliteit in 2050. In het Impact Assessment is opslag van CO₂ uit *Direct Air Capture* (DAC) verreweg de grootste bron van negatieve emissies in het energiesysteem, gevolgd door BECCS bij de elektriciteitsproductie. CO₂-afvang bij de productie van vloeibare biograndstoffen ontbreekt en wordt zelfs niet genoemd als mogelijkheid. Op grond van de gerapporteerde omvang van de Europese biograndstofproductie is er echter genoeg potentieel voor BECCS om de hoeveelheid DAC in de scenario’s in het assessment overbodig te maken, en ook (een groot deel van) de CO₂-afvang bij de elektriciteitsproductie.

³ Het Impact Assessment behoort bij de ‘mededeling’ van de Europese Commissie aangaande het emissiereductiedoel van 90 procent voor 2040. Wij vergelijken hier alleen met de uitkomsten voor 2050.

B.3 De transitie van de brandstofvoorziening: biograndstoffen, waterstof en CO₂-opslag.

De productie van brandstoffen en feedstocks in Nederland op basis van duurzame biograndstoffen uit de EU speelt een belangrijke rol in de transitie

Het gebruik van brandstoffen zal flink dalen, maar ook in 2050 zal het gebruik van vloeibare en gasvormige brandstoffen voor veel toepassingen nog onvermijdelijk zijn. Klimaatneutraliteit van de brandstofvoorziening vereist voldoende duurzame biograndstoffen, groene waterstof en – vooral als deze twee niet toereikend zijn – CO₂-opslag. De duurzame biograndstoffen (uit landbouw, bosbouw, houtsector en uit tertiaire stromen) voor Nederland komen vooral uit andere EU-landen, maar ook uit eigen productie in Nederland. Import uit landen van buiten de EU is in deze studie buiten beschouwing gelaten. Dit sluit aan bij de ‘Impact Assessments’ van de Europese Commissie (EC, 2020b, 2024b) waarin wordt gesteld dat meer dan 93 procent van de biograndstoffen uit de EU zelf zal komen. Ook zijn er belangrijke geopolitieke, socio-economische en regelgevende barrières die import van buiten de EU compliceren (Mandley et al., 2022). Daarnaast moeten andere wereldregio’s ook verduurzamen en zullen daarom zelf veel biograndstoffen nodig hebben. Uitgaande van studies waarin schattingen worden gegeven van de mondiale beschikbaarheid zou men op basis van een ‘fair share’ benadering zelfs kunnen betogen dat Europa netto zou moeten exporteren. Dit geeft aan dat een mondiale benadering niet logischerwijs tot een hoger potentieel voor Europa, en dus ook Nederland, zal leiden.

Duurzame biograndstoffen zijn vooral nodig voor de productie van brandstoffen voor de zeescheepvaart, de luchtvaart en voor een aantal industriële processen. Daarnaast worden ze ingezet voor de productie van feedstocks voor de organische chemie en als materialen in met name de bouw. Voor al deze toepassingen zijn er geen of slechts beperkt alternatieven. Daarom moeten de brandstoffen zelf klimaatneutraal worden gemaakt. Dat betekent ook dat biograndstoffen – samen met waterstof – met voorrang worden ingezet voor de productie van brandstoffen en feedstocks. In de integrale trajecten in deze verkenning is aangenomen dat Nederland relatief veel brandstoffen blijft produceren en een grote chemische sector behoudt; in dat geval wordt een relatief groot deel van de Europees beschikbare biograndstoffen in Nederland gebruikt. Verplaatsing van de productie van brandstoffen en feedstocks naar andere landen – waardoor Nederland die dus zou moeten importeren – maakt het voor Nederland niet per se makkelijker om de grondgebiedemissies naar nul te krijgen. De benodigde biograndstoffen én de bijbehorende mogelijkheden om negatieve emissies te realiseren, gaan dan immers ook naar de landen waar de betreffende brandstoffen en feedstocks geproduceerd worden.

Het tempo van de opschaling van de productie en import van groene waterstof en de kostenontwikkeling zijn zeer onzeker

Voor de productie van waterstof zijn elektrolyzers nodig. In deze studie is voor de bovengrens van het in Nederland opgestelde elektrolyservermogen in 2030 (9 GW_e) en 2040 (22 GW_e) verondersteld dat *alle* nu bekende projectplannen worden gerealiseerd. Dat is echter zeer onzeker omdat meer dan 96 procent van die plannen ‘haalbaarheidsstudies’ of ‘concepten’ zijn. 4 GW_e elektrolysecapaciteit in 2030 wordt, gezien het tempo van de uitrol van windenergie op zee en de energiebehoefte voor directe elektrificatie, al als ‘zeer ambitieus’ beschouwd (EZK, 2023h).

Voor de lange termijn is in deze studie gerekend met investeringskosten voor grootschalige elektrolyzers van ruim 600 euro per kW_e. Dit komt overeen met een daling van ruim 70 procent ten opzichte van 2024 (PBL, 2024). Deze daling vereist dat de komende 10 tot 15 jaar wereldwijd op grote schaal in elektrolyzers wordt geïnvesteerd en dat de schaalgrootte van die fabrieken fors toeneemt. Weliswaar zijn er wereldwijd voor de komende 15 jaar grote aantallen grootschalige projecten aangekondigd, maar het aantal projecten waarvoor daadwerkelijk een finale investeringsbeslissing is genomen is nog zeer beperkt.

Betrouwbare schattingen voor de mogelijke import van groene waterstof in de periode tot 2050 zijn niet voorhanden, mede doordat er nog nauwelijks concrete projecten zijn gerealiseerd. Als *alle* op export gerichte projectplannen in de wereld op tijd zouden worden gerealiseerd, dan zou in 2030 ongeveer 5 megaton (600 petajoule) naar Europa komen (IEA, 2023), maar eind 2022 was voor slechts 0,3 megaton (36 petajoule) een finale investeringsbeslissing genomen. Omdat ook andere landen in Europa inzetten op grootschalige import zal waarschijnlijk slechts een klein deel naar Nederland gaan. Op basis van Fraunhofer (2023) en Odenweller et al. (2022) gaan we uit van een maximale import van 310 petajoule in 2050.

Er is een grote bandbreedte in de verwachte kosten van geïmporteerde waterstof. Vooral over de kosten van import via pijpleidingen bestaat in de literatuur weinig eenduidigheid. De kosten voor import per schip (op basis van ammoniak als drager van waterstof) zijn eenduidiger en deze zijn gebruikt als uitgangspunt.

In de meeste integrale trajecten dekt de binnenlandse productie van waterstof – waarvoor 25 tot 40 procent van alle in Nederland geproduceerde elektriciteit nodig is – het grootste deel van het verbruik. Dit komt niet alleen doordat bij de gehanteerde aannames import relatief duur is, maar ook doordat binnenlandse waterstofproductie helpt om relatief goedkope elektriciteit te benutten waarvoor anders geen bestemming zou zijn.

Ook de beschikbaarheid van biograndstoffen is onzeker, waardoor alternatieven zoals reductie van het brandstofgebruik en CO₂-opslag nodig zijn

De beschikbaarheid van duurzame biograndstoffen is onzeker en kan slechts beperkt beïnvloed worden met nationaal beleid. Voor de transitie naar klimaatneutraliteit zijn daarom ook CO₂-opslag en reductie van het brandstofgebruik onderdeel van een robuuste strategie. Reductie van het brandstofverbruik kan door elektrificatie, lokale warmte en energiebesparing. Waar inzet van brandstoffen onvermijdelijk is, bieden koolstofvrije brandstoffen zoals ammoniak en waterstof belangrijke voordelen omdat hiervoor geen biograndstoffen nodig zijn.

De inzet van koolstofvrije brandstoffen is ook met het oog op de periode na 2050 van belang omdat het twijfelachtig is dat verdere opschaling van de beschikbare hoeveelheid biograndstoffen na 2050 mogelijk is binnen de geldende duurzaamheidscriteria. Bij waterstofproductie en -import is vooral de snelheid van de opschaling op kortere termijn onzeker, maar vergeleken met biograndstoffen is er meer perspectief voor verdere opschaling na 2050. Bij de inzet van ammoniak is externe veiligheid overigens een belangrijk aandachtspunt. Een ander belangrijk voordeel van koolstofvrije brandstoffen is dat, anders dan bij de productie van synthetische koolwaterstoffen en methanol, er geen CO₂ nodig is voor de productie. Daardoor blijft er meer biogene CO₂ over die kan worden opgeslagen, wat dan negatieve emissies oplevert.

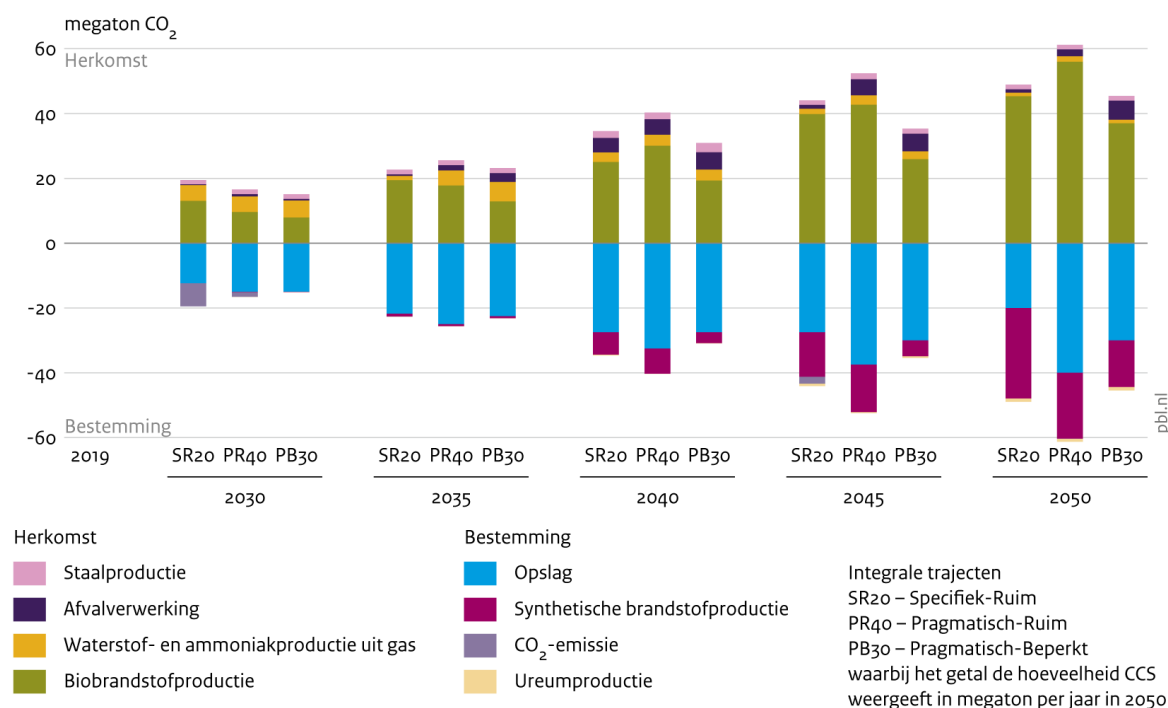
Voor een klimaatneutraal Nederland zijn negatieve emissies nodig. Ze komen van de brandstofproductie en niet van de elektriciteitsproductie.

In de integrale analyse is de afvang en opslag van CO₂ (CCS) een belangrijke technologie om op korte termijn de uitstoot van CO₂ uit fossiele bronnen te reduceren en tussentijdse emissiedoelen te kunnen halen. Vóór 2030 zal de CO₂ die kan worden afgevangen en opgeslagen vooral afkomstig zijn van bestaande ammoniak- en waterstofproductie uit aardgas en restgassen van raffinage en chemie. Restgassen blijven ook na 2030 een rol spelen, waarbij de herkomst steeds meer biogeen zal worden. Op de iets langere termijn worden negatieve emissies, door middel van afvang en opslag van CO₂ met een biogene oorsprong, steeds belangrijker (zie figuur B.10).

Zonder negatieve emissies is het in Nederland (en Europa) niet mogelijk om over ruim 15 jaar in de ETS1-sectoren – en over ruim 25 jaar voor alle grondgebiedemissies – op netto nul uit te komen. Negatieve emissies compenseren in 2050 restemissies uit vooral de landbouw, maar ook emissies van andere sectoren die dan nog fossiele brandstoffen gebruiken als energiebron. Het is daarbij wel noodzakelijk dat de stimulering van negatieve emissies door CO₂-opslag geregeld wordt in het EU-beleid. Dat is nu nog niet het geval.

Zoals hiervoor aangegeven en zichtbaar in figuur B.10 wordt in de trajecten een belangrijk deel van de relatief zuivere CO₂ die vrijkomt bij de biobrandstofproductie, in combinatie met waterstof aangewend om synthetische brandstoffen te produceren. Het overige deel wordt opgeslagen, wat leidt tot een voor Nederland belangrijke bron van negatieve emissies. Negatieve emissies – en CO₂-afvang in het algemeen – in de elektriciteitsproductie of warmteproductie komen vrijwel niet voor in de integrale trajecten. Er zijn hoge investeringen en veel energie nodig om CO₂ uit de verbrandingsgassen te halen. Bij elektriciteitscentrales die draaien op brandstoffen speelt bovendien een rol dat het zeer beperkte aantal vollasturen in 2050 die investeringen onrendabel maakt.

Figuur B.10
Herkomst en bestemming van afgevangen CO₂



Bron: PBL

Voor een efficiënte inzet van CO₂-opslagruimte kan het verstandig zijn om een CO₂-plafond in te stellen en die opslagruimte te veilen

Te weinig CO₂-opslagcapaciteit betekent dat klimaatneutraliteit niet haalbaar is of dat de kosten ervan sterk oplopen. Maar meer capaciteit dan strikt noodzakelijk vergroot de kans dat er een lock-in op fossiele energiedragers ontstaat waar dat met relatief weinig meerkosten te vermijden zou zijn.

Het is daarom verstandig om zorgvuldig te sturen op de inzet van CCS, om er zo voor te zorgen dat de opslagcapaciteit zo efficiënt mogelijk wordt benut, tot én na 2050.

Een evenwichtige strategie kan zijn om een plafond in te stellen voor de jaarlijkse CO₂-opslagcapaciteit, en dat af te stemmen op de hoeveelheid fossiele brandstoffen die gezien de beschikbaarheid van alternatieven onvermijdelijk is, of waarvoor gekozen is, en die hoeveelheid eventueel bij te stellen op basis van actuele inzichten.

Daarvoor is het belangrijk dat de schaarste voelbaar is voor de bedrijven die CCS afwegen tegen andere manieren om hun emissies omlaag te krijgen. Dit kan door een ruimer CO₂-opslagplafond te koppelen aan scherpere emissiereductiedoelen, actief te sturen op de uitfasering van fossiele energiedragers of door het beprijsen en beperken van CO₂-opslag via bijvoorbeeld een veiling van de beperkte CO₂-opslagruimte, bij voorkeur in Europees verband.

B.4 De transitie van de elektriciteitsvoorziening: CO₂-vrije elektriciteitsproductie, elektriciteitsnetten en flexibiliteit.

Productie en verbruik van elektriciteit nemen sterk toe en worden afhankelijker van het weer

In figuur B.11 is te zien dat niet alleen het verbruik van elektriciteit sterk toeneemt, maar ook dat de herkomst ervan sterk verandert. Windenergie op zee vormt daarbij het grootste aandeel van de elektriciteitsproductie. De productie- en consumptiepatronen van elektriciteit zullen ook veranderen. Door elektrificatie van ruimteverwarming hangt het momentane elektriciteitsverbruik voor een deel af van de buitentemperatuur. En met het groeiende aandeel van wind- en zonne-energie wordt ook de productie van elektriciteit veel afhankelijker van het weer.

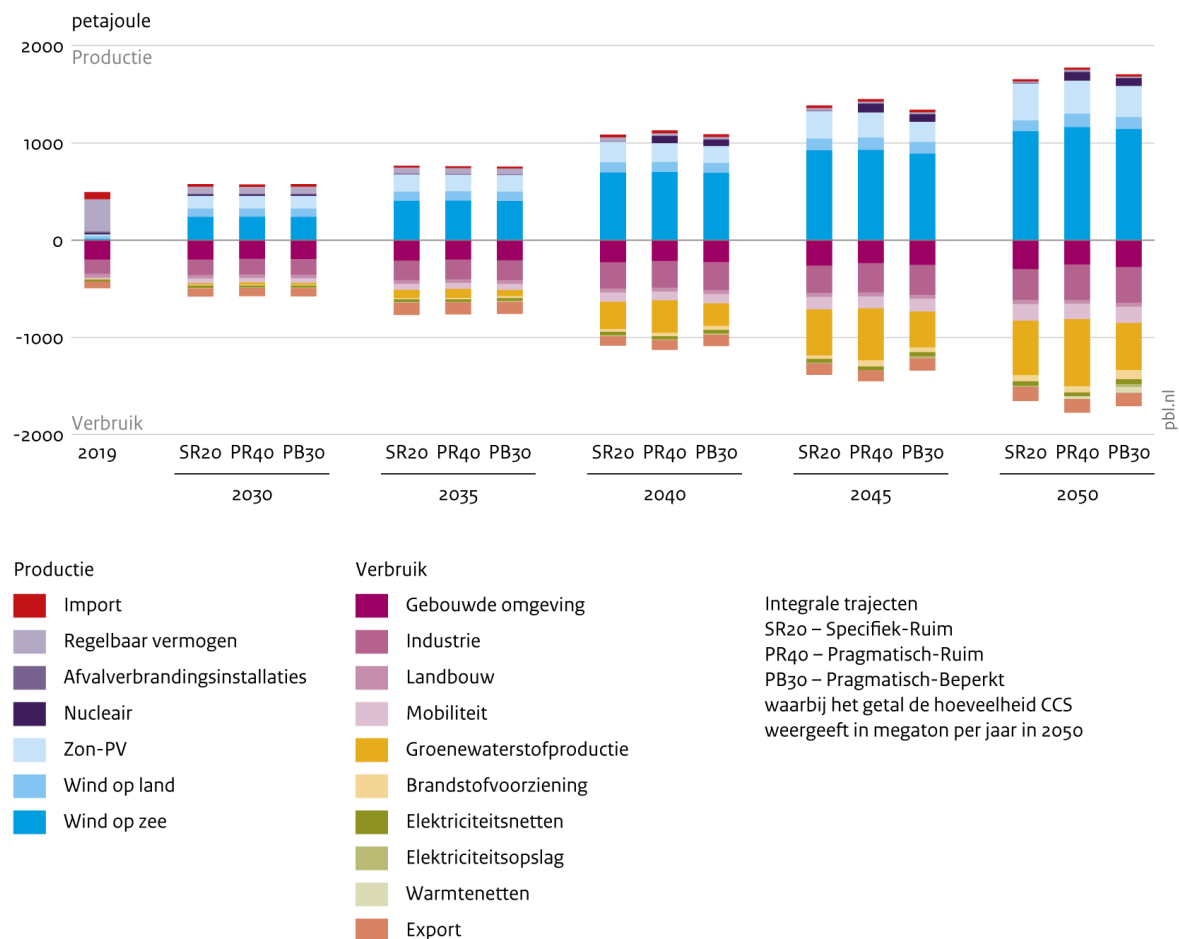
In figuur B.11 zijn beperkte verschillen te zien aan met name de productiekant tussen de verschillende trajecten richting klimaatneutraliteit. Dit komt doordat in alle trajecten en jaren de bouw van vooral windmolens op zee tegen de in deze studie veronderstelde bovengrenzen aanligt. Ook aan de verbruikskant zijn kleine verschillen te zien. Hier gaan echter aanzienlijke verschillen in invulling achter schuil, zoals elders in deze studie wordt toegelicht.

Nieuwe CO₂-vrije elektriciteitsproductie – wind-, zonne- en kernenergie – voorziet vooral in het groeiende verbruik van elektriciteit. Het voorziet minder in verdere daling van de broeikasgasemissies in de elektriciteitsproductie zelf. Deze emissies liggen – zeker voor 2040 – laag vergeleken met de meeste andere sectoren, maar niet op nul. Wel daalt de CO₂-uitstoot van de elektriciteitsproductie geleidelijk doordat pieklastcentrales steeds minder vollasturen maken. Ook bestaat een steeds groter deel van de brandstofinzet bij deze centrales uit klimaatneutrale brandstoffen.

Alle flexibiliteitsopties zijn nodig, maar het is onzeker welke opties waar en wanneer en in welke omvang ingezet zullen worden

In het huidige energiesysteem volgt de elektriciteitsproductie (aanbod) het elektriciteitsverbruik (vraag). Dit wordt met name gerealiseerd door op- en afregeling van elektriciteitscentrales op brandstoffen (regelbaar vermogen) en (internationale) uitwisseling van elektriciteit tussen gebieden met overschotten en tekorten. In de toekomst wordt de afstemming tussen elektriciteitsverbruik en productie een steeds grote opgave. Hiervoor zal de inzet van meer en andere flexibiliteitsopties nodig zijn om dit te bewerkstelligen, zoals opslag van elektriciteit, vraagsturing of afschakelen van windparken of zonnepanelen bij een overschot aan elektriciteitsproductie (curtailment). Elk van deze opties heeft verschillende specifieke kenmerken en eigenschappen, zoals de kosten, het potentieel, de duur van de periode waarover flexibiliteit kan worden geleverd, de beschikbaarheid en betrouwbaarheid en de energieverliezen die ermee gepaard gaan. Sommige opties zijn geschikt voor situaties met overschotten, andere voor situaties met tekorten en weer andere voor beide. Dit verklaart waarom alle flexibiliteitsopties nodig zijn en in alle doorgerekende trajecten voorkomen.

Figuur B.11
Elektriciteitsbalans



De omvang van de verschillende flexibiliteitsopties verschilt sterk tussen de doorgerekende integrale trajecten en laat – in lijn met andere studies – geen eenduidig beeld zien. Zo speelt het afschakelen van elektrolyzers die waterstof produceren in trajecten met relatief veel elektrolysecapaciteit een grote rol als vraagsturingsoptie. Maar als waterstof schaars is kunnen elektrolyzers die rol minder goed waarmaken, omdat ze dan meer vullasturen moeten maken om in de vraag te voorzien. Dan is er dus minder ruimte om terug te regelen wanneer de situatie daar om vraagt. In dat geval speelt elektriciteitsopslag een grotere rol, zowel om overschotten te absorberen als om de elektriciteit te leveren waarmee de elektrolyzers meer uren kunnen maken. Vraagsturing in de industrie wordt dan belangrijker.

Elektriciteitsnetten moeten fors worden opgeschaald

De groei van de elektriciteitsproductie en het elektriciteitsverbruik betekent een grote uitdaging voor de opschaling van de elektriciteitsnetten. Die uitdaging wordt nog groter door de fluctuerende elektriciteitsproductie uit wind en zon. Ook zullen er grotere pieken in het elektriciteitsverbruik ontstaan, onder meer door de elektrificatie van de warmteproductie in de gebouwde omgeving. Tot 2050 neemt de benodigde capaciteit van de elektriciteitsnetten in de verschillende trajecten ten opzichte van 2030 fors toe met gemiddeld een factor 1,5 tot 2,5 voor reguliere laag-, midden- en hoogspanningsnetten en een factor 2,5 tot 4 voor offshore-netten. Er blijven dus voor een lange periode grote investeringen in de elektriciteitsnetten nodig.

Meer windenergie en meer kernenergie maken klimaatneutraliteit wellicht mogelijk tegen minder kosten, maar dit is zowel wat betreft haalbaarheid als kosten erg onzeker

In lijn met het beleid van het kabinet Rutte IV gaan we in deze studie uit van maximaal 70 GW windenergie op zee en 3,5 GW kernenergie in 2050. Dat is weliswaar toereikend voor een klimaatneutraal systeem, maar de uitkomsten laten zien dat meer capaciteit tot lagere kosten zou kunnen leiden. Extra capaciteit zorgt er namelijk voor dat de momentane productie vaker toereikend is. Er zijn dan minder investeringen nodig in flexibiliteitsopties zoals elektriciteitsopslag en vraagsturing en de elektrolyzers voor de productie van groene waterstof kunnen beter benut worden. Ook de mogelijkheden voor directe elektrificatie zijn dan gunstiger. Dat geldt bij kernenergie sterker dan bij windenergie, omdat kerncentrales ook produceren wanneer zon- en windenergie – ook voor langere tijd – ontoereikend zijn. Vooral meer kernenergie draagt dus bij aan de robuustheid van het systeem, maar is niet per se nodig (zie bijvoorbeeld figuur B.7). Volgens de huidige beleidsuitgangspunten zal de realisatie van voldoende wind- en kernenergievermogen al een enorme inspanning vergen. Het gaat daarbij bijvoorbeeld om de benodigde elektriciteitsnetten, de beschikbare ruimte, maar ook het maatschappelijk draagvlak. Het is daarom erg onzeker of nog meer vermogen uit kern- en windenergie haalbaar is.

Daarnaast is het belangrijk om te benadrukken dat – vooral bij kernenergie – de gehanteerde kostenaannames uiterst onzeker zijn. Zo zijn de kostenoverschrijdingen bij recente bouwprojecten van kerncentrales veel groter dan de systeembrede kostenvoordelen van meer kernenergie. De verdere ontwikkeling van de bouwkosten zal daarom voor een belangrijk deel de doorslag kunnen geven in de beslissing voor nieuwe kerncentrales (TNO, 2022c; Witteveen en Bos, 2022). Maar ook de geschatte kosten voor windparken op zee zijn inmiddels fors omhoog bijgesteld ten opzichte van de kosten waarvan is uitgegaan in deze studie. Hier is een belangrijke onzekerheid in hoeverre de gestegen kosten in de toeleveringsketen en voor het net op zee structureel dan wel van voorbijgaande aard zijn (EZK, 2023c).

B.5 De transitie in de vraagsectoren: industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving, landbouw en landgebruik.

Industrie

Een klimaatneutrale industrie vereist grootschalige inzet van biobrandstoffen, groene waterstof, CO₂-vrije elektriciteit en gerecycled plastic

De emissies van de bestaande industriële activiteiten moeten fors omlaag. Tegelijkertijd moet de productie van niet-fossiele brandstoffen en feedstocks nog grotendeels worden opgebouwd. De productie van fossiele brandstoffen zal juist sterk dalen en op termijn verdwijnen. Dit kan ingrijpende gevolgen hebben voor de structuur en de ruimtelijke verdeling van de Nederlandse industrie.

Er is een groot aantal verschillende productieprocessen mogelijk om niet-fossiele brandstoffen en feedstocks te maken. Biograndstoffen en plastic afval kunnen als koolstofbron worden gebruikt. Daarnaast speelt waterstof ook een belangrijke rol als grondstof. Voor een deel zal in nieuwe productieprocessen gebruik gemaakt worden van bestaande installaties, bijvoorbeeld krakers in de chemie of raffinaderijen, maar er zullen ook nieuwe fabrieken en installaties nodig zijn.

Om het beslag op schaarse biograndstoffen en groene waterstof te beperken, is de recycling van plastics belangrijk. Dit past ook in het streven naar circulariteit. Recycling kan zowel mechanisch (sorteren-vermalen-opnieuw smelten) als chemisch (bijvoorbeeld via pyrolyse van plastics). Het is daarvoor noodzakelijk dat er beleid komt waarin gestuurd wordt op hoogwaardig gebruik van recyclaat, *design-for-recycling* en onderzoek naar optimale sorteertechnieken.

In alle trajecten richting klimaatneutraliteit elektrificeert de industrie op grote schaal door middel van warmtepompen en elektrische boilers bij lage- en middentemperatuurwarmte, en – op de wat langere termijn – hoge-temperatuurfornuizen. Zoals ook zichtbaar in de energiestroomdiagrammen (figuren B.5 tot en met B.9), leidt dit tot een toename in het verbruik van elektriciteit binnen de industrie met ten minste een factor tweeëneenhalf ten opzichte van 2019. Inclusief elektriciteit voor groene waterstof en de synthetische brandstoffen die daaruit geproduceerd worden, kan dit oplopen tot een elektriciteitsgebruik dat zes keer zo hoog is.

Import van producten op basis van groene waterstof is wellicht logischer dan import van groene waterstof zelf

Alle integrale trajecten gaan uit van een industrie waarvan de omvang vergelijkbaar is met de huidige en die internationaal concurrerend is. Veel energie-intensieve is in Nederland terechtgekomen omdat energie hier goedkoop was, maar het is niet vanzelfsprekend dat dat in de toekomst zo zal blijven. Voor zover de energie-intensieve industrie gebruik kan maken van biograndstoffen en in Nederland geproduceerde groene waterstof of van fossiele energie met CCS, is goed voorstelbaar dat productie in Nederland concurrerend is en op peil blijft. Maar in de trajecten waarin import van waterstof nodig is, verandert die situatie mogelijk.

Het transport van waterstof naar Nederland brengt – mede afhankelijk van herkomst en manier van transporteren – veel energieverliezen en kosten met zich mee. In plaats daarvan kan gekozen worden halffabricaten of tussenproducten te importeren uit landen waar goedkope groene waterstof beschikbaar is, en die in Nederland verder te verwerken. Dit kost minder energie en zou goedkoper kunnen zijn.

Een uitgesproken voorbeeld is ammoniak. Dat kan in Nederland gemaakt worden uit waterstof, maar ammoniak wordt ook gezien als een relatief goedkope manier om waterstof te transporteren. Dus als er waterstofimport nodig is voor de ammoniakproductie in Nederland, dan is het waarschijnlijk logischer om de ammoniak zelf te importeren.

Een belangrijk vraagstuk bij de import van waterstof – of producten op basis van waterstof – is of en wanneer er voldoende groene waterstof geproduceerd zal worden om in de wereldwijde vraag te voorzien. Totdat het zover is, is het wellicht verdedigbaar de betreffende industriële productie in Nederland te handhaven op basis van fossiele energie en CCS, voor zover eigen waterstofproductie niet toereikend is. Dit zou qua kosten waarschijnlijk gunstiger zijn en legt geen beslag op de schaarse waterstof die ook elders in de wereld nodig is voor de reductie van CO₂-emissies.

Verkleining van de industriële productie door verplaatsing van de energie-intensieve industrie naar het buitenland draagt waarschijnlijk niet bij aan mondiale emissiereductie

Verplaatsing van de bestaande energie-intensieve industrie (kunstmest, staal, chemie) naar het buitenland – ongeacht of dit wordt ingegeven door bedrijfseconomische overwegingen of door beleid – draagt tot 2050 waarschijnlijk niet bij aan het bereiken van mondiale klimaatdoelen. Het kan zelfs averechts uitwerken als productie elders meer emissies veroorzaakt. Verplaatsing van industrie omdat elders goedkoper en efficiënter emissievrij geproduceerd kan worden is waarschijnlijk iets wat pas op de langere termijn in beeld zal komen.

Als daarnaast de groei van nieuwe industrie rond de productie van hernieuwbare brandstoffen niet in Nederland plaatsvindt, levert dat ook geen negatieve emissies, terwijl die in alle integrale trajecten een rol spelen om de grondgebiedemissies in 2050 op nul te krijgen.

Wat daadwerkelijk gebeurt zal afhangen van beslissingen van bedrijven zelf. Dat hangt uiteraard ook weer af van het beleid in Europa en Nederland, bijvoorbeeld ten aanzien van strategische onafhankelijkheid of lokale leefomgevingskwaliteit.

Mobiliteit

Elektrificatie is de aangewezen oplossing voor klimaatneutraal wegverkeer in 2050, maar het Europese beleid is nog niet toereikend om volledige elektrificatie te realiseren

Zowel uit de sectorale als de integrale analyse blijkt dat elektrificatie de aangewezen optie is voor klimaatneutraal wegverkeer. Elektrificatie biedt belangrijke voordelen: het gaat gepaard met een grote efficiëntiewinst, het heeft de grootste ketenefficiëntie ten opzichte van andere verduurzamingsopties (biobrandstoffen en synthetische brandstoffen), het legt geen beslag op schaarse biograndstoffen en groene waterstof en naar verwachting wordt het ook de goedkoopste optie over de hele levenscyclus van voertuigen. Als de ontwikkeling van batterij-elektrische aandrijfsystemen achterblijft, dan blijft waterstof nog in beeld voor een deel van het zware vrachtverkeer voor met name de lange afstanden.

Het tempo van de elektrificatie van het wegverkeer wordt vooral gedicteerd door Europees beleid. Op het daarbij verwachte tempo van uitfasering van auto's met verbrandingsmotoren ligt de elektrificatie in 2050 nog niet op honderd procent. Dat hoeft niet erg te zijn: kort na 2050 zal volledige elektrificatie dan alsnog bereikt worden, en in 2050 zal er al geen hoog brandstofverbruik meer zijn. In 2050 kunnen de dan nog op brandstof rijdende auto's klimaatneutrale brandstoffen gebruiken, of – waarschijnlijk goedkoper – fossiele brandstoffen waarvan de emissies met negatieve emissies gecompenseerd worden.

In de lucht- en zeescheepvaart worden fossiele brandstoffen vervangen door niet-fossiele brandstoffen. De toepassing van methanol en ammoniak in de zeescheepvaart is onzeker

Zowel in de luchtvaart als de scheepvaart kan er nog efficiëntiewinst worden geboekt, maar de verduurzaming zal vooral plaatsvinden doordat fossiele brandstoffen worden vervangen door biodiesel, bio-kerosine, synthetische diesel, synthetische kerosine en methanol en/of ammoniak. De luchtvaart zal grotendeels aangewezen blijven op kerosine. De verduurzaming in de zeescheepvaart kan plaatsvinden met de inzet van biogene of synthetische koolwaterstoffen, methanol en/of ammoniak.

Klimaatneutrale methanol en ammoniak voor de zeescheepvaart kunnen met een iets betere ketenefficiëntie geproduceerd worden dan klimaatneutrale koolwaterstoffen. Methanol en ammoniak leggen daarvoor bij hetzelfde energieverbruik minder beslag op biograndstoffen en waterstof dan koolwaterstoffen. Maar de inzet van methanol en ammoniak vergen wel aanpassingen aan de motoren van schepen en aan de brandstofopslag. Het tempo waarop de zeescheepvaart die aanpassingen kan maken is onzeker. De ontwikkeling van schepen op ammoniak loopt zo'n tien jaar achter op die van methanol. Toch lijkt inzetten op ammoniak als koolstofvrije brandstof vanuit systeemperspectief robuuster: de waterstofbeschikbaarheid groeit op de langere termijn na 2050 waarschijnlijk verder door, en doordat er voor de productie van ammoniak alleen waterstof nodig is, hoeft er van de afgevangen CO₂ bij de biobrandstofproductie minder gebruikt te worden voor de synthetische brandstofproductie (CCU), en blijft er meer over voor CO₂-opslag.

De lagere energiedichtheid van methanol en ammoniak betekent dat de actieradius van zeeschepen lager is, tenzij brandstoftanks groter worden. Methanol en ammoniak kunnen in principe met een nog hogere efficiëntie ingezet worden in brandstofcellen, maar dit wordt vóór 2050 niet op grote schaal voorzien.

De productiekosten van klimaatneutrale brandstoffen liggen substantieel hoger dan die van fossiele brandstoffen. De schaarste van biograndstoffen en waterstof kan de prijzen nog verder opdrijven. Met name in de luchtvaart bepalen energiekosten een substantieel deel van de ticketprijzen. Dit zal dus invloed hebben op de omvang van de luchtvaart.

Bij goederenvervoer per schip bepalen de transport- en energiekosten maar een heel beperkt deel van de prijzen van de goederen. Volume-effecten zijn hierdoor niet zo voor de hand liggend. Verplaatsingseffecten, dat wil zeggen het tanken buiten Nederland of Europa, zijn hier juist wel goed denkbaar.

Gebouwde omgeving

Isolatie, warmtenetten en warmtepompen zijn de belangrijkste opties voor klimaatneutraliteit in de gebouwde omgeving. Grootschalige inzet van groengas en waterstof is niet waarschijnlijk

Er is een grote spreiding in de kosten en baten van technieken waarmee de gebouwde omgeving klimaatneutraal kan worden gemaakt. Dit komt door fysieke verschillen tussen gebouwen, door verschillen in stookgedrag en door lokale omstandigheden. Hierdoor is niet één aardgasvrij verwarmingssysteem overal de goedkoopste optie, maar wordt klimaatneutraliteit bereikt door een combinatie van isolatie, (hybride) warmtepompen, warmtenetten, groengas en waterstof.

Als we alleen vanuit de sector gebouwde omgeving kijken, lijkt de grootschalige inzet van waterstof en groengas in ketels of hybride warmtepompen in eerste instantie het meest aantrekkelijk. Gebruik van deze gassen gaat samen met relatief lage investeringen, weinig overlast voor bewoners en gebruikers van gebouwen, en relatief lage productiekosten (vooral bij groengas). De integrale analyse laat echter zien dat in 2050 waterstof en biograndstoffen dermate schaars zijn dat ze voor andere toepassingen zullen

worden gebruikt waarvoor geen alternatieven zijn, zoals voor de productie van vloeibare brandstoffen en feedstocks en voor industriële processen.

Door de schaarste van waterstof en groengas worden de prijzen ervan opgedreven tot (ver) boven de productiekosten, waardoor er in de integrale analyse bij de meeste gebouwen geen kostenvoordeel meer is ten opzichte van andere verduurzamingsopties. Warmtenetten, isolatie en benutting van omgevingswarmte met elektrische warmtepompen komen daardoor als de belangrijkste verduurzamingsopties naar voren, ondanks de hogere investeringen die ermee gemoeid zijn.

Snelle duidelijkheid over waar warmtenetten komen is nodig om te voorkomen dat de transitie in de gebouwde omgeving nog complexer en duurder wordt

Aanpassingen aan de gebouwde omgeving kosten veel tijd. Er zijn veel actoren betrokken, en het is van belang – zowel vanwege kosten als overlast – om zoveel mogelijk aan te sluiten bij natuurlijke investeringsmomenten. Daardoor is het niet mogelijk te wachten totdat er meer duidelijkheid is over technische ontwikkelingen. Het is verstandig om eerst te focussen op acties waarvan redelijk zeker is dat ze passen in een robuust traject naar klimaatneutraliteit in 2050, of waarbij er vóór 2050 nog een extra vervangingsmoment is. Tot robuuste acties worden gerekend: de ontwikkeling van kansrijke warmtenetten, het inzetten op (hybride) warmtepompen die het aardgasverbruik snel verminderen, beginnen met na-isolatie van de slechtst geïsoleerde woningen en gebouwen en het benutten van natuurlijke investeringsmomenten voor na-isolatie.

De gemeentelijke plannen voor verduurzaming van de gebouwde omgeving zijn in veel gevallen nog niet concreet. Zolang onduidelijk is in welke buurten welke verwarmingstechnieken zullen worden toegepast, blijft het onzeker welke verduurzamingsmaatregelen gebouweigenaren het beste kunnen nemen en hoe de behoefte aan infrastructuur zich zal ontwikkelen. Dat maakt het voor burgers, gebouweigenaren, warmtebedrijven en netbeheerders moeilijk om investeringsbeslissingen te nemen. Om kansrijke warmtenetten te kunnen ontwikkelen, is het van belang dat snel duidelijk is waar warmtenetten komen. Als die duidelijkheid lang op zich laat wachten, wordt het lastiger om ze te realiseren omdat een deel van de gebouwen dan al individueel is verduurzaamd met isolatie en (gedeeltelijke) elektrificatie.

Voor hybride warmtepompen komt er vóór 2050 nog een vervangingsmoment. Ze kunnen in een deel van de gevallen de definitieve oplossing zijn als de beschikbaarheid van waterstof en/of groengas uiteindelijk meevalt of als het gasgebruik bij nieuwe generaties hybride warmtepompen sterk daalt. Anders kunnen ze vervangen worden door volledig elektrische warmtepompen.

Ook is denkbaar dat een deel van het gasverbruik in 2050 nog wordt ingevuld met aardgas (zie bijvoorbeeld figuur B.8). Er moet dan wel uitzicht zijn op verdere uitfasering van dat aardgas, door vervanging met waterstof of groengas, of door warmtepompen.

Landbouw en landgebruik

De broeikasgasemissies in de sector Landbouw en landgebruik dalen, maar blijven onvermijdelijk aanwezig in 2050. Compensatie elders is nodig

De broeikasgasemissies in de sector Landbouw en landgebruik in 2050 liggen in de beschreven landbouwtrajecten tussen 9 en 12 megaton CO₂-equivalenten, ten opzichte van bijna 23 megaton nu. De uitstoot bestaat in 2050 vooral uit methaanemissies (door dieren en uit mest), gevolgd door lachgas (uit mest, kunstmest en bodems) en CO₂. Daarnaast veroorzaakt de ontwatering van veengronden nu en in de toekomst meer CO₂-uitstoot dan binnen Nederland kan worden vastgelegd in bossen en landbouwgronden. De landbouw- en landgebruikssector is daarmee de enige sector waarbij op voorhand vaststaat dat

broeikasgasemissies niet tot netto nul teruggebracht kunnen worden. Dit is alleen mogelijk als nog forsere ingrepen in omvang van de veestapel en landgebruik worden gedaan dan al in deze studie is verondersteld. Deze emissies moeten dus elders gecompenseerd worden. We daarbij uit van compensatie in andere sectoren – met name de industrie – maar wel *binnen* Nederland.

Om substantiële emissiereductie te bereiken, is een combinatie van maatregelen nodig die voor een lange periode consistent worden ingezet

Een combinatie van ingrepen is nodig om de broeikasgasemissies uit landbouw en landgebruik te verminderen. Dit betreft krimp van de veestapel, aanpassing van landbeheer en bemesting, managementmaatregelen, zoals precisiebemesting of rantsoenaanpassingen van het melkvee, en technische maatregelen, zoals stalaanpassingen. Veranderingen in landgebruik en bodembeheer kunnen maar in beperkte mate bijdragen aan de vermindering van de uitstoot, tenzij het gaat om ander gebruik van de veengronden. Bij veengronden kunnen veranderingen in landgebruik een verdere inklinking van de bodem voorkomen, waardoor er minder CO₂-uitstoot is.

De hierboven genoemde ingrepen leiden tot een betere bodemkwaliteit door koolstofvastlegging in landbouwbodems. De aanleg van bossen kan daarnaast bevorderlijk zijn voor de biodiversiteit. Zowel krimp van de veestapel als de aanleg van bossen en andere natuurgebieden vergen forse aanpassingen in de structuur van de landbouw. Bij een kleinere melkveestapel komt mogelijk bouwland beschikbaar voor andere teelten, zoals voor voedselgewassen of voor biograndstoffen. Vanwege de aard van veel van deze maatregelen vergt het een lange periode om significante reductie-effecten te bereiken. Langjarig consistent beleid is daarom belangrijk, gebaseerd op een duidelijke langetermijnvisie voor de landbouw en het landgebruik.

De glastuinbouw kan verduurzamen door een combinatie van energiebesparing, hernieuwbare warmte en elektrificatie. Geothermie en warmtepompen met warmte-koudeopslag zorgen daarbij voor een warmtevoorziening zonder brandstoffen. Dat betekent ook dat er binnen de glastuinbouw geen CO₂-bron meer is. Bij teelten die CO₂-bemesting nodig hebben zal de CO₂ van buiten de sector moeten komen.

B.6 Implicaties voor beleid

Geen grote tegenstrijdigheden tussen de integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050 en EU-beleid

Voor de periode na 2030 zijn er nog betrekkelijk weinig kwantitatieve doelen en instrumenten uitgewerkt, maar op hoofdlijnen zien wij geen grote tegenstrijdigheden tussen de kostenoptimale invulling van de meeste integrale trajecten en de oplossingsrichtingen waar het EU-beleid zich op richt. De trajecten met lagere CO₂-opslagplafonds (maximaal 30 megaton per jaar in 2050) sluiten het beste aan bij het beleid. Deze leunen minder zwaar op compensatie van restemissies door negatieve emissies, in lijn met veel EU-beleid dat er op gericht is de emissies binnen de sectoren zelf zo veel mogelijk te realiseren. Verder wordt er in veel trajecten al in een vroeg stadium ingezet op relatief dure technieken, zoals de productie van groene waterstof en synthetische brandstoffen. Ook dit past bij het opschalingsbeleid van de EU dat hier sterk op focust.

In lijn met het emissiehandelssysteem ETS₁, liggen de gezamenlijk broeikasgasemissies van industrie en elektriciteitsproductie volgens de berekeningen in 2040 rond de netto nul (zie figuur B.3). Dit is wel voor een deel afhankelijk van compensatie met negatieve emissies, onder andere bij de biobrandstofproductie. Voor negatieve emissies zijn nog geen voorzieningen binnen het EU-beleid. De in deze studie

berekende reductie van de broeikasgasemissies van de lucht- en zeescheepvaart in 2040 is waarschijnlijk voldoende voor de reductiedoelstelling voor het deel van de emissies dat onder het ETS₁ valt.

Het ETS₂ is het emissiehandelssysteem voor de gebouwde omgeving, de lichte industrie en het wegverkeer. Hierin moeten de emissies kort na 2044 op nul liggen, wanneer de laatste emissierechten uitgegeven worden. In 2045 zijn er in de trajecten echter nog substantiële CO₂-emissies in het wegverkeer en vooral de gebouwde omgeving⁴ (zie figuur B.3). Onduidelijk is, of en zo ja hoe, compensatie met negatieve emissies buiten het ETS₂ mogelijk wordt.

Een integrale afweging van beleid is nodig om onnodig hoge kosten of vertraging te voorkomen bij de transitie naar klimaatneutraliteit

In deze studie is een analyse gemaakt van mogelijke sectorale trajecten naar klimaatneutraliteit die zijn gebruikt in een integrale analyse van alle sectoren samen. De analyse laat zien dat het formuleren van beleidsdoelen en het ontwikkelen van beleidsinstrumenten voor de transitie naar klimaatneutraliteit een integrale afweging vergt. Dit is bijvoorbeeld belangrijk als het gaat om de verduurzaming van de internationale lucht- en zeescheepvaart en de daarmee samen gaande productie van klimaatneutrale brandstoffen die tijdig op gang moet komen. Deze sectoren maken nu geen onderdeel uit van de nationale emissiedoelen, maar zijn bij het formuleren van beleid voor emissiereductie een grote factor van betekenis.

De keuzes die worden gemaakt in de landbouwsector zijn bepalend voor de omvang van de restemissies uit die sector en daarmee ook voor de benodigde hoeveelheid negatieve emissies vanuit de industrie ter compensatie. Daarnaast zijn die keuzes van groot belang voor de hoeveelheid binnenlandse biograndstoffen die geleverd kunnen worden. Waterstof en groengas zijn nodig voor toepassingen waarvoor geen alternatieven zijn, waardoor (grootschalige) inzet in de gebouwde omgeving niet logisch is, ook al lijkt dat vanuit een sectoraal perspectief aantrekkelijk. Het tempo waarop de productie en de infrastructuur voor CO₂-vrije elektriciteit worden opgeschaald bepaalt mede het tempo waarop het wegverkeer klimaatneutraal kan worden. Deze en andere voorbeelden illustreren het belang van een integrale afweging.

De onzekerheden die met de transitie gepaard gaan vergen flexibel en adaptief beleid

De transitie naar een klimaatneutraal Nederland in 2050 vergt flexibel en adaptief beleid. Het onverkort vasthouden aan partiële en/of absolute doelen kan contraproductief zijn, zoals een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in 2035 of de uitfasering van alle fossiele energie in 2050. Zo kan het opleggen van een apart doel voor de elektriciteitssector er toe leiden dat BECCS wordt toegepast ten koste van goedkopere (BE)CCS elders, of het zou er toe kunnen leiden dat schaarse klimaatneutrale brandstoffen ingezet worden in de elektriciteitssector.

Dit geldt met name als de haalbaarheid van die doelen mede afhankelijk is van factoren waar het Nederlandse beleid geen of slechts beperkt invloed op heeft, zoals de feitelijke ontwikkeling van de economische structuur, de Europese beschikbaarheid van biograndstoffen en de opschaling van de import van groene waterstof.

⁴ Een één-op-één vergelijking is niet geheel mogelijk omdat het ETS₂ reductiepad is vastgesteld op basis van een ambitieuzer Europees doel – 90 procent emissiereductie in 2040 – dan waarvan deze studie uitgaat. Bij een ambitieuzer reductiepad zou het verschil kleiner worden, maar niet verdwijnen.

Op korte termijn is aanvullend beleid nodig om de markten voor klimaatneutrale energiebronnen en technieken tijdig (verder) te ontwikkelen

De dalende emissieplafonds van het ETS₁ en het ETS₂ leiden tot een – waarschijnlijk oplopende – prijs voor CO₂-uitstoot. Dit is een noodzakelijke, maar niet voldoende voorwaarde om de beoogde emissiereductie te realiseren. Bovendien kan de CO₂-prijs zonder aanvullend beleid zodanig hoog oplopen dat dit nevenschade veroorzaakt. Zo kunnen bedrijven er voor kiezen hun productie naar het buitenland te verplaatsen, of kunnen ongewenste inkomenseffecten ontstaan.

Op korte termijn is een forse opschaling van energiebronnen en technieken nodig, terwijl dit op het gebied van groene waterstof en geavanceerde biobrandstoffen – en dan met name op basis van houtige biograndstoffen, incl. houtige gewassen en houtige reststromen – nog nauwelijks is gestart. Voor groene waterstof moet nog een markt worden gevormd en ook de markt voor geavanceerde biograndstoffen moet fors worden opgeschaald, inclusief de bijbehorende leveringsketens.

Voor CO₂-opslag is de planning dat het Porthos-project⁵ in 2026 operationeel zal zijn. Voor het veel grotere Aramis-project⁶, dat in 2028 of 2029 operationeel moet zijn, is nog geen investeringsbeslissing genomen. Daarnaast is regulering van CO₂-opslag nodig om ervoor te zorgen dat de schaarse capaciteit zo goed mogelijk wordt benut. In samenhang daarmee is een EU-beleidskader voor negatieve emissies vereist. Daarbij is samenwerking met buurlanden verstandig, al dan niet vooruitlopend op de vorming van EU-beleid.

Ook voor andere energiebronnen en technieken is vergaande opschaling ten opzichte van de huidige volumes nodig, zoals voor CO₂-vrije elektriciteit, recycling van plastics en benutting van omgevingswarmte. Bij CO₂-vrije elektriciteit is het de vraag of het huidige marktontwerp en reguleringskader voldoende robuust zijn om de noodzakelijke investeringen in productiecapaciteit, elektriciteitsnetten en flexibiliteitsopties tijdig tot stand te laten komen en de kosten daarvan rechtvaardig te verdelen.

Er wordt veel nationaal beleid in gang gezet voor bijvoorbeeld nieuwe kerncentrales (EZK, 2024b), netverzwaring (EZK, 2023f), aanleg van warmtenetten (EZK, 2023g), CO₂-infrastructuur (EZK, 2023d) en de opschaling van de productie van bio-plastics en geavanceerde biobrandstoffen (EZK & I&W, 2022; PBL et al., 2024). In deze studie is niet expliciet onderzocht in welke mate het huidige beleid en het beleid in ontwikkeling voldoende bijdragen aan de realisatie van klimaatneutraliteit in 2050, maar duidelijk is dat aanvullend beleid op korte termijn nodig is om op koers te komen en te blijven. Deze studie biedt aanknopingspunten om dit nader te analyseren.

⁵ 2,5 megaton CO₂ per jaar, zie [CO₂-reductie door opslag onder de Noordzee - Porthos \(porthosco2.nl\)](https://porthosco2.nl)

⁶ Tot 22 megaton CO₂ per jaar, zie [Over | Aramis CCS \(aramis-ccs.com\)](https://aramis-ccs.com)

VERDIEPING

VERDIEPING

1 Inleiding

1.1 Nederland klimaatneutraal

Deze trajectverkenning klimaatneutraal (hierna: TVKN) onderzoekt welke ontwikkelingen in de Nederlandse samenleving mogelijk en/of nodig zijn om in 2050 een klimaatneutrale maatschappij te realiseren. Wat precies onder ‘klimaatneutraal’ wordt verstaan is nog niet volledig uitgekristalliseerd en onderwerp van discussie op mondiaal, Europees en nationaal niveau.

Netto nul op Nederlands grondgebied

In de context van deze studie gaan we er vanuit dat Nederland ten minste uit zou moeten komen op netto nul broeikasgasemissies in 2050 op het Nederlandse grondgebied. Aangezien de landbouw in 2050 significante restemissies heeft, betekent dit dat deze emissies *binnen* Nederland gecompenseerd dienen te worden. En hoewel nog niet duidelijk is welk deel van de emissies van de internationale luchtvaart en zeescheepvaart door de Europese Commissie worden betrokken bij de invulling van het doel van klimaatneutraliteit in 2050, gaan we er in deze studie van uit dat ook deze sectoren op netto nul emissies uit moeten komen. Voor deze studie betekent dit dat alle brandstoffen die worden getankt in Nederland in 2050 klimaatneutraal moeten zijn (zie kader 1.1).

De transitieopgave is breder dan de energietransitie

Het accent van deze studie ligt op de technische invulling van een klimaatneutraal energiesysteem, die de driehoek ‘schoon’ (klimaatneutraliteit), ‘betaalbaar’ (tegen de laagste nationale kosten) en ‘betrouwbaar’ (beschikbaarheid van energiedragers) afdekt. Andere publieke belangen zijn niet expliciet meegenomen in de analyse. Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) noemt er nog vijf, naast duurzaamheid, betaalbaarheid en betrouwbaarheid: veiligheid, leefomgevingskwaliteit, participatie, rechtvaardigheid en economische kracht (EZK, 2023e; PBL, 2023f). Ook zijn er andere grote transitieopgaven in de leefomgeving die direct en indirect samenhangen met de energietransitie, zoals het tot stand brengen van een volledig circulaire economie in 2050 of het ruimtegebruik en de inrichting van Nederland. Ook deze opgaven zijn in deze studie niet expliciet meegenomen.

Deze studie kan een startpunt vormen voor vervolgstudies die op dergelijke onderwerpen ingaan. De resultaten kunnen dan ook worden benut bij de verdere uitwerking van het NPE en de nog te maken afwegingen tussen publieke belangen. Allerlei keuzes – worden technieken wel of niet ingezet, in welke sectoren en in welk tempo – hebben invloed op de hoogte en verdeling van kosten en gevolgen voor de leefomgeving en het toekomstig verdienvermogen van Nederland. Ook zullen technische ontwikkelingen, voortschrijdend inzicht en vragen vanuit politiek en samenleving aanleiding kunnen zijn tot actualisering en verbreding van deze studie.

Kader 1.1 Van Parijs (via Brussel) naar Den Haag

Beperking van de mondiale temperatuurstijging volgens het akkoord van Parijs vergt een wereldwijde reductie van de uitstoot van broeikasgassen. Maar daarmee is nog niet evident wat Nederland zou moeten doen. Hier lichten we toe hoe we van de mondiale opgave zijn gekomen tot de Nederlandse bijdrage die we in deze studie hanteren.

Het akkoord van Parijs en de mondiale uitstoot

In het akkoord van Parijs hebben deelnemende partijen afgesproken de wereldwijde temperatuurstijging te beperken tot ruim onder 2 graden Celsius en zich in te spannen voor beperking tot 1,5 graad, ten opzichte van het pre-industriële niveau (UNFCCC, 2015). Uitgaande van een lineaire afname van de uitstoot van broeikasgassen, en afhankelijk van de klimaatgevoeligheid en andere onzekerheden, moet voor 1,5 graad de mondiale uitstoot tussen 2030 en 2060 tot (netto) nul zijn teruggebracht, en voor 2 graden tussen 2070 en 2080. Deze tijdslijn kan wellicht nog iets worden opgerekt, als in het tweede deel van de eeuw de uitstoot per saldo kan worden omgebogen in netto vastlegging van CO₂. De mogelijkheden daartoe zijn echter begrensd (IPCC, 2023a, 2023b).

Rijkere landen, grotere bijdrage

Algemeen wordt aangenomen dat het rechtvaardig is dat rijkere landen bij klimaatactie het voortouw nemen, gegeven de hogere historische bijdrage aan de mondiale emissies, de relatief hoge huidige uitstoot per inwoner, en de sterkere schouders. In internationaal verband gaat de discussie over een rechtvaardige bijdrage voornamelijk vaak over twee aspecten: het eerder en dieper terugdringen van de 'eigen' uitstoot door rijkere landen en het financieel bijdragen aan de transitie en het tegengaan van de klimaatschade in armere landen. Verschillende perspectieven op rechtvaardigheid, in samenhang met wat haalbaar is, zijn uiteindelijk bepalend bij het vaststellen van emissiereductiedoelen voor lidstaten (PBL, 2024g).

De Europese klimaatwet

Om invulling te geven aan deze rechtvaardige bijdrage heeft de Europese Unie in juni 2021 de doelstelling om de Europese uitstoot van broeikasgassen in 2050 tot netto nul terug te dringen vastgelegd in de Europese klimaatwet (EC, 2021c). De doelstelling omvat alle emissies en vastleggingen op Europees grondgebied voor zover die gereguleerd zijn in Unie-wetgeving.

Nederlandse bijdrage

Nederland sluit aan bij deze afbakening, en heeft zijn bijdrage in de aangescherpte nationale Klimaatwet (Staatsblad, 2023) vastgelegd als 'klimaatneutraliteit voor Nederland in 2050'. De kamerbrief 'Naar een beleidsagenda voor een Klimaatneutraal Nederland' (EZK, 2023a) geeft aan dat dit betekent dat Nederland zich tot het uiterste zal inspannen om de uitstoot binnen de landsgrenzen zo ver te reduceren dat er nauwelijks nog broeikasgasemissies zijn, maar daarbij wel de mogelijkheid openhoudt om een deel van de resterende uitstoot buiten Nederland maar binnen de EU te compenseren. Dat kan door vastlegging van CO₂ in bijvoorbeeld bossen of opslag onder de grond. Het openhouden van deze mogelijkheid laat onverlet dat ook wordt gekeken of compensatie binnen Nederland kan worden gerealiseerd, met name door ondergrondse opslag van biogene CO₂ (zogenaamde 'negatieve emissies').

De invulling van klimaatneutraliteit voor Nederland

De exacte betekenis van klimaatneutraliteit voor Nederland is dus nog niet geheel uitgekristalliseerd. Maar aangezien Nederland heeft vastgelegd dat er in 2050 'nauwelijks nog broeikasgasemissies' mogen zijn en Nederland misschien zelfs op netto negatieve emissies zal moeten uitkomen, gaan we er in de context van deze studie vanuit dat Nederland ten minste uit zou moeten komen op netto nul broeikasgasemissies in 2050. Restemissies in 2050, met name in de landbouw zullen dus *binnen* Nederland

gecompenseerd moeten worden. Omdat er naar verwachting mondiaal te veel CO₂ wordt uitgestoten om de temperatuurdoelstelling uit het Parijsakkoord te halen, zijn ook negatieve emissies nodig om deze CO₂ weer uit de lucht te halen. Dit gaat verder dan het alleen compenseren van nationale emissies. Ook hier speelt de vraag wat rechtvaardig en haalbaar is.

Inclusief internationale luchtvaart en zeescheepvaart

En hoewel nog niet duidelijk is welk deel van de emissies van de internationale luchtvaart en zeescheepvaart onder het Europese doel van klimaatneutraliteit in 2050 valt, gaan we er in deze studie van uit dat ook deze sectoren op netto nul emissies uit moeten komen. Voor deze studie betekent dit dat alle brandstoffen die worden getankt in Nederland in 2050 klimaatneutraal moeten zijn. Op dit punt gaan wij dus verder dan veel andere studies waarin bunkerbrandstoffen niet of alleen gedeeltelijk meegenomen worden.

1.2 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 beschrijft de opzet, reikwijdte en uitgangspunten van deze studie, en de aanpak op hoofdlijnen. De eerste stap in deze aanpak brengt mogelijke transitiepaden of *trajecten* voor de verschillende vraagsectoren in kaart. Hoofdstuk 3 beschrijft deze voor achtereenvolgens de sectoren industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw, landgebruik en glastuinbouw. De tweede stap brengt de bandbreedte voor het beschikbare aanbod van benodigde energiebronnen en energiedragers in kaart. Dit is het onderwerp van hoofdstuk 4, dat achtereenvolgens ingaat op de aanbodsectoren elektriciteit, biograndstoffen en waterstof. Hiermee zijn de bouwstenen van de integrale analyse beschreven. Als intermezzo beschrijft hoofdstuk 5 dan eerst de Europese beleidscontext, omdat deze zowel qua doelen als instrumenten bepalend is voor de transitie naar een klimaatneutrale samenleving.

Hoofdstuk 6 gaat uitvoerig in op de derde stap in de aanpak, namelijk een integrale analyse met het OPERA-model⁷. Na een introductie in paragraaf 6.1 van hoe de verschillende integrale trajecten zijn vormgegeven, beschrijft paragraaf 6.2 het resulterende beeld op hoofdlijnen aan de hand van drie illustratieve trajecten die ook in de hoofdbevindingen aan de orde komen. Daarna gaan de paragrafen 6.3 t/m 6.6 achtereenvolgens in op kosten (en de interpretatie daarvan), de brandstofvoorziening (inclusief grondstoffen voor de chemie en gebruik en opslag van CO₂), de elektriciteitsvoorziening en de modelresultaten voor de verschillende vraagsectoren. Het hoofdstuk sluit af met paragraaf 6.7 dat de uitkomsten van de integrale analyse vergelijkt met specifieke (Europese) beleidsdoelen zoals beschreven in hoofdstuk 5.

Ten slotte vergelijkt hoofdstuk 7 de belangrijkste uitkomsten van de analyse met die van andere vergelijkbare studies en omvat het een inventarisatie van onderwerpen voor vervolgonderzoek. In de bijlagen is meer informatie over de modellering, de kosten van technieken en prijzen van energiedragers en toelichting bij gebruikte termen te vinden.

De hoofdstukken 3 en 4 over de vraag- en aanbodsectoren zijn gebaseerd op achtergrondrapporten en notities die gelijktijdig met dit hoofd rapport zijn gepubliceerd⁸. In de bijlagen wordt nader ingegaan op het gebruikte OPERA-model en de aannames voor kosten en prijzen. De emissiereductietechnieken die

⁷ OPERA staat voor 'Option Portfolio for Emission Reduction Analysis'.

⁸ <https://www.pbl.nl/publicaties/trajectverkenning-klimaatneutraal-2050>

worden toegepast in het OPERA-model inclusief de kosten daarvan zijn beschreven in een verzameling factsheets⁹. Alle data (input en output) van de uitgevoerde analyses worden via de PBL-website beschikbaar gemaakt.

2 Opzet, scope, uitgangspunten

De trajectverkenning klimaatneutraal (hierna: TVKN) onderzoekt welke ontwikkelingen in de Nederlandse samenleving mogelijk en/of nodig zijn om in 2050 een klimaatneutrale maatschappij te realiseren en hoe de weg daarnaartoe er uit zou kunnen zien. Het gaat daarbij om het energieverbruik en bijbehorende emissies in de verschillende sectoren, de energievoorziening, opslag en vastlegging of benutting van CO₂, en de uitstoot van overige broeikasgassen in met name de landbouw.

Daarvoor is een 'bottom-up' analyse van de verschillende vraag- en aanbodsectoren gebruikt als invoer voor een integrale analyse met behulp van het kostenoptimalisatiemodel OPERA. De uitkomsten van de integrale analyse worden vergeleken met de uitkomsten van de afzonderlijke analyses van de vraag- en aanbodsectoren, waarbij inzichtelijk wordt gemaakt wat robuuste en onzekere elementen zijn in de transitie en wat de dilemma's en keuzemogelijkheden zijn. Omdat niet alleen naar een eindbeeld in 2050 wordt gekeken, maar ook naar de trajecten op weg daar naartoe, wordt ook inzichtelijk wanneer in de tijd welke dilemma's en keuzes aan de orde zijn. De studie geeft tenslotte op hoofdlijnen inzicht in aanknopingspunten voor (nieuw) beleid om klimaatneutraliteit in 2050 te realiseren.

2.1 Aanpak op hoofdlijnen

Methode voor bepalen integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050.

Figuur 2.1 toont de aanpak op hoofdlijnen. De analyse is gestart met het vaststellen van de bandbreedtes van de maximale beschikbaarheden van energiebronnen en energiedragers. Daarbij is rekening gehouden met het haalbare uitroltempo van de benodigde winnings- en conversietechnieken. Het gaat daarbij om elektriciteit (vermogen van wind-, zon- en kernenergie), biograndstoffen (productie in Nederland en import) en waterstof (opgesteld vermogen van elektrolyzers en import). De beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof is binnen een Europese context vastgesteld, zie hoofdstuk 4.

Daarnaast zijn mogelijke sectorale trajecten naar klimaatneutraliteit in kaart gebracht voor de onderscheiden vraagsectoren (industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en landbouw en landgebruik), zie hoofdstuk 3. Voor elke vraagsector zijn twee tot vier trajecten uitgewerkt die – met uitzondering van de landbouw – in 2050 op netto nul emissies uitkomen. De sectorale trajecten zijn kwantitatief uitgewerkt, met een specificering van de toepassing van technieken, het bijbehorende energiegebruik en de emissies. Hierbij is gebruik gemaakt van bestaande literatuur en inzichten over technieken en beleid. Voor alle vraag- en aanbodsectoren zijn achtergrondrapporten geschreven, die tegelijk met dit hoofdrapport zijn gepubliceerd¹⁰.

Deze sectorale analyses vormen de invoer voor de integrale systeemanalyse waarin ruim 30 integrale

⁹ <https://energy.nl/datasheets/>

¹⁰ <https://www.pbl.nl/publicaties/trajectverkenning-klimaatneutraal-2050>

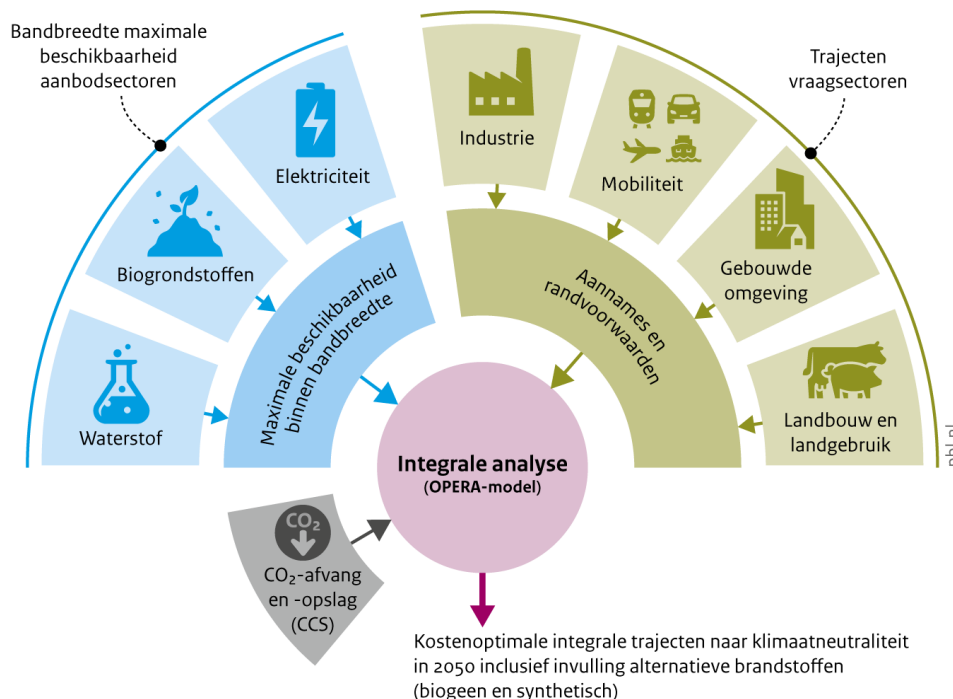
trajecten zijn doorgerekend, die tegen de laagste nationale kosten naar klimaatneutraliteit in 2050 leiden. Hierbij zijn de bandbreedtes van de maximale beschikbaarheden van de aanbodsectoren (inclusief CO₂-afvang en -opslag, CCS) en de sectorale trajecten van de vraagsectoren gebruikt om aannames en randvoorwaarden te formuleren waaraan de integrale trajecten moeten voldoen. De kosten omvatten – anders dan in een maatschappelijke kosten- en batenanalyse (MKBA) – alleen directe kosten zoals investeringen, bedienings- en onderhoudskosten en energiekosten en -baten (zie ook kader 2.1 en bijlages 1 en 2).

De trajecten van de vraagsectoren en de potentiëlen van de aanbodsectoren zijn *niet* 1-op-1 overgenomen in de modelberekeningen. Ze zijn immers niet op voorhand op elkaar afgestemd. Hierdoor zijn niet alle combinaties van sectorale trajecten en aanbodpotentiëlen onderling verenigbaar. Als de trajecten van verschillende vraagsectoren bijvoorbeeld zwaar inzetten op het gebruik van groengas en klimaatneutrale brandstoffen dan kan dat leiden tot een gezamenlijk verbruik van biograndstoffen en waterstof dat (veel) groter is dan de veronderstelde maximale beschikbaarheid. Binnen de integrale analyse als dit maximum niet overschreden worden.

De productie van klimaatneutrale brandstoffen (biogeen of synthetisch) is bepaald als onderdeel van deze integrale trajecten zoals beschreven in hoofdstuk 6, aan de hand van de ontwikkeling van het verbruik van klimaatneutrale brandstoffen en de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof, en dus niet uitgewerkt als onderdeel van de industrietrajecten (zie paragraaf 3.1).

Figuur 2.1

Methode voor bepalen integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050



Bron: PBL

Kader 2.1 Kostenoptimaliteit, het nationale kostensaldo en de betekenis van oplopende kosten

Alle integrale trajecten weerspiegelen het kostenoptimale pad, dat wil zeggen het pad dat gegeven de betreffende uitgangspunten tegen minimale totale nationale kosten naar klimaatneutraliteit leidt.

Het nationale kostensaldo

Het kostenbegrip dat ten grondslag ligt aan de kostenoptimalisatie is het nationale kostensaldo (PBL & CPB, 2020), zie ook bijlage 3. Het gaat hier concreet om de minimale netto contante waarde van de nationale kosten gedurende 25 jaar (2026-2050), bij een discontovoet van 2,25 procent. Nationale kosten zijn de directe kosten vanuit maatschappelijk perspectief en omvatten hier investeringskosten (inclusief retrofit), bedienings- en onderhoudskosten, en energiekosten en -baten op basis van internationale handelsprijzen. Uitvoeringskosten van beleid zijn hier niet inbegrepen: de trajecten omvatten geen beleid. Dat betekent ook dat eindgebruikerskosten en overheidskosten niet vast te stellen zijn. Aard en maatvoering van beleidsinstrumenten bepalen immers zowel de uitvoeringskosten als de verdelingseffecten.

De betekenis van oplopende kosten

Afwegingen anders dan het nationale kostensaldo spelen alleen een rol voor de uitkomsten in een bepaald jaar als ze vertaald zijn in randvoorwaarden voor de kostenoptimalisatie. Voorbeelden zijn de uitfasering van fossiele energiedragers, beperking van het primaire energiegebruik en begrenzing van CO₂-opslag. Bij de vergelijking tussen verschillende integrale trajecten maken oplopende kosten bij uitdager uitgangspunten zichtbaar dat het bereiken van klimaatneutraliteit steeds ingewikkelder en moeilijker wordt, tot het punt waarop – gegeven de aannames – klimaatneutraliteit technisch niet meer mogelijk is. Ondanks de belangrijke rol van kosten en kostenminimalisatie bij de vormgeving van de integrale trajecten, gebruiken we in dit rapport kosten alleen om trajecten onderling te vergelijken. De analyse levert geen informatie op over de absolute systeemkosten of de meerkosten van klimaatneutraliteit.

Absolute kosten kunnen niet worden bepaald

De absolute systeemkosten zijn niet vast te stellen, omdat ze niet eenduidig af te bakenen zijn. De kosten van energieverbruik worden altijd meegenomen, maar bij investeringskosten ligt dat gecompliceerder. Zo worden bij voertuigen de totale investeringskosten meegenomen en bij gebouwen alleen de investeringskosten van vraagreductiemaatregelen en verwarmingsinstallaties. Bij schepen en vliegtuigen ontbreken investeringskosten omdat die niet relevant zijn voor de afwegingen: het leeuwendeel van de kosten van verduurzaming zit in het energiegebruik en niet in de aanpassing van schepen of vliegtuigen. De gebruikte informatie is voldoende om uit te rekenen wat de kostenoptimale manier is om klimaatneutraliteit te bereiken en om trajecten met elkaar te vergelijken, want daarvoor hoeven alleen de kostenverschillen bekend te zijn.

Meerkosten van klimaatneutraliteit niet vastgesteld

Voor het vaststellen van de meerkosten van klimaatneutraliteit is het nodig om te vergelijken met een referentietraject waarin klimaatneutraliteit niet bereikt wordt. Dit is niet opgesteld, omdat het een uitgebreide analyse vergt hoe de situatie er dan uit zou kunnen zien, waarbij ook rekening gehouden moet worden met de situatie waarin ook andere EU-landen klimaatneutraliteit niet of later behalen. Ook verandert onder invloed van de transitie de internationale context, zoals de Nederlandse afzet van brandstoffen in het buitenland. En de internationale elektriciteitsprijzen en de import- en exportpatronen voor elektriciteit zijn afhankelijk van hoe die elektriciteit binnen Europa wordt opgewekt. Nationale en internationale effecten zijn daarmee niet goed van elkaar te onderscheiden.

Alleen overkoepelende doelen, geen beleidsinstrumenten of sectorale doelen

De integrale trajecten gaan niet uit van beleidsinstrumenten of specifieke sectorale of technische doelen, maar alleen van overkoepelende doelen voor broeikasgasemissies (zie paragraaf 2.2). Deze worden in een aantal gevallen aangevuld met – eveneens overkoepelende – doelen voor energiebesparing en de uitfasering van fossiele energiedragers (zie paragraaf 6.1). Wel worden de uitkomsten in paragraaf 6.7 vergeleken met waar bestaand en voorgenomen beleid of specifieke (Europese) doelen zich op richten. Het gebruik van overkoepelende doelen betekent dat de afzonderlijke sectoren in de integrale analyse niet op nul emissies hoeven uit te komen, zolang er in de andere sectoren voldoende negatieve emissies zijn.

Aanbodsectoren en CCS: de maximale beschikbaarheden

Bij de aanbodsectoren en CCS is voor de gehanteerde potentiëlen over de periode 2030-2050 voor ieder afzonderlijk integraal traject een specifieke waarde gekozen die tussen de onderkant en de bovenkant van de bandbreedte ligt (zie tabel 2.1). Die waarde is een maximum – het is immers een potentieel – en de inzet in het berekende integrale traject kan dus ook *lager* uitkomen.

Tabel 2.1

Bandbreedtes van de maximale beschikbaarheid uit de aanbodsectoren (zie hoofdstuk 4 voor de details) en voor CCS zoals gehanteerd in de integrale trajecten. Als er geen bandbreedte is benoemd, dan geldt het betreffende getal in alle integrale trajecten als maximum

		2030	2040	2050
Elektriciteit	Wind op zee (GW)	13*	40,5*	70*
	Wind op land (GW)	7,8	8,9	9,9
	Zon-PV (GW)	41	78	132
	Kernenergie (GW)	0,5	0-3,5*	0-3,5*
Biograndstoffen	Nederland (petajoule)	110-150	115-190	125-215
	Import (petajoule)	310-420	435-750	555-1075
	Totaal (petajoule)	420-570	550-940	680-1305
Waterstof	Elektrolyzers (GW _e)	4-9	10-22	15-35
	Import (megaton**)	0,2	0,32-0,65	1,3-2,6
CCS	Opslagcapaciteit (megaton per jaar)	15	27,5-35	20-50

* NB: Er is zijdelings gekeken naar de impact op het energiesysteem bij een hogere bovengrens voor kernenergie of windenergie (zie kader 6.6 in paragraaf 6.5.2).

** De hoeveelheid energie in één megaton waterstof is 120 petajoule of 33,3 TWh.

Vraagsectoren: keuzeruimte waarbinnen integrale trajecten worden vormgegeven

Bij de vraagsectoren vormt de ruimte die omspannen wordt door de verschillende in kaart gebrachte sectorale trajecten de keuzeruimte waarbinnen kostenoptimale integrale trajecten vormgegeven kunnen worden. Dat betekent concreet dat in de integrale trajecten alleen die emissiearme of -vrije technieken toegepast worden die ook in de sectorale trajecten voorkomen, dat de toepassing en ingroeiselheid van die technieken niet boven de maximale waarden in de verschillende sectorale trajecten mogen liggen, en ook dat de snelheid waarmee de sector in zijn totaliteit kan verduurzamen niet hoger kan liggen dan in de sectorale trajecten.

Tabel 2.2 laat zien voor welke emissiereductie maatregelen de sectorale trajecten de keuzeruimte definiëren. De maximale toepassing van een maatregel in een bepaald jaar wordt uitgedrukt als percentage van de fysieke grootheid die het toepassingsgebied van een techniek definieert. Dat kan bijvoorbeeld datgene zijn wat door de techniek geproduceerd of vervangen wordt (ethyleen, staal), een activiteit die ingevuld

wordt door de techniek (voertuigkilometers), of de fysieke omgeving waarbinnen een techniek wordt toegepast (aantal woningen of woningequivalenten). Bij bijvoorbeeld elektrisch kraken is er sprake van productie van ethyleen, maar bij mechanische en chemische recycling van plastics juist van vervanging van ethyleen: door meer plastic te hergebruiken is minder ethyleenproductie nodig. Technieken die op deze manier aan dezelfde fysieke grootheid gekoppeld zijn, concurreren met elkaar.

Tabel 2.2

Belangrijkste technieken of maatregelen waarvoor de trajecten van de vraagsectoren de maximale toepassing in de integrale trajecten bepalen

Vraagsector (aantal trajecten)	Emissiereductiemaatregel	Percentage van
Wegverkeer en binnenvaart (2)	Elektrificatie personenauto's	Voertuigkilometers
	Elektrificatie zwaar vrachtverkeer	Voertuigkilometers
	Elektrificatie licht vrachtverkeer	Voertuigkilometers
	Elektrificatie, waterstof bij binnenvaart	Tonkilometers
Scheepvaartbunkers (2)	Schepen aangepast voor methanol	Energiegebruik
	Schepen aangepast voor ammoniak	
	Schepen aangepast voor LNG	
Industrie (3)	Ethyleenproductie door elektrisch kraken	Ethyleenproductie
	Mechanisch recyclen van plastics	Ethyleenproductie
	Chemisch recyclen van plastics	Ethyleenproductie
	Ammoniakproductie via elektrolyse	Ammoniakproductie
	Staalproductie o.b.v. directe reductie met waterstof of aardgas	Staalproductie
Gebouwde omgeving (4 trajecten)	Woningen per isolatielabelklasse: D of hoger, B of hoger, A of hoger, A+ of hoger	Woningen
	Utiliteitsgebouwen per isolatielabelklasse: label D of hoger, B of hoger, A of hoger, A+ of hoger	Woningequivalenten
	Woningen met elektrische warmtepompen, hybride warmtepompen, stadsverwarming	Woningen
	Utiliteitsgebouwen met elektrische warmtepompen, hybride warmtepompen, stadsverwarming	Woningequivalenten
Landbouw en landgebruik (3)	Krimp van de veestapel	Veestapel

2.2 Algemene uitgangspunten

Ontwikkelingen volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2022

Deze studie gaat uit van de demografische en – gematigde – economische groei afkomstig uit de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (verder aangeduid met KEV2022) (PBL, 2022b). De KEV2022 loopt tot 2040. Voor de periode van 2040 tot 2050 is gebruik gemaakt van een extrapolatie van de KEV2022 op basis van een studie van TNO (TNO, 2023b). Ook de daarvan afgeleide omvang van energiediensten- of functies (huizen verwarmen, industriële processen ondervuren, autokilometers rijden, staal produceren) is grotendeels ontleend aan deze studies. Er is wel een aantal uitzonderingen. Zo zal de productie van brandstoffen voor het wegverkeer in omvang afnemen doordat het wegverkeer elektrificeert, en de veestapel krimpen vanwege de stikstofproblematiek (zie paragraaf 3.4). En bij de zeescheepvaart liggen de bunkervolumes op termijn lager dan in de genoemde studies (zie verder paragraaf 3.2).

In deze studie wordt gerekend met een economische structuur die niet wezenlijk verandert in de tijd, tenzij veranderingen rechtstreeks voortvloeien uit een transitie naar een klimaatneutrale samenleving of de realisatie van beleidsdoelen buiten het energiedomein (vooral de landbouw). Dit uitgangspunt is

gehanteerd omdat we met deze studie in beeld willen brengen of en hoe zonder ingrijpende veranderingen in productie en consumptie Nederland klimaatneutraal zou kunnen worden en waar dan de grootste uitdagingen liggen.

We beweren dus *niet* dat een verdergaande verandering in economische structuur niet nodig zou zijn. Sterker nog, we laten zien dat klimaatneutraliteit in 2050 technisch weliswaar haalbaar zou kunnen zijn, maar dat dit buitengewoon ambitieus is en dat dus (vergaand) ingrijpen in de productie en/of consumptie in Nederland (bijvoorbeeld lagere productie en consumptie van vlees, minder vliegen, minder autorijden) een verdedigbare strategie kan zijn om de klimaatdoelen te halen (PBL & VU, 2024). Bovendien: of en in welke mate het uit oogpunt van het tegengaan van klimaatverandering zinvol is om in te grijpen, hangt mede af van de vraag of het onderdeel uitmaakt van een nationale of internationale aanpak. Alleen bij een internationale (tenminste Europese) aanpak is dit naar verwachting effectief. Bij alleen nationaal ingrijpen in de productie zal vooral verplaatsing van productie en emissies optreden. We komen hier in hoofdstuk 6 op terug.

Energiegebruik en energiebesparing

Het energiegebruik is niet ontleend aan de KEV2022, maar wordt bepaald door de technieken – inclusief energiebesparende zoals isolatie en efficiëntere apparaten – die de energiediensten en -functies invullen. Het energiegebruik en de bijdrage van energiebesparing komen dus tot stand als onderdeel van de kostenoptimalisatie in OPERA.

Betrouwbaarheid energievoorziening

Sommige studies gaan uit van een ‘value of lost load’ (VOLL) waarmee een waarde wordt toegekend aan de niet ingevulde vraag, maar in deze studie wordt een strikt uitgangspunt gehanteerd: de hele niet terugregelbare energievraag moet op elk moment ingevuld worden. Als aanvullende randvoorwaarde is opgelegd dat er altijd voldoende regelbaar vermogen (inclusief kernenergie) moet zijn om langdurige periodes met een tekort aan wind en zon te kunnen overbruggen.

Broeikasgasemissiedoelen

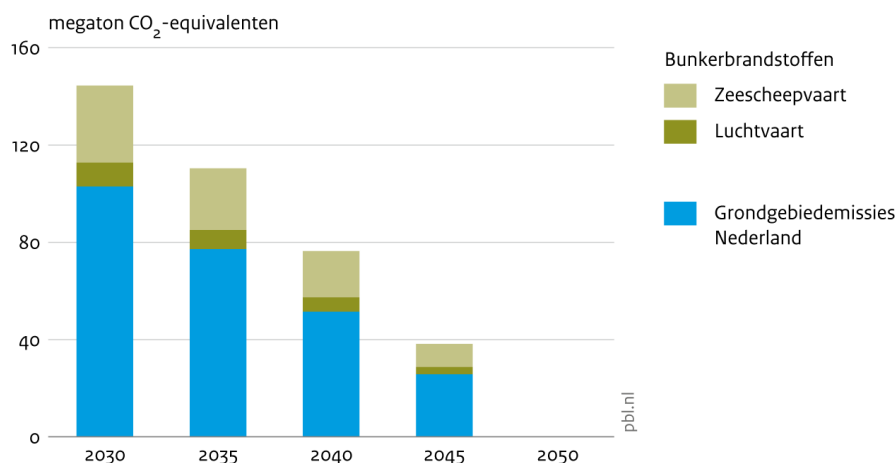
De berekeningen gaan uit van een lineair reductiepad na 2030 voor de uitstoot van broeikasgassen (inclusief landgebruik) vanaf het Nederlandse grondgebied (zie figuur 2.2). Dit sluit zo goed mogelijk aan bij de aangescherpte Klimaatwet (Staatsblad, 2023) en de kamerbrief ‘Naar een beleidsagenda voor een Klimaatneutraal Nederland’ (EZK, 2023a) zoals uiteengezet in kader 2.2. Daarnaast zijn er afzonderlijke doelen voor de internationale zeescheepvaart en luchtvaart (netto nul in 2050, zie kader 2.2). De brief laat de mogelijkheid open dat Nederlandse restemissies, zoals in elk geval bij landbouw en landgebruik, worden gecompenseerd met negatieve emissies binnen Nederland of in andere landen. Wij gaan er in deze studie vanuit dat Nederland koerst op netto nul grondgebiedemissies, en dus geen gebruik maakt van negatieve emissies in het buitenland.

Zowel het lineaire reductiepad als netto nul emissies in 2050 in Nederland zijn niet vanzelfsprekend. Zo heeft de Europese wetenschappelijke adviesraad voor klimaatverandering voor de EU een advies uitgebracht waarin wordt gesteld dat een reductie van broeikasgassen van 90 à 95 procent in 2040 ten opzichte van 1990 noodzakelijk is om te voldoen aan het Parijsakkoord (ESABCC, 2023). Dit advies is onderschreven door de Nederlandse Wetenschappelijke Klimaatraad (WKR, 2023) en de Europese Commissie heeft een reductiedoelstelling van 90 procent voorgesteld (EC, 2024b). Dit betekent voor de EU een hogere emissiereductiedoelstelling dan in het lineaire reductiepad. Als dit zou leiden tot aanpassing van de Europese doelen, laat zich dit nog niet één-op-één vertalen naar een bijpassend niveau voor de

Nederlandse grondgebiedemissies. Vandaar dat we in deze studie vooralsnog vasthouden aan de doelen uit de kamerbrief.

Figuur 2.2

Broeikasgasemissiedoelen



Bron: PBL

Kader 2.2 Broeikasgasemissiedoelen

Grondgebiedemissies

Voor 2030 noemt de Klimaatwet (Staatsblad, 2023) een formeel doel van minstens 55 procent reductie ten opzichte van 1990 en voor 2050 een 'netto-uitstoot van broeikasgassen' die tot nul moet zijn gereduceerd (artikel 2, lid 1.a). Dit is met inbegrip van mogelijkheden om restemissies te compenseren met negatieve emissies (CO₂-vastlegging) in andere landen. Het doel uit de Klimaatwet legt dus niet vast wat in 2050 de maximale Nederlandse netto grondgebiedemissies mogen zijn. Ook zijn er geen formele, bindende doelen voor Nederlandse emissies voor de tussentijdse jaren en evenmin voor de luchtvaart en de zeescheepvaart.

De kamerbrief 'Naar een beleidsagenda voor een Klimaatneutraal Nederland' (EZK, 2023a) van het kabinet Rutte IV sluit aan bij de wet, maar met enkele toevoegingen. Zo wordt gestreefd naar beleid 'dat gericht is op een reductie van 60 procent ten opzichte van 1990' om er zeker van te zijn dat 55 procent reductie in ieder geval gehaald wordt en daarnaast wordt ingezet op een reductie van 70 procent in 2035 en 80 procent in 2040. De waarden voor 2035 en 2040 hebben net als die van 60 procent voor 2030 geen formele status. Wel vormen ze een lineair reductiepad na 2030, in lijn met waar we in deze studie van uitgaan (zie figuur 2.2). Zo'n lineair pad is overigens niet vanzelfsprekend, met name omdat er gesproken wordt over aanscherping van de Europese doelen. Wat de betekenis van zo'n aanscherping is voor het Nederlandse traject naar een klimaatneutrale samenleving vergt een aparte vervolgstudie.

Scheepvaart en luchtvaart

Voor de zeescheepvaart en internationale luchtvaart wordt in genoemde kamerbrief geen reductiepad tot 2050 genoemd, maar wordt wel gerefereerd aan bepaalde doelen en ambities voor 2050. Ook zijn er voor 2030 Europese verplichtingen voor bijmenging van niet-fossiele brandstoffen. Voor de scheepvaart wordt aangegeven dat Nederland wil toewerken naar een klimaatneutrale zeevaart in 2050 en dat Nederland internationaal tot de koplopers kan en wil behoren om de verduurzamingsopgave in de zeevaart te

realiseren. Daarbij vindt het kabinet “het hanteren van bunkerbrandstoffen om de CO₂-uitstoot te benaderen niet logisch. De in Nederland ingenomen bunkerbrandstoffen kunnen nadien op tal van routes gebruikt worden die weinig of niets met Nederland te maken hebben.” Onze berekeningen gaan wel uit van een benadering vanuit de bunkerbrandstoffen, maar veronderstellen ook een fors lager volume in 2050, waarmee een veel groter deel van de ingenomen bunkerbrandstoffen toe te rekenen zal zijn aan Nederlandse productie en consumptie (zie hoofdstuk 3.2). Bovendien gaan we er in deze studie van uit dat de Europese verdeling van biograndstoffen en waterstofimport over de lidstaten grotendeels proportioneel zal zijn aan het aandeel van de lidstaten in de productie van te verduurzamen brandstoffen en feedstocks (zie paragraaf 4.2). Dat betekent dat de relatieve opgave hoogstens beperkt groter of kleiner wordt bij een groter of kleiner productievolume.

Voor de internationale luchtvaart geeft de brief aan dat de doelstelling in de praktijk betrekking heeft op de bunkerbrandstoffen die in Nederland voor uitgaande vluchten zijn ingenomen. De nationale CO₂-doelen zijn volgens de Luchtvaartnota (I&W, 2020) 50 procent reductie in 2050 en nul-emissies in 2070, maar de brief geeft ook aan dat “in de Luchtvaartnota [is] opgenomen dat er voor 2050 zoveel als mogelijk wordt aangesloten op het EU- en nationale doel voor binnenlandse emissies in het kader van het Overeenkomst van Parijs. Bovendien is opgenomen dat een ambitieus ICAO-doel nationaal overgenomen zal worden.” Daarover meldt de brief dat “In ICAO-verband [...] voor de luchtvaart in 2022 een indicatief netto nul CO₂-doel [is] afgesproken voor 2050.” (ICAO, 2022). Dit is dan ook het doel waarmee is gerekend in deze studie.

Productie volgt vraag

De omvang van de elektriciteitsproductie, de productie van koolwaterstoffen (waaronder de raffinaderijen) en productie en import van waterstof volgt in onze analyse de vraag, uiteraard binnen de veronderstelde beperkingen. Bij de productie van koolwaterstoffen is de veronderstelling dat de export van olieproducten, die nu voornamelijk gericht is op producten voor het wegverkeer, in het kielzog van de elektrificatie van het wegverkeer die ook in het buitenland plaatsvindt langzaam daalt om in 2050 vrijwel geheel te verdwijnen. De productie van koolwaterstoffen is daarmee in 2050 vooral gericht op het gebruik in Nederland, inclusief de nog steeds omvangrijke hoeveelheid grondstoffen voor de organische chemie (verder aangeduid met ‘feedstocks’) en bunkerbrandstoffen voor de lucht- en zeescheepvaart.

Elektriciteitsmarkt

De elektriciteitsmarkt is bij uitstek een Europese markt, en laat zich daarom niet goed modelleren op alleen het Nederlandse niveau. In de berekeningen is daarom uitgegaan van resultaten van het Competes-energie-elektriciteitsmodel (Özdemir et al., 2020). Dat berekent op Europees niveau de investeringen in en inzet van elektriciteitsproductie, en de bijbehorende elektriciteitsprijzen per uur en import- en exportstromen per land. Het in deze studie gebruikte Competes-scenario is afkomstig uit de KEV2022 en is gebaseerd op het ‘National Trends scenario’ uit (Kärtlitz et al., 2022). Het gaat uit van vergaande verduurzaming op Europees niveau, en gaat voor de weerpatronen en vraagpatronen net als OPERA uit van het jaar 2015. OPERA gebruikt – op uurbasis – de elektriciteitsprijzen en import- en exportvolumes uit Competes als invoer

Infrastructuur

In alle integrale trajecten naar klimaatneutraliteit neemt de behoefte aan elektriciteitstransport aanzienlijk toe en dus zal de infrastructuur voor elektriciteitsnetwerken moeten worden uitgebreid en versterkt, zowel op landelijk niveau (lokaal, regionaal, nationaal en interconnecties met buurlanden) als op zee, met name in de Noordzee. In deze studie is de infrastructuur grof gemodelleerd op nationaal niveau en worden ruimtelijke aspecten niet in ogenschouw genomen. De berekende uitbreiding van de netten wordt

achteraf vergeleken met bronnen die meer in detail dan deze studie naar de infrastructuur gekeken hebben, zoals de integrale infrastructuurverkenning (Netbeheer Nederland, 2023), zie paragraaf 7.1.

3 Vraagsectoren

Dit hoofdstuk beschrijft de trajecten naar klimaatneutraliteit voor achtereenvolgens de vraagsectoren industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw en landgebruik, zoals die gebruikt zijn als invoer voor de berekening van de systeembrede integrale trajecten. De beschrijving en de bijbehorende bevindingen beperken zich tot wat op basis van de sectorale analyses zelf vastgesteld kan worden. Deze analyses zijn verder uitgewerkt in achtergrondrapporten. Wat ontwikkelingen in de sectorale trajecten betekenen voor het (energie) systeem als geheel en omgekeerd, is onderwerp van de integrale analyse in hoofdstuk 6. Dit hoofdstuk gaat hier niet inhoudelijk op in, maar wijst waar relevant wel vooruit naar hoofdstuk 6.

3.1 Industrie

3.1.1 Uitgangspunten

In de achtergrondstudie over de industrie worden drie trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050 in detail uitgewerkt (PBL, 2024e). Deze zijn gebaseerd op bestaande plannen en diverse binnenlandse en buitenlandse studies.

Scope

De scope van de cijfers in deze paragraaf omvat alleen de bestaande industrie, en niet de toekomstige productie van biogene en synthetische¹¹ brandstoffen. Omvang en invulling daarvan zijn bepaald als onderdeel van de integrale trajecten, aan de hand van de ontwikkeling van het verbruik van klimaatneutrale brandstoffen en de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof. Daarom wordt pas in hoofdstuk 6 bepaald hoe deze productie eruit ziet. In de integrale trajecten in dat hoofdstuk valt deze productie – evenals de conventionele raffinaderijen in deze paragraaf – wel onder de industrie.

Volumeontwikkeling

De trajecten voor de bestaande industrie gaan uit van een ongeveer gelijkblijvend of beperkt groeiend productievolume, behalve waar de energietransitie direct leidt tot een dalende vraag naar producten, zoals in de raffinaderijen. Dat is niet vanzelfsprekend omdat met de transitie naar klimaatneutraliteit, in Nederland, Europa en de rest van de wereld, de concurrentieverhoudingen zullen veranderen. Ook veranderen mogelijk consumptiepatronen, door hogere prijzen voor bepaalde producten, of doordat beleid daar bewust op inzet. Ook is beleid – Nederlands en Europees – mede bepalend voor welke industrie binnen Nederland levensvatbaar blijft. Hoe dat beleid vorm krijgt is nog in hoge mate onzeker. In paragraaf 6.6.1 en kader 6.8 wordt aan de hand van de uitkomsten voor de integrale trajecten nader geëvalueerd onder welke omstandigheden verplaatsing of krimp van industriële activiteiten meer of minder voor

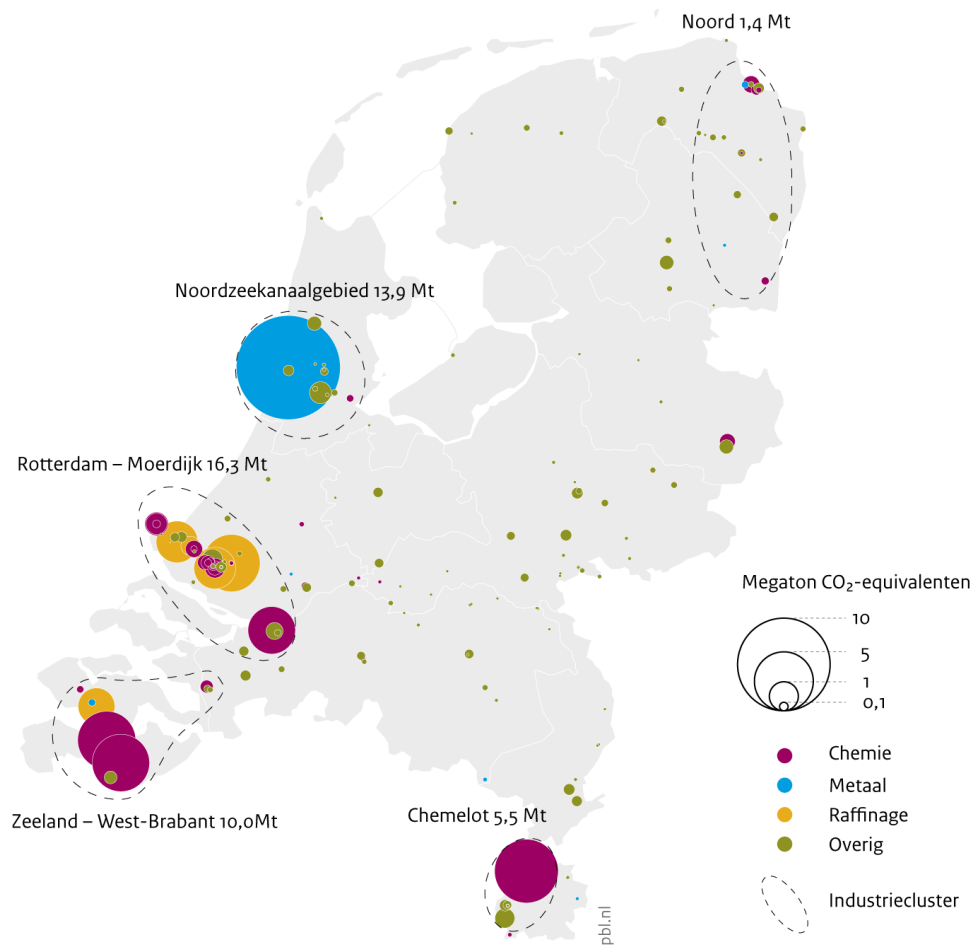
¹¹ Met 'synthetisch' worden brandstoffen bedoeld die zijn geproduceerd op basis van waterstof. Dit kan gaan om koolstofvrije brandstoffen (ammoniak) of koolstofverbindingen (koolwaterstoffen, methanol) waarbij de koolstof afkomstig is van biograndstoffen maar de energie van de toegevoegde waterstof.

de hand ligt of zinnig kan zijn (zie ook SIL(2023)).

In 2023 is het EU-ETS aangescherpt waardoor er vanaf 2040 geen emissierechten meer worden verstrekt. Dat wil niet zeggen dat er binnen de industrie na 2040 geen emissies meer kunnen voorkomen, maar dat die moeten worden gecompenseerd door negatieve emissies, binnen de industrie of energiesector. Dit kan bijvoorbeeld door de opslag van biogene CO₂ die vrijkomt bij de productie van biobrandstoffen (zie paragraaf 6.4).

Figuur 3.1

Grootste industriële CO₂-uitstoters en belangrijkste industrieclusters, 2019



3.1.2 Trajecten naar een klimaatneutrale industrie

Tabel 3.1 toont een aantal belangrijke kenmerken van de drie onderscheiden trajecten. Ze vormen plausible toekomstbeelden met een grote verscheidenheid aan emissiereducerende maatregelen. De verschillen zijn vooral gradueel ten aanzien van het moment waarop industrieën omschakelen naar klimaatneutrale productiemethoden.

Tabel 3.1

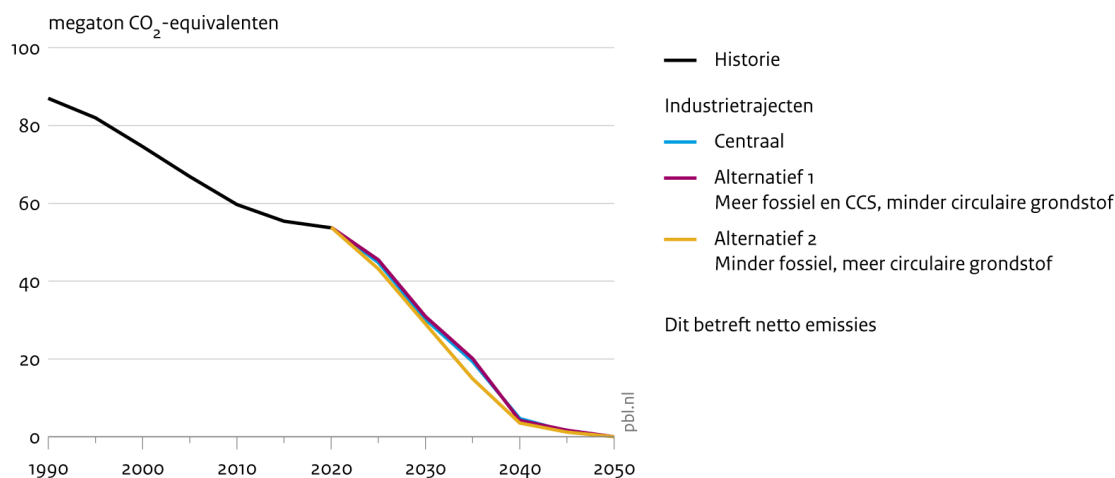
Kenmerken van drie trajecten richting een klimaatneutrale industrie

Centraal traject	Alternatief 1: meer fossiel en CCS, minder circulaire grondstof	Alternatief 2: minder fossiel, meer circulaire grondstof
<i>Sluit aan bij bestaande plannen en middenpaden uit de geraadpleegde studies</i>	<i>Focus op snelle en goedkope reductie op korte termijn</i>	<i>Versnelling circulaire industrie</i>
Productieniveau: totale vraag naar materialen blijft stabiel. Vergeleken met nu wordt een groter deel van de vraag naar materialen wordt ingevuld door hergebruik en recycling, waardoor de primaire productie van materialen stabiel blijft of daalt.	Productieniveau gelijk aan centrale traject.	Productieniveau gelijk aan centrale traject.
Kenmerken: Meer secundaire productie van plastics, minder primaire productie dan nu. Biograndstoffen vervangen deels fossiele grondstof in de chemische industrie. Meer gebruik van afval voor het maken van nieuwe producten, waardoor dus minder afval wordt verbrand.	Kenmerken: Enige toename van toepassing recycelaat, maar minder dan in het centrale traject. Meer gericht op continuering van de huidige processen; grotere inzet van de afvang en opslag van CO ₂ (CCS) en waterstof geproduceerd uit aardgas en restgasen. Minder en latere elektrificatie.	Kenmerken: Ten opzichte van het centrale traject een snellere en meer vergaande directe elektrificatie (boilers, fornuizen en warmtepompen), een sterkere toename van toepassing van recycelaat en biograndstoffen, minder inzet van CCS en groene waterstof dan in de twee andere trajecten.
Aardolieraffinage: 75 procent afname van de productie tot 2050. Deels omvorming naar biobrandstoffen (o.a. bio-kerosine) en synthetische brandstof.	Beperktere afname aardolieraffinage (65 procent afname tot 2050).	Omvang van aardolieraffinage neemt met 90 procent af tot 2050.

Zoals aangegeven zijn er in de industrietrajecten nog enige restemissies na 2040. In 2050 zijn de emissies van de bestaande industrie afgenomen tot netto ongeveer 0 (zie figuur 3.2). Dat wil zeggen dat onvermijdbare procesemissies en resterende uitstoot bij fossiel plus CO₂-afvang en -opslag binnen de industrie worden gecompenseerd door inzet van biogas of biomassa in combinatie met CCS.

Figuur 3.2

Directe broeikasgasemissie door industrie



Bron: PBL

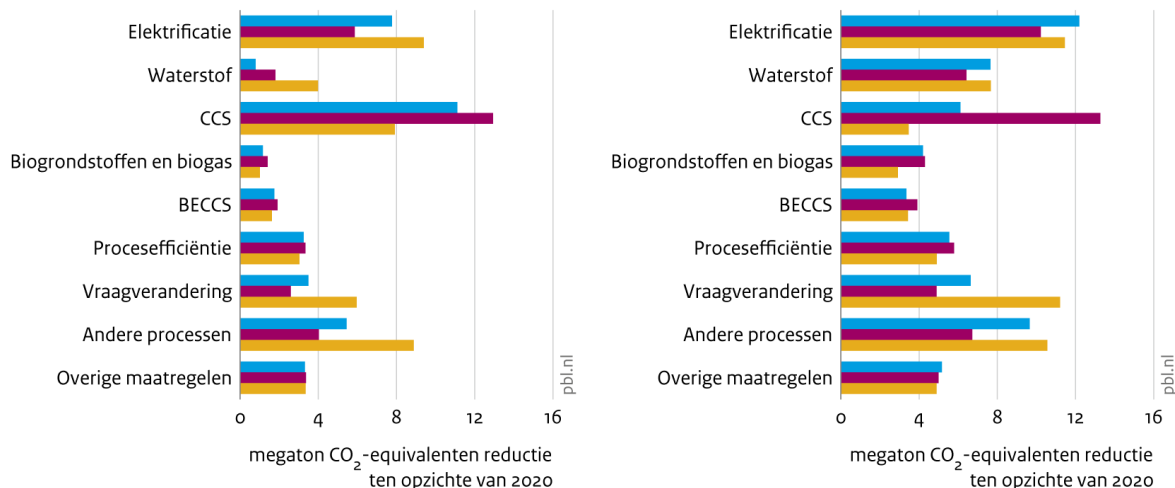
Figuur 3.3 toont per traject de mate waarin maatregelen bijdragen aan de reductie van broeikasgasemissies, in zowel 2035 als 2050. ‘Andere processen’ betreft het afschakelen van onder andere WKK’s, elektriciteitsproductie op basis van hoogovensgas en het afschakelen van waterstoffabrieken uit aardgas.

Figuur 3.3

Reductiemaatregelen voor directe broeikasgasemissie door industrie

2035

2050



Bron: PBL

‘Overige maatregelen’ verwijst naar een vermindering van de uitstoot bij gaswinning en afname van de hoeveelheid verbrand afval, en daarnaast maatregelen om de uitstoot van overige broeikasgassen te verminderen. ‘Vraagverandering’ betreft voor het overgrote deel de afbouw van de raffinagecapaciteit. Daarnaast is er een wat kleinere bijdrage van de organische basischemie en een kleine *toename* door groei van een aantal industriesectoren, als gevolg van de veronderstelde economische groei. De groei is identiek in de drie industrietrajecten. CCS en elektrificatie dragen tot 2035 het meest bij aan de emissiereductie. In 2050 verschilt het sterk per traject, met ofwel meer CCS, ofwel meer andere maatregelen.

Ook vervanging van fossiele grondstoffen voor de organische chemie

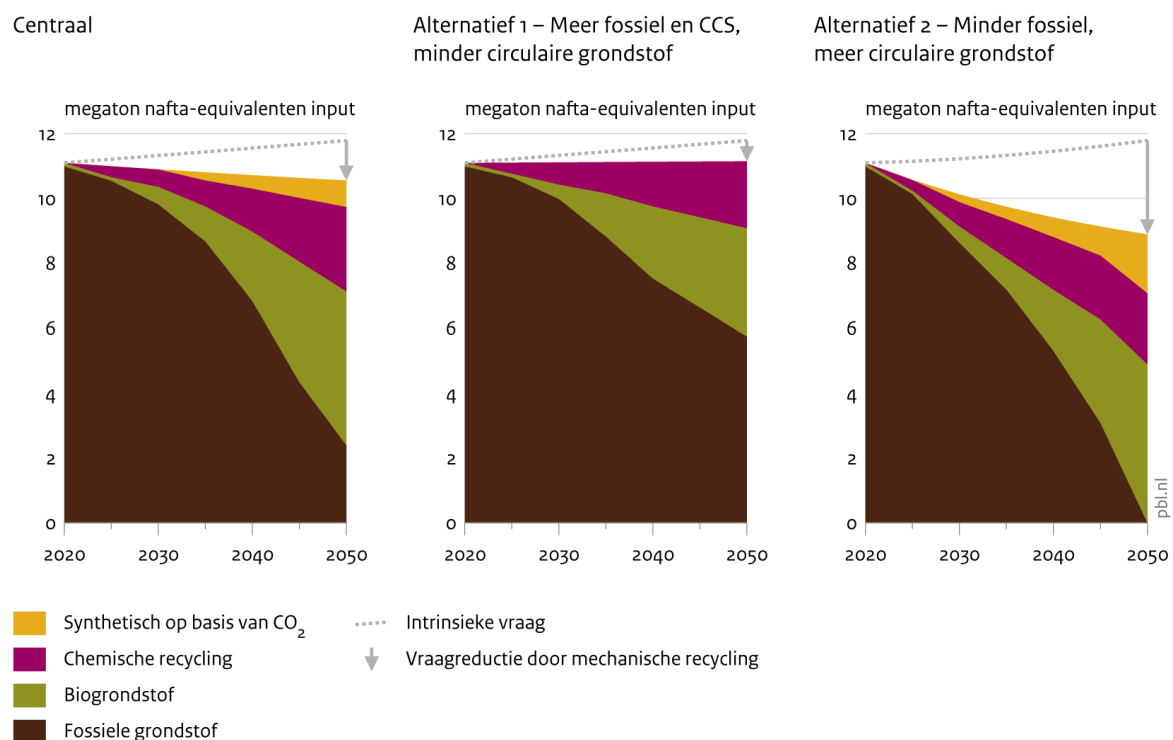
In de chemische industrie wordt meer dan de helft van de energiedragers niet verbrand, maar als grondstof ingezet, bijvoorbeeld voor plastics of oplosmiddelen. Vanwege de interactie met het energiesysteem zijn ook deze stromen expliciet onderdeel van deze studie. De fossiele grondstoffen worden in de trajecten in toenemende maar wisselende mate vervangen door biograndstof, plasticrecycalaat en mogelijk ook synthetische grondstof. Recycalaat kan daarbij het productievolume in de chemische basisindustrie verminderen wanneer uit afval plastics worden geproduceerd zonder terug te gaan naar de chemische bouwstenen. Het is echter ook mogelijk om afval chemisch te recyclen, via pyrolyse of vergassing, waarbij grondstof ontstaat die als input kan dienen voor de huidige processen in de basischemie.

Het grondstofgebruik van de chemische industrie hangt sterk samen met de brandstofproductie, omdat de grondstof daarvoor nu nog wordt geproduceerd door fossiele raffinaderijen. In de toekomst ligt een dergelijke verwevenheid ook voor de hand, omdat de productieprocessen voor hernieuwbare brandstoffen en grondstoffen (zoals bioraffinage of chemische recycling) vaak zowel producten maken die geschikt zijn als grondstof (zoals nafta) als producten die beter als brandstof kunnen worden gebruikt (zoals kerosine of diesel). Daarom komt ook synthetische grondstof, als bijproduct van de synthetische brandstofproductie, in twee van de drie trajecten voor.

Figuur 3.4 toont op welke manier fossiele grondstoffen in de organische basischemie in de trajecten worden vervangen. Dit is gebaseerd op diverse informatiebronnen zoals beschreven in PBL (2023). De hoeveelheden zijn omgerekend naar hoeveelheid input in nafta-equivalenten, zodat ook de relatieve omvang van processen die geen nafta als grondstof gebruiken (zoals mechanische recycling) kunnen worden getoond. In alle trajecten neemt het aandeel fossiel af, terwijl de vraag naar organische chemicaliën licht stijgt. Alleen in het tweede alternatieve traject is de hoeveelheid fossiele grondstof in 2050 gelijk aan 0. Een variërend deel van de afname van fossiele grondstof wordt ingevuld door groei van mechanische recycling. Er zijn ook grote rollen voor biograndstof en chemische recycling. Chemische en mechanische recyclingprocessen stellen verschillende eisen aan het type afval dat zij kunnen verwerken. Dergelijke toenames van recyclinghoeveelheden vereisen naast procesinnovaties waarschijnlijk ook betere inzameling en sortering en materiaalgebruik dat beter is toegerust voor recycling.

Figuur 3.4 107g_tkn23

Grondstoffen organische basischemie



Bron: PBL

3.1.3 Observaties

Basis voor beleid is er, maar er blijven knelpunten

Er ligt met het aangescherpte EU-ETS en de nationale CO₂-heffing al een basis voor emissiebegrijping in de industrie, al kan dit worden verbeterd; niet alle emissies worden in voldoende mate geprijsd (PBL, 2023d) en het realiseren van negatieve emissies wordt nog onvoldoende beloond (PBL, 2024e). Ook de verduurzaming van grondstofgebruik kan door beleid worden gestuurd, bijvoorbeeld door een oplopend percentage hernieuwbare of gerecyclede grondstoffen te verplichten in onder andere de chemie. Door het kabinet Rutte IV is een verplichting voor het gebruik van 25-30 procent recycleert of biobased grondstof in plastics in 2030 aangekondigd, en ook in de EU wordt dit voor verschillende productgroepen voorgesteld, zoals voor plastic verpakkingen maar ook gebruiksproducten (EC, 2022e, 2022d). Het is hierbij verstandig om via regelgeving te sturen op recyclingtechnieken met een zo hoog mogelijke opbrengst, zeker wanneer grondstoffen schaars zijn. Ook de uitstoot van CO₂ en methaan bij de winning van fossiele brandstoffen, vaak buiten de EU, en de afdanking van fossiele producten wordt nog onvoldoende geprijsd. Mogelijk kan dit middels een Carbon Takeback Obligation (CTBO) waarbij producenten of importeurs van fossiele brandstoffen en grondstoffen worden genormeerd op de uitstoot ten gevolge van deze brandstoffen (De Gemeent & Royal Haskoning DHV, 2022).

Infrastructuur kan een bottleneck vormen en vereist langetermijnplanning. Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat zet in op de infrastructuurversterking met het Programma Infrastructuur Duurzame Industrie (PIDI, 2021). Het proactief in infrastructuur investeren – met name gericht op toekomstige markten – kan ook helpen om investeringen in nieuwe industrie aan te trekken. Vanwege de sterke verbanden en grensoverschrijdende productieketens loont het om energie-infrastructuur en industriebeleid ten minste met buurlanden af te stemmen, ook voor de lange termijn. Daarnaast kan het ook helpen

om door middel van de structuur van aansluittarieven industriële bedrijven te stimuleren om flexibeler gebruik te gaan maken van het elektriciteitsnet (zie ook paragraaf 4.1.2). Dit kan financieel voordeel opleveren voor bedrijven, investeringen in energieopslag stimuleren en zorgen dat netten efficiënter worden gebruikt.

Wanneer een hogere transitiesnelheid in Nederland en Europa dan in andere werelddelen leidt tot hogere kosten voor het bedrijfsleven kan het de concurrentiepositie van de Nederlandse en Europese industrie schaden. Om dit te voorkomen en de transitie niet te vertragen kunnen beleidsinstrumenten zoals een heffing op geïmporteerde emissie-intensieve producten (zoals met het voorgestelde Carbon Border Adjustment Mechanism, zie paragraaf 5.1) worden ingezet. Ook normering van de productie in combinatie met normering van de afname van emissiearm geproduceerde materialen kan (zoals de eerder genoemde normering voor plastics, maar ook normering van de maakindustrie) verder worden uitgewerkt en ingezet voor sectoren waar dat nodig is. Idealiter gebeurt dit in samenwerking en afstemming met andere landen.

Een lagere vraag naar producten en materialen kan de verduurzamingsopgave van de industrie vergemakkelijken, omdat dit het beslag op grondstoffen en fossiele of CO₂-arme energie vermindert. Het verhogen van de energie- en materiaalefficiëntie blijft daarom belangrijk, naast het verlengen van de levensduur van producten en het op een andere manier invullen van dezelfde behoeften met minder materiaal. Dat laatste kan bijvoorbeeld door het stimuleren van het delen van producten en door, bijvoorbeeld met normering, overmatig materiaalgebruik te voorkomen. Het huidige systeem van volumedoelen voor afval en van instrumenten, zoals de Uitgebreide Producentenverantwoordelijkheid (UPV), geeft nog onvoldoende prikkels om in het ontwerp, de productie en het gebruik van producten minder grondstoffen te gebruiken of om een langere levensduur van producten te bevorderen. Wanneer beleidsprikkels sterker gericht zijn op dergelijke effecten kan ook emissiereductie sneller tot stand worden gebracht. Belangrijke kanttekening hierbij is het internationale karakter van de productieketens, waardoor de nationale consumptie en nationale productie voor de meeste ketens niet direct met elkaar verbonden zijn.

Diverse onderdelen van de trajecten zijn robuust

De trajecten zijn omgeven met stuurbare onzekerheden (hoe zal het beleid eruit zien, waar wordt geïnvesteerd in infrastructuur) en minder goed stuurbare onzekerheden (wat gebeurt er in het buitenland, welke innovatie vindt plaats). Desondanks zijn er enkele robuuste elementen die in alle trajecten terugkomen (voor meer details, zie het achtergrondrapport (PBL, 2024e)):

- De industrie zal in alle trajecten op grote schaal elektrificeren, voornamelijk door middel van warmtepompen en e-boilers bij lage- en middentemperatuurwarmte bij met name de productie van papier en karton, voedingsmiddelen en chemische producten. Op wat langere termijn vindt elektrificatie ook plaats bij hogetemperatuurfornuizen, in zowel de chemie en de raffinage als in de metaal- en bouwmaterialenindustrie. Dit alles heeft een toename in het directe elektriciteitsverbruik binnen de industrie met ten minste een factor tweeëneenhalf tot gevolg, en daarmee grote impact op het elektriciteitsnet.
- Er is in de komende decennia een blijvende vraag naar CO₂-infrastructuur, vooral voor afvang en opslag en later ook voor gebruik van CO₂ in de industrie.
- Het verbruik van waterstof in de industrie zal naar verwachting groeien en mede door het huidige beleid geleidelijk door groene waterstof worden ingevuld. Waterstof zal binnen de industrie ook als energiedrager worden ingezet.
- Aardgas (als energiedrager en grondstof) en aardolie (als grondstof) blijven tot ten minste 2040 belangrijk in Nederland, mogelijk zelfs tot 2050 (in combinatie met CO₂-afvang en -opslag). Ze worden

voor het overgrote deel geïmporteerd. Op de rol van fossiele energiedragers op lange termijn komen we terug in Hoofdstuk 6.

Hergebruik, recycling en het gebruik van plastic afval als grondstof voor de chemie zijn belangrijk

Hergebruik en recycling leiden meestal tot een lagere milieudruk en is daarom voor vrijwel alle industrie-sectoren belangrijk. Als plastics of organische chemicaliën aan het einde van hun levensduur worden verbrand leidt dat tot CO₂-uitstoot. Recycling beperkt niet alleen deze uitstoot, maar ook het verbruik van de fossiele grondstoffen waaruit deze producten nu nog worden geproduceerd en reduceert daarmee ook de uitstoot bij winning en transport ervan, die moeilijk vermijdbaar en controleerbaar is. Daarom draagt recycling in sterke mate bij aan het bereiken van klimaatneutraliteit. Een afvalketen die is ingericht op het stimuleren van recyclingprocessen met zo min mogelijk koolstofverliezen is daarbij zeer behulpzaam.

Daarvoor is regelgeving die stuurt op hoogwaardig gebruik van recycelaat, design-for-recycling en onderzoek naar optimale sorteertechnieken nodig. De recycling- en productieketen is zeer internationaal van aard. Het is goed mogelijk dat plasticrecycling in Nederland veel meer of minder groot wordt dan het Europees gemiddelde: Nederland kan bijvoorbeeld met zijn grote chemiesector meer primair en minder secundair plastic zal produceren, terwijl andere delen van de recycling- en productieketen zich mogelijk vooral elders bevinden. In dat geval zou er minder import van afval of halffabricaten op basis van afval (zoals pellets of pyrolyseolie) nodig zijn. Om dergelijke effecten in de resultaten te voorkomen gaan we in de trajecten echter ervan uit dat Nederland representatief is voor Europa als het gaat om primaire en secundaire productie.

3.2 Mobiliteit

Voor de sector mobiliteit zijn aparte trajecten uitgewerkt voor de verduurzaming van het wegverkeer, de luchtvaart, de zeescheepvaart en de binnenvaart (PBL & TNO, 2024). De trajecten voor het wegverkeer hebben betrekking op het personenauto-, bestel- en vrachtverkeer. De scope van de mobiliteitstrajecten is in alle gevallen het energieverbruik van de betreffende vervoerswijze in Nederland.¹² De trajecten per vervoerswijze zijn vervolgens samengebracht tot een totaalbeeld voor de sector mobiliteit, inclusief de uitdagingen die daaruit voortvloeien (PBL & TNO, 2024). In deze paragraaf vatten we de belangrijkste resultaten samen. Voor een uitgebreide beschrijving van de aannames onder en opzet van de trajecten verwijzen we naar (PBL & TNO, 2024) en de rapportages die ingaan op afzonderlijke vervoerswijzen.

3.2.1 Uitgangspunten

Autonome groei van vervoersvolumes in de mobiliteit

Bij alle vervoerswijzen wordt een zekere mate van autonome groei verwacht van de vervoersvolumes tot 2050, onder invloed van onder andere de groei van de bevolking en de economie tot 2050. De mate van groei varieert tussen de vervoerswijzen. Dit hangt mede samen met de invloed die de energietransitie heeft op het vervoer, zowel wat betreft de vervoerskosten als het wegvallen van ladingsstromen van fossiele energie(dragers). In de onderliggende studies zijn voor alle vervoerswijzen bandbreedtes geschetst

¹² In lijn met de rest van dit rapport hanteren we ook voor de sector mobiliteit de term energieverbruik in Nederland. In dit geval duidt dit op de hoeveelheid energie die in Nederland aan de mobiliteit wordt geleverd. Voor de lucht- en zeevaart gaat dit om gebunkerde brandstoffen die voor het overgrote deel buiten het Nederlandse grondgebied worden verbruikt.

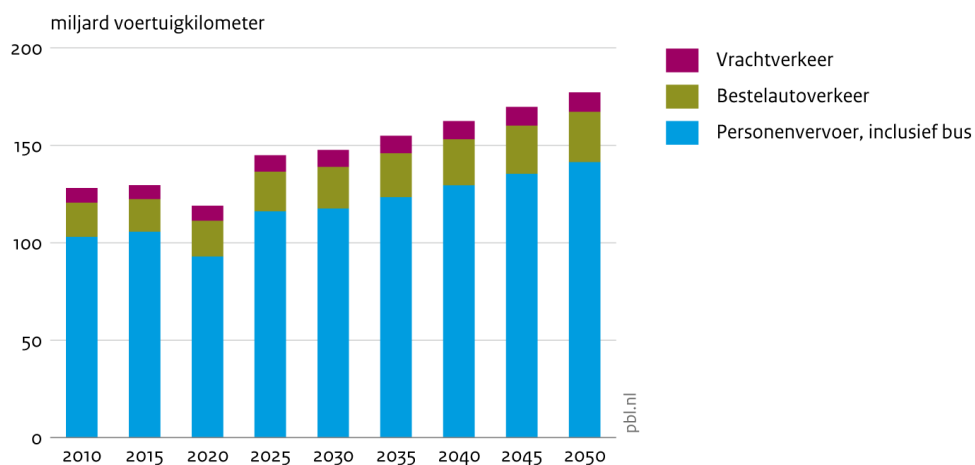
voor de volumeontwikkeling, die zijn afgeleid van de trends uit de KEV2022 en de WLO-scenario's (CPB & PBL, 2015; PBL, 2021a). Zoals aangegeven in de uitgangspunten (paragraaf 2.2) is de groei in deze studie voor de integrale analyse gebaseerd op een extrapolatie van de trends uit de KEV2022. Deze groeipaden liggen binnen de bandbreedtes uit de onderliggende studies voor mobiliteit. Enige uitzondering op deze aanpak is de zeescheepvaart, waar de groei van de energievraag is afgeleid van de bandbreedte die uit de onderliggende trajecten komt. Dit wordt hierna toegelicht.

Groei wegverkeer mede het gevolg van elektrificatie wagenpark

Bij het wegverkeer is een groei van het aantal voertuigkilometers verondersteld van 37 procent tussen 2015 en 2050 (figuur 3.5). De groei ligt bij bestelautoverkeer wat hoger dan bij het vrachtverkeer. De groei van het wegverkeer is mede het gevolg van de lagere kosten van het autogebruik door de transitie naar batterij-elektrische aandrijving. Elektrisch rijden is per kilometer goedkoper dan rijden op fossiele of hernieuwbare brandstoffen. De lagere gebruikskosten gaan gepaard met een reboundeffect; het autogebruik neemt toe. De omvang van dit reboundeffect is onzeker, maar kan voor het personenautoverkeer op lange termijn oplopen tot zo'n 30 procent. Dit wil zeggen dat 10 procent lagere gebruikskosten resulteren in 3% meer autokilometers. Dit effect is meegenomen in de KEV2022 en daarmee impliciet ook verwerkt in de trajecten voor het wegverkeer. Zoals beschreven in PBL & TNO (2024) is de groei van het wegverkeer geen gegeven en kan die met gericht beleid op het gebied van bijvoorbeeld belastingen, infrastructuur en ruimtelijke inrichting worden beïnvloed, maar dit valt buiten de scope van deze studie.

Figuur 3.5

Verkeersvolume wegverkeer



Bron: PBL, TNO 2023

Groei luchtvaart hangt sterk samen met beleidskeuzes rond capaciteit

Bij de luchtvaart verwachten we de hoogste autonome groei van het vervoersvolume, ondanks dat die groei enigszins wordt geremd door de hogere kosten van de hernieuwbare brandstoffen die nodig zijn voor de transitie naar klimaatneutraal. De productiekosten van deze brandstoffen kunnen een factor 2 tot 5 hoger liggen dan die van de fossiele brandstoffen die ze vervangen (PBL, 2024b). De omvang van het vervoersvolume in 2050 valt hierdoor naar schatting zo'n 15 procent lager uit dan in een situatie zonder inzet van hernieuwbare brandstoffen. Ook het gebruik van fossiele brandstoffen wordt duurder door de emissiehandelssystemen van de EU (EU-ETS, zie hoofdstuk 5) en vanuit de ICAO (CORSIA). Inclusief deze effecten is voor de groei van het vervoersvolume tussen 2021 en 2050 een bandbreedte geraamd van 20 tot 70 procent. De daadwerkelijke groei van het aantal passagiers en het aantal vluchten hangt samen met beleidskeuzes omtrent groeirestricties. Die bepalen in hoeverre de groei van de vervoersvraag kan

worden geacommodeerd. In de trajecten voor de luchtvaart is vooralsnog geen rekening gehouden met aangescherpte capaciteitsrestricties. De energie-efficiëntie van de vloot verbetert naar schatting met zo'n 1 à 1,5 procent per jaar. Dit compenseert grofweg de groei van het vervoersvolume. Daarmee resulteert in de jaren 2030-2050 ongeveer hetzelfde energieverbruik als in het jaar 2019 (zie figuur 3.6). In 2020 lag de vraag aanzienlijk lager door de grote impact van de coronacrisis op de luchtvaart, waardoor vergelijken met 2019 relevanter is.

Bunkerbrandstofverbruik zeescheepvaart en binnenvaart neemt af na 2030

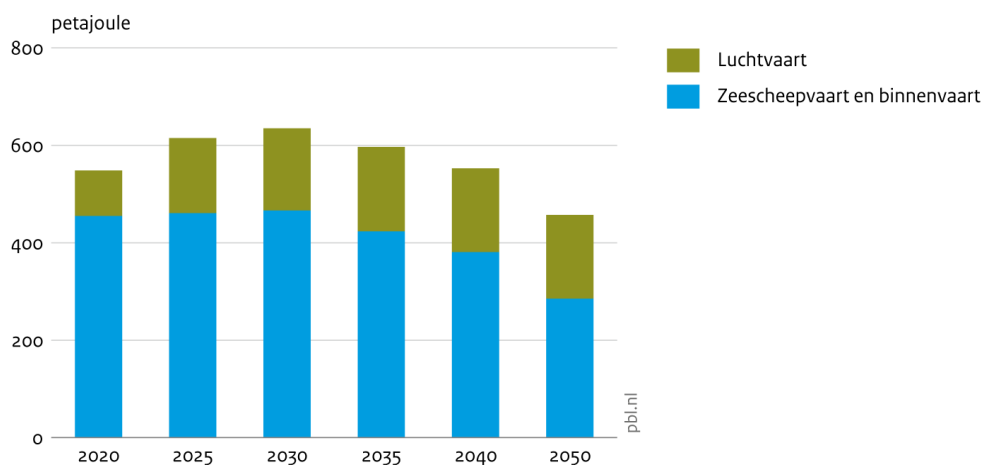
Door de energietransitie valt een deel van de huidige aan de zeescheepvaart gerelateerde goederenstromen weg. Momenteel bestaat zo'n 30 tot 40 procent van de op- en overslag van goederen in de Nederlandse zeehavens uit fossiele energiedragers. Deels komen hier nieuwe stromen hernieuwbare energiedragers voor in de plaats. Andere goederenstromen nemen wel toe. De groei van de totale op- en overslag in Nederland is geraamd op 0 tot 45 procent tot 2050. Mede door aangescherpt beleid van de Internationale Maritieme Organisatie (IMO) zal de energie-efficiëntie in die periode met naar schatting 25 tot 40 procent verbeteren. Gecombineerd resulteert dit in een bandbreedte voor de ontwikkeling van het energiegebruik van de zeevaart van en naar Nederland van -18 tot +6 procent. Wat dit betekent voor de vraag naar bunkerbrandstoffen in Nederland is erg onzeker. In de afgelopen 15 jaar is deze vraag gedaald door een teruglopend aandeel van de Nederlandse zeehavens in de mondiale bunkermarkt. Het is denkbaar dat die trend zich doorzet. Een deel van de vraag kan zich verplaatsen naar regio's waar hernieuwbare energie goedkoper voorhanden zal zijn. Ook is het goed denkbaar dat schepen in de toekomst vaker moeten bunkeren omdat hernieuwbare brandstoffen een lagere energie-inhoud hebben dan fossiele brandstoffen, maar dit zou (deels) ondervangen kunnen worden door grotere tanks. Tegelijkertijd is het mogelijk dat de Nederlandse zeehavens, en dan met name de haven van Rotterdam, door investeringen die deels al zijn gepland, tot de koplopers kunnen gaan behoren in de verduurzaming van energiedragers voor de zeevaart en daardoor een leidende rol blijven houden in de mondiale bunkermarkt. Voor de zeevaart is daarom een ruime bandbreedte geschetst voor de ontwikkeling van het verbruik van bunkerbrandstoffen, met aan de bovenkant een gelijkblijvend marktaandeel en aan de onderkant een daling tot 2050.

De binnenvaart levert met een energiegebruik van ongeveer 40 petajoule een relatief kleine bijdrage aan het totale energieverbruik van mobiliteit in Nederland. Door de energietransitie valt ook in de binnenvaart een deel van de ladingstromen weg. Momenteel is ongeveer 30 procent van het vervoersvolume energie-gerelateerd. In de trajecten gaan we op basis van eerdere scenariostudies uit van een groei van het transportvolume in de binnenvaart van 0,5 tot 1,0 procent per jaar. De energie-efficiëntie van het vervoer verbetert naar schatting met ongeveer 15-20 procent tot 2050, waardoor het energieverbruik grofweg gelijk blijft (in olie-equivalenten).

In deze studie gaan we uit van ongeveer het midden van de bandbreedte voor het gecombineerde verbruik van bunkerbrandstoffen van de zeescheepvaart en de binnenvaart. Dit resulteert in een afname van het bunkerbrandstofverbruik tussen 2020 en 2050 met ongeveer 37 procent (zie figuur 3.6). Deze daling vindt na 2030 plaats.

Figuur 3.6

Volume van bunkerbrandstoffen



Bron: PBL, TNO 2023

3.2.2 Trajecten naar klimaatneutrale mobiliteit

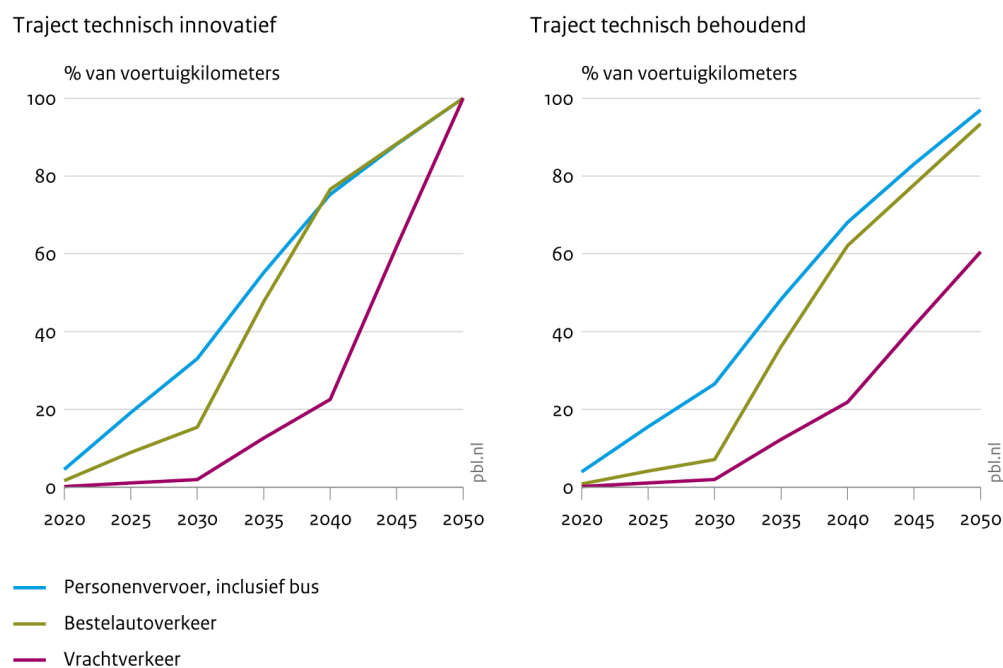
Voor iedere vervoerswijze zijn twee trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050 uitgewerkt: een ‘technisch innovatief’ en een ‘technisch behoudend’ traject. In het eerste traject ligt de nadruk op gebruik van nieuwe aandrijftechnologie zoals batterij-elektrische aandrijving en gebruik van waterstof en/of synthetische brandstoffen (e-brandstoffen). In het tweede traject ligt de nadruk op bestaande aandrijftechnologie in combinatie met gebruik van biobrandstoffen. Hoe dit concreet uitpakt in de technologiekeuzes verschilt per vervoerswijze. Dit wordt hierna toegelicht.

Elektrificatie in beide trajecten dominant in het wegverkeer

In het wegverkeer speelt batterij-elektrische aandrijving in beide trajecten de hoofdrol, maar in het behoudende traject gaat dit langzamer en ligt het tempo en het aandeel van elektrificatie in de voertuigkilometers in 2050 – met name voor het zware vrachtverkeer – lager (zie figuur 3.7). Het tempo van de elektrificatie in het behoudende pad ligt in lijn met de huidige Europese beleidsafspraken over de verkoop van nul-emissie voertuigen en een veronderstelde continuering van de huidige trends in de vervangingssnelheden van de verschillende wagenparken. In het innovatieve traject zijn de ambitieuzere beleidsambities van de kabinetten Rutte III en IV over de verkoop van elektrische auto’s meegenomen en is een hogere vervangingssnelheid verondersteld, zodanig dat in 2050 een volledig nul-emissie wagenpark resulteert (figuur 3.7).

Figuur 3.7

Mobiliteitstrajecten voor elektrificatie van wegverkeer



Bron: PBL

De inzichten over elektrificatiemogelijkheden in het zware vrachtverkeer ontwikkelen zich snel, maar het blijft de vraag in hoeverre koolwaterstoffen nog een rol zullen spelen in 2050 en of waterstof een rol gaat spelen. In het behoudende traject is verondersteld dat het deel van het wagenpark dat in 2050 nog niet batterij-elektrisch wordt aangedreven (zie ook Figuur 3.7), gebruik maakt van hernieuwbare koolwaterstoffen (biobrandstof of synthetische brandstoffen). In het innovatieve traject is aangenomen dat door versnelde vervanging van het wagenpark in 2050 een volledig batterij-elektrisch aangedreven wagenpark resulteert. Van beide trajecten voor het vrachtverkeer is ook een variant uitgewerkt waarin 20 procent van het nul-emissie zware vrachtverkeer gebruikmaakt van waterstof in plaats van batterij-elektrische aandrijving. Deze varianten zijn echter niet gebruikt in de integrale doorrekening.

Verduurzaming luchtvaart door hernieuwbare kerosine

Binnen de luchtvaart is de verwachting dat de verduurzaming vrijwel uitsluitend plaatsvindt door de vervanging van fossiele kerosine door biogene of synthetische kerosine. Een beperkte rol voor waterstof voor de korte afstanden is tegen 2050 denkbaar, maar zal waarschijnlijk in het totale brandstofgebruik nog geen rol van betekenis spelen in 2050 (KiM & TNO, 2022). Alleen in bij gebruik van waterstof zijn aanpassingen nodig aan de vliegtuigen en aan de bunkerinfrastructuur. Batterij-elektrisch vliegen op significante schaal wordt alleen mogelijk geacht op de lange termijn, dat wil zeggen (ver) na 2050. Het innovatieve traject voor luchtvaart veronderstelt een grote rol voor synthetische kerosine, aangevuld met een beperkte rol voor waterstof (oplopend tot 10 procent in 2050). In het behoudende traject is er een hoofdrol voor bio-kerosine en is geen inzet van waterstof verondersteld.

Met de verduurzaming van de brandstof wordt de luchtvaart CO₂-neutraal, maar niet klimaatneutraal. Naast de uitstoot van CO₂ draagt ook de uitstoot van onder andere waterdamp en stikstofoxiden (NO_x) en de vorming van condenssporen (*contrails*) bij aan opwarming van de aarde. Deze uitstoot blijft bestaan bij gebruik van hernieuwbare kerosine. Ook bij gebruik van waterstof in straalmotoren is nog sprake van NO_x-emissies en condensvorming, zij het minder dan bij gebruik van kerosine. Alleen bij gebruik van waterstof in brandstofcellen is het mogelijk om de vorming van condenssporen sterk te verminderen of zelfs

volledig te elimineren (PBL, 2024b). De klimaatimpact van deze andere stoffen dan CO₂ is onzeker en hangt samen met factoren als de vlieghoogte, de atmosferische samenstelling en het tijdstip. Vooral op de kortere termijn (periode van 10 jaar) is deze niet-CO₂-klimaatimpact potentieel groot (circa 2/3 van het totale bijdrage van de luchtvaart aan de opwarming van de aarde), maar op lange termijn (100 jaar) domineert de uitstoot van CO₂ (IPCC, 2023a). Met gericht beleid kan ook de niet-CO₂-klimaatimpact van de luchtvaart worden teruggedrongen, bijvoorbeeld door vermijden van luchtlagen waarin condenssporen gevormd worden (PBL & TNO, 2024).

Verduurzaming zeescheepvaart hoofdzakelijk met hernieuwbare brandstoffen

In de zeescheepvaart zal de verduurzaming vooral plaatsvinden doordat fossiele brandstoffen worden vervangen door hernieuwbare brandstoffen. Welke brandstoffen dat zijn is nog niet te voorspellen. Momenteel zijn verschillende aandrijftechnologieën in ontwikkeling zoals methanol- en ammoniakmotoren. Ook conventionele verbrandingsmotoren op zware stookolie of diesel zullen een rol blijven spelen, al dan niet in een 'dual fuel' configuratie waardoor varen op meerdere typen brandstoffen mogelijk wordt. Alle soorten brandstoffen kunnen qua herkomst biogeen, synthetisch of fossiel zijn, naar gelang de beschikbaarheid en de kosten.

Klimaatneutrale methanol en ammoniak voor de zeescheepvaart lijken met een iets betere ketenefficiëntie geproduceerd te kunnen worden dan klimaatneutrale scheepsdiesel, en leggen daardoor bij het zelfde energieverbruik minder beslag op biograndstoffen en waterstof. Maar ze vergen wel aanpassingen aan de motoren van schepen en aan de brandstofopslag. Zoals ook beschreven in PBL & TNO (2024) vergt ammoniak de grootste aanpassingen aan de scheepsmotoren, waarbij het tempo van die aanpassingen zeer onzeker is en de ontwikkelingen van schepen op ammoniak – die op dit moment nog in ontwikkeling zijn en nog niet commercieel beschikbaar – zo'n 5 tot 10 jaar achterlopen op de ontwikkelingen van schepen op methanol of op een combinatie van methanol en koolwaterstoffen. Doordat er grote verschillen zijn in energiegebruik tussen scheepstypen naargelang grootte en inzet, neemt een relatief klein deel van de vloot, bestaande uit grote schepen voor de diepzeevaart, een substantieel deel van het energieverbruik voor zijn rekening. Ook met de lage vervangingssnelheden in de zeevaart kan hierdoor richting 2050 toch een substantieel deel van de energievraag uit nieuwe energiedragers zoals ammoniak en methanol bestaan. Hoe groot dit deel is valt op dit moment niet te voorspellen.

Behalve voor hernieuwbare brandstoffen is in de kustvaart waarschijnlijk ook een rol weggelegd voor waterstofaandrijving, en ook batterij-elektrisch varen kan op korte afstanden en in specifieke segmenten zoals veerboten een rol gaan spelen in de verduurzaming. Ook is een bescheiden hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit nodig voor walstroom in de havens. In termen van energieverbruik gaat dit echter om een minimale bijdrage in het totaal voor de zeevaart.

Gezien de onzekerheid over de toekomstige rol van de verschillende (typen) energiedragers voor de zeescheepvaart zijn twee uitlopende trajecten geschetst voor de toekomstige energiemix. In het innovatieve traject is er een hoofdrol voor synthetische brandstoffen en in het behoudende traject voor biobrandstoffen. Ten behoeve van TVKN zijn deze trajecten verder ingevuld door te veronderstellen dat in het innovatieve traject 60 procent van het energieverbruik uit ammoniak bestaat en een kwart uit methanol. Dit betreft het energieverbruik, en niet het aandeel schepen dat op de betreffende brandstoffen vaart. In het behoudende traject komt het aandeel ammoniak niet verder dan tien procent en dat van methanol tot zestig procent. Deze percentages fungeren in de integrale berekeningen als een maximum (zie ook hoofdstukken 2 en 6).

Verduurzaming binnenvaart nog in de kinderschoenen

De energietransitie in de binnenvaart staat nog in de kinderschoenen. Het ontbreekt aan een beleidskader voor verduurzaming van de vloot. Hoe een klimaatneutrale binnenvaart er in 2050 uitziet valt op dit moment niet te zeggen. Er zijn verschillende technologieën in ontwikkeling en de kosten en praktische toepasbaarheid zijn nog onzeker. We hebben daarom twee uiteenlopende trajecten geschetst voor een klimaatneutrale binnenvaartvloot in 2050. Gezien de kleine omvang van de markt voor nieuwe schepen en motoren achten we het niet waarschijnlijk dat daarbij veel verschillende aandrijftechnologieën en energiedragers met bijbehorende energie-infrastructuur zullen worden ingezet. Dit zou hoge kosten met zich meebrengen.

In het innovatieve traject staat nieuwe aandrijftechnologie centraal met een belangrijke rol voor batterij-elektrisch varen. Dit vereist forse investeringen in de schepen. De business case voor batterij-elektrisch varen is al ver ontwikkeld en het concept van verwisselbare accucontainers maakt de financiering eenvoudiger. Batterij-elektrisch varen is waarschijnlijk niet voor alle marktsegmenten een reëel alternatief. We verwachten daarom in dit pad ook een grote rol voor waterstof of synthetische brandstoffen in combinatie met verbrandingsmotoren of op termijn mogelijk ook brandstofcellen. Daarnaast veronderstellen we een klein aandeel biodiesel voor oude schepen en schepen met een hoog energiegebruik. In het behoudende pad is het aandeel batterij-elektrisch kleiner en is biodiesel dominant. Dit vereist beperkte investeringen in de vloot: er wordt grotendeels doorgevaren met huidige aandrijftechnologie.

3.2.3 Observaties

Wegverkeer wordt in hoge mate batterij-elektrisch

Batterij-elektrische aandrijving is de aangewezen optie voor een klimaatneutrale invulling van het wegverkeer omdat het belangrijke voordelen biedt: het gaat gepaard met een grote efficiëntiewinst, heeft de grootste ketenefficiëntie ten opzichte van andere verduurzamingsopties (biobrandstoffen en synthetische brandstoffen) en legt geen beslag op schaarse biograndstoffen en waterstof. Wel zijn er nog grote uitdagingen rond bijvoorbeeld de (tijdige) uitrol van laadinfrastructuur, de beschikbaarheid van grondstoffen en materialen en de ontwikkeling van een volwassen tweedehandsmarkt. De bijdrage van waterstof aan de verduurzaming van het wegverkeer is onzeker en hangt mede samen met de verdere ontwikkeling van batterij-elektrische aandrijving voor het zware vrachtverkeer. Deze ontwikkeling is de afgelopen 10 jaar snel gegaan waardoor batterij-elektrische aandrijving voor een steeds groter deel van het zware vrachtverkeer de goedkoopste oplossing lijkt te worden, zonder dat daarvoor grote wijzigingen nodig zijn in de wijze waarop de vrachtwagens ingezet worden (dit betreft vooral de actieradius). Welk deel van de vloot op lange termijn batterij-elektrisch wordt aangedreven, hangt ook samen met het tempo waarin de laadinfrastructuur wordt uitgerold. De huidige krapte op het elektriciteitsnetwerk kan hier voor vertraging zorgen. Uitrol van waterstof als alternatief vereist dat tijdig beleid wordt ontwikkeld ter voorbereiding hiervan, waaronder rond de benodigde tankinfrastructuur.

Europees beleid bepaalt tempo elektrificatie, nationaal beleid versnelt en faciliteert ontwikkelingen

Het Europese bronbeleid voor nieuwe voertuigen bepaalt in hoge mate het ingroeitempo van nul-emisietechnologie in het wagenpark. Dit beleid staat inmiddels grotendeels vast tot en met 2050. Ook legt het Europese beleid randvoorwaarden op aan de inzet van hernieuwbare brandstof in vervoer (zie hoofdstuk 5 en paragraaf 6.7). Nationaal beleid stimuleert en faciliteert de groei van nul-emisietechnologie, reguleert de inzet van hernieuwbare energie en kan daarnaast sturen op de omvang van het verkeer en de keuze van de vervoerswijze. De transitie naar elektrisch rijden zit zeker bij het personenautoverkeer al in de versnellingsfase, waarbij de focus van het nationale beleid steeds meer verschuift van stimuleren (onder andere via subsidies) naar faciliteren (onder andere via tijdige uitrol van de laadinfrastructuur).

Bij het huidige beleid en het daarbij verwachte tempo van uitfasering van auto's met verbrandingsmotoren ligt de elektrificatie van het wagenpark in 2050 waarschijnlijk nog niet op 100 procent. Dat hoeft niet erg te zijn: kort na 2050 zal het dan waarschijnlijk alsnog bereikt worden, en in 2050 zal het niet resulteren in een hoog brandstofverbruik. Door het substantieel hogere energierendement resulteert de dominante rol voor batterij-elektrische aandrijving in het wegverkeer in een forse daling van het energieverbruik. Potentieel is een verdere besparing mogelijk, bijvoorbeeld door (meer) te sturen op een efficiënte voertuigkeuze of door operationele maatregelen gerichte op hogere bezettings- of beladingsgraden, maar dit blijkt in de praktijk tot nu toe lastig te bewerkstelligen (PBL & TNO, 2024).

Hernieuwbare brandstoffen cruciaal in verduurzaming lucht- en scheepvaart

Zoals aangegeven leunt de transitie naar klimaatneutraal in de luchtvaart, de binnenvaart en de zeevaart leunt sterk op de inzet van hernieuwbare brandstoffen. Hoewel er grote onzekerheid bestaat over de exacte toekomstige omvang van de bunkerbrandstofmarkt voor met name de zeevaart in Nederland zal er hoe dan ook een grote markt blijven met een groot verbruik van hernieuwbare brandstoffen. Het is daarom van belang een visie te ontwikkelen op de toekomst van de bunkerbrandstofmarkt en deze te vertalen in een concrete strategie voor de beschikbaarheid van de brandstoffen, waaronder de rol die import en eigen productie hierin (kunnen) spelen. Dit gebeurt idealiter op Europees niveau omdat in alle landen de vraag naar hernieuwbare brandstoffen voor de lucht- en scheepvaart snel zal toenemen. Gezien de grote rol van Nederland in de productie en levering van bunkerbrandstoffen voor de lucht- en scheepvaart kan Nederland hierin ook het voortouw nemen door zelf of met omringende landen een strategie uit te werken.

De productiekosten van klimaatneutrale brandstoffen liggen substantieel hoger dan die van fossiele brandstoffen, en schaarste van biograndstoffen en waterstof kan de marktprijzen verder opdrijven. Ook de prijzen van fossiele brandstoffen nemen toe door de energietransitie als gevolg van CO₂-beprijzing (onder andere via het EU-ETS). Met name in de luchtvaart zijn energiekosten een substantieel deel van de ticketprijs, waardoor hogere energiekosten een dempend effect hebben op de groei van de luchtvaart. Bij goederenvervoer per schip maken de transportkosten maar een beperkt deel uit van de prijzen van de vervoerde goederen, en zijn volume-effecten niet zo voor de hand liggend. Wel valt bij de scheepvaart een deel van de huidige ladingstromen weg. De zeevaart vervoert veel fossiele energiedragers, grofweg 30-40 procent van het tonnage. Dit vervoer zal in de toekomst verdwijnen. Daar komen andere energiedragers voor in de plaats, maar waarschijnlijk resulteert dit per saldo in een lager vervoersvolume..

Transitie naar klimaatneutraal staat voor lucht- en zeevaart nog in kinderschoenen

De transitie naar klimaatneutraal staat voor de lucht- en scheepvaart nog aan het begin. Vanwege het internationale karakter van de lucht- en zeevaart bepaalt het internationale beleid in hoge mate het transitietempo. Op mondiaal niveau is sprake een netto nul CO₂-doel in of rond 2050 voor zowel de luchtvaart (ICAO, 2022) als de zeescheepvaart (IMO, 2023), maar er is geen mondiale sturing op de wijze waarop die doelen gehaald moeten worden. Bijbehorende beleidsinstrumenten zijn nog niet uitgewerkt (zeescheepvaart) of het ambitieniveau van die instrumenten is niet in lijn met de doelen (CORSIA voor luchtvaart). De IMO komt in 2025 met concrete beleidsvoorstellen voor de instrumentering van het doel voor de zeescheepvaart.

Het Europese beleid voor de verduurzaming van de lucht- en zeevaart in de EU is inmiddels vastgesteld en uitgewerkt in concrete beleidsinstrumenten. De intra-Europese luchtvaart maakte al deel uit van het EU-ETS en daar komt nu ook de zeevaart binnen de EU en de helft van de uitstoot op vaarten van en naar de EU bij (zie ook hoofdstuk 5 en paragraaf 6.7). Daarnaast geldt voor beide een verplichting om in toenemende mate hernieuwbare brandstoffen in te zetten. Het verbruik van hernieuwbare brandstoffen voor

de lucht- en zeevaart zal hierdoor snel toenemen, met name in de jaren na 2030. De binnenvaart heeft een klein percentage van het totale energieverbruik van de mobiliteit en er bestaat nog geen beleid of gedeelde visie voor verduurzaming richting klimaatneutraal.

Energiebesparing in de vorm van verbeterde energie-efficiëntie van het vervoer kan zowel bij de luchtvaart als bij de scheepvaart een belangrijke rol spelen in het terugdringen van de klimaatimpact. Bij beide vervoerswijzen is er nog een relatief groot potentieel voor verdere verbetering, vooral aan de technische kant maar ook aan de operationele kant. Dit potentieel is grotendeels al verwerkt in de trajecten.

3.3 Gebouwde omgeving

Deze paragraaf verkent langs welke routes de gebouwde omgeving in 2050 klimaatneutraal zou kunnen worden. In het achtergrondrapport over de gebouwde omgeving is dit verder uitgewerkt, zie (PBL, 2024f). De gebouwde omgeving gebruikt energie voor verwarming, koeling, elektrische apparaten en processen¹³. De directe uitstoot van broeikasgasemissies uit de gebouwde omgeving wordt voor het overgrote deel veroorzaakt door verbranding van aardgas voor het verwarmen van gebouwen en tapwater. Om de gebouwde omgeving klimaatneutraal te maken is dus vooral een warmtetransitie nodig die het huidige gebruik van aardgas in HR-ketels vervangt door klimaatneutrale energiedragers met bijpassende verwarmingsinstallaties. Onderdeel van deze transitie is ook het verminderen van het warmtegebruik door isolatie van gebouwen.

3.3.1 Uitgangspunten

Startanalyse als startpunt

De trajecten naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving bouwen voort op de resultaten van de Startanalyse aardgasvrije buurten (PBL, 2020c, 2020b, 2021b). Dat is een technisch-economische analyse van de effecten en kosten van opties om gebouwen zonder aardgas te verwarmen. Hierin is per buurt bepaald welke strategie voor aardgasvrij verwarmen de laagste kosten vanuit maatschappelijk perspectief heeft. Energiekosten zijn daarbij gebaseerd op productiekosten, en houden dus geen rekening met de prijsopdrijvende werking van schaarste van hulpbronnen, zoals biograndstoffen en waterstof, en de concurrentie tussen verschillende sectoren en toepassingen. Hoofdstuk 6 gaat in op de impact van die schaarste.

Scope

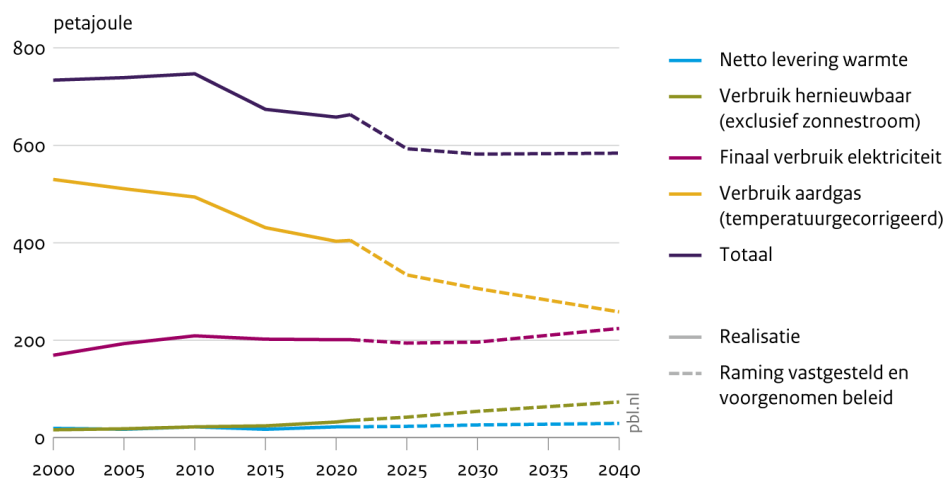
De sector gebouwde omgeving bestaat uit huishoudens en bedrijven en organisaties in de dienstensector. Figuur 3.8 toont het finaal verbruik van elektriciteit, het verbruik van aardgas, de (netto) geleverde warmte via warmtenetten en de lokaal gewonnen hernieuwbare energie in deze sector.

Het aardgasverbruik van de gebouwde omgeving vertoonde in de periode 2000-2021 een dalende trend. Volgens de raming van de Klimaat en Energieverkenning (KEV) 2022 zet die daling bij vastgesteld en voorgenomen beleid richting 2030 door. De directe uitstoot van broeikasgassen daalt daarbij tussen 2020 en 2030 van 22 naar 18 [15-21] megaton.

¹³ Er wordt onderscheid gemaakt tussen gebouwgebonden en procesgebonden energieverbruik. Bij procesgebonden energieverbruik wordt energie ingezet voor (bedrijfs)processen.

Figuur 3.8 o27g_tkn23

Energieverbruik van gebouwde omgeving volgens Klimaat- en Energieverkenning 2022



Bron: Klimaat- en Energieverkenning 2022

3.3.2 Trajecten naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving

Uit de resultaten van de Startanalyse zijn vier trajecten naar een klimaatneutrale gebouwde omgeving gedestilleerd (PBL, 2024f). In het traject ‘Energie besparen’ is energiebesparing het belangrijkste uitgangspunt. Het traject ‘Warmtenetten’ benut het potentieel van warmtenetten maximaal. Het traject ‘Klimaatneutrale gassen’ gaat uit van maximale toepassing van hybride warmtepompen. Ten slotte gaat het traject ‘Volledig elektrisch’ uit van volledig elektrisch verwarmen van bijna alle gebouwen.

De trajecten hebben sterk verschillende accenten op de technische oplossingsrichtingen: besparing, warmtenetten, klimaatneutrale gassen en elektrificatie, zie tabel 3.2. Deze oplossingsrichtingen verschillen van elkaar op allerlei kenmerken, zoals kosten, benodigde arbeidskrachten, behoefte aan klimaatneutrale energiedragers, het aantal gebouwen waar na-isolatie nodig is, etc. Per locatie kunnen die kenmerken ook nog variëren, afhankelijk van het gebouwtype, de buurt (bijvoorbeeld vanwege de dichtheid van de bebouwing) en regio (nabijheid warmtebronnen).

In de trajecten neemt het aantal woningen toe van 7,5 miljoen in 2020 naar 8,9 miljoen in 2050. De gebouwvoorraad in de dienstensector groeit van 3,1 miljoen woningequivalenten¹⁴ in 2020 naar 3,8 miljoen in 2050. Tussen 2020 en 2050 komen er netto 1,4 miljoen bewoonde woningen bij en komt er in de dienstensector voor 1,2 miljoen woningequivalenten aan nieuwe gebouwen bij. In alle trajecten is rekening gehouden met een gemiddelde temperatuurstijging in het stookseizoen die is gebaseerd op het G_H-klimaatscenario van het KNMI (KNMI, 2014).

¹⁴ Eén woning is gelijk aan één woningequivalent en gebouwen in de dienstensector worden omgerekend naar woningequivalenten op basis van hun bruto vloeroppervlak. Een woningequivalent is gelijk aan 130 vierkante meter bruto vloeroppervlak (PBL, 2020b). Exclusief 0,7 miljoen woningequivalenten (voornamelijk industriële bedrijfsgebouwen zonder koeling) die niet zijn meegenomen in de Startanalyse aardgasvrije buurten.

Tabel 3.2

De realisatie van klimaatneutrale verwarming van de bestaande gebouwvoorraad (exclusief nieuwbouw) volgens vier trajecten, in miljoen woningequivalenten

Type maatregel	Energie besparen	Warmtenetten	Klimaatneutrale gas	Volledig elektrisch
Na-isolatie niet nodig	2,1	3,5	3,9	2,1
Na-isoleren woningen naar schillabel D	0	3,9	3,9	0
Na-isoleren woningen naar schillabel B	5,7	0,4	0	5,7
Na-isoleren utiliteit naar schillabel B	2,4	2,4	2,4	2,4
Elektrische warmtepompen	6,4	4,2	0,1	9,8
MT-Warmtenetaansluitingen	1,2	3,0	0,3	0,3
LT-Warmtenetaansluitingen	0,2	0,3	0	0
Hybride warmtepompen	2,4	2,6	9,7	0

Energie besparen

In dit traject is energiebesparing het belangrijkste uitgangspunt. Dat gebeurt door alle bestaande woningen zo snel mogelijk te isoleren tot de isolatiestandaard¹⁵, bestaande utiliteitsgebouwen te isoleren tot schillabel B en de resterende warmtebehoefte in de bestaande bouw tegen de laagste kosten in te vullen met elektrische warmtepompen (in 6,4 miljoen woningequivalenten), warmtenetaansluitingen (1,4 miljoen woningequivalenten) en hybride warmtepompen (in 2,4 miljoen woningequivalenten en met 60 petajoule klimaatneutraal gas). Ongeveer een kwart van de nieuwbouw wordt aangesloten op een warmtenet en de rest wordt verwarmd met elektrische warmtepompen.

Warmtenetten

Het warmtenettentraject benut het potentieel van warmtenetten maximaal, en daarmee energiebronnen die anders onbenut zouden blijven, zoals middentemperatuur (MT) en lagetemperatuur (LT) restwarmte, geothermie en aquathermie. Benutting van middentemperatuurwarmte is het goedkoopst in combinatie met matige isolatie van gebouwen. Warmtenetten met LT-bronnen kunnen 0,3 miljoen woningequivalenten in de bestaande bouw verwarmen. Het aantal woningequivalenten met een warmtenetaansluiting in de bestaande bouw neemt toe van 0,9 miljoen in 2030 naar 1,9 miljoen in 2040 en 3,3 miljoen in 2050. Van de resterende bestaande gebouwvoorraad worden dan uiteindelijk 4,2 miljoen woningequivalenten verwarmd met elektrische warmtepompen en 2,6 miljoen met hybride warmtepompen waarvoor 86 petajoule klimaatneutraal gas nodig is. Ongeveer twee derde van de nieuwbouwwoningen en de helft van de nieuwbouw in de dienstensector wordt aangesloten op een warmtenet. De rest van de nieuwbouw wordt volledig elektrisch verwarmd.

¹⁵ De isolatiestandaard is ontwikkeld om gebouweigenaren een referentie te geven voor wat als goede en 'toekomstvast' woningisolatie kan worden beschouwd (BZK, 2021a). 'Toekomstvast' betekent dat later bij aansluiting op duurzame bronnen met een lagere temperatuur niet nogmaals geïsoleerd hoeft te worden en dat ingrijpende aanpassing van de warmteafgiftesystemen zoveel mogelijk wordt voorkomen. De Standaard ligt voor vooroorlogse woningen ruwweg bij schillabel D en voor naoorlogse woningen ruwweg bij schillabel B (BZK, 2021b). Voor de berekeningen is verondersteld dat de isolatiestandaard voor woningen ongeveer overeen komt met schillabel B.

Klimaatneutrale gassen

Dit traject gaat uit van een maximale toepassing van hybride warmtepompen. Het aantal woningequivalenten met een hybride warmtepomp in de bestaande bouw loopt op van 1,5 miljoen in 2030, naar 4,8 miljoen in 2040 en 9,7 miljoen in 2050. Bestaande warmtenetten blijven in dit traject in gebruik tot het eind van hun technische levensduur. Bij deze aanpak is minder na-isolatie nodig. In dit traject wordt nieuwbouw zoveel mogelijk verwarmd met hybride warmtepompen. De overige nieuwbouw wordt verwarmd met volledig elektrische warmtepompen of warmtenetten. In 2050 is 189 petajoule aan klimaatneutraal gas nodig. Het is echter zeer onzeker of er zoveel klimaatneutraal gas beschikbaar zal zijn voor de gebouwde omgeving (zie paragraaf 6.6).

Volledig elektrisch

Het vierde traject gaat uit van volledig elektrisch verwarmen van vrijwel alle gebouwen. Het aantal woningequivalenten in de bestaande bouw dat voorzien is van een volledig elektrische warmtepomp neemt toe van 1,5 miljoen in 2030 naar 6,0 miljoen in 2040 en uiteindelijk 9,8 miljoen in 2050. Gebouweigenaren kunnen meestal zelf bepalen wanneer ze gebouwmaatregelen uitvoeren, zoals na-isolatie tot schillabel B en aanpassing van radiatoren, ventilatiesystemen en kooktoestellen. Ze zijn dan niet afhankelijk van collectieve besluitvorming over warmtenetten en hebben geen last van onzekerheid over de beschikbaarheid van groengas en waterstof. Daar staat tegenover dat toepassing van warmtepompen kan worden belemmerd of vertraagd in gebieden waar verzwaring van het elektriciteitsnetwerk niet tijdig wordt gerealiseerd. Bestaande warmtenetten blijven ook in dit traject in gebruik tot het eind van hun technische levensduur. In nieuw gebouwde woningen en utiliteitsgebouwen wordt vanaf 2020 alleen volledig elektrische verwarming toegepast, tenzij nieuwbouw plaatsvindt in een buurt waar al een warmtenet aanwezig is.

Voor elk traject ligt de CO₂-uitstoot van de gebouwde omgeving uiterlijk in 2050 op nul en is geschat hoe snel de benodigde maatregelen kunnen worden uitgevoerd in de anno 2019 bestaande bouw. Alle nieuwe woningen en utiliteitsgebouwen beschikken bij oplevering meteen over een klimaatneutraal verwarmingssysteem. Na-isolatie van bestaande woningen is vaak nodig om een alternatief voor de aardgasgestookte cv-ketel te kunnen toepassen. In de trajecten vindt na-isolatie dan ook plaats op het moment dat de cv-ketel wordt vervangen. Alleen voor het traject 'Energie besparen' is een hoger isolatietempo aangenomen omdat dit traject energiebesparing als hoofddoel heeft. Voor de utiliteitsbouw gaan alle trajecten uit van een constant isolatietempo tussen 2020 en 2050, zodat alle gebouwen in 2050 minimaal schillabel B hebben.

In de Startanalyse aardgasvrije buurten wordt de toepasbaarheid van lage-temperatuurwarmtepompen gekoppeld aan isolatie tot minimaal schillabel B, maar de inzichten hierover lijken te verschuiven. Volgens recent onderzoek zijn lage-temperatuurwarmtepompen ook toepasbaar in veel minder goed geïsoleerde woningen, mits de bestaande radiatoren voldoende gedimensioneerd zijn (Pothof et al., 2022).

3.3.3 Observaties

Grote spreiding in kosten en baten van technieken

Voor de warmtetransitie op de lange termijn is een verscheidenheid van de eerder besproken oplossingsrichtingen vereist. Er bestaat onzekerheid over het toekomstige potentieel en de kosten hiervan en er is een grote spreiding in de kosten en baten van technieken, veroorzaakt door fysieke verschillen tussen gebouwen, verschillen in stookgedrag en lokale omstandigheden. Dat zorgt er voor dat niet één aardgasvrij verwarmingssysteem overal de goedkoopste optie is, maar dat dat per locatie steeds een ander systeem kan zijn.

Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving

Het kabinet-Rutte IV heeft in het coalitieakkoord een pakket maatregelen aangekondigd om de Nederlandse klimaatdoelen te halen. Het *Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving* (BZK, 2022) bevat plannen om de verduurzaming van woningen en utiliteitsgebouwen te versnellen met een mix van normering, beprijzing, financiering, subsidiëring en ondersteuning. De prioriteit in de aanpak ligt op energiebesparing. Het beleid loopt zowel via een gebiedsgericht spoor, waarin wijken planmatig verduurzaamd en uiteindelijk aardgasvrij gemaakt worden, als via een spoor dat gericht is op individuele gebouwen en gebouweigenaren.

Gemeenten hebben regierol, maar veel plannen zijn nog niet concreet

De gemeenten hebben de regierol gekregen bij de warmtetransitie. Alle gemeenten hebben in de jaren 2020 tot 2022 een Transitievisie Warmte opgesteld, waarin zij de gemeentelijke plannen voor verduurzaming van de gebouwde omgeving in kaart hebben gebracht. Een analyse van de bestaande lichte Transitievisies Warmte laat zien dat veel plannen nog niet concreet en hard zijn gemaakt (PBL, 2023e). Gemeenten die aan de slag zijn met de uitvoering van de warmtetransitie van de gebouwde omgeving ervaren knelpunten ten aanzien van de beschikbaarheid van kennis en capaciteit, en hebben behoefte aan veranderingen in beleid of wet- en regelgeving (PBL, 2022c). Zolang onduidelijk is in welke buurten welke verwarmingstechnieken zullen worden toegepast, blijft het onzeker welke verduurzamingsmaatregelen gebouweigenaren het beste kunnen nemen en hoe de behoefte aan infrastructuur zich zal ontwikkelen. Dat maakt het moeilijk om investeringsbeslissingen te nemen.

Aan de voorwaarden voor snelle uitrol van warmtenetten is nog niet voldaan

Het *Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving* heeft als doelstelling voor 2030 om in de bestaande bouw 500 duizend nieuwe aansluitingen op een warmtenet te realiseren. Volgens de KEV 2023 wordt dit aantal niet gehaald. Aan de voorwaarden voor een snelle uitrol van warmtenetten is nog niet voldaan, mede door onzekerheid over de business case voor warmtebedrijven. Er is lang gewerkt aan nieuwe wet- en regelgeving voor warmtenetten. Het wetsvoorstel voor de Wet collectieve warmte (Wcw) stelt voor dat het college van burgemeester en wethouders de bevoegdheid krijgt om een warmtebedrijf aan te wijzen dat tot taak heeft om in bepaald gebied een collectieve warmtevoorziening aan te leggen en te exploiteren. Een meerderheidsbelang in de warmtebedrijven komt in publieke handen. Met die wijziging krijgen gemeenten meer invloed op het beheer van warmtenetten, maar dragen publieke partijen ook grotere financiële risico's. Bestaande warmtebedrijven maken bezwaar tegen de beslissing dat publieke partijen een meerderheidsbelang krijgen. Ze stellen dat investeren in nieuwe publieke warmtenetten voor hen niet interessant is (PwC, 2022). Er bestaat een risico op vertraging van de uitrol van warmtenetten omdat het niet bevorderlijk is als bestaande, ervaren partijen zich daaruit terugtrekken. Een andere grote voorgestelde wijziging is dat de warmteprijs niet langer wordt afgeleid van de aardgasprijs (volgens de Niet-Meer-Dan-Anders methode) maar van de werkelijke productiekosten van warmte plus een redelijk rendement voor warmteleveranciers. Die wijziging leidt tot een meer directe relatie tussen de kosten en opbrengsten van een

warmtenet, wat de zekerheid vergroot dat warmtebedrijven hun investeringen kunnen terugverdienen. Voor de warmte-afnemers blijft er onzekerheid bestaan over de warmteprijs. De opbouw van de kosten wordt transparanter, maar de nieuwe methodiek kan tot verschillen in de warmteprijs leiden die afhankelijk zijn van de lokale omstandigheden.

Trage besluitvorming heeft een prijs

Om kansrijke warmtenetten te kunnen ontwikkelen is het van belang dat snel duidelijk is waar warmtenetten komen. Als het lang duurt voordat er duidelijkheid is, wordt het lastiger om ze te realiseren omdat gebouwen dan al individueel kunnen zijn verduurzaamd met isolatie en (gedeeltelijke) elektrificatie (PBL, 2022a). Trage besluitvorming heeft dus een prijs. Als een keuze voor een collectieve warmteoplossing op zich laat wachten, dan blijft automatisch het individuele spoor over en kunnen de totale kosten op een specifieke locatie hoger worden.

Als er een willekeurige ruimtelijke spreiding ontstaat van hybride warmtepompen (die een gasnet nodig hebben), volledig elektrische warmtepompen (die juist geen gasnet nodig hebben maar wel een verzwaard stroomnet) en warmtenetaansluitingen, dan betekent dat voor het gasnetwerk dat de huidige landelijke dekking behouden moet blijven om alle resterende afnemers te kunnen blijven bedienen. Die afnemers moeten dan (veel) meer gaan betalen om een rendabele exploitatie mogelijk te maken. Klanten met een hybride warmtepomp zien het voordeel van een lagere gasrekening dan deels wegvallen door hogere aansluitkosten. Dat is te voorkomen door een andere financiering van gasnetwerken en/of door ruimtelijke coördinatie bij het opheffen van aansluitingen (per wijk of per gebied).

Klimaatneutraliteit vraagt om diepgaande veranderingen

De opgave om de gebouwde omgeving klimaatneutraal te laten worden vraagt om veranderingen in de samenleving en het sectorbeleid (PBL, 2023a). Het is vaak onzeker welke maatregelen genomen kunnen worden en wat de kosten en effecten daarvan zijn. Er zijn niet alleen technische aanpassingen nodig, maar ook veranderingen van het gedrag van eigenaren en gebruikers van woningen en utiliteitsgebouwen. Die verschillen onderling sterk in hun (financiële) mogelijkheden, kennis en motivatie.

Zicht op het totale effect op de energierekening ontbreekt

Beprijzing kan investeringen in verduurzaming (zoals in warmtepompen en isolatie) aantrekkelijker maken, maar hogere energieprijzen kunnen ook tot koopkrachtvermindering en een toename van energiearmoede leiden. Om alle burgers, bedrijven en organisaties handelingsperspectief te geven is beleid nodig dat is afgestemd op hun financiële draagkracht en hun verduurzamingsmogelijkheden. Zij krijgen onder andere te maken met aanpassingen van de energiebelasting, het nieuwe emissiehandelssysteem ETS₂ (zie hoofdstuk 5), de bijmengverplichting voor groengas en aanpassingen van de nettarieven. De toekomstige ontwikkeling van de marktprijzen voor energie en de ETS₂ prijs is onzeker. Zicht op het totale effect op de energierekening ontbreekt (PBL, 2023f).

3.4 Landbouw, landgebruik en glastuinbouw

Deze paragraaf beschrijft hoe de landbouw, het landgebruik en de glastuinbouw zich tot 2050 zouden kunnen ontwikkelen op een wijze die past in een klimaatneutrale samenleving. Voor de landbouw en het landgebruik zijn daarvoor een drietal trajecten uitgewerkt. In de achtergrondstudie over deze sectoren worden deze trajecten in meer detail beschreven (PBL, 2024d).

In deze studie omvat de sector landbouw de veehouderij en de akker- en tuinbouw (met uitzondering van de glastuinbouw). De glastuinbouw wordt in deze studie apart beschreven. Dit wijkt dus af van de indeling in de jaarlijkse Klimaat- en Energieverkenning, waar de glastuinbouw onderdeel is van de sector Landbouw. Voor deze sector is verondersteld dat deze in 2050 (of mogelijk al eerder) klimaatneutraal is.

In de landbouw is niet het energieverbruik maar zijn allerlei biologische processen de voornaamste bron van broeikasgasemissies, vooral in de vorm van methaan (uit dieren en mest) en lachgas (uit mest, kunstmest en bodems). Deze emissies zijn sterk verbonden aan bepaalde activiteiten, zoals het houden van vee. De emissies per dier kunnen weliswaar worden verminderd, maar niet geheel worden vermeden.

Landgebruik omvat de emissies uit en CO₂-vastlegging in bodem en vegetatie (agrarisch, stedelijk, natuur) inclusief de bosbouw. In principe kan koolstof worden opgeslagen door bossen en in beperkte mate in landbouwgronden, maar in Nederland veroorzaakt de landgebruikssector momenteel netto CO₂-uitstoot, vooral door de ontwatering van veengronden. Het Nederlandse bosareaal is te klein om dit te kunnen compenseren.

De landbouw- en landgebruikssector is daarmee de enige sector waarbij op voorhand vaststaat dat broeikasgasemissies niet tot netto nul teruggebracht kunnen worden zonder zeer grote structurele ingrepen in omvang van de productie en aard van het landgebruik. Deze emissies moeten dus elders worden gecompenseerd. Zoals aangegeven in Hoofdstuk 1 en verder uitgewerkt in hoofdstuk 6 gaan we in deze studie uit van compensatie in andere sectoren binnen Nederland.

3.4.1 Uitgangspunten

Beleid

In de trajecten voor de landbouw is rekening gehouden met het ingezette beleid zoals dat is beschreven in het achtergrondrapport (PBL, 2024d). Er is verondersteld dat dit beleid vanaf 2030 steeds meer gaat verschillen tussen de trajecten, in overstemming met de verhaallijnen, zie paragraaf 3.4.2.

Reductiedoelstelling

Als reductiedoelstelling voor grondgebonden landbouw en landgebruik hanteren we 30 tot 50 procent in 2050 ten opzichte van 2015. Dit is gebaseerd op een technische achtergrondstudie van de Europese Commissie behorende bij de klimaatplannen voor 2030 en 2050 (EC, 2018). Daarin wordt uitgegaan van een mogelijke daling van de niet-CO₂ emissies uit de landbouwsector met circa 30 tot 45 procent in 2050 ten opzichte van 2015. Verder stelt de Commissie dat de CO₂-emissies van landbouwbodems (vooral afkomstig uit veengronden) sterk verminderd zouden moeten worden en dat de CO₂-vastlegging door bossen en ander landgebruik met bijna 25 procent zou moeten toenemen. Hierdoor zou op Europees niveau de combinatie van de sectoren Landbouw en Landgebruik vanaf ongeveer het jaar 2035 klimaatneutraal kunnen worden. De verwachting is dat pas na 2025 duidelijk is wat de Europese doelstelling is voor de Nederlandse landbouw- en landgebruikssector in 2035 en daarna.

We gaan uit van bewezen technieken

De landbouw- en landgebruikstrajecten gaan uit van de verdere ontwikkeling van technieken en innovaties die zich al in de praktijk hebben bewezen. Er wordt niet gespeculeerd op het op grote schaal beschikbaar komen van doorbraaktechnologieën, zoals grootschalige productie van kweekvlees of methoden om emissies door pensfermentatie geheel te voorkomen. Wel gaan ze uit van trendmatige verbeteringen, zoals een verdere stijging van de melkproductie per koe. Ook is verondersteld dat de landbouwsector waar mogelijk meer gaat bijdragen aan de circulaire economie, vooral door de levering van biograndstoffen.

Maatregelpakketten houden rekening met haalbaarheid en maatschappelijke doelen

Bij de samenstelling van de maatregelpakketten die zijn verondersteld in de verschillende trajecten is rekening gehouden met economische aspecten, technische haalbaarheid en bredere maatschappelijke doelen, zoals biodiversiteit en dierenwelzijn. Er is geen uitgebreide economische analyse gemaakt. Er zijn uiteraard andere keuzes mogelijk. Ook zijn er forse onzekerheden in het effect op broeikasgasemissies van de verschillende maatregelen (voor meer details, zie het eerdergenoemde achtergrondrapport).

3.4.2 Trajecten die passen in een klimaatneutrale samenleving

De trajecten zijn uitgewerkt langs twee assen (zie tabel 3.3). De eerste as representeert de mate waarin technologische oplossingen worden ingezet om broeikasgasemissies uit de landbouw en het landgebruik te beperken. De tweede as betreft de mate van aanpassing van de landbouwstructuur en het grondgebruik: sterke aanpassing van deze structuur (met onder andere verdere verkleining van de veestapel, extensivering van een deel van de landbouwgronden en een groter areaal natuur) versus een zo beperkt mogelijke aanpassing van de landbouwstructuur en het grondgebruik. Omdat de combinatie van beperkte aanpassing van de landbouwstructuur en weinig technologische oplossingen om broeikasgasemissies te reduceren grotendeels overeen komt met de huidige situatie, leidt dit tot een drietal te onderzoeken trajecten. In *Klimaat Basis* worden de emissies vooral beperkt door inzet van technologische oplossingen. In de trajecten *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat* is sprake van een forse aanpassing van de landbouwstructuur. In *Klimaat Plus* wordt dit gecombineerd met technologische oplossingen, in *Natuur & Klimaat* vooral met oplossingen gericht op natuur en biodiversiteit (zie ook tabel 3.3).

Ontwikkeling landgebruik

Tot 2030 is verondersteld dat het landgebruik zich ontwikkelt in overeenstemming met het voorgenomen beleid. Na 2030 is in *Klimaat Basis* een beperkte uitbreiding van het areaal bos en natuur verondersteld, overeenkomend met de ambitie van de bossenstrategie (LNV, 2020). In de andere twee trajecten wordt een forse uitbreiding verondersteld, ongeveer conform het scenario 'Natuurinclusief' van de Natuurverkenning 2050 (Bremner et al., 2022), waarbij in *Klimaat Plus* de nadruk ligt op het meer scheiden van landbouw en natuur, terwijl in *Natuur & Klimaat* de nadruk juist meer ligt op verweving van natuur met extensievere landbouw. Verder is het beheer in een deel van de bossen in *Klimaat Plus* meer op de houtproductie (en andere producten) gericht dan in *Natuur & Klimaat*. Er is verondersteld dat zowel bij nieuw bos als (omgerekend) bij vrijstaande bomen er afhankelijk van het beheer een vastlegging plaatsvindt van 9 tot 12 ton CO₂ per ha per jaar in vegetatie en bodems (PBL, 2024d).

De verstedelijking en de uitbreiding van natuurgebieden zal bijna geheel plaatsvinden ten koste van het areaal landbouwgrond. Hierdoor daalt het areaal landbouwgrond met 6 procent in *Klimaat Basis* en 14 procent in *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat*. Omdat de veestapel met name in deze twee laatste trajecten ook fors daalt, gaat de daling vooral ten koste van het areaal grasland. In *Klimaat Plus* stijgt het areaal bouwland zelfs licht; dit zou bijvoorbeeld kunnen ten koste van het areaal tijdelijk grasland.

Tabel 3.3

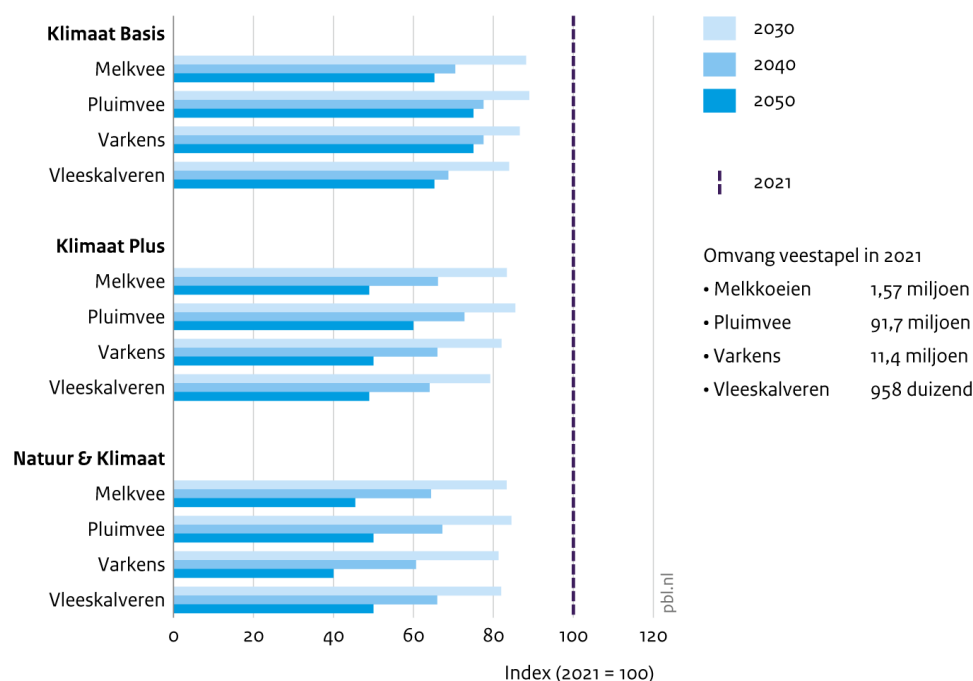
De drie uitgewerkte trajecten voor landbouw en landgebruik

	Veel management en technologische oplossingen	Weinig technologie/ Natuurlijk systeem staat voorop
Beperkte aanpassing landbouw-structuur	Klimaat Basis <ul style="list-style-type: none"> • Gematigde krimp van dierlijke productie en veestapel (zie figuur 3.9) • Inzet van emissiereducerende technologieën. • Boeren worden beloond voor vermindering van emissies door overheid en bedrijfsleven. Toezicht hierop deels via ketenpartijen. • Beperkte aanpassingen in landgebruik. 	Geen traject, want zou grotendeels status quo betekenen.
Forse aanpassing landbouw-structuur	Klimaat Plus <ul style="list-style-type: none"> • Focus op forse reducties van broeikasgasemissies, streven naar oplossing gericht op efficiëntie door inzet technologische oplossingen. • Forse krimp veestapel. • Minder focus op andere doelen. • Hogere productie biograndstoffen uit Nederlandse landbouw. • Groter areaal bos en overige natuur • Nationale overheid aanjager, veel via regelgeving en vergoedingen. 	Natuur & Klimaat <ul style="list-style-type: none"> • Forse krimp veestapel, extensivering. • Veel aandacht voor biodiversiteit, dierenwelzijn en landschappelijke kwaliteit. • Daling graslandareaal op veengrond, deels voortzetting landbouw met hogere grondwaterstand en lagere intensiteit. • Groter areaal bos en overige natuur. • Gebieden/regio's/provincies zijn aanjager, in combinatie met ketenpartijen.

De krimp van de veestapel

De ontwikkeling van de omvang van de veestapel bepaalt in belangrijke mate de omvang van de broeikasgasemissies (methaan). In de jaren tot 2030 (mogelijk doorlopend tot 2035 of later) gaat de omvang van de veehouderij in Nederland waarschijnlijk afnemen (zie figuur 3.9). De bepalende krachten hierin zijn onder andere het stikstofbeleid (met de daarbij behorende bedrijfsbeëindigingsregelingen) en het vervallen van de derogatie van de nitraatrichtlijn, waardoor er veel minder dierlijke mest mag worden toegepast. Ook zal het nationale mestplafond in 2025 met circa 10 procent worden verlaagd tot een maximale nationale mestproductie van 440 miljoen kg stikstof (LNV, 2022). Verder wordt mogelijk de afoming bij overdracht van productierechten verhoogd (LNV, 2023), waardoor de omvang van de veestapel langzaam daalt. In de trajecten *Natuur & Klimaat* en *Klimaat Plus* is mogelijk sprake van generieke korting van productierechten.

Figuur 3.9
Omvang veestapel



Bron: PBL

Mestgebruiksnormen gaan omlaag

De hoeveelheid stikstof die via mest en kunstmest aan bodems wordt toegediend bepaalt in belangrijke mate de omvang van de lachgasemissies. Daarnaast treden in stallen en mestopslagen lachgasemissies op, en zijn ook veengronden een bron. In Nederland is de omvang van het gebruik van dierlijke mest en van kunstmest wettelijk gereguleerd door(mest)gebruiksnormen en fosfaat- en stikstofgebruiksnormen. Deze normen volgen deels direct uit de implementatie van de Nitraatrichtlijn, en meer indirect uit de Kaderrichtlijn water. Tot 2023 maakte Nederland gebruik van de mogelijkheid tot derogatie van de Nitraatrichtlijn om op bedrijven met veel grasland meer stikstof via dierlijke mest toe te kunnen dienen (namelijk 250 kg per ha) dan de standaardnorm van 170 kg per ha. Vanwege overschrijdingen van normen voor grond- en oppervlaktekwaliteit heeft de Europese Commissie in 2022 besloten om de derogatie niet verder te verlengen. Dit betekent dat de mestgebruiksnormen in de periode 2023-2026 geleidelijk verlaagd worden tot 170 kg per ha. Ook dienen de stikstofgebruiksnormen in zogeheten 'nutriënten-verontreinigde gebieden' 20 procent lager te zijn.

Er is verondersteld dat in het traject *Klimaat Basis* de stikstofgebruiksnormen beperkt worden aangescherpt, alleen voor zover het mogelijk is om met precisiebemesting dezelfde opbrengsten te realiseren. Bij *Klimaat Plus* worden de normen iets verder aangescherpt, en in *Natuur & Klimaat* nog iets meer. In dit traject worden lagere gewasopbrengsten geaccepteerd om de uitspoeling verder te beperken. Tot slot wordt verwacht dat met name in de trajecten *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat* het areaal vlinderbloemige akkerbouwgewassen toeneemt, evenals het areaal klavergrasland. Hierdoor is minder kunstmeststikstof nodig.

Mestoverschot

De afgelopen decennia was er in Nederland sprake van een mestoverschot, dat wil zeggen dat er meer mest wordt geproduceerd dan er binnen de gebruiksnormen kan worden toegediend in de landbouw. Om de mest toch af te kunnen voeren wordt daarom de meeste pluimveemest buiten de Nederlandse landbouw afgezet; zo wordt een deel verbrand in biomassacentrales. Ook wordt een aanzienlijk deel van de varkensmest geëxporteerd. Het vervallen van de derogatie in 2026 zou bij gelijke mestproductie leiden tot een grote druk op de mestmarkt. Omdat in *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat* de veestapel tot 2050 verder afneemt kan in deze trajecten alle mest binnen de voor deze trajecten veronderstelde gebruiksnormen in de Nederlandse landbouw worden afgezet. Alleen in *Klimaat Basis* wordt in 2050 nog steeds een deel van de pluimveemest buiten de Nederlandse landbouw geplaatst.

Aanpak methaanemissies

Bij herkauwers, en in mindere mate bij varkens, is vertering van voer in pens en darmstelsel de belangrijkste bron van methaanemissie. Er wordt daarom veel onderzoek verricht naar manieren dit te verminderen (Schuttelaar & Partners, 2021; Vellinga & Groenestein, 2023) waaronder 1) aanpassing van de veevoersamenstelling, 2) gebruik van bepaalde toevoegmiddelen aan veevoer, en 3) het selecteren van melkvee met een lagere methaanemissie per kg melk. Zoals is toegelicht in het achtergrondrapport, worden deze opties in verschillende mate toegepast in de verschillende trajecten.

Methaanemissies uit mest zijn momenteel verantwoordelijk voor ruim 30 procent van de totale methaanemissie uit de veehouderij. Er is de afgelopen jaren weinig concreet gebeurd om de methaanemissie uit stallen te verminderen. Wel is er onderzoek verricht. Voor de trajecten *Klimaat Basis* en *Klimaat Plus* wordt aangenomen dat in 2050 90 procent van de stallen ‘integraal duurzaam’ zijn waardoor de methaanemissie met ongeveer 56 procent daalt. Verder is aangenomen dat in deze twee trajecten in 25 procent van de varkensstallen ook de stallucht wordt gezuiverd om methaan af te vangen. In het traject *Natuur & Klimaat* wordt verondersteld dat er wat minder dieren in integraal duurzame stallen worden gehouden omdat er meer scharrelvarkens zijn, en kleinere, meer extensieve rundveebedrijven.

Glastuinbouw: constant areaal verondersteld

Voor de Nederlandse glastuinbouw zijn er geen kwantitatief ingevulde trajecten opgesteld, maar is alleen verkend welke richtingen voor klimaatneutraliteit het meest kansrijk lijken. Er is aangenomen dat het huidige glastuinbouwareaal ongeveer gelijk blijft. Sommigen plaatsen vraagtekens bij het bestaansrecht van de Nederlandse glastuinbouw in de toekomst, bijvoorbeeld vanwege het beslag op arbeidspotentieel en de inzet van arbeidsmigranten (SDO, 2024). Vooral nog wijst de praktijk uit dat er voor veel producten mogelijkheden zijn voor concurrerende teelt in Nederland. Daarbij speelt ook een rol dat veel concurrerende landen met andere knelpunten te maken hebben, zoals beperkte toegang tot water en geavanceerde technologie. Arbeid is in een aantal concurrerende landen wel veel goedkoper, en de arbeidsintensiteit in de glastuinbouw is erg hoog. Automatisering biedt dan de mogelijkheid om concurrerend te blijven.

Er is weliswaar onderzoek gedaan naar (doorbraak)technologieën die leiden tot minder ruimtegebruik, zoals ‘vertical farming’, maar voorlopig lijken toepassingsmogelijkheden hiervoor beperkt. De verregaand geoptimaliseerde conventionele kassen vormen daarom het uitgangspunt voor het toekomstbeeld. Wel zijn diverse vormen van energiebesparing en verduurzaming van de warmtevoorziening mogelijk.

Huidige situatie

Volgens het CBS bedroeg het aardgasverbruik door de Nederlandse glastuinbouw in 2021 ruim 123 petajoule. Dat is ongeveer 10 procent van het totale Nederlandse verbruik in 2021. De afgelopen decennia heeft de Nederlandse glastuinbouw op diverse manieren energiebesparing gerealiseerd, waaronder de inzet van flexibele aardgasmotoren voor warmte-kracht-koppeling (WKK). Een groot deel van de aardgasconsumptie van de glastuinbouw wordt dan ook omgezet in elektriciteit voor netlevering en eigen verbruik. Deze (flexibele) energievoorziening is in de huidige situatie economisch zeer aantrekkelijk en goed inpasbaar in de bedrijfsvoering.

Belang van energiebesparing

Er zijn diverse maatregelen waarmee verder op warmte of elektriciteit kan worden bespaard. Momenteel gaat er veel aandacht uit naar schermen en LED-belichting. Het is daarmee ook mogelijk om binnen het huidige type kassen nog energiebesparing te realiseren. Nieuwbouw of renovatie van kassen met nieuw type glas biedt eveneens perspectief op energiebesparing. Recenter zijn er ook technieken beschikbaar gekomen die de luchtvochtigheid in kassen effectief en energiezuinig beheersen zoals de warmtepomp met terugwinning van latente warmte. Met inzet van dergelijke maatregelen kan er een aanzienlijke energiebesparing gerealiseerd worden. Voor deze studie is verondersteld dat 35 procent het huidige energieverbruik kan worden bespaard (Velden & Smit, 2017).

Invulling warmtevoorziening

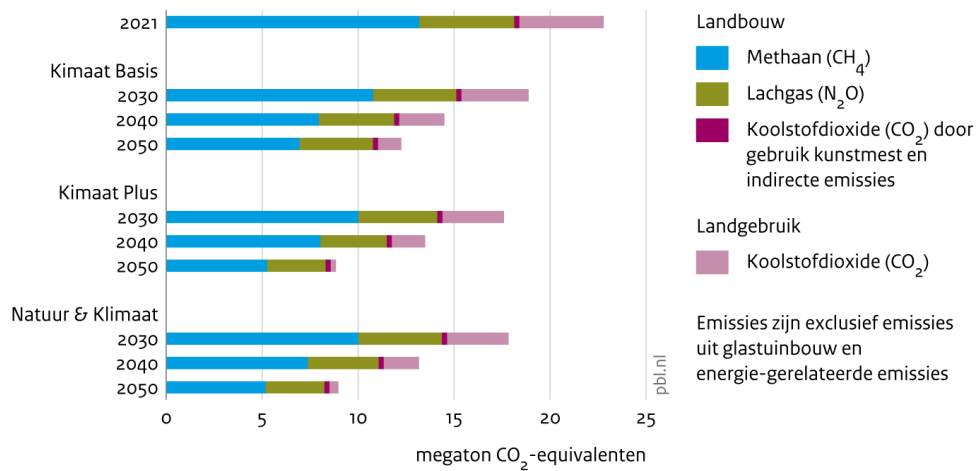
Ook bij verregaande energiebesparing blijft er behoefte aan warmte en elektriciteit in de Nederlandse glastuinbouw. Op een termijn tot 2050 zal naar verwachting een mix van technieken ingezet kunnen worden om in de warmtebehoefte te voorzien zoals geothermie, (grootschalige) warmtenetwerken op (rest)warmte van diverse (industriële) bronnen, elektrificatie middels warmtepompen met diverse technische configuraties (vooral met warmte-koude opslag) en eventueel e-boilers. De lokale beschikbaarheid van de warmtebronnen zal belangrijk zijn voor de precieze invulling. Voor WKK-gasmotoren lijkt er geen rol te zijn weggelegd. Het is weliswaar mogelijk die te verduurzamen met hernieuwbare brandstoffen als biogas of waterstof, maar die brandstoffen zijn schaars. CO₂ is als meststof essentieel in de huidige bedrijfsvoering en zal dat naar verwachting blijven. Momenteel is de meeste CO₂ afkomstig van de eigen stookinstallatie, maar bij de overgang op aardwarmte of omgevingswarmte zal vooral CO₂ vanuit externe bronnen nodig zijn. De beschikbaarheid hiervan zal echter minder zijn en de kosten hoger (zie paragraaf 6.6.4).

De resultaten van de integrale trajecten wijzen op een grote rol voor geothermie, maar mogelijk ook voor benutting van omgevingswarmte door warmte-koude-opslag; dit is verder beschreven in paragraaf 6.6.

3.4.3 Observaties

De restemissies van broeikasgassen in de sectoren Landbouw en Landgebruik liggen in de beschreven trajecten in 2050 gezamenlijk tussen ruim 9 en ruim 12 megaton CO₂-equivalenten, ten opzichte van bijna 23 megaton nu (zie figuur 3.10). Verreweg het grootste deel hiervan komt uit de sector Landbouw.

Figuur 3.10
Broeikasgasemissie door landbouw en landgebruik

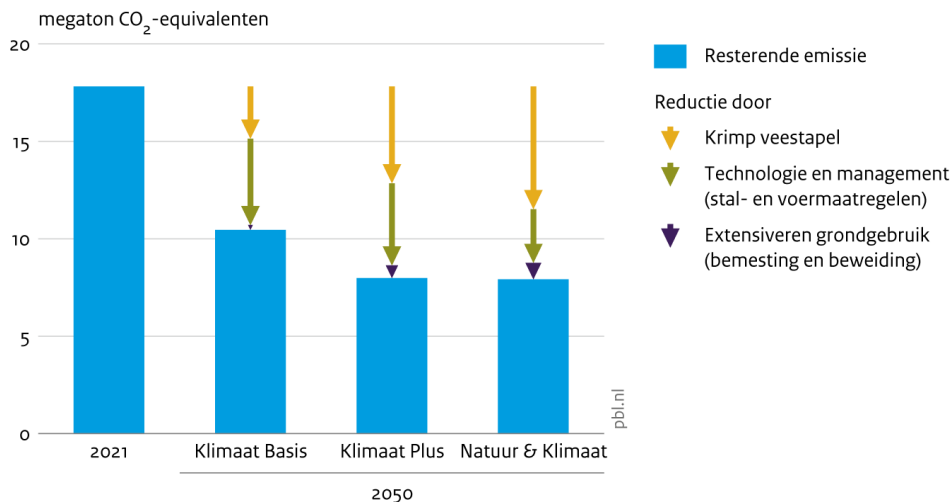


Bron: Emissieregistratie, PBL

Methaanemissies

De daling van de methaanuitstoot in *Klimaat Basis* is voor ongeveer twee derde te danken aan technische maatregelen in stallen, mestopslag en -verwerking en via veevoer en additieven, en voor één derde aan het kleinere aantal dieren. In de twee andere trajecten is de daling (die forser is dan in *Klimaat Basis*) grotendeels het gevolg van het kleinere aantal dieren (zie figuur 3.11).

Figuur 3.11
Broeikasgasemissie door landbouw



Bron: PBL

Lachgasemissies

Al voor 2030 daalt de hoeveelheid stikstof die in de vorm van dierlijke mest mag worden toegediend sterk als gevolg van het vervallen van de eerdergenoemde derogatie voor melkveebedrijven. Ook dalen de stikstofgebruiksnormen in een deel van Nederland (nutriënten-verontreinigde gebieden). Deze combinatie leidt tot een forse daling in alle trajecten van de toediening van dierlijke mest en kunstmest op

landbouwgronden. In *Klimaat Basis* verandert er niet veel meer na 2030. In *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat* zet de daling van de aanvoer van stikstof voort. Dit komt deels door de verdere verkleining van de veestapel, de veronderstelde lagere stikstofgebruiksnormen, de teelt van vlinderbloemigen en de daling van het landbouwareaal.

Dit alles leidt tot een daling van de lachgasemissies van ruim 1 megaton CO₂-equivalenten in het traject *Klimaat Basis* en ongeveer 2 megaton in de andere twee, waarbij in *Klimaat Plus* en *Klimaat Basis* nitrificatieremmers ook een rol spelen. In het traject *Natuur & Klimaat* worden géén nitrificatieremmers toegepast. Hierdoor is de emissie van lachgas iets hoger dan in *Klimaat Plus*, ondanks dat de stikstoftoediening via mest en kunstmest ongeveer hetzelfde is. Door de daling van het areaal veengronden dat in cultuur is, daalt ook de lachgasemissie uit veengronden.

CO₂-uitstoot en -vastlegging

De vermindering van de netto CO₂-emissies is vooral te danken aan het andere beheer van veengronden (minder CO₂-uitstoot) en de aanleg van bossen (meer CO₂-vastlegging). Voor beide ingrepen zijn wel forse maatregelen nodig, zoals verhoging van de grondwaterstand, toepassing van waterinfiltratie en het uit cultuur nemen van landbouwgronden. In alle drie de trajecten blijft er een netto-uitstoot van CO₂ door landgebruik in 2050 doordat veengronden (en andere gronden) blijven emitteren, waarbij dit onvoldoende gecompenseerd kan worden door het extra bos- en natuuroppervlak. Ondanks alle maatregelen is het dus niet mogelijk om op netto nul uit te komen in 2050, laat staan dat landgebruik een *sink* wordt, zoals in veel andere Europese landen.

Bouwland beschikbaar voor andere teelten

Omdat er minder snijmaïs nodig is voor de melkveehouderij, is er ook minder bouwland nodig om dit te telen. Ook is er in de trajecten *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat* minder grasland nodig. Tegelijk daalt het totale landbouwareaal. Onder de streep neemt het areaal bouwland waarop andere teelten mogelijk zijn ten opzichte van 2021 toe met circa 35.000 hectare (dit is circa 6 procent van het huidige bouwlandareaal exclusief snijmaïs) in *Klimaat Basis* en met circa 100.000 hectare (17 procent) in de andere twee trajecten. Het zal vooral van de marktomstandigheden afhangen welke producten hierop geteeld gaan worden.

In theorie kunnen dit gewassen zijn die als biograndstoffen kunnen worden gebruikt, maar omdat die in de praktijk vaak een lage financiële opbrengst per hectare hebben kiezen Nederlandse akker- en tuinbouwers eerder voor gewassen die meer opbrengen, zoals groentegewassen, aardappelen en pootgoed. Dit zou tot ruimte op landbouwgrond elders in Europa kunnen leiden, waar dan wel de benodigde gewassen voor biograndstoffen kunnen worden geteeld (zie ook paragraaf 4.2). Daar zijn de grondprijzen en arbeidskosten veelal lager, waardoor de teelt daar soms wel lonend kan zijn, afhankelijk van stimuleringsregelingen, zoals bijmengverplichtingen.

Biodiversiteit

De trajecten *Klimaat Plus* en *Natuur & Klimaat* leiden vergeleken met het traject *Klimaat Basis* waarschijnlijk tot meer biodiversiteit in Nederland, omdat er een aanzienlijk areaal landbouwgrond in meer natuurlijk beheerd gebied (inclusief bos) wordt omgezet. Het effect op biodiversiteit en doelbereik van de Vogel- en Habitatrichtlijn is echter niet onderzocht in deze studie. In het traject *Natuur & Klimaat* neemt ook het extensief beheerde areaal landbouwgrond toe, deels met het oog op het verbeteren van de biodiversiteit. Ook zal de veronderstelde 'groen-blauwe dooradering' een positief effect hebben. Verder zullen niet alleen de broeikasgasemissies afnemen in de trajecten, ook de emissies van stikstof naar de lucht en naar grond- en oppervlaktewater zullen verminderen, wat kan bijdragen aan herstel van biodiversiteit. Wel bestaat bij vernatting van veen het risico dat de uitspoeling van fosfaat toeneemt.

Glastuinbouw

Voor de glastuinbouw zijn er voldoende technische mogelijkheden om klimaatneutraal te worden. Geothermie en omgevingswarmte, gecombineerd met energiebesparing, zijn daarbij belangrijke opties. De onderlinge verhoudingen van deze technieken zijn onzeker, maar afhankelijk van de context van de verschillende trajecten wordt een bepaalde techniek meer of minder toegepast. De rol van biomassa, biogas en waterstof lijkt beperkt te zijn binnen de toekomstige energievoorziening in de glastuinbouw: de beschikbaarheid ervan is beperkt en andere sectoren hebben geen alternatieven voor deze energiedragers (zie ook Hoofdstuk 6). WKK-installaties zullen veel minder rendabel worden. De rol van (traditionele) WKK lijkt daarmee sterk af te nemen op de lange termijn.

4 Aanbodsectoren

Zoals beschreven in hoofdstuk 2.1 is de analyse gestart met een inventarisatie van de bandbreedtes van de maximale beschikbaarheden uit de aanbodsectoren. Daarbij is rekening gehouden met het haalbare uitroltempo van de benodigde winnings- en conversietechnieken. De aanbodsectoren omvatten de elektriciteitsproductie, incl. flexibiliteit en infrastructuur (paragraaf 4.1), biograndstoffen (paragraaf 4.2) en waterstof (paragraaf 4.3). De warmtevoorziening is geen aparte aanbodsector, maar is altijd onderdeel van andere sectoren. Hoofdstuk 6 behandelt de warmtevoorziening binnen de context van het gehele energiesysteem.

Onderstaande paragrafen zijn gebaseerd op uitgebreide achtergrondrapporten waarin alle details zijn terug te vinden. Hier wordt alleen de belangrijkste informatie beschreven die van belang is voor de integrale analyse in hoofdstuk 6.

4.1 Elektriciteit

In het toekomstige klimaatneutrale energiesysteem zullen de productie en het verbruik van elektriciteit sterk toenemen en tevens zal het patroon van verbruik en productie sterk veranderen. Deze paragraaf gaat in op deze veranderingen in het elektriciteitssysteem aan de hand van de literatuur. Een en ander wordt uitgebreid beschreven in het achtergrondrapport over de elektriciteitssector (TNO, 2024b).

4.1.1 Maximaal vermogen en productie

Maximaal vermogen zon-PV en windenergie

Tabel 4.1 geeft een overzicht van inschattingen van het maximale vermogen voor zon-PV en voor windenergie op land en op zee. Deze zijn grotendeels gebaseerd op de update van 'Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050' (TNO, 2022c). In de tabel is ook aangegeven welke waarden als maximum zijn gehanteerd in de integrale berekeningen in hoofdstuk 6 (en die ook zijn opgenomen in tabel 2.1 in hoofdstuk 2).

Tabel 4.1

Maximaal vermogen zon-PV en windenergie in GW op basis van scenario-studies en wat is gebruikt in deze studie

Jaar	Zon-PV		Wind op land		Wind op zee		
	Scenario-studies	TVKN	Scenario-studies	TVKN	Scenario-studies	TVKN default	TVKN hoog
2030	30-41 ^a	41	7,8 ^a	7,8	11,5-14,5 ^a	13	14,5

2040	63-78 ^a	78	7,8-10 ^a	8,9	36-45 ^a	40,5	45
2050	107-132 ^a	132	7,8-12 ^a	9,9	40-70 ^{a,g}	70 ^g	
	180-370 ^b		8 ^c -16 ^d		59-99 ^f		99

^a (TNO, 2022c).

^b (Berenschot & Kalavasta, 2020). De ondergrens is zon-PV op land, de bovengrens is inclusief zon-PV op zee.

^c (Turkenburg, 2022a).

^d (CE Delft, 2017) en (Berenschot & Kalavasta, 2020).

^e (DNV GL, 2020) en (Berenschot & Kalavasta, 2020).

^f (Taminiau & van der Zwaan, 2022). Dit zijn technische potentiëlen.

^g De bovengrens van 70 GW sluit aan bij de ambities van het beleid (EZK, 2022c, 2023c).

In de integrale analyse rekenen we voor de maximale vermogens van zon-PV met de bovenwaarde van de schatting van TNO. Dat is weliswaar optimistisch, maar daar staat tegenover dat deze schatting alleen betrekking heeft op zon-PV op land waarbij dus geen rekening is gehouden met zon-PV op zee.

In de tabel is daarom ook een schatting opgenomen voor het maximale vermogen in 2050 *inclusief* zon-PV op zee, gebaseerd op Berenschot en Kalavasta (2020). Het huidige TRL-niveau van zon-PV op zee is laag (4 tot 5) en daarmee is dat hoge potentieel in 2050 erg onzeker. Voor 2030 is de ambitie vanuit het beleid om te komen tot 3 GW zon-PV op zee, maar ook dat is verre van zeker (PBL, 2023c).

Voor wind op land zijn steeds de middenwaardes van TNO gebruikt, en is verder niet gerekend met hogere of lagere waardes aangezien de bijdrage van wind op land aan de elektriciteitsproductie beperkt is.

Voor wind op zee gaan we voor 2030 en 2040 in de meeste trajecten – de default-waardes uit tabel 4.1 – uit van een maximaal vermogen dat overeenkomt met de middenwaardes uit de TNO-studie. Dit is mede ingegeven door het groeipad tot 2050. Voor dat jaar gaan we uit van een ontwikkeling tot maximaal 70 GW, wat aansluit bij de ambities van het beleid (EZK, 2022c, 2023c). Hieruit volgt een maximale structurele groei van gemiddeld 2,7 GW per jaar tussen 2030 en 2040 en gemiddeld bijna 3 GW per jaar tussen 2040 en 2050. De KEV 2022 gaat voor 2029 en 2030 uit van respectievelijk 9,8 en 15,8 GW en voor 2031 van 21 GW. Dat impliceert een groei van 6 GW in 2029 en ruim 5 GW in 2030, terwijl het in de jaren daarvoor 2 GW of minder is. Los van de vraag of 6 GW realistisch is, maar wel in het licht van het gehele groeipad naar 2040 en 2050 toe, gaan we ervan uit dat een dergelijke groei niet structureel zal zijn. De KEV hanteert daarom ook een ondergrens van 11,8 GW in 2030, veel lager dan de ambities van het beleid tot 21 GW voor dat jaar. Ook voor 2040 zijn de beleidsambities met 50 GW zeer hoog; daarom is gerekend met ruim 40 GW in 2040 in lijn met de genoemde meer realistische structurele groei van 2,7 GW tot 2040 op basis van de TNO-studie.

De hoge schattingen voor wind op zee in 2050 tot 99 GW zijn *technische* potentiëlen uit Taminiau en van der Zwaan (2022) op basis van factoren zoals het toekomstige vermogen van windturbines, de beschikbare ruimte op zee en het aantal turbines per oppervlakte-eenheid; de ‘wind power density’ (uitgedrukt in MW/km²). In drie van de integrale trajecten is gekeken naar de impact op het energiesysteem van de hogere bovengrens van 99 GW (zie kader 6.6 in paragraaf 6.5.2) waarbij voor 2030 en 2040 de bovenwaardes van TNO zijn gehanteerd.

Maximaal vermogen kernenergie

Voor wat betreft het aandeel kernenergie gaan we in de berekeningen uit van moderne 3^e generatie kerncentrales zoals bijvoorbeeld de EPR (European Pressurised Reactor). Daarvan is er één in 2023 in het Finse Olkiluoto in bedrijf gegaan, en worden er momenteel eenheden gebouwd in Flamanville in Frankrijk en Hinkley Point in het Verenigd Koninkrijk. Nieuwere concepten zijn op zijn vroegst in 2040 of 2045 commercieel beschikbaar. Voorbeelden zijn SMRs (Small Modular Reactors) en Thorium reactoren (EZK, 2022d; Turkenburg, 2022b). De uiteindelijke rol van deze laatste types in de elektriciteitsvoorziening

hangt onder andere af van de verdere technische ontwikkeling, de toekomstige kosten, de inpasbaarheid in het energiesysteem en de maatschappelijke acceptatie (zie ook paragraaf 6.5.2).

In deze studie is op basis van het coalitieakkoord uit 2021 (EZK, 2023a) uitgegaan van een maximale inzet van kernenergie van 3,5 GW voor zowel 2040 als 2050. Dit komt overeen met twee EPRs, plus de bestaande centrale in Borssele. Het NPE (EZK, 2023e) gaat uit van 3,5 tot 7 GW kernenergie in 2050. Net als voor wind op zee is apart onderzocht wat de impact kan zijn van meer kernenergievermogen op het energiesysteem (zie kader 6.6 in paragraaf 6.5.2).

Aandeel van andere bronnen blijft naar verwachting beperkt

CO₂-vrije of -arme elektriciteit kan ook geproduceerd worden door gas- en kolencentrales met CCS, met biograndstoffen (optioneel met CCS voor negatieve emissies) of met groene of blauwe waterstof (en daarop gebaseerde synthetische brandstoffen zoals ammoniak). Deze centrales zullen uiteindelijk weinig vollasturen hebben en vooral worden ingezet op pieklastmomenten (zie ook paragraaf 6.5.2 en figuur 6.18).

Tot slot zijn er nog technologieën zoals getijde-energie, golfenergie, osmose en diepe geothermie voor elektriciteitsproductie. Deze technologieën zijn in eerdergenoemde studies en ook in deze studie verder niet onderzocht, maar een deel hiervan zal mogelijk op termijn kosteneffectief zijn en daarmee een bijdrage kunnen leveren aan de elektriciteitsvoorziening. Het aandeel zal echter klein zijn vanwege de beperkte fysieke beschikbaarheid ervan in Nederland.

Omvang productie in Nederland wordt mede bepaald door ontwikkelingen in Europa

Het Nederlandse elektriciteitssysteem staat niet op zichzelf, maar is sterk geïntegreerd in de Europese elektriciteitsmarkt. Niet alleen het Nederlandse verbruik, maar ook de productie en het verbruik in de rest van Europa bepalen de Nederlandse productiecapaciteit en productie.

Ook in andere landen zal het elektriciteitsgebruik sterk toenemen en het aandeel van wind- en zonne-energie in de elektriciteitsproductie groeien. Uitbreiding van de interconnectie tussen landen maakt de uitwisseling van elektriciteit over grotere geografische gebieden mogelijk, en helpt om tekorten en overschotten aan elektriciteit uit zon en wind op te vangen. De scenario's in het Ten Year Network Development Plan (TYNDP) uit 2022 van de koepel van Europese netbeheerders (Kärtlitz et al., 2022) illustreren dat Nederland waarschijnlijk netto exporteur zal zijn door het grote potentieel voor windenergie op de Noordzee. Maar gezien alle onzekerheden is het nu niet mogelijk om precies aan te geven hoe de Nederlandse elektriciteitsproductie zich zal verhouden tot die van de rest van Europa. De elektriciteitsmarkt is dermate verweven dat het Nederlandse beleid afgestemd moet worden op het beleid van andere landen en van de Europese Unie.

4.1.2 Flexibiliteit

Soorten flexibiliteitsopties

De afstemming tussen elektriciteitsverbruik en productie in een klimaatneutraal energiesysteem is een grote opgave. In het huidige energiesysteem wordt dit met name gerealiseerd door op- en afregeling van elektriciteitscentrales op brandstoffen (regelbaar vermogen) en uitwisseling van elektriciteit met het buitenland. In de toekomst zal de inzet van meer en andere flexibiliteitsopties nodig zijn om die afstemming te bewerkstelligen. Tabel 4.2 geeft een beknopt overzicht van flexibiliteitsopties, hun eigenschappen en hun mogelijke rol binnen het energiesysteem. Hier gaan we op een aantal opties in meer detail in.

Tabel 4.2**Flexibiliteitsopties en hun rol in het energiesysteem**

Flexibiliteits-optie	Voorbeelden	Eigenschappen en rol in energiesysteem
Elektriciteits-netten	Netverzwaring en interconnectie	Maakt uitwisseling van lokale overschotten en tekorten mogelijk, binnen en buiten Nederland. Betere netwerkverbindingen over grotere afstanden zorgen ervoor dat verbruiks- en productiepatronen over een groter gebied uitmiddelen, en ook flexibiliteitsopties die verder weg zijn gebruikt kunnen worden. Daardoor zijn minder lokale flexibiliteitsmaatregelen nodig. Investerings in netwerkcapaciteit zijn daarmee complementair aan andere flexibiliteitsopties (Özdemir et al., 2022)..
Elektriciteits-opslag	Opslag en teruglevering door batterijen, compressed air energy storage (CAES)	Batterijen en CAES zijn kapitaalintensief. Vooral geschikt voor frequente afwisseling van relatief kortdurende overschotten en tekorten (uren tot dagen).
Elektrisch vervoer	Aanpassen laadgedrag, en mogelijk terugleveren aan het net	Als opslag, maar minder flexibel en minder betrouwbaar door eisen vanuit de vervoersfunctie. Voordeel is dat het weinig extra investeringen vereist.
Vraagsturing: elektrolyzers en waterstof-opslag	Flexibel op- en afregelen waterstofproductie in combinatie met waterstofopslag	Voor het opvangen van overschotten en vooral tekorten, ook voor langere periodes. Vereist voldoende opslag van waterstof en/of flexibiliteit bij de verdere toepassing van waterstof (voor synthetische brandstoffen en industriële processen). 1 petajoule waterstofproductie komt overeen met ongeveer 1,4 petajoule elektriciteit.
Vraagsturing industrie: flexibilisering processen	Overdimensionering processen om dezelfde productie in minder vollasturen te realiseren. Afschakelen productie.	Vooral om tekortperiodes te overbruggen, ook langere, mits de bedrijfsvoering dat toelaat. Vereist extra investeringen in (delen van) de industriële productiecapaciteit. Inzet kan variëren per proces, afhankelijk van verhouding tussen meerkosten, de waarde van extra flexibiliteit en de prijs van het product.
Vraagsturing industrie: hybride warmtevoorziening	Hybride (brandstof/elektriciteit) warmteproductie	Vooral om (ook langere) tekortperiodes te overbruggen. De processen die de warmte gebruiken kunnen gewoon door blijven draaien. Meerinvesteringen beperkt tot de warmteproductie. 1 petajoule brandstof spaart bij industriële ketels ongeveer 0,9 petajoule elektriciteit uit, bij industriële warmtepompen slechts ongeveer 0,25 petajoule elektriciteit.
Aanbodsturing: Curtailment	Afschakeling windmolens en zonnepanelen	Bij overschotten, voor zover andere opties qua vermogen of te overbruggen periode ontoereikend zijn. Behoeft geen investeringen, wel opbrengstderving.
Aanbodsturing: Pieklastcentrales	Centrales op brandstoffen (groengas, aardgas, waterstof, biograndstoffen)	Essentieel voor overbruggen van langere tekortperiodes en grotere tekorten ('dunkelflautes'), wanneer elektriciteitsopslag en vraagsturing niet toereikend zijn. Vereist voldoende grote voorraden van de gebruikte brandstoffen. 1 petajoule brandstof levert 0,35 tot 0,5 petajoule elektriciteit op.
Aanbodsturing: Kernenergie	Op- en afregelen productie	De regelbaarheid en gegarandeerde inzetbaarheid van de elektriciteitsproductie maakt de behoefte aan andere flexiopties (opslag, vraagsturing, pieklastcentrales) voor met name tekortsituaties kleiner. Kernenergie kan het aantal vollasturen van elektrolyzers en terugregelbare industriële processen verhogen (zie ook kader 6.6).

Elektriciteitsnetten

Elektriciteitsnetten maken uitwisseling van lokale overschotten en tekorten mogelijk, binnen en buiten Nederland. Betere netwerkverbindingen over grotere afstanden zorgen ervoor dat verbruiks- en productiepatronen over een groter gebied uitmiddelen, en ook flexibiliteitsopties die verder weg zijn gebruikt kunnen worden. Daardoor zijn minder lokale flexibiliteitsmaatregelen nodig. Investerings in netwerkcapaciteit zijn daarmee complementair aan andere flexibiliteitsopties (Özdemir et al., 2022).

Belangrijk daarbij is de verbinding tussen windparken op zee en elektrolyzers. De lengte en het aantal van die verbindingen kunnen deels worden beperkt door elektrolyzers op zee bij windparken te plaatsen, of in de kustgebieden. Maar daarnaast zijn er ook extra hoogspanningsverbindingen dieper landinwaarts en uitbreiding en verzwaring van regionale elektriciteitsnetten noodzakelijk.

Netverzwaring is vaak complex en tijdrovend, en biedt daarom minder soelaas voor de korte termijn. Andere opties doen dat wel (zie tabel 4.2). Hoe dan ook is bij alle flexibiliteitsopties voldoende en tijdige aanleg van de benodigde infrastructuur – van aansluiting van wind-op-zee en uitbreiding van het hoogspanningsnetwerk tot verzwaring van het laagspanningsnet – een noodzakelijke voorwaarde, zie ook paragraaf 4.1.3.

Elektriciteitsopslag

Er zijn verschillende vormen van opslag van elektriciteit. Op Europees niveau is waterkracht belangrijk voor het opslaan van grote volumes energie voor een langere periode. Binnen Nederland is dit niet echt relevant, maar via de handel in elektriciteit met het buitenland speelt het wel een rol. Opslag kan ook met batterijen of gecomprimeerde lucht (CAES, compressed air energy storage). De investeringskosten voor batterijtechnologieën, zoals lithium-ion, vanadium redox en loodzuur, dalen relatief snel. Dit betekent dat ze op de lange termijn een groter economisch potentieel hebben. Batterijen kunnen relatief beperkte volumes aan energie opslaan.

Het stimuleren van onderzoek, ontwikkeling en demonstratieprojecten kan bijdragen aan innovatie en verdere kostendaling. Onderzoek naar en schaalvergroting van batterij-technologie kunnen de kosten helpen verlagen, maar voor grootschalige en langdurige opslag blijven de kosten van batterijen naar verwachting relatief hoog, omdat bij langdurige opslag, naast de energieverliezen die bij de laden en ontladen optreden, de vaste kosten slechts in een beperkt aantal laad-/ontlaadcycli kunnen worden terugverdiend.

Ook elektrische voertuigen, met name als ze elektriciteit kunnen terugleveren aan het net (voertuig-naar-net/vehicle-to-grid), kunnen een rol spelen in het kort tot middellang opslaan van energie in beperkte volumes. Voertuig-naar-net zal deels concurreren met andere opslag.

Vraagsturing

Vraagrespons omvat verschillende mogelijkheden om het gebruik van energie aan te passen. Vermindering van het elektriciteitsverbruik door middel van afschakeling of terugregeling kan zowel op korte als lange termijn plaatsvinden en kan zowel contractueel als op vrijwillige basis gebeuren. De beschikbare potentiëlen en de bijbehorende kosten van afschakeling zijn echter onzeker of zelfs onbekend (TNO, 2024b).

Een andere vorm van vraagrespons is vraagverschuiving. Hierbij wordt het gebruik van energie verschoven naar een ander moment in de tijd. Hoewel er theoretisch potentieel is, zijn er veel praktische barrières die de effectiviteit beperken.

Daarnaast zorgt de elektrificatie van allerlei toepassingen voor nieuwe mogelijkheden. Groene waterstofproductie met elektrolyzers heeft met name op de langere termijn, tussen 2040 en 2050, een groot potentieel, afhankelijk van de binnenlandse productie van groene waterstof. Elektrificatie van het warmtegebruik kan in een hybride configuratie met brandstofketels terugregelen bij tekorten en in combinatie met warmteopslag tijdelijke overschotten van duurzame elektriciteit benutten (zie paragraaf 3.3 en paragraaf 6.5.3). Elektrificatie van het wegverkeer heeft mogelijk een groot potentieel, bijvoorbeeld door slim laden waarbij het laden vooral plaatsvindt op momenten dat de productie van elektriciteit hoog is.

Aanbodsturing

Het afschakelen van wind en zon biedt soelaas als andere flexibiliteitsopties niet toereikend zijn om overschotten op te vangen. Pieklastcentrales op brandstoffen zijn alleen nodig wanneer andere opties niet toereikend zijn om tekortsituaties op te vangen. Beide staan vanwege de grote energieverliezen achteraan in de voorkeursvolgorde. Elektrolyzers, waterstofopslag en pieklastcentrales vormen samen een vorm van elektriciteitsopslag. Dit biedt de mogelijkheid om grote volumes energie voor langere tijd op te slaan, maar gaat gepaard met forse omzettingsverliezen bij zowel de productie van groene waterstof als bij de inzet van waterstof voor elektriciteitsproductie.

Alle flexibele opties dragen bij aan de systeembalans

De verschillende scenariostudies die de laatste jaren zijn verschenen over het toekomstige energiesysteem geven geen eenduidig beeld over de rol van de onderscheiden flexibiliteitsopties (zie bijvoorbeeld (TNO, 2023a) en paragraaf 7.1). Wel eenduidig is dat naarmate het verbruik van elektriciteit hoger is als gevolg van een grotere productie van groene waterstof, de bijdrage aan de systeembalans door een flexibele inzet van elektrolyzers – mits de capaciteit toereikend is – groter zal zijn (zie ook paragraaf 6.5.3).

Verder laten de studies, inclusief deze, zien dat alle opties in meer of mindere mate een rol spelen. Gegeven de verschillende eigenschappen van de flexibiliteitsopties, zoals volume, de periode waarvoor ze inzetbaar zijn en de kosten (zie tabel 4.2) is dit ook niet verwonderlijk. Er is geen ‘silver bullet’ voor de invulling van de benodigde flexibiliteit; alle opties dragen bij aan de systeembalans. Of de verschillende opties in de praktijk daadwerkelijk een rol kunnen spelen hangt ook af van de inrichting van de markt, prijsprikkels zoals de tarieven die gelden voor de verschillende opties en de mogelijke beperkingen van de netwerkinfrastructuur.

Belemmeringen in de uitrol en opschaling van flexopties vragen om aanvullend beleid

Het wegnemen van knelpunten voor de realisatie van infrastructuur - zoals bij de vergunningverlening, in de regulering en bij de beschikbaarheid van personeel - is noodzakelijk maar niet voldoende. Aanvullend beleid dat zorgt voor prikkels in de vorm van tarieven en prijzen die schaarstes in tijd en plaats weerspiegelen en toegang tot de intra-day-markt en de onbalansmarkt voor alle flexibiliteitsopties zijn belangrijk voor een aantrekkelijk verdienmodel voor de verschillende flexibiliteitsopties. Voor vraagrespons moeten elektriciteitsverbruikers zich bewust worden van de mogelijkheden en bestaande gewoonten aanpassen. Informatievoorziening kan hier een rol bij spelen.

4.1.3 Infrastructuur

Netverzwaring is noodzakelijk om netcongestie te voorkomen

Naar verwachting zal het verbruik van elektriciteit in de periode 2020-2050 toenemen met een factor 3 à 4 en de productie van elektriciteit uit zon en wind zelf met een factor 5 of meer (Sijm 2023). In de recente integrale infrastructuurverkenning (Netbeheer Nederland, 2023) overstijgt de vraag in 2050 de

hernieuwbare opwek op piekmomenten met 35 tot 50 GW. Deze pieken zullen plaatsvinden in een beperkt aantal uren per jaar. Bovendien zullen de locaties waar elektriciteit wordt opgewekt veranderen ten opzichte van de locaties waar de elektriciteit wordt ingezet.

Zoals ook aangegeven in paragraaf 2.2 zal daarom de infrastructuur voor elektriciteitsnetwerken moeten worden uitgebreid en versterkt, zowel op landelijk niveau (lokaal, regionaal, nationaal en interconnecties met buurlanden) als op zee. In de integrale analyse is de infrastructuur grof weergegeven en worden ruimtelijke aspecten niet in ogenschouw genomen (zie ook paragraaf 6.5.3). De berekende uitbreiding van de netten wordt achteraf vergeleken met bronnen die meer in detail dan deze studie naar de infrastructuur gekeken hebben, zoals de integrale infrastructuurverkenning (Netbeheer Nederland, 2023), zie paragraaf 7.1.

Knelpunten belemmeren de uitbreiding en verzwaring van het net

Uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet in Nederland worden belemmerd en verlopen traag door een optelsom van knelpunten (zie bijvoorbeeld (CE Delft, 2022; Netbeheer Nederland, 2021)):

Locatiekeuze. Er is onzekerheid over de richting en uitvoering van de energietransitie en over specifieke locatiekeuzes en beleidsmaatregelen die bepalend zijn voor de behoefte aan nieuwe, specifieke investeringen in het net. Bovendien is er een gebrek aan coördinatie en regie, in het bijzonder voor het stellen van (investerings)prioriteiten, het afwegen van complexe, integrale infrastructuurbeslissingen en het maken van verstandige, netefficiënte locatiekeuzes. Tijdige, consistente beleidsbeslissingen en een verdergaande uitwerking en verbetering van recente, integrale beleidsprogramma's zoals het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK) kunnen meer richting geven aan wanneer en waar uitbreiding en verzwaring van de infrastructuur noodzakelijk zijn. Dit is ook belangrijk vanwege de lange looptijden van investeringen, in het bijzonder voor investeringen in het hoogspanningsnet (6-8 jaar of langer). Het gaat daarbij om ingewikkelde, tijdrovende procedures (inspraak, ruimtelijke ordening, natuur- en milieueffectrapportages, etc.), trage besluitvormingsprocessen, plus de benodigde tijd voor de daadwerkelijke aanleg van de netwerken.

Investeringskosten. Door Netbeheer Nederland (2023) wordt ingeschat dat de landelijke netbeheerder in de periode 2030 tot 2050 jaarlijks tussen de 2 en 3 miljard euro moeten investeren voor het landelijk netbeheer en het netwerk op zee. Voor de regionale elektriciteitsnetten komt daar rond de 2 miljard per jaar bij. Deze verhoogde uitgaven worden gefinancierd door hogere nettarieven, maar er treedt daarbij wel vertraging op tussen de uitgaven en de opbrengsten van veelal jaren tot zelfs decennia. Hierdoor kunnen knelpunten optreden in de financiering van nieuwe, additionele investeringen in het net. Additionele kapitaalstortingen door de aandeelhouders van de netwerkbedrijven en door aanpassingen in de huidige bepaling van de nettarieven door de ACM kunnen eraan bijdragen dat inkomsten van netbeheerders worden vervroegd of bepaalde investeringsrisico's voor netbeheerders worden verlaagd (PwC, 2021). Zo worden de toegestane inkomsten van netbeheerders in de huidige situatie afgestemd op historische kosten en investeringen, waardoor de inkomsten achterlopen op de toenemende uitgaven die nodig zijn voor de investeringen om de energietransitie te faciliteren. Daarnaast zou de Rijksoverheid kunnen voorzien in de volledige, aanvullende kapitaalbehoefte van de netwerkbedrijven als bestaande aandeelhouders van de regionale netbeheerders, provincies en gemeenten, daar niet toe bereid of in staat zijn (IBO, 2021).

Personeel en materialen. Er is een gebrek aan personeel voor de voorbereiding, beoordeling en uitvoering van nieuwe investeringen in het net, en dan vooral van technisch personeel voor de aanleg en het onderhoud van het net. Bovendien is er ook een tekort aan onderdelen en materialen zoals kabels, transformatoren en andere (kritische) materialen voor de verzwaring of uitbreiding van het net. Hier is in deze studie verder niet nader naar gekeken.

Prikkels ontbreken voor efficiënte afweging tussen elektriciteits- en gasinfrastructuur

Verstandige en efficiënte locatiekeuzes en een integrale afweging van elektriciteits- en gasinfrastructuur kunnen helpen om de benodigde capaciteit te verminderen. Hierbij wordt geprobeerd het elektriciteitsnetwerk zo min mogelijk te belasten en optimaal gebruik te maken van bestaande gasinfrastructuur. Bijvoorbeeld door elektrolyzers in de buurt van opwek- of aanlandingslocaties te plaatsen, piekcentrales te plaatsen dichtbij geconcentreerde gebruikslocaties zoals bijvoorbeeld grote steden en industriële clusters, en batterijen bij grootschalige wind- en zonneparken.

De huidige mogelijkheden om locatiekeuzes in Nederland te sturen zijn echter beperkt, in het bijzonder door het ontbreken van differentiatie van lokale nettarieven of andere, lokale marktprikkels (Netbeheer Nederland, 2021). Introduceren van lokale marktprikkels zoals tijd- en plaatsafhankelijke nettarieven en aanpassen van subsidies zoals de SDE++ zodat optimaal rekening wordt gehouden met tijdstip en locatie van het verbruik kunnen bijdragen aan een betere geografische spreiding van gebruik en productie. Zo zou bijvoorbeeld het aansluittarief hoger kunnen zijn op locaties waar congestie in het netwerk optreedt zodat nieuwkomers worden gestimuleerd om zich elders te vestigen. Een ander idee is om de diepe aansluitkosten¹⁶ in rekening te brengen. Wel is het de vraag wat in de praktijk het effect is van dergelijke prijsprikkels, onder andere omdat ook andere factoren een rol spelen bij de locatiekeuze van burgers en bedrijven (Brunekreeft et al., 2005; Pollitt, 2023).

Naast het ontbreken van de mogelijkheid tot differentiatie van lokale nettarieven zijn er diverse andere tekortkomingen van huidige nettarieven die een efficiënt gebruik van het elektriciteitsnet dat de kostenopbouw beter weerspiegelt, belemmeren. Zo betalen huishoudens nu het zogenaamde capaciteitstarief, een vast bedrag gebaseerd op de grootte van de aansluiting dat niet afhankelijk is van hun daadwerkelijke netgebruik. Het capaciteitstarief zou kunnen worden aangepast zodat dit ook mede afhangt van de omvang van het netwerkverbruik op piekmomenten, waardoor er een prikkel is om de belasting van het netwerk op die momenten te verminderen.

Producenten, zoals zonneparken of gascentrales, betalen geen transporttarief. Daardoor betalen zij alleen de vaste lasten voor de elektriciteitsinfrastructuur en slechts een gedeelte van de daadwerkelijke kosten. Een transporttarief voor producenten kan ervoor zorgen dat producenten bij hun investeringen in nieuwe capaciteit meer rekening houden met de kosten die dit met zich meebrengt.

4.2 Biograndstoffen

De inzet van duurzame biograndstoffen vormt een noodzakelijk onderdeel van een klimaatneutrale en circulaire samenleving (EZK, 2019; I&W, 2023). Deze paragraaf beschrijft de hoeveelheid duurzame biograndstoffen die in de periode 2020 tot 2050 in Nederland op basis van eigen productie en import uit andere EU-lidstaten en het Verenigd Koninkrijk beschikbaar kan zijn als energiedrager of grondstof. Voedsel, veevoeder en biograndstoffen die als materiaal in met name de bouw kunnen worden toegepast worden hier buiten beschouwing gelaten. De beschikbaarheid van duurzame biograndstoffen binnen Nederland en Europa (EU27 plus VK) wordt in meer detail beschreven in een achtergrondnotitie bij dit

¹⁶ Investerings in het net en uitbreiding van het net die meer of minder verband houden met het realiseren van nieuwe aansluitingen. Naast ondiepe aansluitkosten kan het noodzakelijk zijn investeringen in het net te doen of het net uit te breiden. Deze kosten worden als diepe aansluitkosten beschouwd en dienen niet door middel van het aansluittarief te worden vergoed (punt 25 Toetsingskader aansluittarieven).

rapport (PBL, 2024a). Daar wordt ook ingegaan op het gebruik van biograndstoffen voor materialen waarmee koolstofvastlegging in met name de bouw kan worden gerealiseerd.

4.2.1 Uitgangspunten

Huidige situatie en verwachtingen tot 2030

Nederland importeert het grootste deel van de biograndstoffen met name voor energetische toepassingen. Een groot deel van deze import bestaat uit houtpellets uit onder meer Noord-Amerika, Canada en de Baltische Staten voor de bij- en meestook in elektriciteitscentrales, maar die toepassing zal in de komende jaren waarschijnlijk worden afgebouwd (EZK & IenW, 2022; SER, 2020). Daar staat de verwachting tegenover dat de import van biograndstoffen voor feedstocks en geavanceerde biobrandstoffen voor met name de lucht- en scheepvaart (de bunkerbrandstoffen) in de toekomst zal toenemen (SER, 2020; PBL, 2020). Dit sluit ook aan bij de Europese Green Deal, waarin wordt gesteld dat biograndstoffen zo hoogwaardig mogelijk toegepast zouden moeten worden (EC, 2021d).

Import van Europese biograndstoffen

De hier gepresenteerde ramingen van de hoeveelheden duurzame biograndstoffen¹⁷ die nu en in 2030 en 2050 in Nederland beschikbaar kunnen zijn als energiedrager of grondstof, hebben betrekking op eigen productie in Nederland en import uit de rest van de EU27. Mogelijke import uit landen van buiten de EU27 naar Nederland is in deze studie buiten beschouwing gelaten. Dit sluit aan bij de 'Impact Assessments' van de Europese Commissie over de EU-klimaatdoelen en paden naar klimaatneutraliteit (EC, 2020b, 2024b). In beide assessments wordt gesteld dat meer dan 93 procent van de biograndstoffen uit de EU zelf zal komen. Het sluit ook aan bij de constatering dat er veelal belangrijke geopolitieke, socio-economische en regelgevende barrières zijn die import van buiten de EU compliceren (Mandley et al., 2022). Een bijkomend argument is dat andere wereldregio's ook moeten verduurzamen en daarom zelf veel biograndstoffen nodig zullen hebben; uitgaande van studies waarin schattingen worden gegeven van de mondiale beschikbaarheid zou men op basis van een 'fair share' benadering zelfs kunnen betogen dat Europa netto zou moeten exporteren. Zo is in een recente modelvergelijking van 'Integrated Assessment Models' (IIASA, 2022) de bandbreedte in het mondiale primaire gebruik van bio-energie geschat op 73 tot 194 EJ in 2050. Het GDP (in termen van 'Purchasing Power Parity') van de EU27 zal in 2050 ongeveer 9 procent zijn van het mondiale GDP, en de bevolking rond 5 procent van de wereldbevolking. Dat betekent dat de 'fair share' op basis van het GDP zou uitkomen op 6,7 tot 17,8 EJ. Dit is in dezelfde range als het duurzame potentieel uit de EU27 zelf (9 tot 16 EJ, zie paragraaf 4.2.3). Bij een fair share op basis van de bevolkingsomvang zou het uitkomen op slechts 4 tot 10 EJ en zou de 'fair share' veel lager zijn dan het duurzame potentieel. Het geeft aan dat een mondiale benadering dus niet logischerwijs leidt tot een hoger potentieel voor de EU27.

¹⁷ We gaan hier uit van de definitie van 'duurzaam' zoals beschreven in CE Delft (2020).

Kader 4.1 De in deze studie onderscheiden types of soorten biograndstofstromen

Landbouw

De primaire landbouwproductie in Nederland is momenteel vooral bestemd voor voedsel en veevoer. Bij de huidige primaire productie voor energie en feedstock gaat het met name om graan en bieten voor energieproductie, en zetmeelaardappelen voor industriële toepassingen. In de toekomst zal het ook gaan om andere (houtige) gewassen als grondstof voor de geavanceerde biobrandstofproductie.

De gewasresten uit de landbouw zijn divers van oorsprong. Ze bestaan uit o.a. loofresten en stronken die vrijkomen bij de bestaande teelten van gewassen en stro als restproduct van de graanproductie. Daarnaast gaat het om groenbemesters (of vanggewassen zoals lupine), die geteeld worden tussen twee hoofdgewassen ter behoud van de bodemkwaliteit.

Dierlijke mest is de grootste primaire reststroom uit de landbouw, waarvan momenteel maar een heel klein deel wordt gebruikt voor energetische toepassingen (verbranding en vergisting).

Bij de voedings- en genotsmiddelenindustrie (VGI) komen secundaire reststromen vrij, zoals oliezaden-schroot, paprikapunten, aardappelschillen en DDGS (eiwitrijk bijproduct van ethanolproductie uit granen).

Bosbouw en houtsector

De primaire houtproductie bestaat uit zaaghout bedoeld voor constructie- en meubelhout en daarnaast uit pulphout voor de papierindustrie. Ook wordt een deel energetisch ingezet omdat het kwalitatief niet geschikt is voor andere toepassingen.

Primaire houtige reststromen komen vrij bij beheerwerkzaamheden aan en omvorming van houtige beplantingen in de stedelijke omgeving en het landschap (b.v. houtwallen, boomgaarden en lanen) en bij de primaire houtoogst (boomtoppen en dikke takken).

Secundaire houtige reststromen komen uit de houtverwerkende industrie zoals zagerijen en spaanplaat-industrie en betreffen een stroom van bijvoorbeeld afkorthout, zaagsel en krullen.

Tertiaire stromen

Tertiaire biograndstofstromen zijn afkomstig van producten die aan het eind van hun levenscyclus zijn of restmaterialen na de consumptiefase (CE Delft, 2020). Daarbij gaat het om sloop- en afvalhout, slib van riool- en waterzuiveringsinstallaties, organische materiaal in papierslib en residuen uit papier-recycling, gescheiden ingezameld GFT, de organische restfractie van overig afval van huishoudens en de kantoor- en dienstensector, en de niet-houtige reststromen die vrijkomen bij het beheer van de Nederlandse natuur en landschappen (bijvoorbeeld riet, bermgras en heidemaaisel).

Wel en niet verhandelbare biograndstoffen

In dit rapport zijn de verschillende types biograndstofstromen (zie kader 4.1) onderverdeeld in ‘verhandelbare’ en ‘niet-verhandelbare’ stromen. De eerste categorie betreft min of meer homogene stromen (of stromen die na voorbereiding zoals torrefactie of pyrolyse homogeen kunnen worden gemaakt) die als internationale ‘commodities’ kunnen worden verhandeld, bij de tweede gaat het om laagwaardige stromen die meestal lokaal worden toegepast. Daaronder vallen mest en de tertiaire stromen, uitgezonderd houtafval. Ook voor (delen van) andere stromen, zoals secundaire landbouwstromen, kan verhandelbaarheid problematisch zijn, maar dat is hier niet expliciet uitgewerkt.

De commodities – vaak houtige biomassa of, in de toekomst, ook getorreficeerde reststromen uit met name de landbouw – lenen zich voor verschillende verwerkingsroutes waarmee in principe elke gewenste koolwaterstof te maken is (zie ook paragraaf 3.1 en (PBL, 2024e)). De directe toepassingsmogelijkheden van laagwaardige stromen zijn beperkter. Deze worden vaak vergist tot biogas en lokaal toegepast, en soms ook opgewerkt tot groengas. Verdere opwerking tot allerlei koolwaterstoffen is technisch wel mogelijk. Voor de import naar Nederland zijn met name de goed verhandelbare biograndstoffen van belang.

Duurzaamheidseisen

Tot slot: als we spreken van ‘duurzame biograndstoffen’ dan bedoelen we daarmee biograndstoffen die voldoen aan alle gestelde duurzaamheidseisen. We sluiten aan bij het SER-advies ‘Biomassa in Balans’ en het daarop gebaseerde beleid van de Rijksoverheid, zoals uiteengezet in het ‘duurzaamheidskader biograndstoffen’ (EZK & I&W, 2020). De maatschappelijke en politieke discussies rond duurzame biograndstoffen zijn in eerdere PBL-publicaties uitvoerig behandeld (met name (PBL, 2020a)), en zijn geen onderwerp van deze studie.

4.2.2 Beschikbaarheid binnen Nederland

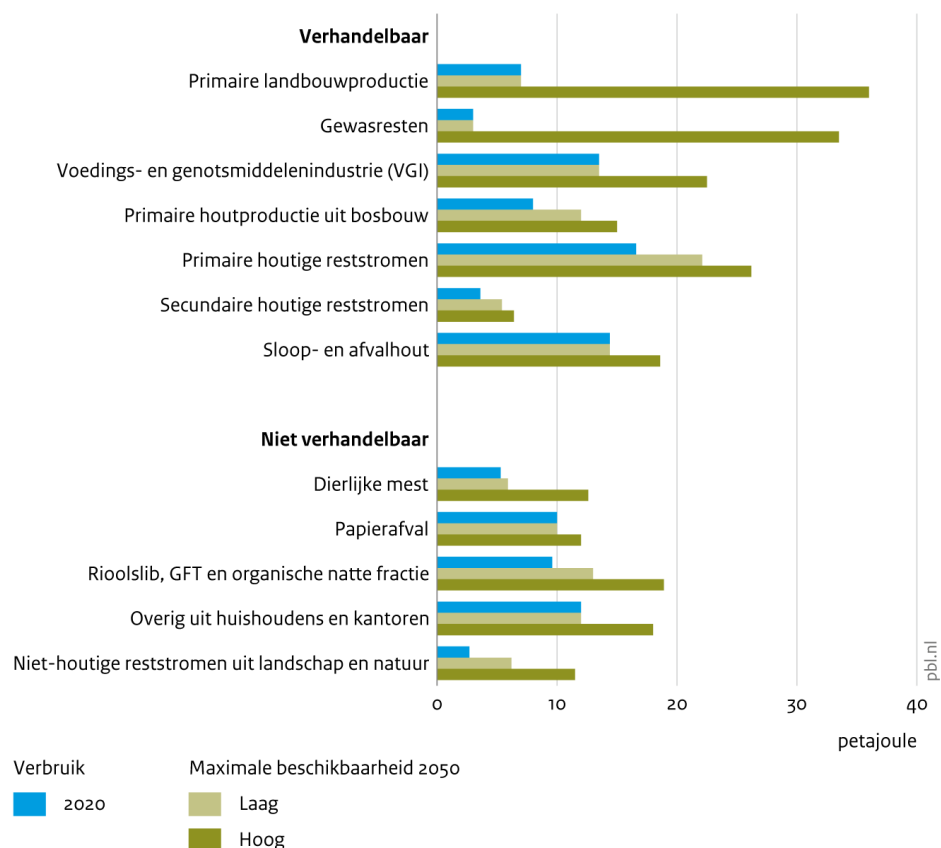
Het huidige (2020) gebruik en de minimale en maximale beschikbaarheid in 2050 van biograndstoffen binnen Nederland voor energie en feedstocks is weergegeven in figuur 4.1. Deze tellen op tot 106 petajoule in 2020 en tot minimaal 125 petajoule en maximaal 230 petajoule in 2050. Het aandeel ‘verhandelbaar’ neemt daarbij licht toe van 62 procent naar ruim 68 procent. Er is daarmee in 2050 sprake van slechts een beperkte toename tot een mogelijke verdubbeling van de huidige hoeveelheid. Om het hoge potentieel te realiseren zal een flinke inspanning moeten worden verricht om arealen te vergroten en reststromen binnen de land- en bosbouw beter te benutten. De beschikbaarheden in 2030 hebben we geraamd op basis van een lineaire toename tussen 2020 en 2050. Dit is lager dan in een aantal eerdere studies is ingeschat (DNV GL, 2017; LNV & RVO, 2020). Dat komt doordat wij het onwaarschijnlijk achten dat de benodigde arealen en infrastructuur tijdig opgeschaald kunnen worden tot het niveau van die hoge ramingen. Hieronder volgen een aantal observaties met betrekking tot de potentiële van de in figuur 4.1 onderscheiden biograndstofstromen. Meer details zijn te vinden in (PBL, 2024a).

Grootste toename potentieel biograndstoffen uit de landbouw

De grootste toename van de productie van biograndstoffen in Nederland lijkt mogelijk in de landbouw. Bij de primaire productie kan die toename vooral worden gerealiseerd door het telen van houtige gewassen zoals olifantsgras of door het op grotere schaal telen van bestaande gewassen zoals bieten. Daarnaast kan een toename worden gerealiseerd door meer en ander gebruik van gras, en een (beperkte) productiviteitsstijging van bestaande teelten. Voor de bovenkant van de bandbreedte is 90 tot 100 duizend hectare extra grond nodig die zou kunnen voortkomen uit een lagere behoefte aan gras- en maïsland, zie ook paragraaf 3.4.

Figuur 4.1

Duurzame biograndstoffen voor energie en feedstocks uit Nederland per type biograndstof



Bron: PBL

In de huidige praktijk wordt het overgrote deel van de gewasresten op het veld achtergelaten, onderwerkt of doodgespoten. Deze zouden ook geoogst kunnen worden. Verder kan, afhankelijk van de bodemgesteldheid, tot 70 procent van de groenbemesters geoogst worden zonder een significant verlies van bodemkwaliteit (CE Delft, 2020).

Ook de benutting van de stromen die bij de voedings- en genotsmiddelenindustrie (VGI) (zie kader 4.1) vrijkomen zou uitgebreid kunnen worden, met name door verbetering van technieken om meer van deze stromen om te kunnen zetten in bruikbare biograndstoffen voor energie en vooral feedstocks. Hierbij gaat het met name om eiwitrijke reststromen (RVO, 2020).

Richting 2050 zou er iets meer drijfmest ingezameld en vergist kunnen worden (PBL, 2024d) en tevens kan door snellere verwerking de energieopbrengst hieruit groter worden. Maar doordat naar verwachting tegelijkertijd de veestapel de komende decennia zal krimpen zal per saldo de droge mestinzet voor verbranding min of meer gelijk blijven, en de hoeveelheid natte mest die vergist wordt slechts beperkt kunnen toenemen. Dat is dan nog steeds een beperkt deel van de totale hoeveelheid mest: inzamelen en verwerken blijft duur, logistiek uitdagend en energie-intensief (bijvoorbeeld voor transport) en er zal een groot deel van de mest gebruikt blijven worden in de sector zelf.

Bosbouw en houtsector

De bosbouwsector is ook een belangrijk bron van biograndstoffen in Nederland, zowel voor energetische toepassingen en feedstocktoepassingen (zie figuur 4.1) als voor materialen (zie PBL, 2024a). Om een groei te realiseren richting 2050 kan de primaire houtoogst in het gunstigste geval rond 2050 bijna verdubbelen. Dit is mogelijk als de houtoogst in bestaande en nieuwe bossen geïntensiveerd wordt. Uitgaande van de doelstelling in de Nationale Bossenstrategie (LNV, 2020) kan het bosareaal in Nederland tot 2030 met 13 tot 37 duizend hectare zijn toegenomen; in de decennia daarna kan dat mogelijk tot 90 duizend hectare worden uitgebreid (zie paragraaf 3.4).

De getoonde toename van de primaire reststromen komt deels voort uit deze uitbreiding, en daarnaast ook door aangepast landschapsbeheer (bijvoorbeeld van houtwallen), het meer inzamelen van takken en toppen bij oogst in bossen en lanen, alsmede het meer binnenlands gebruik van stromen die nu naar het buitenland gaan (nu rond 3 petajoule, (Probos, 2023)). De extra inzameling vraagt wel om gericht beleid, aangezien het nu economisch niet interessant is. Met name voor hoogwaardig gebruik van houtige biograndstoffen zullen een hanteerbaar beprijzingsstelsel en ketenontwikkeling nodig zijn (LNV & RVO, 2020).

De hoeveelheid secundaire houtige reststromen is in Nederland beperkt. In 2050 kan de beschikbaarheid zijn verdubbeld, onder andere door de hoeveelheid hout die hier verwerkt wordt te vergroten. Daarnaast zouden bestaande stromen ook (deels) anders ingezet kunnen worden. Nu wordt resthout vooral afgezet als strooisel in de dierhouderij in Nederland en het buitenland, en andere secundaire stromen gaan veelal naar het buitenland (CE Delft, 2020), bijvoorbeeld omdat de spaanplaatindustrie beperkt is in Nederland.

Tertiaire rest- en afvalstromen

Door een betere inzameling kan een groter deel van de niet-houtige reststromen die vrijkomen bij het beheer van de Nederlandse natuur en landschappen beschikbaar komen (bijvoorbeeld riet, bermgras en heidemaaisel, de categorie *overig uit landschap* in figuur 4.1). Daarbij gaat het vooral om het verwerken van maaisel dat nu al verzameld wordt (en in het veld achtergelaten wordt).

De omvang van tertiaire rest- en afvalstromen (afvalhout, slib, GFT-afval, organische fracties van huishoudelijk en kantoorafval, en papierresiduen) zou fors verhoogd kunnen worden door het efficiënter verzamelen, maar een belangrijk aandachtspunt is de samenstelling en kwaliteit van deze tertiaire stromen.

Potentieel aquatische biograndstoffen zeer onzeker

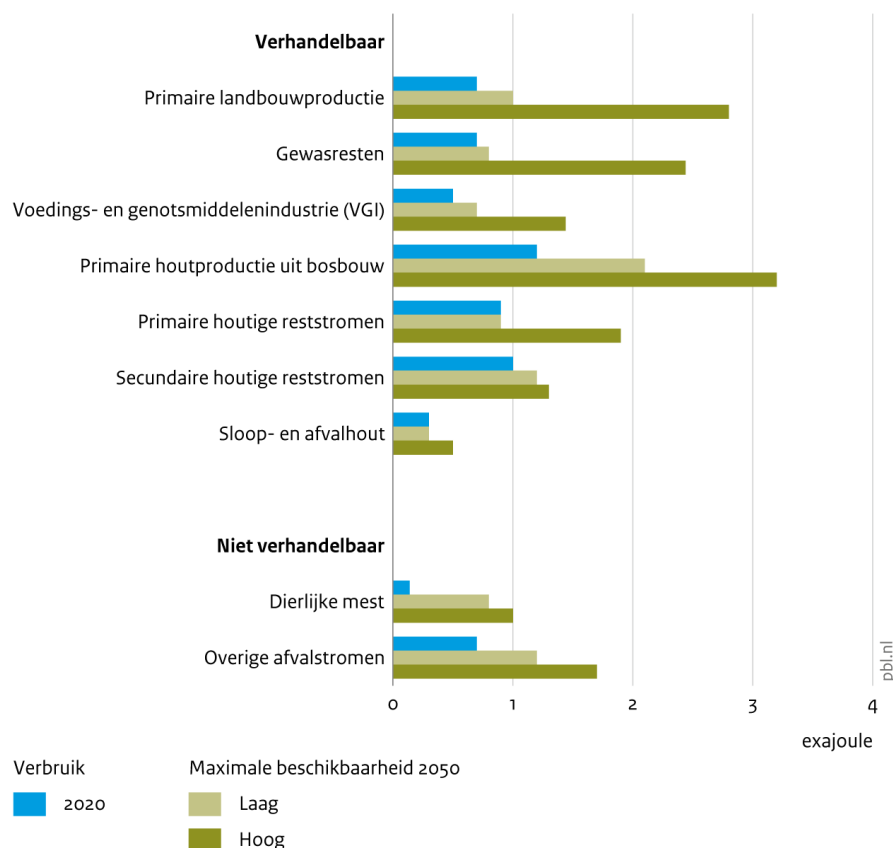
Het potentieel van aquatische biograndstoffen is hier niet in beschouwing genomen, ook al kan dit volgens sommige studies hoog zijn en kunnen algen en zeewier interessant zijn voor vele toepassingen. Maar de technologie is nog volop in ontwikkeling (PBL, 2020), en er zijn nog geen plannen voor grootschalige productiefaciliteiten. Daarom is het potentieel uiterst onzeker.

4.2.3 Beschikbaarheid in de EU plus het Verenigd Koninkrijk

Figuur 4.2 toont het huidige (2020) gebruik en de beschikbaarheid van biograndstoffen voor energetische toepassingen en feedstocks in de EU27 plus het Verenigd Koninkrijk in 2050. Dit telt op tot ruim 6 EJ in 2020 en 9 tot 16 EJ in 2050 (tabel 4.3) waarbij het verhandelbare aandeel min of meer constant blijft.

Figuur 4.2

Duurzame biograndstoffen voor energie en feedstocks uit EU27 en Verenigd Koninkrijk, per type biograndstof



Bron: PBL

Landbouw

Opgeteld laat de landbouw richting 2050 een mogelijke stijging zien van 65 procent tot bijna een verdrievoudiging ten opzichte van 2020. De belangrijkste groeifactoren zijn een hogere productie per hectare, een groter areaal voor met name energiegewassen, en een betere inzameling en verwerking van zowel primaire als secundaire reststromen.

De grote bandbreedte in beschikbaarheid uit de primaire landbouwproductie komt vooral door verschillende aannames in de literatuur rond de verhoging van de gewasopbrengst van energiegewassen zoals olifantsgras of bieten, en de uitbreiding van het areaal dat hiervoor in productie genomen kan worden. Opbrengsten van energiegewassen in de EU27 en het Verenigd Koninkrijk zouden kunnen stijgen met maximaal 1-2 procent per jaar door nieuwe technieken zoals betere irrigatie, verdere mechanisatie en precisielandbouw. Daarnaast wordt op veel plekken in Europa landbouwgrond verlaten vanwege sociaal-economische redenen en omgevingsfactoren (b.v. bodemdegradatie). Stimuleringsbeleid voor het verbouwen van energiegewassen op deze gronden kan zorgen voor een flinke toename van de productie (zie (PBL, 2024a) voor meer details).

De beschikbare hoeveelheid primaire reststromen uit de landbouw (naast mest) is gekoppeld aan de primaire landbouwproductie (inclusief voedselgewassen). De literatuur geeft hiervoor een verhouding van 1 tot 1,5 tussen gewasproductie en reststroom (CE Delft, 2020; ICL, 2021), afhankelijk van de hoeveelheid restproducten die op het land moet achterblijven voor het behoud van de bodemkwaliteit. Naar

verwachting kan de primaire landbouwproductie tot 2050 nog sterk stijgen, waardoor ook de beschikbare primaire reststroom sterk zou kunnen toenemen. Net als bij de primaire landbouwproductie is de bandbreedte in beschikbaarheid groot. Bij de onderkant van de bandbreedte – een stijging met circa 15 procent ten opzichte van de huidige beschikbaarheid – wordt ervan uit gegaan dat alleen het landbouwareaal (inclusief dat voor energiegewassen) in Europa toeneemt, en dat de verhouding tussen gewasproductie en reststromen gelijk blijft. Bij de bovenwaarde van de bandbreedte – een verdrievoudiging in 2050 ten opzichte van 2020 – is daarbovenop uitgegaan van een stijging van de productie per hectare en een grotere oogst van bestaande reststromen.

Weinig Europese studies nemen mest mee in hun ramingen, mede omdat mest momenteel meestal andere toepassingen heeft en het inzamelen lastig is. In deze studie gaan wij uit van ICL (2021). Deze studie laat relatief (per rund) een forse stijging ten opzichte van 2020 zien, maar de absolute stijging is desondanks beperkt doordat ook op EU-niveau de omvang van de veestapel waarschijnlijk zal afnemen. De relatieve stijging komt vooral door een efficiëntere inzameling van mest en door een betere verwerking van vooral natte mest.

De secundaire reststromen vanuit met name de voedselindustrie in Europa zijn van zeer diverse herkomst, waardoor inzameling lastig en nog beperkt is en geavanceerde technieken nodig zijn om deze stroom van verschillende kwaliteiten breed te kunnen verwerken, bijvoorbeeld op basis van nieuwe pyrolyse- of vergassingmethoden (ICL, 2021). De stroom is zowel nu als in de toekomst in Europa van beperkte omvang ten opzichte van het totaal, maar kan mogelijk tot 2050 wel verdubbelen tot bijna verdrievoudigen ten opzichte van 2020. Er is met name een potentieel in Frankrijk en Oostenrijk, en in mindere mate in Duitsland, Polen en Italië (ICL, 2021). Deze toename is alleen realiseerbaar als de inzameling wordt verbeterd, tot op heden niet benutte stromen worden gebruikt, en de genoemde verwerkingstechnieken voldoende snel worden ontwikkeld.

Bosbouw en houtsector

De boven- en ondergrenzen voor beschikbare biograndstoffen uit de bosbouwsector in 2050 komen voort uit verschillen in aannames rond kansen voor extra houtoogst, extra aanplant van bossen, en het extra inzamelen van reststromen (CE Delft, 2020; ICL, 2021; JRC, 2015; Material Economics, 2021). Ongeveer de helft van de stroom aan houtige biograndstoffen hangt ook in 2050 samen met de primaire houtproductie, met name door een toename van de productie in Zweden, Finland, Duitsland, het VK, Frankrijk en Polen. Momenteel is de oogst in Europese bossen ongeveer 60 procent van de jaarlijkse bijgroei. Volgens onder meer WUR (2016) zou dit met beperkte ecologische effecten verhoogd kunnen worden naar 70 tot 75 procent. Daarnaast zullen de nieuw aangeplante bossen met snelgroeiende soorten rond 2050 deels al geoogst kunnen worden.

Bij primaire reststromen uit de bosbouw speelt de vraag in hoeverre deze geoogst kunnen worden zonder aantasting van de bodemkwaliteit, biodiversiteit en andere milieufactoren. De bovenkant van de bandbreedte gaat uit van een grotere houtoogst in Europa waardoor ook meer reststromen kunnen worden ingezameld en verwerkt, inclusief stedelijk groen. De houtige reststromen kunnen afkomstig zijn uit traditionele bosbouwlanden zoals de Scandinavische landen, Frankrijk en Duitsland, maar ook uit landen met een lagere primaire houtproductie, zoals Italië, Slowakije, Bulgarije en Slovenië. Bij die laatstgenoemde landen gaat het veelal om een lagere houtkwaliteit (ICL, 2021). Meer dan bij de primaire houtproductie worden primaire reststromen gebruikt voor energietoepassingen en feedstocks (53 tot 59 procent). Toch zal een substantieel deel van deze stroom ook gebruikt kunnen worden voor materialen (PBL, 2024a).

De stroom aan houtige secundaire reststromen (uit de houtverwerkende industrieën) voor energie en feedstocks zou in relatief bescheiden mate kunnen toenemen, vooral in landen die nu al een grote houtverwerkende industrie kennen, zoals Zweden, Finland en Duitsland. De toename komt door een verwachte stijgende houtoogst en bijbehorende verwerking, en een betere inzameling binnen de industrie.

Tertiaire rest- en afvalstromen

De beschikbaarheid van afvalhout in de EU28 zou tot 2050 ruim kunnen verdubbelen, deels door het afbouwen van het storten van afvalhout. Op basis van de literatuur gaan we er van uit dat maximaal 30 procent van het afvalhout gerecycled kan worden, en de resterende 70 procent gebruikt kan worden voor energie.

De overige afvalstromen binnen deze categorie zijn samen groter dan die van afvalhout maar ook heel divers (zie kader 4.1). De verwachting is dat deze stromen zouden kunnen verdubbelen tot verdrievoudigen. Papier omvat daarbij bijna de helft van het totaal, maar doordat hergebruik zal toenemen zal het percentage dat beschikbaar is voor energetische toepassingen afnemen. Grote landen in Europa zoals Duitsland, het VK, Frankrijk, en Italië hebben naar verwachting de grootste potentiëlen.

4.2.4 Totale beschikbaarheid voor Nederland

Er zijn verschillende manieren denkbaar en verdedigbaar om een inschatting te maken van het deel van de Europese productie van verhandelbare biograndstoffen dat voor Nederland beschikbaar komt. Hierbij spelen vele factoren een rol, die mede afhankelijk zijn van de doelen die Europa heeft voor de rol van biograndstoffen in het verduurzamen van sectoren zoals luchtvaart, scheepvaart en industrie.

Het volledig uitwerken van alle factoren, inclusief een analyse van de toekomstige biograndstofprijzen en markten, zou een integrale Europese studie vergen, wat buiten het bestek valt van dit project. Daarom is de toekenning van de Europees beschikbare biograndstoffen aan Nederland door ons op een meer vereenvoudigde manier uitgewerkt.

In de integrale trajecten (zie hoofdstuk 6) is *geen* restrictie opgelegd aan waar biograndstoffen toegepast mogen worden. De directe energetische toepassingen (en dus ook BECCS in de elektriciteitssector) hebben echter een afnemend aandeel en voorrang wordt gegeven aan toepassingen en activiteiten waarvoor ze harder nodig zijn. Daarbij gaat het vooral om toepassingen waarvoor ook op de langere termijn alternatieven ontbreken of onvoldoende beschikbaar zijn, zoals brandstoffen voor de internationale zeescheepvaart en de luchtvaart, en feedstocks (zie hoofdstuk 6 en paragraaf 3.1), verder kortweg aangeduid met de term ‘koolwaterstoffen’. Dit is ook lijn met de ambitie van Nederland en de EU om de inzet van biograndstoffen voor directe energetische toepassingen (warmte en elektriciteit) af te bouwen en voorrang te geven aan toepassingen en activiteiten waarvoor ze het hardst nodig zijn.

Welk deel van de totaal Europees beschikbare verhandelbare biograndstoffen naar de productie van koolwaterstoffen gaat zal onder meer afhangen van de (emissie)doelen en bijbehorende beleidsprijkkels voor luchtvaart en scheepvaart en voor de verduurzaming van feedstocks. Bij ambitieuze doelen en een bijbehorende serieuze (prijs)prikkel vanuit het beleid ligt het voor de hand dat een groter deel van de beschikbare biograndstoffen naar koolwaterstoffen voor brandstoffen en feedstocks gaat. Hoeveel dat zal zijn hangt onder meer af van de mogelijkheden voor en kosten van alternatieven zoals de inzet van niet-koolstofhoudende brandstoffen (zoals ammoniak), en de recycling van plastics. Door recycling van plastics blijven koolwaterstoffen immers langer in het systeem, en wordt het verbruik van primaire koolwaterstoffen voor plastics lager.

Voor 2030 is de aanname dat (net als nu) biograndstoffen in de EU nog hoofdzakelijk voor directe energetische toepassingen zullen worden ingezet en dat richting 2050 een steeds groter deel bestemd is voor de productie van koolwaterstoffen. Op basis van het 'EU Reference Scenario 2020' van de Europese Commissie (EC, 2020a) gaan we er voor 2050 van uit dat dit uiteindelijk 80 procent zal zijn. Deze hoeveelheid is verdeeld over de lidstaten naar rato van de in de toekomst verwachte productieomvang van genoemde koolwaterstoffen volgens datzelfde scenario. Nederland neemt daarin een relatief groot deel van de Europese koolwaterstofproductie voor haar rekening en volgens het 'Reference scenario' blijft dat ook zo in de toekomst.

Voor het restant, dat dus voor de directe energetische toepassingen wordt gebruikt en afneemt tot 20 procent van het totaal in 2050, hebben wij gekozen voor een verdeling over lidstaten naar rato van de omvang van de economie op basis van het Bruto Nationaal Product (BNP).

Deze wijze van toekennen, waarin de beschikbaarheid van biograndstoffen voor de productie van koolwaterstoffen in Nederland wordt beschouwd in een Europese context, betekent dus ook dat als Nederland minder koolwaterstoffen zou produceren er ook minder biograndstoffen voor Nederland beschikbaar zijn. De koolwaterstoffen moeten dan immers elders geproduceerd worden, en de biograndstoffen gaan dan ook naar de betreffende productielocaties.

Op basis van het bovenstaande en uitgaande van een recyclingspercentage van plastic van rond de 40 procent (zie paragraaf 3.1), zou Nederland dan rond 2050 naar verwachting tussen de 635 en 1230 petajoule aan verhandelbare biograndstoffen tot haar beschikking kunnen hebben (bijna 11 procent van het Europese totaal), zie tabel 4.3. De onder- en bovenwaarde zijn daarbij bepaald op basis van respectievelijk de lage en hoge Europese beschikbaarheid voor verhandelbare biograndstoffen. Daarnaast is er nog een relatief kleine hoeveelheid (47 tot 73 petajoule) niet-verhandelbare biograndstoffen (zoals mest en bepaalde afvalstromen) die binnen Nederland gebruikt kunnen worden.

Tabel 4.3

Beschikbaarheid van biograndstoffen voor directe energetische toepassingen en koolwaterstofproductie voor Nederland (petajoule) op basis van EU stromen (exajoule)

Regio	Type stroom	2020	2030	2030	2050	2050
			Laag	Hoog	laag	hoog
EU28	Energie & koolwaterstof	6,1	7,1	9,5	9,0	16,3
EU27	Energie & koolwaterstof	5,2	6,0	8,1	7,6	13,8
EU27	Verhandelbaar, energie & koolwaterstof	4,5	5,0	6,8	5,9	11,5
EU27	Rato energie/koolwaterstof	100/0	80/20	80/20	20/80	20/80
NL	Verhandelbaar ^a , energie & koolwaterstof	258	379	521	635	1.231
	Waarvan import	192	309	424	558	1.073
NL	Niet verhandelbaar, energie & koolwaterstof (uit NL)	40	42	51	47	73

^a Dit is gelijk aan de som van het verhandelbare deel in Nederland en import

4.3 Waterstof

Internationaal, en ook binnen Europa en Nederland, zien overheden, het bedrijfsleven en kennisinstututen CO₂-emissievrij geproduceerde waterstof als een belangrijke schakel in een klimaatneutraal energiesysteem. Wereldwijd en in Nederland wordt echter in de industrie (inclusief raffinaderijen) nu nog vooral *grijze waterstof* op grote schaal gebruikt. Dit wordt geproduceerd uit aardgas via *Steam Methane Reforming* (SMR). Daarbij wordt zo'n 9 kg CO₂ per kg geproduceerde waterstof uitgestoten. CO₂-vrije *groene waterstof* wordt geproduceerd via elektrolyse op basis van CO₂-vrij geproduceerde elektriciteit uit wind- en zonnenergie. Waterstof uit kernenergie wordt ook wel paarse waterstof genoemd. Daarnaast bestaat er nog zogenoemde CO₂-arme *blauwe waterstof*, die net als grijze waterstof uit aardgas en stoom wordt geproduceerd, maar waarbij 56 tot 90 procent van de vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en hergebruikt of opgeslagen (CCUS). Bij de winning en het transport van het benodigde aardgas komt het sterke broeikasgas methaan vrij. In sommige exportlanden kunnen de verliespercentages hoger zijn dan 2 procent.

Het Nederlandse en Europese klimaatbeleid (zie hoofdstuk 5) zet vooral in op de productie en toepassing van groene waterstof omdat dat wordt gezien als het meest passend in een klimaatneutraal energiesysteem. Blauwe waterstof wordt vooral gezien als middel om de CO₂-emissies door waterstofproductie in bestaande toepassingen snel omlaag te brengen zolang er nog onvoldoende groene waterstof beschikbaar is, en ook als wegbereider voor het gebruik van groene waterstof in nieuwe toepassingen. De onderliggende gedachte is dat de productiecapaciteit voor blauwe waterstof door het toepassen van CCUS op bestaande grijzewaterstoffabrieken goedkoper en sneller is op te schalen dan die voor groene waterstof.

4.3.1 Huidige gebruik van grijze waterstof

Grijze waterstof wordt wereldwijd op grote schaal toegepast als grondstof in de industrie (vooral voor ammoniak-/kunstmest- en methanolproductie) en in raffinaderijen (voor kraken en ontzwavelen). Het grootste deel wordt uit aardgas geproduceerd, een klein deel uit steenkool. Waterstofhoudende restgassen die vrijkomen bij bijvoorbeeld stoomkraken van nafta worden op grote schaal als brandstof voor de ondervuring van de installaties gebruikt. Tabel 4.4 geeft de hoeveelheden die in 2019 in Nederland werden gebruikt.

Tabel 4.4

Waterstofverbruik in 2019 in Nederland, onderverdeeld naar toepassing (TNO, 2020)

Toepassing	Kton	PJ _{LHV} ^a
Ammoniak (kunstmest)	480	58
Raffinage (kraken, ontzwavelen)	544	65
Overig gebruik zuiver waterstof^b	143	17
Methanol	102	12
Restgassen voor ondervuring	231	28
Totaal	1.500	180

^a LHV staat voor lower heating value. 1 kg waterstof komt overeen met 120 MJ_{LHV}.

^b In de chemische industrie (harsen en vezels), de voedings-, de glas-, de metallurgische en de elektronica-industrie en de productie van biobrandstoffen.

Om de in Nederland in 2019 gebruikte hoeveelheid grijze waterstof (uitgezonderd restgassen) volledig te vervangen door groene waterstof zou ongeveer 250 petajoule hernieuwbare elektriciteit nodig zijn, zie tabel 4.5. Indien – zoals voorgesteld in de Cluster Energiestrategieën (CESsen) van de 5 grote industriële clusters (PBL et al., 2022) – nagenoeg alle grijzewaterstofproductie (inclusief verbrandingsgassen) blauw

wordt gemaakt, dan zou daarvoor jaarlijks 9,5 megaton CO₂ moeten worden afgevangen en opgeslagen. Tabel 4.5 toont ook de betreffende hoeveelheden op Europese en mondiale schaal.

Tabel 4.5

Waterstofproductie in 2019, elektriciteitsgebruik bij vergroening en CO₂-afvang bij vervanging door blauw

Regio/land	Waterstofproductie in 2019 megaton (EJ)	CO ₂ -uitstoot megaton CO ₂	Elektriciteit in- dien groen EJ (TWh)	CCS indien blauw megaton CO ₂
Nederland	1,5 (0,18)	13,5	0,25 (70)	9,5 ^a
Europa (EU28)	10,2 (1,2) ^b	70-100	2 (550)	39-90 ^c
Wereld	115 (13,8) ^b	830	17 (4.750)	460-750 ^c

^a Overeenkomend met een gemiddeld afvangpercentage van 70 procent.

^b Exclusief restgassen.

^c Bij een afvangpercentage van 55 tot 90 procent.

4.3.2 Potentieel waterstofproductie

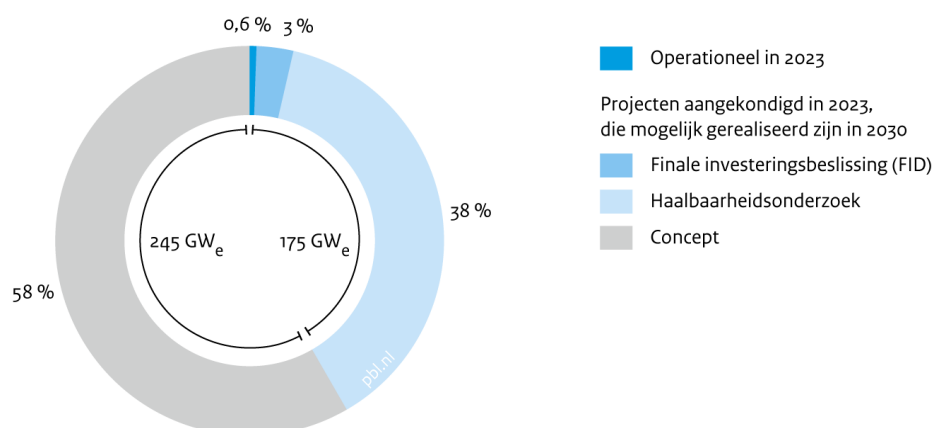
Toekomstige projecten voor groene waterstof

De *Global Hydrogen Review 2023* (IEA, 2023) geeft een overzicht van wereldwijd gerealiseerde en aangekondigde projecten voor groene waterstof in de periode tot 2030. Dit is gebaseerd op het jaarlijks geactualiseerde projectenbestand van IEA¹⁸. Eind 2022 was er bijna 700 MW_e geïnstalleerd. Met de projecten die toen in aanbouw waren of waarvoor een definitieve investeringsbeslissing was genomen, zou het vermogen eind 2023 moeten zijn verdrievoudigd tot 2 GW_e. Gebaseerd op aangekondigde projecten waarvoor eind 2022 een definitieve investeringsbeslissing was genomen of haalbaarheidsonderzoeken werden uitgevoerd zou er in 2030 175 GW_e kunnen zijn opgesteld (zie figuur 4.3). Inclusief projecten die nog in een vroeg (concept)stadium verkeren zou dat in 2030 420 GW_e kunnen zijn. Volgens het waterstofprojectenbestand van IEA zou in 2040, als alle geïnventariseerde plannen doorgaan wereldwijd 800 GW_e kunnen zijn gerealiseerd. Dat is dan inclusief plannen waarvoor geen jaartal is gespecificeerd en plannen met conceptstatus. Bij realisatie van alle plannen zou, bij gemiddeld 5000 vollasturen, ongeveer 74 megaton (8,9 EJ) waterstof kunnen worden geproduceerd. De inventarisatie is een momentopname en er zullen dan ook projectplannen bijkomen. Maar er zullen ook veel plannen afvallen aangezien de meeste in de haalbaarheidsfase of de conceptfase verkeren.

In de EU27 inclusief het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen was volgens het waterstofprojectenbestand van IEA eind 2022 220 MW_e geïnstalleerd; eind 2023 zou dat kunnen zijn toegenomen tot 460 MW_e. Uitgaande van aangekondigde projecten waarvoor eind 2022 nog haalbaarheidsonderzoeken werden uitgevoerd zou er in 2030 55 GW_e kunnen zijn opgesteld. Ook als al die projecten worden gerealiseerd, dan zou daarmee – bij 5000 vollasturen – iets meer dan 5 megaton groene waterstof kunnen worden geproduceerd, de helft van de 10 megaton die de Europese Commissie beoogt voor 2030 (zie hoofdstuk 5). Als alle geïnventariseerde plannen doorgaan, inclusief plannen waarvoor geen jaartal is gespecificeerd en plannen met conceptstatus, zou in 2040 158 GW_e kunnen zijn gerealiseerd, waarmee bijna 15 megaton groene waterstof zou kunnen worden geproduceerd.

¹⁸ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>. Het gaat om de versie die in oktober 2023 is geactualiseerd.

Figuur 4-3
Mondiale productiecapaciteit voor groene waterstof



Bron: IEA 2023

In Nederland zou in het – onwaarschijnlijke – geval dat alle aangekondigde groenewaterstofplannen van 100 Mwe of groter zouden doorgaan (zie (PBL, 2024c) voor een gedetailleerde lijst), in 2030 en 2040 respectievelijk 9 en 24 GWe productievermogen zijn gerealiseerd. Voor slechts 200 MW_e van het voor 2030 aangekondigde vermogen is daadwerkelijk begonnen met de bouw. Voor het overige deel worden nog haalbaarheidsstudies verricht. De projecten die voor de periode tussen 2030 en 2040 zijn aangekondigd verkeren alle nog in de zogenoemde conceptfase, en zijn daarmee zeer onzeker.

Voor blauwe waterstof is in de Cluster Energie Strategieën (PBL et al., 2022) van 2022 in 2030 een productie van bijna 1 megaton (115 petajoule) voorzien. Dat moet dan gerealiseerd worden door nagenoeg alle bestaande grijswaterstoffabrieken uit te rusten met CCS en daarnaast ook nieuwe fabrieken te bouwen voor de productie van waterstof uit restgassen die nu nog rechtstreeks worden ingezet voor de productie van warmte.

In deze studie is voor de bovengrens van het potentieel in 2030 verondersteld dat alle projectplannen voor 2030 worden gerealiseerd. Dat komt overeen met de genoemde 9 GWe elektrolysevermogen. Dit is niet heel waarschijnlijk. De doelstelling van het kabinet Rutte IV was dat er in 2025 500 MW_e en in 2030 en 3 tot 4 GWe elektrolysevermogen zou zijn gerealiseerd, met een koppeling aan waterstofopslaglocaties en uitbouw van infrastructuur (EZK, 2019). In een kamerbrief van EZK (EZK, 2023h) werd aangegeven dat 4 GWe elektrolysecapaciteit in 2030, gezien het tempo van de uitrol van windenergie op zee en de energiebehoefte voor directe elektrificatie, al ‘zeer ambitieus’ is.

Voor de bovengrens in 2040 en 2050 is uitgegaan van lineaire voortzetting van de maximale groei tussen 2023 en 2030. Dat resulteert in 22 GWe in 2040 en 35 GWe in 2050. Voor het behalen van 22 GWe in 2040 zouden dus eveneens vrijwel *alle* aangekondigde projecten moeten worden gerealiseerd. En als de genoemde vermogens voor 2040 en 2050 gerealiseerd zouden worden dan zou zowel in 2040 als in 2050 ongeveer 50 procent van het wind op zee-vermogen bestemd zijn voor groene waterstofproductie (zie paragraaf 6.5). Dit is aan de hoge kant, maar lijkt niet onmogelijk en is ook redelijk in lijn met andere integrale studies (niet-integrale studies hanteren vaak nog hogere waardes, zie paragraaf 7.1).

Voor de ondergrens van het potentieel is uitgegaan van 4 GWe in 2030, in overeenstemming met de bovengrens van de eerdergenoemde doelstelling van het kabinet Rutte IV. Voor 2040 en 2050 is net als in

de hoge variant een lineaire voortzetting van de groei tussen 2023 en 2030 verondersteld, resulterend in 10 GW_e in 2040 en 15 GW_e in 2050. Deze schattingen dienen als onder- en bovengrens voor het *maximale* opgestelde vermogen in de integrale trajecten (zie ook tabel 2.1).

Voor blauwe waterstof wordt aangesloten bij de industrietrajecten (zie paragraaf 3.1). Het gaat daarbij zowel om waterstofproductie met *Steam Methane Reforming* (SM uit aardgas als om waterstofproductie met *Autothermal Reforming* (ATR) uit restgassen. Na 2030 wordt bestaande SMR op basis van aardgas afgebouwd, maar waterstofproductie op basis van restgassen neemt tussen 2030 en 2040 nog wel toe. In de integrale trajecten leggen we geen specifieke bovengrenzen op voor blauwe waterstof, maar volgt de hoeveelheid uit de invulling van de industrie. Boven op de ruimte die de industrietrajecten bieden is er in principe ook altijd nog de mogelijkheid om SMR's op aardgas of zelfs biomassa neer te zetten

4.3.3 Productiekosten van waterstof

De productiekosten van CO₂-vrije waterstof worden bepaald door de investeringskosten, de prijzen van CO₂-vrije elektriciteit, netwerkkosten, het aantal vollasturen dat jaarlijks kan worden gerealiseerd, vaste O&M-kosten, en de opbrengsten uit de verkoop van gratis verkregen ETS- en CO₂-heffingsrechten. Die van blauwe waterstof voornamelijk door de investeringskosten, de kosten voor aardgasgebruik en voor transport en opslag van CO₂, en de opbrengsten uit de verkoop van gratis verkregen ETS- en CO₂-heffingsrechten. Bij bestaande SMR-installaties betreffen de investeringskosten alleen de CO₂-afvanginstallatie, bij nieuwe ATR-installaties voor de productie van blauwe waterstof uit restgassen gaat het om de totale investeringskosten.

De productiekosten van grijze waterstof worden bepaald door de kosten voor aardgasgebruik en de aankoop van ETS- en CO₂-heffingsrechten. Omdat is uitgegaan van bestaande, afgeschreven grijzewaterstof-fabrieken op basis van SMR zijn de investeringskosten op o gesteld.

De uiteindelijke marktprijzen zijn uiteraard niet alleen afhankelijk van productiekosten, maar ook van andere zaken zoals belastingen, winsten, risicopremies, uitgaven voor onderzoek en ontwikkeling en eventuele schaarste of overcapaciteit.

Veronderstelde daling investeringskosten elektrolyzers vereist grote toename capaciteit

In het achtergrondrapport over waterstof wordt voor 2030 uitgegaan van investeringskosten van 840 euro per kW_e voor de productiekostenberekeningen van grootschalige elektrolyzers (1 GW_e of meer), op basis van ISPT (ISPT, 2022). In TVKN is voor de lange termijn gerekend met investeringskosten voor grootschalige elektrolyzers van ruim 600 euro per kW_e. Deze niveaus komen overeen met een daling van respectievelijk ruim 60 en ruim 70 procent ten opzichte van de investeringskosten waar de SDE++ van uit gaat voor een fabriek van 100 megawatt die in 2024 wordt gebouwd (PBL, 2024).

Dergelijke kostendalingen vereisen dat de komende decennia wereldwijd op grote schaal in elektrolyzers wordt geïnvesteerd en dat de schaalgrootte van die fabrieken fors toeneemt. Weliswaar zijn er wereldwijd voor de komende 15 jaar grote aantallen grootschalige projecten aangekondigd, maar het aantal projecten waarvoor daadwerkelijk een finale investeringsbeslissing is genomen is nog zeer beperkt (zie paragraaf 4.3.2). Het lijkt erop dat initiatiefnemers die beslissing pas willen nemen als er langjarige zekerheid is dat ze de geproduceerde groene waterstof voor een goede prijs kunnen afzetten. Hoe langer het duurt tot die zekerheid er komt, hoe twijfelachtiger het wordt dat de grootschalige investeringen, die nodig zijn voor de veronderstelde daling van de investeringskosten, tijdig worden gerealiseerd.

4.3.4 Import van groene waterstof

Schattingen van import zijn zeer onzeker

Betrouwbare schattingen voor de mogelijke import van groene waterstof in de periode tot 2050 zijn eigenlijk niet voorhanden, mede doordat er nog nauwelijks concrete exportprojecten zijn gerealiseerd. De meeste studies baseren hun ramingen van het potentieel voor de langere termijn op basis van inschattingen van de beschikbare fysieke ruimte voor productie van hernieuwbare elektriciteit in potentiële exportlanden en de geldende zon- en windomstandigheden. Daarbij wordt rekening gehouden met duurzaamheidscriteria en de binnenlandse vraag naar hernieuwbare elektriciteit. In hoeverre dat potentieel daadwerkelijk wordt ontwikkeld is zeer onzeker; welk deel daarvan door Nederland kan worden gebruikt is zo mogelijk nog onzekerder.

Het havenbedrijf van Rotterdam heeft de ambitie om in 2030 4 megaton (480 petajoule) waterstofequivalent aan waterstof of waterstofverbindingen te importeren, oplopend tot 18 megaton (2.160 petajoule) in 2050. De geïmporteerde waterstof zou dan grotendeels worden doorgevoerd naar Duitsland (Port of Rotterdam, 2021). Als alle op export gerichte projectplannen op tijd zouden worden gerealiseerd, dan zou daaruit in 2030 wereldwijd ongeveer 16 megaton (1.820 petajoule) waterstof beschikbaar zijn, waarvan ongeveer 5 megaton voor Europa (IEA, 2023). De kans dat die hoeveelheden daadwerkelijk in 2030 beschikbaar zullen zijn lijkt echter klein: voor slechts 0,3 megaton was eind 2022 een finale investeringsbeslissing genomen, voor 4 megaton werd een haalbaarheidsstudie uitgevoerd en het overige deel – bijna 12 megaton – bevond zich nog in een vroeg (concept)stadium. Omdat ook andere landen in Europa en Azië – met name Duitsland, België, Japan en Zuid-Korea – fors inzetten op grootschalige import zal waarschijnlijk slechts een klein deel van de export naar Nederland gaan. De meeste projecten hebben aangekondigd om voor het internationale transport over zee ammoniak als drager te gebruiken. Dat betekent dat het zeetransport geen belemmering hoeft te zijn: ammoniak wordt nu al wereldwijd getransporteerd en verhandeld.

Kosten van geïmporteerde waterstof

In tabel 4.6 is een schatting gegeven van de verwachte kosten van geïmporteerde waterstof door Nederland per schip en per pijpleiding op basis van (TNO, 2022a). In het achtergrondrapport over waterstof wordt dit nader toegelicht (PBL, 2024c).

Tabel 4.6

Kosten van geïmporteerde groene waterstof via ammoniak per schip en per pijpleiding

Jaar	Schip (ammoniak als drager) € ₂₀₂₂ /kg (€ ₂₀₂₂ /GJ)	Pijpleiding (Marokko, VK of IJsland) € ₂₀₂₂ /kg (€ ₂₀₂₂ /GJ)
2030	7,3 – 7,9 (61 – 66)	5,7 – 7,3 (48 – 61)
2040	5,3 – 5,6 (44 – 47)	3,5 – 5,3 (29 – 44)

Als ammoniak in Nederland als zodanig wordt toegepast – bijvoorbeeld in de kunstmestindustrie of als scheepsbrandstof – en dus niet wordt terug gekraakt tot waterstof, zullen de importkosten lager zijn dan die in de tabel. Bij geïmporteerde ammoniak die als zodanig gebruikt wordt vervallen de kosten van de laatste stap (terug kraken tot waterstof). Import is dan mogelijk ook goedkoper dan productie van groene ammoniak in Nederland. Bij het transport en de inzet van ammoniak is externe veiligheid een belangrijk aandachtspunt, want het is zeer giftig en bijtend.

De grote bandbreedte in de kosten van geïmporteerde waterstof per pijpleiding wordt grotendeels veroorzaakt door de afstand tot het exporterende land. De onder- en bovenwaarden gelden respectievelijk

voor import uit het Verenigd Koninkrijk en Marokko. In de literatuur bestaat echter weinig eenduidigheid over de transportkosten per pijpleiding; voor de integrale berekeningen gaan we daarom uit van importkosten bij transport per schip, omdat die op de termijn tot 2050 realistischer zijn.

Schattingen van import voor gebruik in Nederland

Volgens Fraunhofer (2023) zou er in 2050 een Europees importpotentieel kunnen zijn van 23 megaton. Dat daarvan 18 megaton (ofwel 75 procent) door de haven van Rotterdam zou worden verwerkt lijkt niet heel waarschijnlijk. In deze studie hanteren we voor de import die in 2030 voor de Nederlandse markt is bestemd een bandbreedte van 0 tot maximaal 0,2 megaton (24 petajoule) per jaar. Die 0,2 megaton kan worden gehaald indien het NEOM Green Hydrogen Project wordt gerealiseerd, waarvoor recent een 'financial close' is bereikt (NGHC et al., 2022). Op basis van (Fraunhofer, 2023) en dezelfde verdeelsleutel over lidstaten als die bij biobrandstoffen is gehanteerd (zie paragraaf 4.2.4) gaan we uit van een maximale import voor gebruik in Nederland in 2050 van 2,6 megaton (312 petajoule) per jaar. Voor 2040 veronderstellen we een kwart van deze hoeveelheid (0,65 megaton of 78 petajoule), gebaseerd op Odenweller et al. (2022).

4.3.5 Opslag en infrastructuur

Het kabinet Rutte IV streefde er naar dat voor 2030 binnen alle industriële clusters open access waterstofnetwerken zijn aangelegd, en dat bovendien alle Nederlandse industrieclusters via een landelijk waterstofnetwerk met elkaar, met opslag (vooralsnog zoutcavernes) en met het buitenland (Duitsland en België) zijn verbonden, zie het achtergrondrapport over waterstof voor meer details (PBL, 2024c). Daarbij zullen zoveel mogelijk delen van het bestaande aardgastransportnet worden hergebruikt. EBN en TNO (2022) schatten in dat rond 2030 'enkele opslaglocaties op land' (i.c. zoutcavernes) genoeg zullen zijn om aan de opslagbehoefte te voldoen. De H2050-scenariostudie (Netbeheer Nederland, 2023) stelt dat de bandbreedte van benodigde waterstofopslagcapaciteit in 2050 – afhankelijk van het scenario – 60 tot 105 petajoule zal zijn. Deze opslagbehoefte wordt voor een belangrijk deel gedreven door behoefte aan (langdurige) flexibiliteit in het elektriciteits- en warmtesysteem. Volgens TNO en EBN (2021) kan deze capaciteit gerealiseerd worden met een combinatie van zoutcavernes en lege gasvelden.

5 Klimaat- en energiebeleid in de EU

De transitie naar een klimaatneutrale samenleving in 2050 vraagt stevig nationaal en Europees beleid. Dit hoofdstuk beschrijft op hoofdlijnen het Europese klimaatbeleid dat tot 55 procent emissiereductie in 2030 moet leiden, en de contouren van het beleid dat de EU in 2050 klimaatneutraal moet maken. Sectorspecifiek EU-beleid wordt behandeld in de respectievelijke sectorhoofdstukken (hoofdstukken 3 en 4). In paragraaf 6.7 worden de resultaten van deze studie gespiegeld aan enkele bepalende (Europese) beleidsdoelstellingen.

5.1 Toegenomen Europese klimaatambities

EU-klimaatbeleid steeds verder aangescherpt

Nu het *Fit for 55*-pakket vrijwel volledig is aangenomen ligt er een beleidspakket waarmee de EU in 2030 ruim 55 procent emissiereductie beoogt te realiseren. Dit zal nog wel een forse beleidsinspanning vragen van de EU-lidstaten, zowel in de implementatie van de regelgeving uit *Fit for 55* als in het invoeren van aanvullend en ondersteunend beleid. En om de resterende emissies na 2030 tot netto nul in 2050 terug te

dringen zal het bestaande beleid nog verder aangescherpt moeten worden en zal er nieuw beleid nodig zijn dat past bij deze volgende fase van de transitie. Om de klimaatdoelen na 2030 te halen zullen bijvoorbeeld ook negatieve emissies nodig zijn, maar het Europese beleidskader hiervoor staat nog in de kinderschoenen.

Met het aannemen van de Europese Klimaatwet (EC, 2021c) en het presenteren van het *Fit for 55*-pakket in 2021 heeft de EU de klimaatambitie flink verhoogd (EC, 2021a). De Europese klimaatwet bevat een bindende doelstelling om in 2050 als Europese Unie klimaatneutraal te zijn (netto-nul-emissies) en het streven om na 2050 negatieve emissies te realiseren (artikel 2, eerste lid). Om dit doel te bereiken bevat de Europese klimaatwet een bindende doelstelling dat de netto-emissies van broeikasgassen in 2030 ten minste 55 procent lager moeten zijn dan in 1990 (artikel 4, eerste lid). Met het *Fit for 55*-pakket heeft de Europese Commissie in 2021 een reeks wetsvoorstellen gepresenteerd om de EU-wetgeving te actualiseren en het EU-beleid aan te passen aan de doelen in de Klimaatwet. De belangrijkste energiedoelen uit dit *Fit for 55*-pakket zijn in 2022 met REPowerEU (EC, 2022c) zelfs nog verder aangescherpt. Klimaat- en energiebeleid was al de eerste prioriteit van de Commissie Von der Leyen en na de Russische inval in Oekraïne is dit onderwerp alleen maar urgenter geworden. Energiezekerheid heeft met deze recente ontwikkeling een prominente plek naast klimaatverandering gekregen als onderliggende drijfveer voor het aanscherpen van de energiedoelstellingen.

In februari 2024 heeft de Commissie-Von der Leyen gepleit voor een klimaatdoelstelling van 90% reductie van broeikasgassen in 2040. Dit zou opnieuw een aanscherping van de emissiereductiesnelheid betekenen ten opzichte van het huidige pad. Na de Europese verkiezingen van juni 2024 moet de nieuwe Commissie een wetsvoorstel presenteren waarin een klimaatdoel voor 2040 wordt vastgelegd, dat na goedkeuring door Parlement en Raad in de Europese klimaatwet worden opgenomen. Vanwege boerenprotesten en een verwachte verkiezingsoverwinning voor conservatieve en populistische partijen is het nog onzeker of de volgende Commissie het aanbevolen 90%-doel zal overnemen. Een klimaatbeleids-pakket voor het decennium na 2030 wordt in 2026 verwacht.

EU-mandaat is beperkt

Bij het maken van klimaatbeleid is de EU gebonden aan het mandaat dat haar door de Lidstaten is verleend. Europese beleidsmaatregelen mogen niet verder gaan dan strikt noodzakelijk om de doelstellingen te behalen (proportionaliteitsbeginsel) en wetgeving op EU-niveau moet een duidelijk toegevoegde waarde hebben boven nationaal ingrijpen (subsidiariteitsbeginsel). Het subsidiariteitsbeginsel geldt niet als de EU op dat gebied exclusieve bevoegdheden heeft. Op grond van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VwEU) (EU, 2012) geldt voor energie- en klimaatbeleid echter een gedeelde bevoegdheid tussen de EU en de Lidstaten. Dit betekent dat een EU-lidstaat ook zelf wetten mag vaststellen, maar alleen als de EU op dat gebied nog geen wetgeving heeft voorgesteld of uitdrukkelijk heeft besloten dat niet te doen.

De juridische grondslag voor het Europese energie- en klimaatbeleid bestond aanvankelijk voornamelijk uit de artikelen 114 (interne markt) en 192 (milieu). Pas met de inwerkingtreding van het Verdrag van Lisbon (2009) is een uitdrukkelijke rechtsbasis gecreëerd voor maatregelen in de strijd tegen klimaatverandering (artikel 191, eerste lid, VwEU) en maatregelen op het terrein van energie (artikel 194). Dit weerspiegelt daarmee het sterk toegenomen belang van deze beleidsvelden voor de EU. De tekst in het verdrag laat echter ruimte voor interpretatie, waardoor het EU-mandaat op energiegebied niet heel scherp afgebakend is. In het VwEU (artikel 194) is energiebeleid nader gespecificeerd als beleid dat er op is gericht om:

- a) de werking van de energiemarkt te waarborgen;
- b) de continuïteit van de energievoorziening in de Unie te waarborgen,

- c) energie-efficiëntie, energiebesparing en de ontwikkeling van nieuwe en duurzame energie te stimuleren; en
- d) de interconnectie van energienetwerken te bevorderen.

In het VwEU (artikel 192) is echter ook vastgelegd dat voor een aantal, meer gevoelige, onderwerpen unanimiteit vereist is in de Raad, waarmee de lidstaten dus de facto zeggenschap behouden over die onderwerpen. Dit betreft: ‘bepalingen van in hoofdzaak fiscale aard’ maar ook ‘maatregelen die van aanzienlijke invloed zijn op de keuze van een lidstaat tussen verschillende energiebronnen en de algemene structuur van zijn energievoorziening’. Met name de beperkte bewegingsruimte op het gebied van begrotingen en belastingen belemmert in toenemende mate het voeren van een effectief Europees energie- en klimaatbeleid (Rietig, 2021; Weishaar, 2018). Deze beperkingen worden naar verwachting alleen maar knellender naarmate de uitdaging om klimaatneutraal te worden groeit (von Homeyer et al., 2021). We zien bijvoorbeeld dat de recent aangenomen *Inflation Reduction Act* (IRA) in de VS, met ruimhartige belastingvoordelen en subsidies voor duurzame technologie, de EU confronteert met haar beperkte mogelijkheden om dergelijke steun te bieden. Dit is één van de redenen waarom zowel het Europees Parlement als de president van de Europese Commissie hebben opgeroepen tot een herziening van het Verdrag van Lissabon. Het is aan de Europese Raad om de Conventie bijeen te roepen die benodigd is voor de verdragsherziening, maar diepe verdeeldheid tussen de lidstaten op dit punt heeft dit vooralsnog verhinderd. Tot die tijd zoekt de Europese Commissie de randen op van haar mandaat op basis van de ruimte die de bepalingen in de VwEU bieden.

Daarnaast kan de EU indirect invloed uitoefenen door beleid te ontwikkelen op aanpalende terreinen. Op deze manier heeft de EU meer invloed op het energiebeleid dan haar formele mandaat doet vermoeden. Een voorbeeld hiervan is de voorgestelde verplichting voor zonne-energie op daken van gebouwen in het kader van het REPowerEU plan. De EU mag lidstaten niet beperken in hun vrije keuze voor energiebronnen (VwEU artikel 192, lid 2 c). Doelstellingen voor specifieke hernieuwbare energiebronnen worden daarom doorgaans gepubliceerd in de vorm van een, niet juridisch bindende, mededeling, bijvoorbeeld de EU-strategie voor zonne-energie (EC, 2022b) en de EU-strategie voor hernieuwbare offshore-energie (EC, 2020c). Deze verplichting voor zon-op-dak zou men technisch gezien kunnen beschouwen als een bouwvoorschrift in plaats van een voorschrift met betrekking tot het gebruik van een bepaalde energiebron, maar het illustreert hoe de EU telkens een stap verder gaat in haar beïnvloeding van de keuze voor specifieke energiebronnen in de lidstaten.

Europese Commissie zet breed scala aan beleidsinstrumenten in

Binnen het klimaatbeleid bestaat een breed scala aan beleidsinstrumenten om de klimaattransitie te versnellen, waaronder normeren, beprijzen, subsidiëren, faciliteren en emissiehandel. Al deze beleidsinstrumenten worden door de Europese Commissie ingezet om haar klimaatdoelen te bereiken, binnen de mogelijkheden die ze op grond van haar mandaat heeft. De Europese Commissie heeft een aantal principes geformuleerd die richting geven bij het bepalen van haar beleidskeuzes (zie kader 5.1).

Kader 5.1 Onderliggende principes voor EU klimaatbeleid

Artikel 191, lid 2, van het Verdrag betreffende de Werking van de Europese Unie (VWEU) van 2007 bepaalt het volgende: “[Het milieubeleid van de Unie] berust op het voorzorgsbeginsel en het beginsel van preventief handelen, het beginsel dat milieuaantastingen bij voorrang aan de bron dienen te worden bestreden, en het beginsel dat de vervuiler betaalt.”

De Europese Unie hanteert het beginsel ‘energie-efficiëntie eerst’ of ‘voorrang voor energie-efficiëntie’. Dit is opgenomen in de Strategie voor de energie-unie (2018/1999).

Het ‘geen noemenswaardige schade’-beginsel van de Europese Commissie bepaalt dat activiteiten van lidstaten, of investeerders die op de Europese markt nieuwe projecten opzetten, geen noemenswaardige schade mogen veroorzaken aan het leefmilieu.

Kernbegrippen in de Green Deal zijn de ‘rechtvaardige transitie’ en ‘laat niemand achter’.

De Klimaatwet noemt rechtvaardigheid en solidariteit tussen de lidstaten als leidende principes bij het verwezenlijken van de doelstelling.

5.2 Fit for 55

Fit for 55-pakket is gebaseerd op beprijzing én regelgeving

Om de doelstellingen uit de eerder genoemde Europese Klimaatwet te kunnen halen heeft de Europese Commissie in 2021 een ambitieus beleidspakket gepresenteerd onder de noemer *Fit for 55*. Hiervoor heeft de Commissie drie beleidsscenario’s onderzocht (EC, 2021b): normering (REG), beprijzing (MIX-CP) en een combinatie van beide (MIX). De Europese Commissie is, gesteund door wetenschappelijke inzichten, van mening dat het combinatiescenario (MIX) het meest effectief is en daarom vormt dit de basis van het *Fit for 55*-pakket. Hoewel de introductie van het ETS₂ de rol van koolstofbeprijzing versterkt, vertrouwt de Commissie dus nog steeds op een verscheidenheid van instrumenten en beleidsmaatregelen die zowel op beprijzing als op regelgeving zijn gebaseerd.

Dit omvangrijke pakket bestaat uit (afhankelijk van hoe je telt) 17 tot 19 wetsvoorstellen waarbij het voornamelijk gaat om de aanscherping van bestaand beleid, maar er zijn ook enkele belangrijke nieuwe maatregelen geïntroduceerd. Met uitzondering van de energiebelastingrichtlijn (*Energy Taxation Directive*, ETD), zijn op het moment van schrijven (voorjaar 2024) alle wetsvoorstellen uit *Fit for 55* aangenomen en grotendeels van kracht.

De drie klimaatpijlers van het Europese klimaatbeleid: ETS, ESR en LULUCF

Het Europese klimaatbeleid kent drie pijlers die samen alle broeikasgasemissies binnen de Europese Unie afdekken: het Europese emissiehandelssysteem (Emission Trading Scheme, ETS), de verordening inzake de verdeling van de inspanning (Effort Sharing Regulation, ESR) en de verordening voor emissies van landgebruik, landgebruiksverandering en bosbouw (Land Use, Land Use Change and Forestry, LULUCF). Met *Fit for 55* heeft de Europese Commissie de doelen voor elk van deze drie pijlers aangescherpt (zie figuur 5.1). De pijlers hebben als overeenkomst dat ze alle drie bindende plafonds of reductiedoelstellingen vastleggen, maar in de vormgeving verschillen ze sterk van elkaar.

Een emissiehandelssysteem (ETS) kent een emissieplafond, dat bepaalt hoeveel broeikasgas (CO₂-equivalent) jaarlijks in de EU mag worden uitgestoten en daarmee hoeveel emissierechten er op de markt komen. Deze hoeveelheid neemt jaarlijks af totdat het niveau van nul emissies bereikt wordt.

In het kader van *Fit for 55* is het ETS₁ voor de energie-intensieve industrie en energiesector aangescherpt, en worden een deel van de luchtvaart¹⁹ en de zeescheepvaart²⁰ er stapsgewijs in opgenomen (zie ook paragraaf 6.7). Bij voortzetting van het afgesproken afbouwpad voor de emissierechten in ETS₁ worden in 2039 de laatste emissierechten uitgegeven. Eventuele restemissies kunnen tegen die tijd naar verwachting gecompenseerd worden door de aankoop van negatieve emissierechten binnen het ETS.

Daarnaast wordt er een tweede emissiehandelssysteem geïntroduceerd voor de gebouwde omgeving, het wegtransport en de lichte industrie, waarmee de meeste ESR-sectoren nu ook onder Europese emissiehandel vallen. Voor dit ETS₂ geldt dat bij continuering na 2030 van het voorgenomen traject in 2044 de laatste emissierechten worden uitgegeven. Bij inwerkingtreding van ETS₂ (in 2027 of 2028) valt ten minste driekwart van de Nederlandse emissies onder de Europese emissiehandel²¹. Vooralsnog heeft dit ETS₂ nog een vrij experimenteel karakter en lijkt het minder dwingend van aard dan ETS₁.

De ESR legt de afzonderlijke lidstaten bindende emissiereductiedoelstellingen op voor de emissies die buiten het ETS₁ vallen. Dat betreft de sectoren transport, gebouwde omgeving, landbouw en kleinere industrie. Het recent geïntroduceerde ETS₂ overlapt grotendeels met de ESR. De hoogte van de reductiedoelstellingen voor de lidstaten is voornamelijk gebaseerd op hun bruto nationaal product (bnp), maar houdt ook rekening met de mogelijkheden voor lidstaten tot kostenefficiënte emissiereductie. De ESR-doelen zijn voor de verschillende EU-landen in ongeveer dezelfde mate aangescherpt, maar blijven verschillend. Naast de 2030-doelstelling stelt de ESR bovendien per lidstaat een jaarlijks (in de tijd aflopend) emissieplafond vast voor elk van de jaren in de periode 2021-2030, waartussen uitmiddeling mogelijk is.

De bindende lidstaatopgave bestaat daarmee de facto uit een cumulatieve opgave. Lidstaten moeten deze opgave met nationaal beleid bewerkstelligen. Daarbij kunnen zij rekening houden met de specifieke nationale omstandigheden. De lidstaten worden hierin ondersteund door het Europese bronbeleid met onder andere emissie- en efficiëntie-eisen voor voertuigen, apparatuur en verlichting.

De LULUCF-verordening reguleert de vastlegging en uitstoot van broeikasgassen door landgebruik en bossen. Voor de EU als geheel geldt een doelstelling voor 2030 van 310 megaton netto CO₂ verwijdering ten opzichte van 2016 – 2018. Nederland mag echter in 2030 nog een beperkte netto-emissie van 4,5 megaton CO₂ hebben, gezien de uitgangssituatie met weinig bosareaal en veel veengronden.

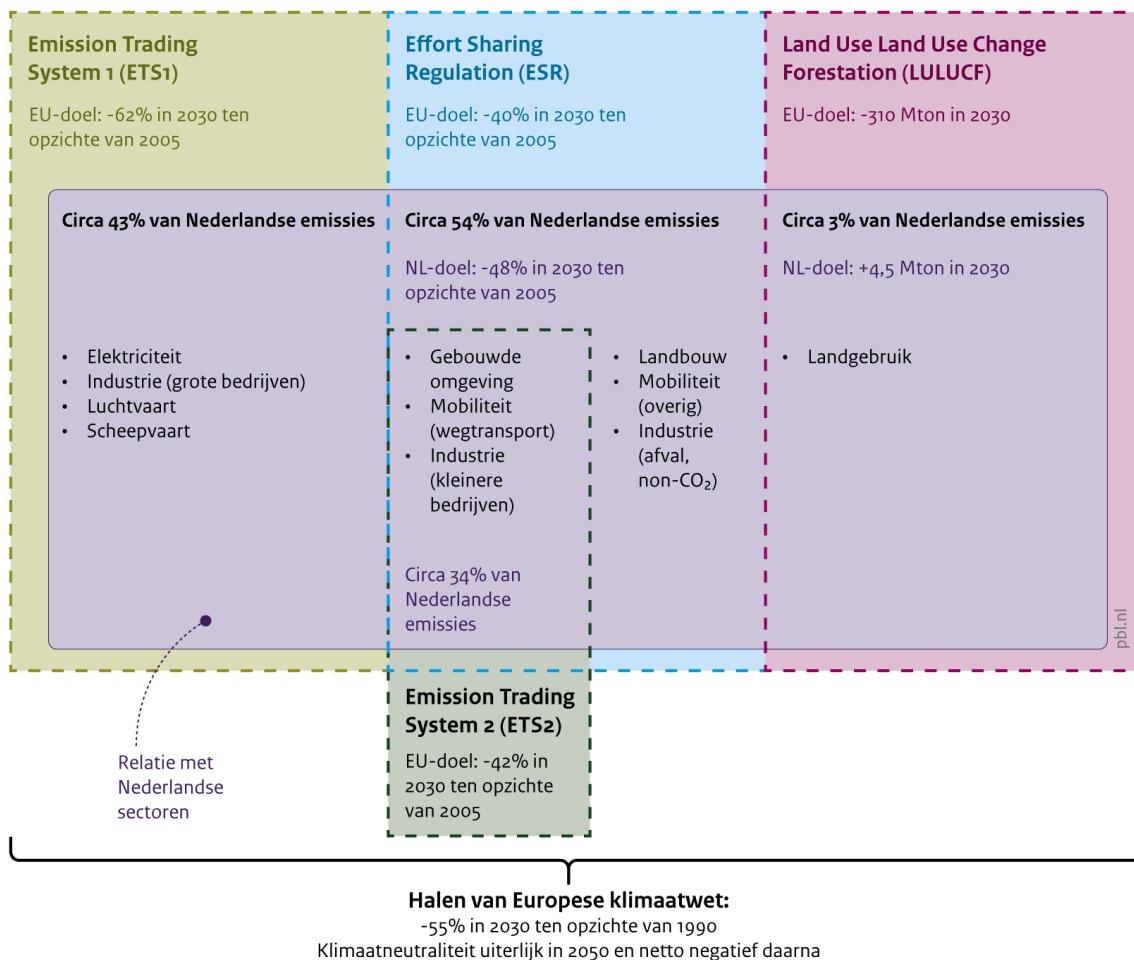
¹⁹ Binnen de Europese Economische Ruimte (EER).

²⁰ Schepen met een bruto tonnage groter dan 5000, 100 procent van de emissies bij reizen binnen de EU, 50 procent van de emissies bij reizen van en naar de EU

²¹ Nederland heeft de mogelijkheid om gebruik te maken van een opt-in, waarmee een nog groter deel van de emissies onder EU emissiehandel komt te vallen

Figuur 5.1

Drie pijlers van het Europese klimaatbeleid



Bron: PBL

De twee energiepijlers van het Europese klimaatbeleid: EED en de RED

Naast de klimaatpijlers bevat *Fit for 55* ook twee belangrijke energiepijlers. Deze zijn gericht op het bevorderen van energiebesparing (*Energy Efficiency Directive*, EED) en hernieuwbare energie (*Renewable Energy Directive*, RED). Merendeels betreft het hierbij nieuwe doelen en aanpassingen op EU-niveau, maar op enkele plaatsen betreft het ook scherpere nationale verplichtingen.

Verder stelt de Commissie een herziening voor van de energiebelastingrichtlijn (*Energy Taxation Directive*, ETD), een gedeeld kader voor de belasting van energieproducten in de Europese Unie met onder meer minimumtarieven. Dit kader moet zowel de interne markt in stand houden als de groene transitie ondersteunen door de juiste stimulansen te bieden. Door middel van eisen aan de verduurzaming van brandstoffen voor lucht- en scheepvaart zoals vastgelegd in de FuelEU- en REFuelEU-richtlijnen (zie tabel 5.1) en door flankerende acties – zoals het bevorderen van laadpalen voor elektrisch vervoer (AFIR) – wordt de transitie in de sector mobiliteit verder gestimuleerd. Voor de energietransitie in de gebouwde omgeving is er de richtlijn energieprestatie van gebouwen (*Energy Performance of Buildings Directive*, EPBD).

De EU wil voorkomen dat als gevolg van kosten in verband met klimaatbeleid, bedrijven in bepaalde sectoren van de industrie hun productie overbrengen naar andere landen met minder streng klimaatbeleid

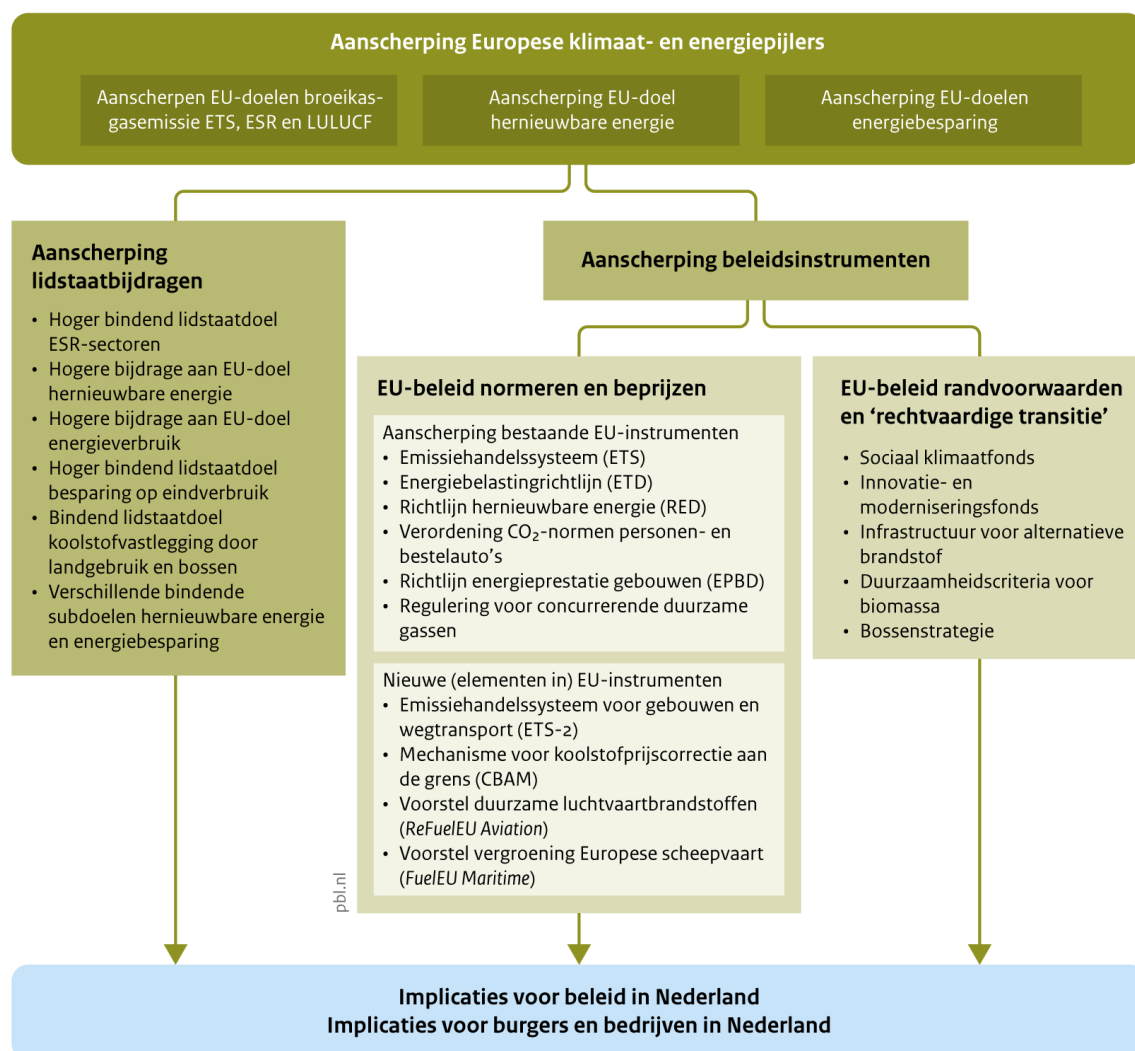
of dat geïmporteerde producten uit die landen oneerlijk concurreren met Europese producten. Dit zou ten koste gaan van de Europese economie, maar ook van de doeltreffendheid van het EU klimaatbeleid. Daarom wordt een mechanisme geïntroduceerd voor de import van producten uit landen waar geen CO₂-prijs bestaat (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM). Vanaf 2026 moeten importeurs voor een (vooralsnog) beperkt aantal energie-intensieve producten – te weten cement, kunstmest, ijzer en staal, elektriciteit, waterstof en aluminium – certificaten afdragen met een waarde die gebaseerd is op de broeikasgasinhoud van de producten en de ETS-prijs.

De bouwstenen van het Fit for 55-pakket

Figuur 5.2 geeft een overzicht van de bouwstenen van het *Fit for 55*-pakket. Niet alle bouwstenen zijn hier besproken. In tabel 5.1 wordt een uitgebreider overzicht gegeven van de Europese doelstellingen.

Figuur 5.2

Bouwstenen van het *Fit for 55*-pakket



Bron: PBL

Om al deze plannen te realiseren wil de Europese Commissie 30 procent van de EU-begroting inzetten voor klimaatmaatregelen. Bestaande fondsen, voor bijvoorbeeld landbouw of regionale ontwikkeling, zullen steeds meer worden aangewend voor klimaatfinanciering. Ook komt er meer subsidie voor klimaatprojecten beschikbaar via subsidieregelingen als ‘Horizon Europe’ en het ‘Innovation Fund (EC, 2023c). Naast bestaande regelingen zijn er ook nieuwe financieringsprogramma’s opgezet, die met name moeten zorgen voor een ‘rechtvaardige transitie’. Via het nieuwe Just Transition Fund en het Sociaal Klimaat Fonds worden tientallen miljarden vrijgemaakt voor kwetsbare huishoudens en regio’s. In totaal wil de Europese Commissie 1000 miljard mobiliseren voor het realiseren van de Green Deal.

De titel *Fit for 55* geeft duidelijk aan dat het primaire doel van het huidige beleidspakket is om de emissie-reductiedoelstelling van 55 procent voor 2030 te halen. Toch zijn er ook onderdelen van het beleid die al betrekking hebben op de tijd na 2030 (zie ook tabel 5.1). De Klimaatwet en het ETS zijn al eerder genoemd. Ook het ‘governance’ systeem (EP, 2018), waarin onder meer is vastgelegd dat Lidstaten periodiek hun energie- en klimaatplannen moet updaten, loopt na 2030 door.

Aanscherping van het *Fit for 55*-pakket voor leveringszekerheid: REPowerEU

Toen de Europese Commissie in 2021 het ambitieuze *Fit for 55*-pakket presenteerde leek het onwaarschijnlijk dat enkele van de belangrijkste voorstellen 10 maanden later al zouden worden aanscherpt. Maar als reactie op de Russische inval in Oekraïne van 24 februari 2022 stelde de Europese Commissie in aanvulling op *Fit for 55* een reeks maatregelen voor onder de noemer REPowerEU die de Europese Unie versneld onafhankelijk moest maken van Russische fossiele brandstoffen, met name aardgas. Deze maatregelen zijn gericht op a) reductie van het verbruik, b) diversificatie van de productie van aardgas en c) versnellen van de transitie naar hernieuwbare energie.

De meest in het oog springende maatregelen uit REPowerEU zijn de aanscherpingen van de doelstellingen voor hernieuwbare energie (RED) en energie-efficiëntie (EED). Onder REPowerEU heeft de Europese Commissie voorgesteld om het energie-efficiëntie doel (EED) aan te scherpen van 9 procent naar 13 procent ten opzichte van het verwachte energiegebruik in 2030, waarbij er in de onderhandelingen een compromis is bereikt van 11,7 procent besparing. Voor hernieuwbare energie is voorgesteld om het doel aan te scherpen van 40 procent naar 45 procent, waarbij uiteindelijk een percentage van 42,5 procent hernieuwbare energie uit de onderhandeling is gekomen. Daarnaast is afgesproken om het proces voor vergunningverlening van hernieuwbare energieprojecten te versnellen. Ook voor groengas (35 bcm in 2030) en waterstof (10 megaton productie en 10 megaton import in 2030) zijn aanscherpte doelen vastgesteld. Het waterstofdoel wordt inmiddels door de EC zelf als onrealistisch beschouwd; de berekeningen in het Impact Assessment (EC, 2024b) gaan uit van ongeveer 3 megaton productie in 2030 en vrijwel geen netto import.

Waar het *Fit for 55*-pakket vooral beoogt om klimaatverandering tegen te gaan, is het aanvullende REPowerEU-pakket primair gericht op leveringszekerheid. De voorkeursroute om dit te bereiken is het versnellen van de energietransitie, maar een deel van de maatregelen heeft ook tot een lichte stijging in emissies geleid, met name als gevolg van de vervanging van aardgas door kolen (IEA, 2022a).

Tabel 5.1 geeft een overzicht van de belangrijkste doelstellingen van het EU Klimaatbeleid (waaronder die uit *Fit for 55* en REPowerEU), zowel wetgevend als niet-wetgevend.

Tabel 5.1

Overzicht belangrijkste klimaat- en energiedoelstellingen (voor 2030, tenzij anders vermeld). Status per 16 april 2024

	Doelstelling EU	Doelstelling Nederland	Bindend	Status
ETS-1	-62% emissies ten opzichte van 2005, -4,2% per jaar.		ja	Van kracht
ETS-2	-43% emissies ten opzichte van 2005, -5,15% per jaar (vanaf 2024).		ja	Van kracht
ESR	-40% emissies ten opzichte van 2005.	-48% tov 2005	ja	Van kracht
LULUCF	310 megaton CO ₂ -eq netto verwijderingen.	-0,435 Mt (balans in 2030: +4,523 Mt)	ja	Van kracht
EED	Vermindering van het energieverbruik met ten minste 11,7 % ten opzichte van het referentiescenario voor 2030.	1609 PJ finaal, 1935 PJ primair*	EU: Fin ja/Prim nee NL: nee, wel borging	Van kracht
EED	1,5% per jaar gemiddeld (1,3 -> 1,9) energiebesparing bij eindgebruikers.		nee	Van kracht
EED	3% per jaar van het vloeroppervlakte van overheidsgebouwen renoveren tot ten minste bijna-energieneutraal.		ja	Van kracht
EED	1,9% p/j op het energieverbruik van publieke diensten en installaties besparen.		ja	Van kracht
RED	42,5% hernieuwbare energie.	38,8%	EU: ja. NL: nee, wel borging	Van kracht
RED	Een aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoerssector van ten minste 29% in 2030, of een reductie van de broeikasgasintensiteit van ten minste 14,5% tegen 2030.		ja	Van kracht
RED	Van hierboven genoemde 29% moet 5,5% komen van geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO's. Die laatste groep moet minstens 1% uitmaken.		Ja	Van kracht
RED	Minimumaandeel van 1,2% RFNBO's in maritieme brandstoffen.		Nee	Van kracht
RED	49% energie uit hernieuwbare bronnen in de gebouwde omgeving in het eindenergieverbruik in de Unie in gebouwen in 2030.		Nee	Van kracht
RED	1,6% jaarlijkse toename van het gebruik van hernieuwbare energie in de industrie.		Nee	Van kracht
RED	Aandeel van 42 procent groene waterstof in het waterstofgebruik in de industrie (exclusief raffinaderijen) in 2030 en 60% in 2035.		ja	Van kracht
RED	Gemiddelde jaarlijkse toename aandeel hernieuwbaar in verwarming en koeling van 0,8% (2021-2025) en 1,1% (2026-2030) ten opzichte van 2020.	'top-up' 1,1% ('22-'25) en 0,8% ('26-'30)	EU: ja, NL: Nee	Van kracht
RED	2,2 procentpunt gem. jaarlijkse toename (2021-2030) van het aandeel hernieuwbare energie of restwarmte in warmte- en koude-netten.		Nee	Van kracht

ETD	Normen en minimumtarieven energiebelasting.	ja	In onderhandeling
CO₂ cars	Gemiddelde emissies nieuwe auto's -55% ten opzichte van 2021 (-100% 2035).	ja	Van kracht
FuelEU	Broeikasgasintensiteit van energieverbruik van de zeescheepvaart over de hele keten gereduceerd met 2% (2025), 6% (2030), 14,5% (2035), 31% (2040), 62% (2045), 80% (2050) ten opzichte van de referentiewaarde van 91,16 gram CO ₂ -equivalent per MJ.	Ja	Van kracht
REFuelEU	Luchtvaartbrandstoffen aandeel SAF: 2% (2025), 6% (2030), 20% (2035), 34% (2040), 70% (2050). Waarvan synthetisch: 1,2% (2030), 5% (2035), 35% (2050)	ja	Van kracht
EPBD	Alle nieuwbouw net-zero in 2030.	ja	Van kracht
EPBD	Alle gebouwen net-zero in 2050.	ja	Van kracht
EPBD	Niet-residentiële gebouwen dienen voor 2027 tenminste klasse F te bereiken en klasse E voor 2030.	ja	Van kracht
EPBD	Residentiële gebouwen moeten klasse F bereiken voor 2030 en klasse E voor 2033.	ja	Van kracht
AFIR	Laadinfrastructuurdoelen.	ja	Van kracht
REPowerEU COM	Groene H ₂ 10 megaton productie en 10 megaton import**, 35 bcm biomethaanproductie, 600 GW zon-PV, 30 miljoen extra warmtepompen.	Nee	Niet-wetgevend
F-gas	HFK-niveaus tov gem 2011-2013: 60% 2024-2028, 30% 2029-2033, 20% 2034-2035, 15% vanaf 2036.	Ja	Van kracht
CO₂ HDV	CO ₂ -reductie vrachtwagens en touringcars van 45% in 2030 naar 35% in 2035 en 90% in 2040, nieuwe stadsbussen 90% in 2030 en 100% in 2035.	ja	Overeenkomst bereikt
NZIA	40% cleantech wordt in de EU geproduceerd.	Nee	Overeenkomst bereikt
NZIA	50 megaton CCS in 2030 .	ja	Overeenkomst bereikt
ESPR	Apparaatstandaarden, onder andere met betrekking tot energiegebruik.	ja	Overeenkomst bereikt
GovReg	Interconnectiecapaciteit van elektriciteit moet tenminste 15% zijn van geïnstalleerd vermogen	?	Van kracht
Clean Vehicles Directive	Minimumpercentages schone voertuigen in publieke aanbestedingen.	ja	Van kracht
MFF 2021-2027	30% van het EU budget 2021-2027 naar klimaatmitigatie.	Nee	Niet-wetgevend
SCC	5 megaton per jaar DACCS, 42 megaton koolstoflandbouw, minimaal 20% van de koolstof in producten niet-fossiel.	Nee	Niet-wetgevend
Natuurherstelwet	3 miljard extra bomen geplant in 2030.	Nee	Overeenkomst bereikt
Renovation Wave	Het huidige jaarlijkse renovatietempo van 0,4 tot 1,2% moet minstens verdubbeld zijn in 2030.	Nee	Niet-wetgevend
Offshore RE strategy	60 GW wind op zee en 1 GW oceaanenergie in 2030, respectievelijk 300 GW en 40 GW in 2050.	Nee	Niet-wetgevend

Solar Energy Strategy	320 GW PV in 2025 en bijna 600 GW in 2030.		Nee	Niet-wetgevend
Sustainable and Smart Mobility	In 2050 90% emissiereductie in transport, verdrievoudiging treinpassagiers en verdubbeling trein-transport.		Nee	Niet-wetgevend
G7 pledge***	Net-zero elektriciteitssector in 2035.		Nee	Niet-wetgevend
Methane Pledge****	In 2030 -30% methaanemissies ten opzichte van 2020.	idem	Nee	Niet-wetgevend

* Dit is nog een voorlopige schatting omdat het EU-referentiescenario nog wordt geactualiseerd en het doel per lidstaat daarna pas definitief kan worden berekend.

** Dit doel wordt inmiddels door de EC als onrealistisch beschouwd. Het Impact Assessment gaat uit van ongeveer 3 Mt (EC, 2024b).

*** EU is lid van de G7 en actief betrokken bij onderhandelingen maar tekent geen verklaringen.

**** Dit is geen EU-beleid, EU en NL hebben wel getekend.

5.3 Fit for 2050?

Beleidsopgave na 2030

In de voorgaande paragrafen is het huidige Europese klimaatbeleid beschreven. Dit beleid is grotendeels gericht op het behalen van de 55 procent emissiereductie doelstelling voor 2030. Op 6 februari 2024 heeft de Europese Commissie een ‘mededeling’ gepubliceerd waarin ze een voorstel doet voor een emissiereductiedoelstelling voor 2040. De Commissie pleit voor 90 procent emissiereductie in 2040, onderbouwd met een uitgebreid impact assessment (EC, 2024b). Deze mededeling is niet-wetgevend, het is na de Europese verkiezingen van juni 2024 aan de volgende Commissie om een doelstelling voor 2040 wettelijk vast te leggen en beleid te ontwikkelen om dit doel te bereiken. Wel zijn al enkele denkrichtingen van de huidige Commissie zichtbaar in de mededeling. De Commissie benadrukt dat alle opties nodig zijn om de doelen te behalen, ook de meer controversiële. Zo wordt er veel sterker dan voorheen ingezet op CCS en ook de bijdrage van kernenergie wordt explicieter benoemd. Voor het eerst wordt er ook een concreet traject voorgesteld voor het uitfaseren van fossiele brandstoffen (zie ook paragrafen 6.7 en 7.1.2).

Met de keuze voor een 90-procent-doelstelling volgt de Commissie een zwaarwegend advies van de Europese Wetenschappelijke Klimaatraad, die een emissiereductie van 90-95 procent in 2040 heeft geadviseerd op basis van rechtvaardigheid en haalbaarheid (ESABCC, 2023). De Nederlandse Wetenschappelijke Klimaatraad adviseert dat Nederland dit advies onderschrijft en dat ook Nederland versneld naar klimaatneutraliteit zou moeten gaan (WKR, 2023).

Het invullen van de opgave richting 90 procent in 2040 en een klimaatneutrale EU in 2050 vragen om aanscherpingen en aanvullingen van het huidige beleid, zoals het reguleren van nieuwe technologieën en concepten. De contouren hiervan zijn al zichtbaar, al zal de beleidsuitwerking sterk afhangen van toekomstige politieke keuzes en technologische, economische en geopolitieke ontwikkelingen. Zoals het huidige *Fit for 55*-pakket zeer bepalend is voor het Nederlandse klimaatbeleid, zo zal ook de toekomstige invulling van het Europese klimaatbeleid grote invloed hebben op de mogelijke Nederlandse trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050 zoals beschreven in het volgende hoofdstuk. De mogelijke implicaties van de Europese beleidskeuzes zullen hieronder worden besproken. De focus ligt hierbij op de 3 pijlers van het Europese klimaatbeleid; ETS, ESR en LULUCF (zie figuur 5.1).

Groeiend belang ETS, maar aanvullend beleid blijft nodig

Het ETS₁ (elektriciteit, zware industrie en een deel van de luchtvaart- en zeescheepvaartemissies) bestaat al sinds 2005 en heeft zijn effectiviteit bewezen. In deze commerciële sectoren is een prijs-prikkel een effectief instrument gebleken om de emissies te reduceren. Het beoogde reductiepad richting netto nul in 2039 is zeer ambitieus, maar technisch niet onmogelijk, als aan een aantal voorwaarden wordt voldaan (zie paragrafen 3.1 en hoofdstuk 6). Hierin kan de EU deels ondersteunen met sectoraal beleid, maar onder meer vanwege een beperkt Europees mandaat (zie paragraaf 5.1) zal hier ook stevig nationaal beleid nodig zijn om de juiste randvoorwaarden te creëren. Hierbij kan worden gedacht aan beleid gericht op de beschikbaarheid van voldoende geschoold personeel, tijdige realisatie van energie-infrastructuur en vergroting van de productie van hernieuwbare energie. Voor dat laatste staan in de hernieuwbare energie richtlijn (RED) en brandstofrichtlijnen voor lucht- en scheepvaart (FuelEU en REFuelEU) doelstellingen die op hun beurt ook weer moeten worden gerealiseerd met nationaal beleid.

Omdat niet alle emissies door de sectoren die onder het ETS₁ vallen kunnen worden vermeden, en omdat Europa na 2050 (of zelfs eerder) netto negatieve emissies wil realiseren, moet het daarnaast mogelijk worden om negatieve emissies in het ETS₁ te verrekenen. Het ETS-emissieplafond gaat al in 2039 naar 0 dus opname van negatieve emissies in het ETS is ruim voor die tijd benodigd (zie ook paragraaf 6.7 en tabel 6.6). Het EU-ETS is in principe 'CCS ready' in die zin dat het erkent dat voor elke afgevangen en opgeslagen ton CO₂ geen rechten nodig zijn (artikel 12.3a ETS-richtlijn). Het biedt momenteel echter geen verdere stimulans om verder te gaan dan emissievermijding naar daadwerkelijke netto verwijdering (BECCS en DACCS) (Rickels et al., 2021). Als eerste stap in deze richting heeft de Commissie een voorstel gepubliceerd voor een EU-regelgevingskader voor de certificering van zowel natuurlijke als technische opties voor koolstofverwijdering.

De effectiviteit van het ETS₂ nog erg onzeker

Het ETS₂ (gebouwde omgeving, wegtransport en lichte industrie) is een nieuw emissiehandelssysteem dat zijn effectiviteit nog moet bewijzen. Bij inwerkingtreding zal ruim driekwart van de Nederlandse emissies onder de Europese emissiehandel vallen. De belangrijkste sectoren in het ETS₂ zijn de gebouwde omgeving en het wegtransport. Deze sectoren zijn echter veel minder gevoelig voor prijsprikkels dan de ETS₁-sectoren. Een Duitse studie schat dat zelfs een prijs van 200 €/ton CO₂ in 2023, oplopend tot 350 €/ton CO₂ in 2030, de emissies in de transportsector slechts met 17 procent en in de gebouwde omgeving met 14 procent zou verminderen in vergelijking met een referentiescenario met een koolstofprijs van 23 en 125 €/ton CO₂ voor respectievelijk 2023 en 2030 (Harthan et al., 2022). Omdat men verwacht dat dergelijke hoge prijzen tot maatschappelijke onrust kunnen leiden is een aantal maatregelen in het leven geroepen. Als het aantal emissierechten in het systeem onder de 210 miljoen zakt, of als de CO₂-prijs boven de 45 €/ton stijgt, worden er CO₂-emissierechten uit de ETS₂ marktstabiliteitsreserve in het systeem gebracht. Deze maatregel geldt in beginsel tot 2030. Dit zal de prijs dempen maar is geen garantie tegen hoge prijzen omdat de hoeveelheid in te zetten rechten uit de reserve beperkt is. Volgens EEA berekeningen zal de EU het ESR budget tot 2030 met ruim 560 megaton overschrijden (EEA, 2023) Dit is vrijwel gelijk aan de omvang van de ETS₂ marktstabiliteitsreserve van 600 megaton. ETS₂-prijzen van boven de €200 per ton kunnen dan ook niet uitgesloten worden (Agora, 2023). Samenvattend is de ETS₂ prijs erg onzeker, met name omdat deze sterk samenhangt met de hoeveelheid en effectiviteit van flankerend beleid in de betreffende sectoren en de vraag welke prijs politiek en maatschappelijk nog acceptabel wordt geacht. Het ETS₂ heeft voornamelijk een vrij experimenteel karakter en laat ruimte voor herziening in de komende jaren.

Om deze redenen, en omdat een prijsprikkel in deze sectoren veel minder effectief is dan in het ETS₁, zal ETS₂ eerder ondersteunend zijn aan een breder beleidspakket, dan de kern ervan vormen. Om de benodigde emissiereductie te realiseren heeft de Europese Commissie ook in deze sectoren scherpe doelstellingen en normen geformuleerd (bijv. EPBD, EED, RED, CO₂-normen voertuigen), maar opnieuw zal de realisatie daarvan een forse beleidsinzet van de Lidstaten vragen.

ETS₂ bestaat voorlopig alleen nog op papier. De nieuwe maatregelen zullen ingaan vanaf 2027. Mochten de energieprijzen in dat jaar nog steeds erg hoog zijn dan bestaat de mogelijkheid om ETS₂ uit te stellen tot 2028. Intussen wordt er al gesproken over een mogelijk ETS₃, specifiek voor de landbouwemissies. Door het sneuvelen van het AFOLU-voorstel in de *Fit for 55* onderhandelingen zijn er nog altijd geen specifieke emissiedoelstellingen voor de landbouwsector (PBL, 2024d). Ook heeft de Europese Rekenkamer al geconstateerd dat de Europese Commissie haar principe 'de

vervuiler betaalt' (zie kader 5.1) niet toepast op landbouwemissies (European Court of Auditors, 2021). Naar aanleiding hiervan wordt momenteel in opdracht van de Europese Commissie onderzocht wat de mogelijkheden zijn voor het beprijzen van de broeikasgasemissies van de landbouwsector, zoals een specifiek emissiehandelssysteem of een belasting (EC, 2023a).

Met de introductie van ETS₂ is een groot deel van de emissies van de ESR-sectoren geplafonneerd en daarmee beprijsd. Met de mogelijke introductie van een ETS₃ of een ander beprijzingsmechanisme voor de landbouw zou dit deel nog groter worden. Het is daarmee de vraag of de ESR, die tot 2030 loopt, daarna zal worden voortgezet. Met de genoemde beperkingen van het ETS₂ zijn er echter goede redenen om in die sectoren niet puur op het prijssignaal te vertrouwen en emissiereductiedoelen voor deze sectoren, al dan niet in de vorm van ESR, te handhaven.

Verrekening van negatieve emissies binnen het ESR, ETS en LULUCF

Net als voor Nederland geldt ook op EU-niveau dat negatieve emissies onmisbaar zijn om netto nul broeikasgasemissies te bereiken. Momenteel kunnen negatieve emissies uit landgebruik al ingezet worden om een deel van de emissies uit de ESR sectoren te compenseren. Algemeen wordt verondersteld dat het op termijn ook mogelijk wordt om negatieve emissies (BECCS, DACCS) te verrekenen binnen het ETS (zie hierboven). In 2026 zal de Commissie de mogelijkheden hiervoor onderzoeken (artikel 30 lid 5 van de ETS-verordening). De inzet van negatieve emissies om emissiereductiedoelstellingen te halen is echter niet onomstreden. Deze vorm van compensatie zou ten koste zou kunnen gaan van de prikkel om het reductiepotentieel volledig te benutten. Om die reden is bijvoorbeeld de mogelijkheid om negatieve emissies onder het LULUCF in te zetten voor het behalen van de ESR doelstelling vooralsnog gemaximeerd.²² Op het moment van schrijven vindt op EU-niveau de discussie plaats in hoeverre negatieve emissies mogen worden ingezet voor het behalen van de klimaatdoelen, en of hiervoor aparte doelstellingen moeten komen.

Nederlandse bijdrage aan een net-zero EU in 2050

In de Europese Klimaatwet is vastgelegd dat de EU27 in 2050 klimaatneutraal moet zijn. In Artikel 2 is de *Doelstelling inzake klimaatneutraliteit* als volgt verwoord:

- De in het Unierecht geregelde emissies en verwijderingen van broeikasgassen in de hele Unie zijn uiterlijk in 2050 binnen de Unie in evenwicht, zodat de netto-uitstoot tegen die datum tot nul kan worden herleid, en de Unie streeft daarna naar negatieve emissies.
- De relevante instellingen van de Unie en de lidstaten nemen de nodige maatregelen, respectievelijk op het niveau van de Unie en op nationaal niveau, om de collectieve verwezenlijking van de in lid 1 genoemde doelstelling inzake klimaatneutraliteit mogelijk te maken, rekening houdend met het belang van het bevorderen van zowel rechtvaardigheid en solidariteit tussen de lidstaten als kosteneffectiviteit bij het verwezenlijken van deze doelstelling.

De EU streeft dus niet naar nul, maar naar *netto nul* uitstoot in 2050. Die klimaatneutraliteit moet bovendien *collectief* verwezenlijkt worden. Netto nul voor Europa hoeft dus niet netto nul voor Nederland te betekenen. De huidige formulering van de Europese klimaatneutraliteitsdoelstelling houdt nadrukkelijk de mogelijkheid open dat in 2050 eventuele restemissies van Lidstaten gecompenseerd kunnen worden door negatieve emissies in andere Lidstaten. Volgens de Klimaatwet

²² Maximaal 262,2 megaton op EU-niveau, voor Nederland is dit maximaal 13,4 megaton

moet de EU in haar Klimaatbeleid rekening houden met ‘een rechtvaardige verdeling en solidariteit tussen de lidstaten, in het licht van hun economische draagkracht [en] nationale omstandigheden’ (EC, 2021c). Deze principes zijn ‘diep verankerd in de Europese klimaatwetgeving’, ‘waaronder de verdeling van inspanningen tussen de Lidstaten’ (EC, 2022a). We zien dit terug in de verschillen die er zijn in de nationale doelstellingen van bijvoorbeeld de ESR, LULUCF, de EED en de RED.

Van de 27 lidstaten hebben er bijvoorbeeld 14 een ESR-reductiedoelstelling van niet meer dan 30 procent ten opzichte van 2005 in 2030. Om klimaatneutraliteit te bereiken zullen in een aantal van die landen tussen 2030 en 2050 emissiereducties tot 10 procent op jaarbasis nodig zijn, terwijl hun historische dalingen op jaarbasis vaak niet meer dan 1 procent bedroegen (Duwe et al., 2023). Terwijl tot nu toe op grond van rechtvaardigheid en solidariteit een relatief lagere bijdrage van deze Lidstaten wordt verwacht zou hun relatieve bijdrage na 2030 juist significant hoger moeten zijn dan die van rijkere Lidstaten. Mocht dit toch van deze Lidstaten gevraagd worden, dan zullen ze hier vermoedelijk financieel voor gecompenseerd worden zoals nu via het Sociaal Klimaatfonds ook al gebeurt (Agora Energiewende & Öko-Institut, 2020).

Het is ook mogelijk dat gedifferentieerde doelstellingen tot 2050 gehandhaafd worden en dat verschillende, veelal Oost-Europese, Lidstaten in 2050 nog niet op netto nul uitkomen. “Hun hogere netto-emissieniveaus zouden kunnen worden gecompenseerd door een netto negatieve balans in koploperlanden uit Noord- en West-Europa, wat betekent dat deze halverwege de eeuw meer CO₂ uit de atmosfeer moeten verwijderen dan ze uitstoten – een scenario waar ze niet op voorbereid zijn” (Geden & Schenuit, 2019). Hiermee is overigens niet automatisch gezegd dat deze negatieve emissies ook binnen de landsgrenzen behaald zouden moeten worden.

6 Integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050

Dit hoofdstuk gaat in op de doorgerekende integrale trajecten naar klimaatneutraliteit in 2050. Zoals wordt toegelicht in paragraaf 6.1, omvatten ze een breed scala aan toekomstige omstandigheden wat betreft beschikbaarheid van technieken en hulpbronnen en specifieke eisen die politiek en beleid kunnen stellen aan een klimaatneutraal energiesysteem. In paragrafen 6.2 tot en met 6.6 wordt vervolgens beschreven wat de resultaten betekenen voor robuuste keuzes, inclusief een vooruitblik op de periode na 2050 en de relatie met het bredere internationale kader. Paragraaf 6.2 geeft daarbij een beeld op hoofdlijnen, terwijl 6.3 tot 6.6 zich richten op achtereenvolgens de kosten (optimalisatie), brandstofvoorziening, het elektriciteitssysteem en de vraagsectoren. Paragraaf 6.7 spiegelt de resultaten aan doelen en visies vanuit het Europese en Nederlandse beleid.

6.1 Vormgeving integrale trajecten

De integrale trajecten verkennen de impact op het energiesysteem van verschillende veronderstelde mogelijkheden en keuzes voor emissiereductieopties zoals CO₂-opslag, kernenergie, windvermogen, warmtenetten, recycling van plastics, warmtenetten en biograndstoffen en waterstof.

Startpunt voor deze verkenning vormen drie kwadranten die langs twee assen zijn opgespannen (zie figuur 6.1), namelijk ruime versus beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof (uit eigen productie en import²³) en pragmatisme versus specificiteit ten aanzien van de manier waarop klimaatneutraliteit wordt bereikt. Deze as onderscheidt een situatie waarin ‘pragmatisch’ wordt gekoerst op broeikasgasemissiedoelen (zie paragraaf 2.3) en waarin het niet uitmaakt hoe Nederland klimaatneutraal wordt, en één waarbij specifieke eisen worden gesteld aan een klimaatneutraal energiesysteem. Dit laatste is ingevuld met 1) een plafond op het primaire energiegebruik in lijn met de gehanteerde definitie in de Europese Energie-Efficiëntie Richtlijn (de EED, zie kader 6.1) en/of 2) uitfasering van het gebruik van fossiele brandstoffen en grondstoffen in 2050. De eisen sluiten aan bij meer of minder concrete beleidsdoelen. Zo hanteert de Europese Commissie bij energie- en klimaatdoelen het ‘energie-efficiëntie eerst’-beginsel (zie ook kader 5.1). Dat heeft voor 2030 geleid tot een EU-doel voor het totale energiegebruik, en – formeel niet bindende – doelen voor de lidstaten. Het is verder goed denkbaar dat er ook voor de langere termijn doelen voor energiegebruik zullen komen, hoewel nog niet vastgesteld is hoe ambitieus die zullen zijn, en ook niet hoe ze gedefinieerd zijn (zie kader 6.1). De uitfasering van fossiele grondstoffen sluit aan bij de ambities voor 100 procent circulariteit in 2050 (I&W, 2021; PBL, 2023b), waar het gebruik van fossiele grondstoffen per definitie niet in past.

Pragmatisme en specificiteit houden hier *geen* waardeoordeel in: aanvullende eisen kunnen zinvol zijn, bijvoorbeeld vanuit industriepolitiek of voorzieningszekerheid.

²³ Ruimte is een achterliggende ‘hulpbron’ die nodig is voor de productie van biograndstoffen en de plaatsing van technieken (elektrolyzers, windmolens, zonneweides) die niet zelfstandig in beeld wordt gebracht. De Ruimtelijke Verkenningen (PBL, 2019b, 2023g) gaan in op het ruimtebeslag dat samengaat met de energietransitie.

Kader 6.1 Plafond op primair energiegebruik

In het SR-kwadrant wordt gerekend met een plafond op het primaire energiegebruik volgens de definities van de EED, als vertaling van het ‘energie-efficiëntie eerst’-beginsel. Hiermee onderzoeken we wat de impact is op de invulling van het energiesysteem als beperking van het energiegebruik een op zichzelf staand doel is, dus los van de noodzaak om emissies omlaag te brengen.

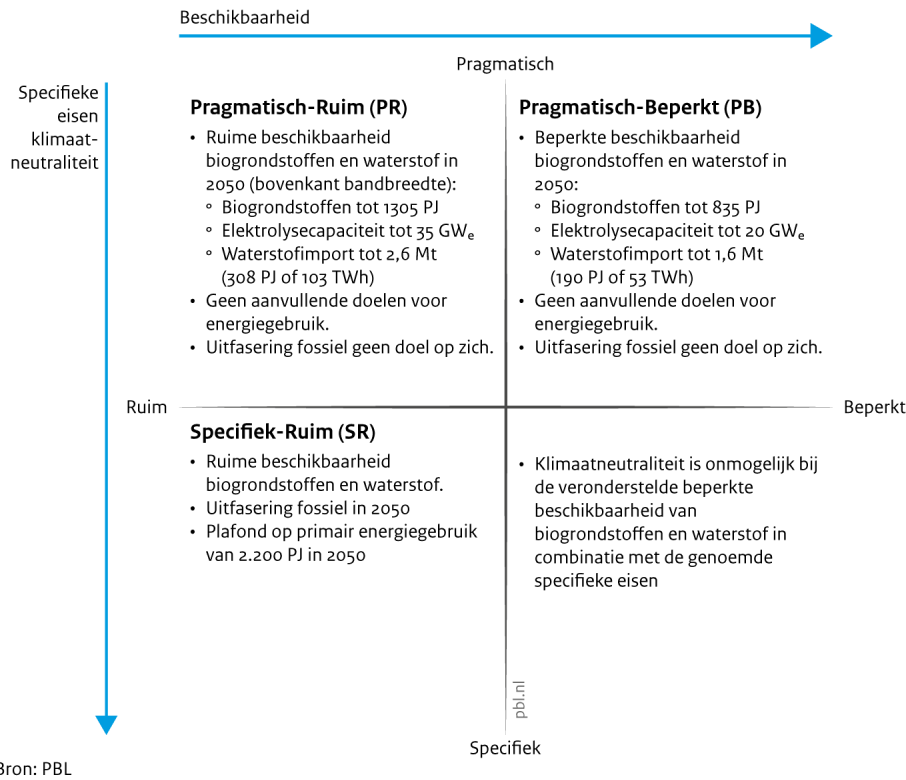
Bij doelen voor energiegebruik en energiebesparing bepalen de gehanteerde definities in hoge mate of en hoe bepaalde technieken scoren voor het doel. Op dit moment zijn de definities uit artikel 4 van de herziene Energie-Efficiëntie Richtlijn, de EED (EC, 2023d) de beste weergave van hoe Europa het ‘energie-efficiëntie eerst’-beginsel concreet vertaalt. Primair verbruik omvat hierin het totale netto gebruik van energiedragers uitgezonderd de inzet van energiedragers als grondstof, gewonnen omgevingswarmte (door warmtepompen) en het gebruik van brandstoffen door de internationale zeevaart. Binnen deze studie is gerekend met een plafond op het primair energieverbruik (en niet op finaal energieverbruik) omdat dit ook de omzettingsverliezen bij de aanbodsectoren omvat. Daarmee gaat er van een plafond op primair verbruik een bredere prikkel uit om overal in het energiesysteem het verbruik te verminderen en omzettingsverliezen te beperken.

Een belangrijke kanttekening is dat de definitie uit de EED betrekking heeft op het huidige energiesysteem, en dat (nog) niet altijd vaststaat hoe er in de toekomst omgegaan wordt met allerlei nieuwe energiedragers en omzettingen die met het voortschrijden van de energietransitie een rol gaan spelen. De berekeningen lopen vooruit op eventuele aanpassingen van de definities en nemen bijvoorbeeld waterstof en ammoniak ook mee als energiedrager, terwijl dat in de huidige energiestatistiek en -doelen nog niet gebeurt. Ook tellen we bij import van waterstof de omzettingsverliezen mee die elders optreden bij de productie. De reden is dat anders deze import een manier kan zijn om het Nederlands verbruik omlaag te krijgen door de omzettingsverliezen aan het buitenland toe te rekenen, terwijl juist ook vermindering van importafhankelijkheid één van de achterliggende redenen is voor besparings- en verbruiksdoelen.

Voor het primaire energiegebruik specificeert de EED voor 2030 een indicatieve streefwaarde van 1.950 petajoule. Dit is dus geen bindend doel, en volgens de KEV 2023 wordt dit doel niet gehaald. Voor de langere termijn zijn nog geen doelen of streefwaardes bekend. Voor 2050 is in het SR-kwadrant gerekend met een plafond van 2.200 petajoule. Dit niveau is – evenals dat voor de andere zichtjaren, inclusief 2030 – zodanig gekozen dat er wel een duidelijke impact is op de invulling van het energiesysteem, maar zonder dat het doel zodanig beperkend is dat andere doelen (broeikasgasemissies en fossiel verbruik naar nul) in gevaar komen. Voor 2030 hanteren we een plafond van 2.300 petajoule, en wijken daarmee dus af van de indicatieve streefwaarde. Dat we boven de streefwaarde zitten is ook in lijn met de prognose op basis van de KEV en de voorlopige NECP’s (National Energy and Climate Plans) die lidstaten hebben ingediend, die veel minder energie-efficiëntieverbetering laten zien dan het doel voorschrijft (EC, 2023b).

Figuur 6.1

Orderingsprincipe voor de integrale trajecten in drie kwadranten



Integrale trajecten in drie doorrekenbare kwadranten

De gekozen ordening leidt tot vier kwadranten (zie figuur 6.1): Pragmatisch-Ruim (PR), Pragmatisch-Beperkt (PB), Specifiek-Ruim (SR) en Specifiek-Beperkt (SB). Het vierde kwadrant (SB) is leeg omdat daarin klimaatneutraliteit onmogelijk is bij de combinatie van de veronderstelde beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof en de genoemde specifieke eisen²⁴. Daarom zijn er alleen integrale trajecten doorgerekend die vallen binnen drie van de vier kwadranten zoals weergegeven in figuur 6.1, waarbij in de kwadranten PB en SR de uiterste grenzen worden opgezocht.

De beperkte beschikbaarheden in het PB-kwadrant in figuur 6.1 zijn namelijk zodanig bepaald dat er in combinatie met de basisaannames uit tabel 6.1 nog net een klimaatneutraal energiesysteem mogelijk is. Deze waarden voor biograndstoffen en waterstof liggen *boven* de onderkant van de bandbreedtes zoals weergegeven in tabel 2.1 en uitgewerkt in Hoofdstuk 4. Andere trajecten binnen dit kwadrant rekenen ook met afwijkende waarden voor biograndstoffen- en waterstofbeschikbaarheid (zie tabel 6.2 en de beschrijving daarbij).

²⁴ Dat verandert niet noodzakelijk met een andere economische structuur met bijvoorbeeld een kleinere industrie. Krimp van de Nederlandse industrie door verplaatsing van de industriële activiteiten maakt de internationale schaarste van biograndstoffen en waterstof niet kleiner (zie ook kader 6.8). En Europese doelen voor energiegebruik komen veelal tot stand door verdeling van een Europees doel over de lidstaten, waarbij de omvang van activiteiten mede bepalend zal zijn voor het doel van een land.

Het plafond op primair energieverbruik in het SR-kwadrant (zie figuur 6.1 en kader 6.1) is zodanig gekozen dat er een duidelijke impact is op de invulling van het energiesysteem, maar zonder dat het doel zodanig beperkend is dat andere doelen (broeikasgasemissies en fossiel verbruik naar nul) in gevaar komen. De uitfasering van fossiel betekent namelijk dat er meer brandstoffen en feedstocks uit biograndstoffen en/of waterstof gemaakt moeten worden, en dat heeft vanwege de grotere conversieverliezen tot gevolg dat het primair verbruik niet al te zeer kan worden beperkt. De maximale beschikbaarheden van biograndstoffen en waterstof voor de integrale trajecten in het PR-kwadrant in figuur 6.1 komen overeen met de bovenkant van de bandbreedtes zoals beschreven in hoofdstuk 4 en samengevat in tabel 2.1, en gelden voor alle trajecten die binnen dit kwadrant vallen.

Daarnaast zijn binnen elk kwadrant meerdere trajecten doorgerekend die op één of meerdere onderdelen afwijken van de basisaannames in tabel 6.1. Tabel 6.2 geeft aan voor welke specifieke parameter (kolom 1) een alternatieve waarde (kolom 2) is gekozen en voor welke kwadranten dit is doorgerekend (kolom 3).

Uiteraard kan op veel meer parameters worden gevarieerd, maar in deze studie hebben we ons beperkt tot een aantal hoofdzaken die relevant zijn voor de wijze waarop in 2050 voor het gehele energiesysteem klimaatneutraliteit kan worden bereikt. Er is bijvoorbeeld niet gevarieerd op kostenaannames ten aanzien van kernenergie (OPEX en CAPEX) of de prijzen van waterstof en biograndstoffen (zie ook bijlage 2 over prijsaannames en schaduw prijzen, en hoofdstuk 7 voor een discussie over mogelijk vervolgonderzoek).

Tabel 6.1

Basisaannames in de integrale trajecten voor 2050

	Basisaannname
CO₂-opslag	Tot 20 megaton per jaar.
Windenergie	Tot 70 GW op zee en 9,9 GW op land, zie tabel 2.1.
Zon-PV	Tot 132 GW, zie tabel 2.1.
Kernenergie	Nieuw vermogen tot in totaal maximaal 3,5 GW (inclusief Borssele) kan vanaf 2040 in bedrijf zijn.
Wegverkeer	Elektrificatie wegverkeer tot 100%.
Plastic voor recycling	Tot 260 petajoule plastic afval beschikbaar.
Groei warmtenetten	Tot maximaal 3,7 miljoen woningequivalenten.

Tabel 6.2

Alternatieve aannames in de integrale trajecten.

	Alternatieve waarde	Doorgerekend voor kwadrant
CO₂-opslag	Groei tot 30 megaton per jaar in 2050.	PR, PB, SR
	Groei tot 40 megaton per jaar in 2050.	PR, PB
	Groei tot 50 megaton per jaar in 2050.	PR, PB
Windenergie	Meer windenergievermogen tot 99 GW* op zee en 12 GW op land in 2050.	PR, PB, SR
Kernenergie	Geen nieuwe kerncentrales	PR, PB
	Meer kerncentrales (tot 30 GW*)	PR, PB
Primair verbruik	Plafond op primair energieverbruik, maar geen uitfasering van fossiel in 2050.	SR
Fossiel verbruik	Uitfasering van fossiel in 2050, maar geen plafond op primair energieverbruik.	SR
Beperkt biogrondstoffen	Alleen beperking op biogrondstoffen volgens figuur 6.1, maar niet op waterstof.	PB
Beperkt waterstof	Alleen beperking op waterstof volgens figuur 6.1, maar niet op biogrondstoffen.	PB
Minimaal biogrondstoffen	Onderkant bandbreedte biogrondstoffen, bovenkant bandbreedte waterstof (zie tabel 2.1).	PB
Minimaal Waterstof	Onderkant bandbreedte waterstof, bovenkant bandbreedte biogrondstoffen (zie tabel 2.1).	PB
Minimaal biogrondstoffen én waterstof i.c.m. meer CO₂-opslag	Onderkant bandbreedte voor biogrondstoffen én waterstof (zie tabel 2.1) gecombineerd met hogere CO ₂ -opslag tot 40 megaton in 2050.	PB
Minder plastic voor recycling	Tot maximaal 160 petajoule plastic afval beschikbaar in 2050.	PR, PB, SR
Beperkte groei warmtenetten	Tot maximaal 1,4 miljoen woningequivalenten in 2050.	PR, PB

* Dit zijn geen realistische aannames voor 2050. Deze bovengrenzen zijn doorgerekend om te verkennen hoeveel windenergie of kernenergie er uiteindelijk in het energiesysteem zouden kunnen passen (zie kader 6.6).

Hieronder volgt een korte toelichting op de tabellen 6.1 en 6.2.

Aannames voor CO₂-opslag

In alle trajecten groeit de maximale CO₂-opslag van 15 megaton in 2030 naar de hoeveelheid zoals genoemd in tabel 6.1 en tabel 6.2. Alleen in het geval van 20 megaton in 2050 – de basisaanname, zie tabel 6.1 – is in de jaren voor 2050 een hogere waarde verondersteld dan in 2050, van respectievelijk 22,5 megaton in 2035 en 27,5 megaton in 2040 en 2045.

Die basisaanname voor de maximale CO₂-opslag is met 20 megaton in 2050 ongeveer gelijk aan wat dan minimaal nodig is om onvermijdbare restemissies buiten het energiedomein te compenseren met BECCS. Qua volume sluit dit ongeveer aan bij de huidige plannen en ideeën voor de opschaling van CCS (CE Delft, 2023a). Daarnaast zijn er dus hogere waarden onderzocht (een groei tot 30, 40 en 50 megaton in 2050) die meer ruimte bieden voor de inzet van fossiel en daarmee een klimaatneutraal systeem mogelijk maken met minder inzet van biogrondstoffen en waterstof.

Aannames voor windenergie en zon-PV

De basiswaarden in 2050 voor de vermogens van wind op zee en wind op land sluiten aan bij de ambities die het Nederlandse beleid momenteel aanhoudt (EZK, 2022c). Dit maximum wordt in de modelanalyse bijna altijd benut. Daarom is voor ieder kwadrant ook een aanvullend traject doorgerekend met veel hogere – voor 2050 niet realistische – waarden voor wind op zee en wind op land (zie kader 6.6 in paragraaf 6.5.2) om na te gaan hoeveel windvermogen in het systeem zou passen. Voor zon-PV zijn geen trajecten met een hoger maximum doorgerekend omdat het gehanteerde maximum in vrijwel geen enkel traject wordt bereikt.

Aannames kernenergie

Voor kerncentrales wordt uitgegaan van de beschreven beleidsuitgangspunten (zie paragraaf 4.3.1) wat neerkomt op 3,5 GW in 2040 en 2050. Daarnaast zijn trajecten doorgerekend waarin nieuwe kerncentrales zijn uitgesloten en trajecten met een veel hogere, voor 2050 niet realistische bovengrens (30 GW, zie bijvoorbeeld (Kloosterman, 2019)) om te onderzoeken hoeveel kernenergie in het systeem zou passen (zie kader 6.6).

Aannames primair energieverbruik en fossiel verbruik

In het starttraject in het SR-kwadrant worden fossiele brandstoffen en fossiele feedstocks uitgefaseerd en geldt er tegelijkertijd een plafond op het primaire energieverbruik. In twee trajecten is onderzocht wat de impact is van elke begrenzing afzonderlijk.

Aannames voor biograndstoffen en waterstof

Zoals aangegeven zijn de beperkte beschikbaarheden voor biograndstoffen, elektrolysecapaciteit en waterstofimport in het PB-kwadrant van figuur 6.1 zodanig bepaald dat er nog net een klimaat-neutraal energiesysteem mogelijk is binnen de context van de basisaannames die zijn weergegeven in tabel 6.1. Deze waarden liggen *boven* de onderkant van de bandbreedtes uit tabel 2.1. Gezien het grote belang van de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof voor de energietransitie is in een viertal trajecten onderzocht wat de impact is van enerzijds het opheffen van de beperking op de beschikbaarheid van hetzij biograndstoffen, hetzij waterstof en anderzijds wat er gebeurt als je de beschikbaarheid van hetzij biograndstoffen, hetzij waterstof nog verder beperkt door voor één van de twee van de onderkant van de bandbreedte uit te gaan, en voor de andere van de bovenkant van de bandbreedte.

Ten slotte is onderzocht of het mogelijk is om voor *zowel* biograndstoffen als waterstof uit te gaan van de onderkant van de bandbreedte, maar dan in combinatie met meer CO₂-opslag tot maximaal 40 megaton in 2050.

6.2 Beeld op hoofdlijnen

Zoals toegelicht in de vorige paragraaf liggen aan de integrale trajecten verschillende aannames ten grondslag. In deze paragraaf worden voor een selectie van drie illustratieve trajecten – gelijk aan die uit de hoofdbevindingen – resultaten getoond voor de hele periode 2030-2050. Dit zijn de trajecten ‘Specifiek-Ruim’ met maximaal 20 megaton CO₂-opslag per jaar in 2050 (SR20), ‘Pragmatisch-Ruim’ met maximaal 40 megaton CO₂-opslag per jaar in 2050 (PR40) en ‘Pragmatisch-Beperkt’ met maximaal 30 megaton CO₂-opslag per jaar in 2050 (PB30). Voor deze drie trajecten is gekozen omdat ze onderling relatief ver uiteen liggen wat betreft beschikbare biogrondstoffen en waterstof, het plafond op CO₂-opslag, aanvullende doelen voor energiegebruik en de uitfasering van fossiele energiedragers. Ze omspannen daarmee een belangrijk deel van de variatie in de invulling van het energiesysteem. Voor een bredere selectie van trajecten laten we alleen resultaten voor 2050 zien. Hier behandelen we eerst het beeld voor 2030, en daarna kijken we naar 2050.

6.2.1 2030: de transitie komt op stoom

Tussen 2019 en 2030 komt de energietransitie in de trajecten op stoom, maar in 2030 is het overgrote deel van de energievoorziening nog steeds gebaseerd op fossiele energiedragers (zie figuren 6.2 tot en met 6.5 en kader 6.2 voor een toelichting daarop). De elektriciteitsproductie is al wel grotendeels CO₂-vrij, maar de totale productie is vergeleken met de benodigde omvang in 2050 nog bescheiden. Ook andere nieuwe elementen in het energiesysteem (waterstofproductie, synthetische brandstofproductie, hernieuwbare warmte) zijn nog relatief beperkt van omvang. Hierdoor lopen in 2030 de integrale trajecten nog niet zo veel uiteen (zie figuur 6.2 en figuur 6.3). De energiestromen in het energiesysteem in 2030 in figuur 6.4 zijn gebaseerd op één van de doorgerekende trajecten (PR40), maar is op hoofdlijnen representatief voor alle trajecten.

Belangrijkste bijdragen aan emissiereductie in 2030

De broeikasgasemissiereductie in 2030 ten opzichte van de huidige situatie²⁵ – zie figuur 6.8 – wordt vooral gerealiseerd door een groter aandeel hernieuwbare elektriciteit, het verdwijnen van steenkool in de elektriciteitsproductie en minder steenkoolgebruik in de staalindustrie, een groter aandeel biogene brandstoffen en 12 tot 15 megaton CO₂-afvang. Daarnaast dragen ook energiebesparing en een beginnende elektrificatie in de industrie bij, evenals elektrificatie van het wegverkeer en krimp van de veestapel. Zowel het gebruik van aardgas als dat van olie dalen, waarbij de daling bij olie ook door de lagere export van olieproducten komt.

²⁵ We gebruiken hiervoor 2019, omdat dit het laatste representatieve jaar is. Het energiegebruik, de energiemarkt en de daaruit resulterende broeikasgasemissies zijn in de jaren daarna sterk beïnvloed door Corona en de oorlog tussen Rusland en Oekraïne.

Kader 6.2 Toelichting op figuren over verbruikssaldo, eindgebruik en energiestromen

In figuur 6.2 en figuur 6.3 is voor de drie geselecteerde trajecten respectievelijk het nationaal verbruikssaldo – het saldo van import, winning en export – en het eindgebruik in de vraagsectoren of eindgebruikssectoren per energiedrager of energiebron weergegeven en ook de situatie voor 2019. De onderliggende energiestromen zijn vervolgens geïllustreerd aan de hand van Sankey-diagrammen in figuur 6.4 tot en met figuur 6.8. Deze tonen de herkomst, omvang en bestemming van de verschillende energiestromen in het energiesysteem in 2019 (figuur 6.4), 2030 (figuur 6.5) en 2050 (figuren 6.6 tot en met 6.8). Aan de linkerkant staat de ingaande energie naar soort (energiebron of -drager) en herkomst (import, winning). Rechts staan het verbruik per energiedrager door de verschillende eindgebruikssectoren en de export van energiedragers. Winning van energie – inclusief zon-PV bij huishoudens en winning van omgevingswarmte door warmtepompen – staat altijd links, dus apart van de sectoren waarin de winning fysiek plaatsvindt.

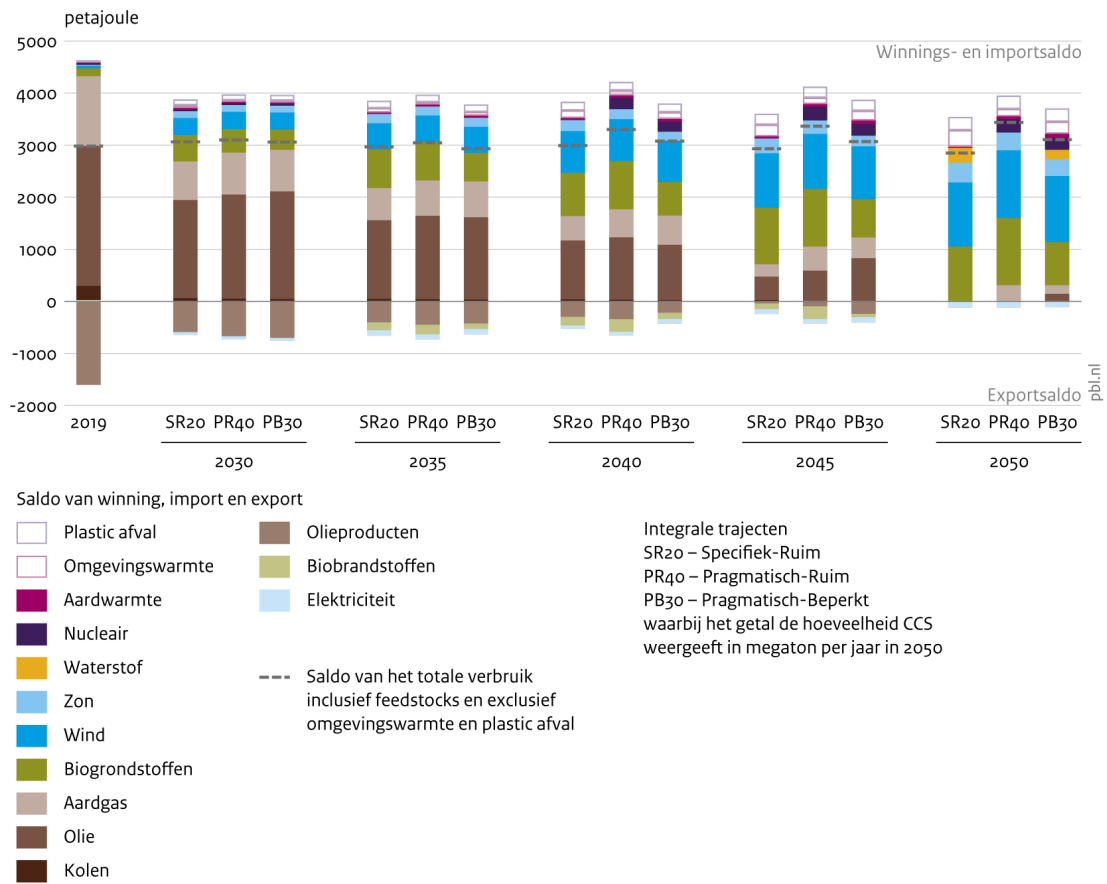
Ruwe aardolie (primaire energiebron) en olieproducten (omzettingsproduct van ruwe olie) zijn met verschillende kleuren weergegeven. Wederuitvoer van energiedragers – bijvoorbeeld doorlevering van ruwe aardolie aan het Duitse achterland – is weggelaten omdat het geen deel uitmaakt van het Nederlandse energiesysteem. In afwijking van de gangbare energiestatistiek is ook (plastic) afval opgenomen als alternatieve grondstof voor plastic in plaats van fossiele energiedragers, biograndstoffen en waterstof. Omgevingswarmte – met name van belang voor de gebouwde omgeving – telt in de Europese energiestatistieken en voor de doelstelling uit de *Energy Efficiency Directive* (EED) niet als energiedrager. In figuren 6.2, 6.3, 6.20, 6.22 en 6.24 zijn plastic afval en/of omgevingswarmte daarom alleen met een omlijning aangegeven. Omdat het verbruikssaldo ook energie voor feedstocks omvat, ligt het totale verbruikssaldo ook in SR20 hoger dan het eerder beschreven plafond op primair energiegebruik van 2.200 petajoule (zie kader 6.1) dat *exclusief* feedstocks is.

Tussen herkomst en bestemming van de energie staan de conversiesectoren, te weten elektriciteitscentrales, afvalverwerking, waterstofproductie en brandstofproductie. De omzettingsverliezen zijn hierbij expliciet weergegeven. Ten einde de complexiteit van de diagrammen niet verder te vergroten, is WKK ondergebracht in de (eindgebruik)sector waarvoor het de warmte produceert. De energiestromen naar de vraagsectoren zijn dan ook niet helemaal hetzelfde gedefinieerd als het finale verbruik volgens de CBS-statistieken, maar het verschil is met name richting 2050 klein omdat de rol van WKK sterk afneemt.

De brandstofproductie omvat de productie van vloeibare brandstoffen en feedstocks inclusief methanol en ammoniak, ongeacht of de energie afkomstig is van fossiele energiedragers, biograndstoffen of waterstof. De uitgaande stromen zijn onderverdeeld naar fossiel, biogeen en synthetisch op basis van de bijdrage van de verschillende bronnen aan de energie-inhoud. Ammoniak – als koolstofvrije energiedrager, niet in de kunstmestindustrie – is apart weergegeven, en is altijd van synthetische oorsprong.

Figuur 6.2

Nationaal verbruikssaldo energiebronnen en energiedragers, inclusief feedstocks



Saldo van winning, import en export

- Plastic afval
- Omgevingswarmte
- Aardwarmte
- Nuclear
- Waterstof
- Zon
- Wind
- Biograndstoffen
- Aardgas
- Olie
- Kolen
- Olieproducten
- Biobrandstoffen
- Elektriciteit

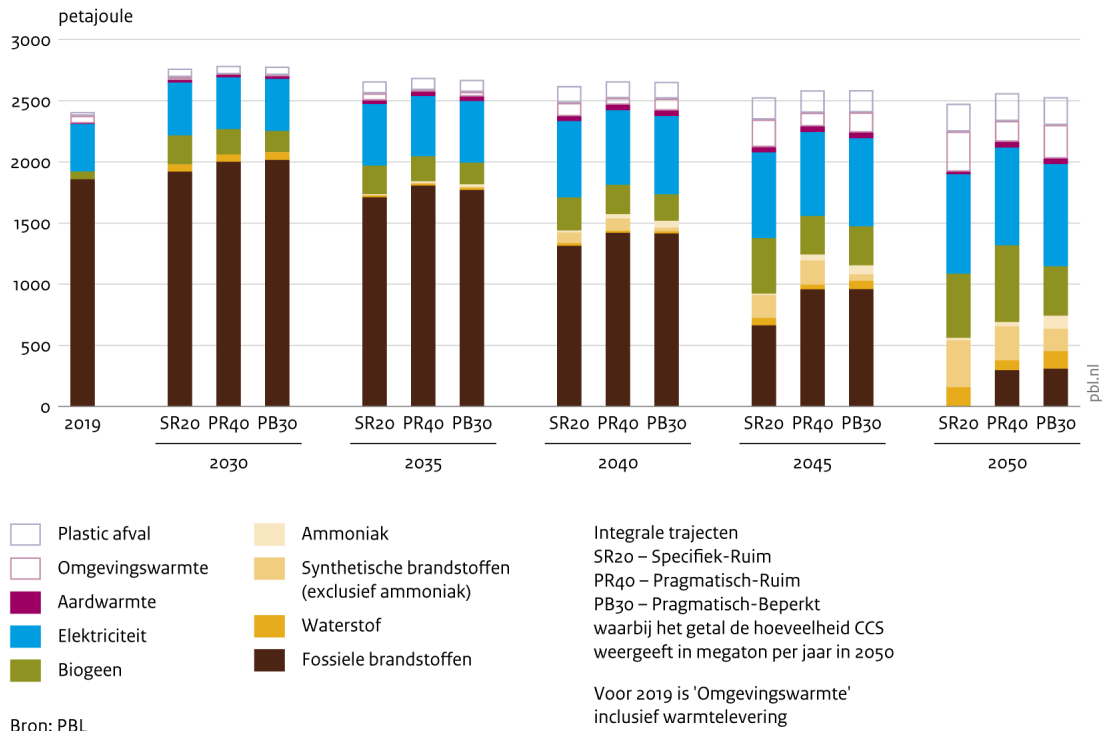
Integrale trajecten
 SR20 – Specifiek-Ruim
 PR40 – Pragmatisch-Ruim
 PB30 – Pragmatisch-Beperkt
 waarbij het getal de hoeveelheid CCS weergeeft in megaton per jaar in 2050

--- Saldo van het totale verbruik inclusief feedstocks en exclusief omgevingswarmte en plastic afval

Bron: PBL

Figuur 6.3

Finaal energiegebruik per energiedrager of energiebron, inclusief feedstocks



Uitkomsten in lijn met de KEV2022

Er zijn veel overeenkomsten tussen de manier waarop in de KEV2022²⁶ en in de integrale trajecten de emissiereductie in 2030 wordt gerealiseerd, ondanks de wezenlijk andere manier waarop de getallen in de KEV tot stand zijn gekomen: dynamische optimalisatie op basis van het nationale kostensaldo in deze studie versus een simulatie van beleidseffecten in de KEV. Daarmee lijken in elk geval op de korte termijn de beleidskeuzes redelijk in lijn met de koers die uit de berekeningen volgt (zie ook paragraaf 6.7, waarin de uitkomsten worden vergeleken met specifieke beleidsdoelen).

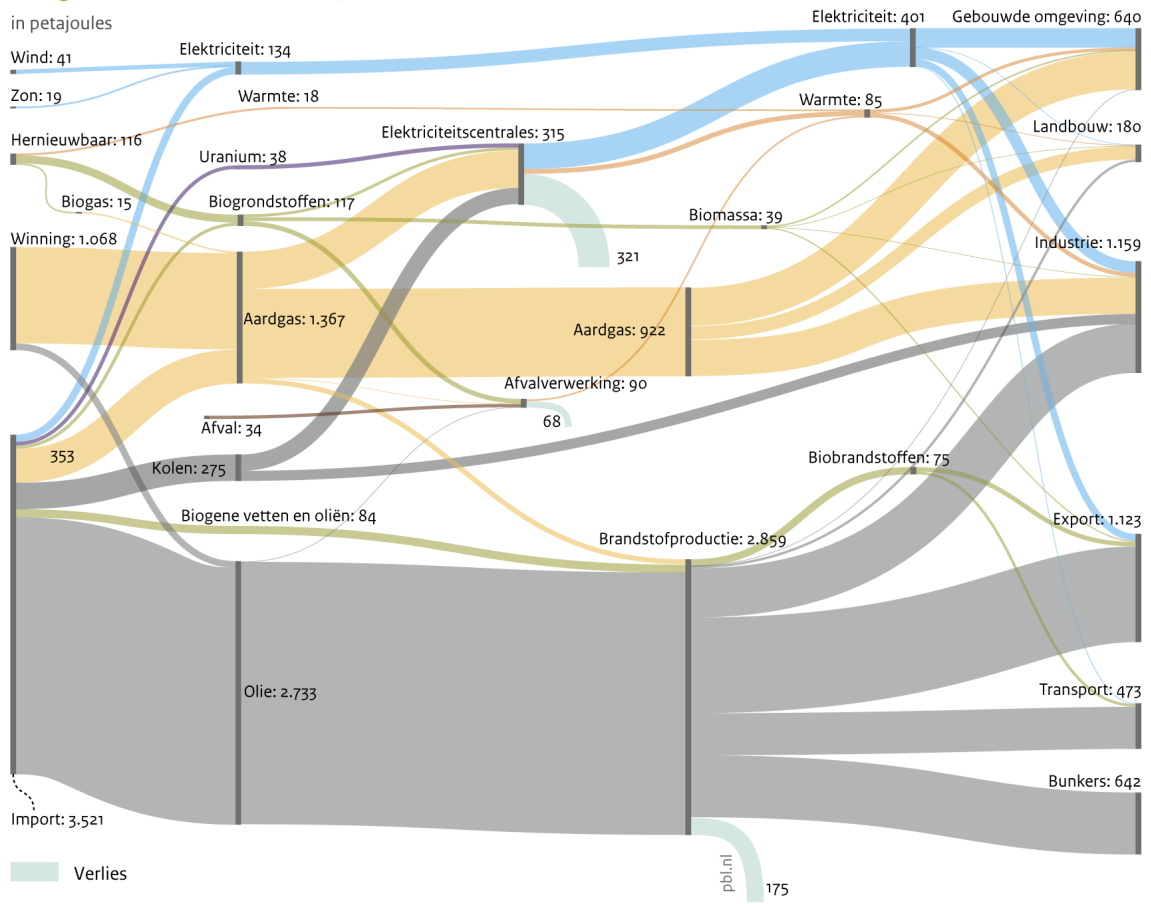
Er zijn uiteraard ook verschillen, onder andere doordat in deze studie wordt uitgegaan van het halen van het broeikasgasemissiereductiedoel van 55 procent in 2030 ten opzichte van 1990 terwijl dat in de KEV2022 niet zo is. Ook houdt de KEV nog geen rekening met allerlei beleid in wording, zoals de doelen voor de zeescheepvaart. Die zorgen voor een grotere behoefte aan geavanceerde biobrandstoffen, en de productie daarvan zorgt in combinatie met CCS voor negatieve emissies. CCS is in de KEV voor het overgrote deel nog beperkt tot toepassing bij fossiele bronnen van CO₂, zoals de productie van waterstof uit aardgas.

²⁶ Er is gekozen voor vergelijking met de KEV2022 en niet de KEV2023 (PBL, 2023c), omdat de laatste geen specifiek beeld van de onderliggende fysieke invulling van het energiesysteem laat zien, maar alleen bandbreedtes voor energiegebruik en broeikasgasemissies.

Figuur 6.4

Energiestromen Nederland 2019

in petajoules

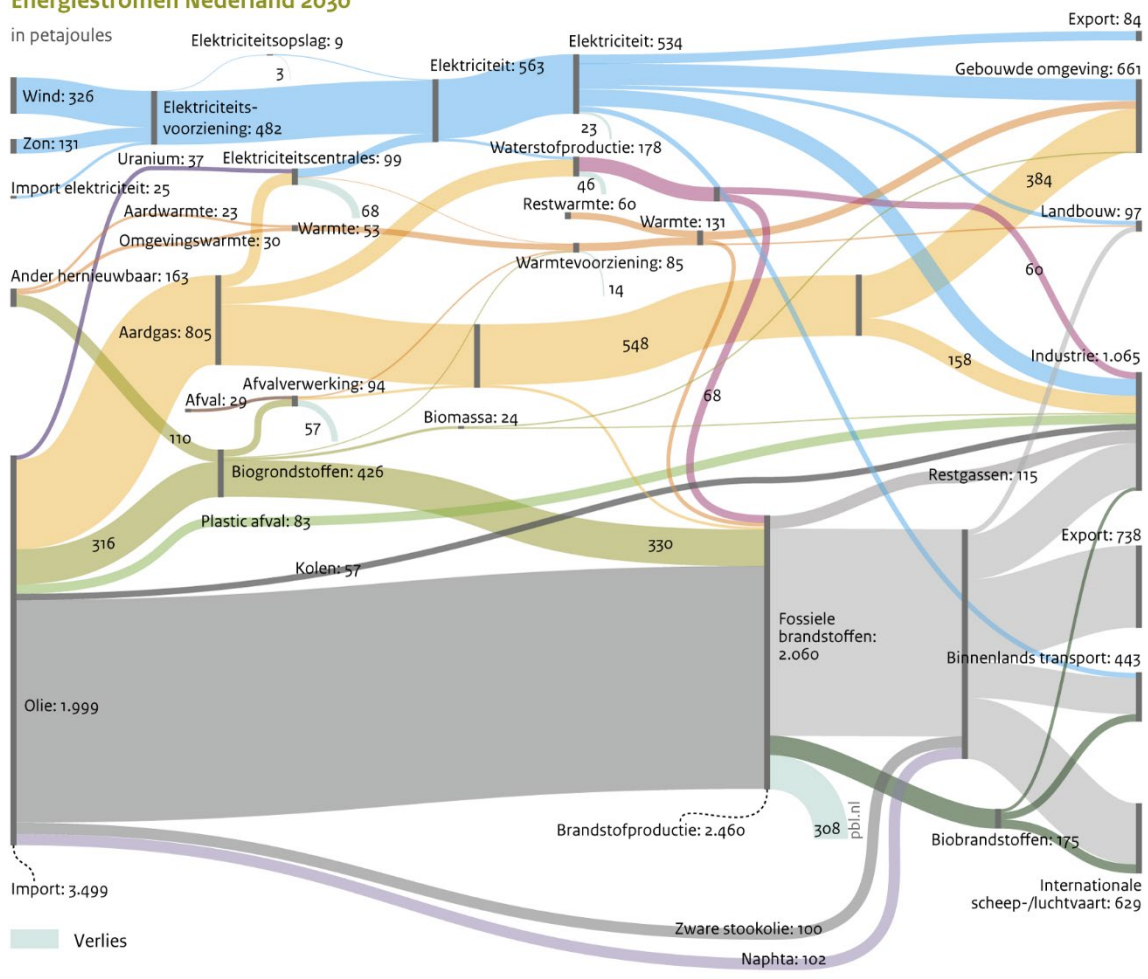


Bron: PBL

Figuur 6.5

Energiestromen Nederland 2030

in petajoules



Bron: PBL

6.2.2 Globale trends richting 2050

Verschillen en overeenkomsten op hoofdlijnen

Fossiele energie is in 2050 in alle trajecten, en dus niet alleen in de drie getoonde, nog maar een klein onderdeel van de energievoorziening, en soms zelfs volledig uitgefaseerd. De richting waarin het systeem verandert, is in grote lijnen vergelijkbaar. Zo zijn in 2050 alle belangrijke bouwstenen voor klimaatneutraliteit vertegenwoordigd. Tabel 6.3 geeft hiervan een overzicht. De mate waarin de bouwstenen zijn vertegenwoordigd laat wel belangrijke verschillen zien, en ook worden niet altijd alle technieken die binnen een bouwsteen vallen benut. Zo is ammoniak als scheepsbrandstof in een groot deel van de trajecten vertegenwoordigd, maar niet in allemaal. Paragraaf 6.2.3 gaat nader in op de achtergrond van deze verschillen.

Rolverdeling energiebronnen en -dragers

Zoals ook blijkt uit figuur 6.2 en figuur 6.3 en de energiestroomdiagrammen voor 2050 in paragraaf 6.2.3 wordt CO₂-vrije elektriciteit in 2050 verreweg de belangrijkste bron van energie. Biogrondstoffen zijn qua primaire inzet de op een na belangrijkste bron van energie, maar – belangrijker nog – de enige substantiële bron van niet-fossiele koolstof. Winning van lokale warmte – omgevingswarmte en aardwarmte – is vooral van belang voor lage-temperatuurwarmte voor gebouwen en kassen. Waterstof is in alle trajecten een belangrijke energiedrager en wordt vooral ingezet voor de productie van synthetische brandstoffen en voor directe inzet in industriële processen, en het speelt in sommige trajecten ook een rol in de warmtevoorziening. CO₂-opslag speelt altijd een belangrijke rol. Het is – ook als er geen fossiele energiedragers meer worden ingezet – altijd nodig ter compensatie van restemissies: overige broeikasgassen in vooral de landbouw, CO₂ uit grondgebruik en uit de verliezen bij de plasticrecycling²⁷. Extra CO₂-opslag is nodig om emissies van eventuele resterende inzet van fossiele energiedragers te voorkomen of te compenseren.

Afname eindgebruik van energie

Het eindgebruik van energie, inclusief feedstocks maar exclusief omgevingswarmte en plastic afval²⁸, neemt met bijna 20 tot ruim 25 procent fors af (zie figuur 6.3). Naast winning van omgevingswarmte en recycling van plastics dragen ook vermindering van het verbruik door bijvoorbeeld isolatie van gebouwen en efficiëntere apparaten en installaties hier aan bij, en daarnaast elektrificatie omdat dit gepaard gaat met lagere conversieverliezen bij het eindgebruik.

²⁷ Dit omvat verbranding van restgassen bij chemische recycling of van onbruikbare reststromen

²⁸ Omgevingswarmte wordt hier – in lijn met de EED – buiten beschouwing gelaten. Ook de inzet van plastic afval voor recycling valt buiten het officiële eindgebruik van energie.

Tabel 6.3**Belangrijke bouwstenen voor het bereiken van klimaatneutraliteit**

Bouwsteen	Voorbeelden	Rol in klimaatneutraal energiesysteem
CO₂-vrije elektriciteitsproductie	Wind op zee, wind op land, zonnepanelen, kernenergie.	Grootste energiebron in 2050. Wind en zonnepanelen niet regelbaar.
Biogrondstoffen	Houtige gewassen, biogene reststromen uit de landbouw en bosbouw.	Enige substantiële niet-fossiele koolstofbron, grotendeels import. Levert in combinatie met CO ₂ -opslag negatieve emissies.
(Groene) waterstof	Waterstof uit (CO ₂ -vrije) elektriciteit in elektrolyzers.	Vereist aanpassingen bij gebruik of verdere omzettingen naar andere brandstoffen.
Niet fossiele brandstoffen en feedstocks	Biogene en synthetische brandstoffen: koolwaterstoffen (diesel, kerosine, nafta), methanol, ammoniak.	Overall inzetbaar zonder – of met geringe – aanpassingen en investeringen bij eindgebruik, maar hoeveelheid beperkt door begrensde beschikbaarheid van biogrondstoffen en waterstof. Essentieel voor veel mobiele toepassingen en voor de chemie.
Circulaire opties	Mechanische of chemische recycling van plastics.	Vermindert de behoefte aan primaire koolwaterstoffen en de biogrondstoffen en waterstof die daarvoor nodig zijn.
Reductie energiegebruik	Isolatie gebouwen, efficiëntere apparaten, schepen, vliegtuigen en industriële installaties.	Alleen ter plekke toepasbaar, gaat niet ten koste van mogelijkheden elders, vermindert beslag op schaarse energie.
Elektrificatie	Elektrisch vervoer, elektrische boilers en ovens, warmtepompen in gebouwde omgeving en industrie.	Grote aanpassingen en investeringen vereist bij eindgebruikers en bij infrastructuur. Gaat vaak gepaard met daling van het totale energiegebruik door lagere conversieverliezen.
Benutting lokale warmte	Omgevingswarmte (warmtepompen gebouwde omgeving), geothermie, industriële restwarmte (industriële warmtepompen en via warmtenetten)	Alleen ter plekke toepasbaar, gaat niet ten koste van mogelijkheden elders, vermindert beslag op schaarse energie. Vaak gekoppeld aan elektrificatie, en altijd is elektriciteit nodig om de lokale warmte te ontsluiten.
CO₂-afvang en -gebruik (CCU) of -opslag (CCS)	Bij de productie van biogrondstoffen, feedstocks, blauwe waterstof en elektriciteit, bij diverse industriële processen, afvalverbranding en <i>Direct Air Capture</i> (DAC).	In combinatie met biogrondstoffen levert CO ₂ -opslag negatieve emissies op. Altijd nodig ter compensatie van restemissies van overige broeikasgassen, en extra nodig naarmate er meer energetische inzet van fossiele brandstoffen is.
Flexibiliteit elektriciteitsvoorziening	Elektriciteitsopslag, regelbare elektriciteitscentrales op brandstoffen, afschakelen zonnepanelen en wind bij overschotten (curtailment), terugregelen van het verbruik bij tekorten, hybride brandstof/elektrische warmtevoorziening, interconnectie.	Verspreid binnen het hele energiesysteem. Verschillende flexibiliteitsopties zijn nodig voor verschillende situaties en te overbruggen periodes (tekorten-overschotten, korte duur-lange duur, frequent-incidenteel).
Reductie overige BKGs en niet-energiegerelateerde CO₂	Diverse technische maatregelen in vooral landbouw maar ook industrie en gebouwde omgeving, bosaanplant, hoger waterpeil in veengebieden.	Valt buiten het energiesysteem en is in Nederland niet naar nul te krijgen. Daardoor zijn negatieve CO ₂ -emissies binnen het energiesysteem nodig.

Verbruikssaldo energiedragers stabiel

Het totale verbruikssaldo (het saldo van import, winning en export, zie figuur 6.2) stijgt meestal licht, tenzij het plafond op het energiegebruik in de trajecten in het SR-kwadrant (zie kader 6.1) extra energiebesparing afdwingt. Onderliggend zijn er zowel veranderingen met opwaartse als veranderingen met neerwaartse effecten op het saldo. Naast de al genoemde afname van het eindgebruik, leiden de grotere rol van wind- en zonne-energie tot een daling. Anders dan bij elektriciteitscentrales die warmte uit verbranding of kernsplijting omzetten in elektriciteit zijn er bij wind- en zonne-energie geen conversieverliezen. Hier tegenover staat een stijging van de conversieverliezen bij de productie van brandstoffen en feedstocks, die bij de productie uit biograndstoffen en waterstof veel groter zijn dan bij de productie van fossiele brandstoffen en feedstocks uit aardolie en aardgas.

Meer eigen productie, daling import

De eigen productie van energie – vooral uit wind en zon – neemt sterk toe, en de netto import neemt navenant af. Dat komt vooral door de dalende import van fossiele energiedragers, waartegenover een toename staat van vooral de import van biograndstoffen en ook van waterstof en uranium. De herkomst van de geïmporteerde energie verschuift hiermee ook, van vooral buiten naar vooral binnen Europa.

6.2.3 De belangrijkste verschillen tussen trajecten

Zoals aangegeven verschillen de drie illustratieve trajecten allereerst in de mate waarin de beschikbare hoeveelheid biograndstoffen en waterstof ruimte bieden voor de productie van klimaatneutrale brandstoffen en feedstocks en de mate waarin CCS in 2050 nog enige ruimte biedt voor fossiele energiedragers. Bij de trajecten met een ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof is inzet op meer fossiele energiedragers met CO₂-opslag vooral een keuze, gericht op zo laag mogelijke kosten. Bij een krappe beschikbaarheid is gebruik van fossiele energiedragers met CO₂-opslag veel meer een noodzaak. Hieronder worden eerst de belangrijkste verschillen tussen de drie illustratieve trajecten toegelicht. Daarna wordt ingegaan op de verschillen tussen een grotere set aan integrale trajecten.

SR20-traject: nauwelijks tijdelijke oplossingen voor emissiereductie in 2050

Figuur 6.6 laat zien hoe het energiesysteem er in 2050 uit kan zien als fossiele energiedragers volledig uitgefaseerd moeten worden in combinatie met een opgelegd plafond op het energiegebruik (zie ook figuur 6.1). Door deze limiet wordt noodzakelijkerwijs veel ingezet op energiebesparing en zo laag mogelijke conversieverliezen. Mitigatie of compensatie van fossiele CO₂-emissies met CCS spelen in dit traject nagenoeg geen rol meer. Alleen bij de plasticrecycling komt nog fossiele CO₂ vrij vanuit de fossiele feedstocks die in het verleden zijn gebruikt bij de productie daarvan. CO₂-opslag is in dit traject met 20 megaton in 2050 beperkt tot het niveau dat nodig is voor het compenseren van emissies van overige broeikasgassen, CO₂ uit landgebruik en CO₂ die vrijkomt bij de plasticrecycling. Zoals aangegeven in paragraaf 6.1 is in de overgangperiode tussen 2030 en 2050 een hogere maximale CO₂-opslag gehanteerd van 22,5 megaton in 2035 en 27,5 megaton in 2040 en 2045.

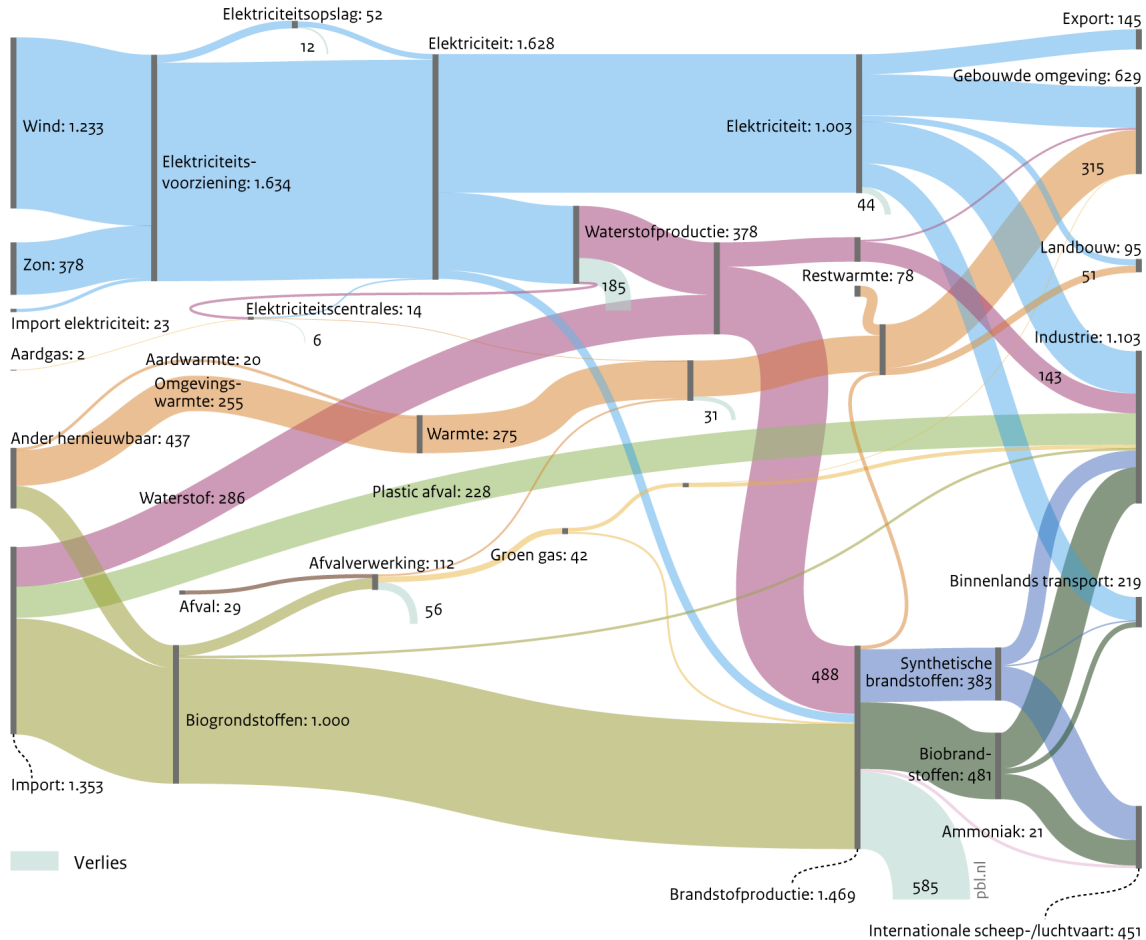
Omdat alle nieuwe plastics uit biogene koolstof worden gemaakt zullen die fossiele emissies na 2050 steeds verder afnemen. Door het plafond op het primaire energiegebruik is kernenergie, waarbij relatief grote conversieverliezen optreden, in het nadeel ten opzichte van wind- en zonne-energie. Dit leidt ertoe dat in dit traject in 2050 geen kernenergie meer voorkomt.

Een belangrijke kanttekening bij dit traject is dat de omvangrijke import van waterstof voor de Nederlandse energie-intensieve industrie duurder en minder efficiënt zou kunnen zijn dan de import van producten die deze industrie maakt (zie ook paragraaf 6.6.1).

Figuur 6.6

Energiestromen Nederland 2050, traject Specifiek-Ruim met CCS tot 20 Mt/jaar (SR20)

in petajoules



Bron: PBL

Transitie is niet voltooid in 2050

Dat fossiele energiedragers in 2050 zijn uitgefaseerd, wil niet zeggen dat de transitie ook al is voltooid (zie ook kader 6.5 in paragraaf 6.4.2). Netto-negatieve emissies na 2050 vereisen verdere aanpassingen van het energiesysteem. Zo kan vervanging van koolstofhoudende synthetische energiedragers door koolstofvrije, zoals ammoniak, meer CO₂ vrijspelen voor ondergrondse opslag (zie paragraaf 6.4.2). Ook zijn er nog mogelijkheden om het systeem efficiënter te maken door biogene of synthetische koolwaterstoffen bij het eindgebruik verder te vervangen door alternatieven zoals ammoniak, methanol en waterstof. Die kunnen met minder verliezen geproduceerd en ingezet worden (zoals bijvoorbeeld in brandstofcellen). Ook (verdere) elektrificatie van allerlei toepassingen zoals binnenscheepvaart en luchtvaart vergroot de efficiëntie van het energiesysteem.

PR40-traject: meer tijdelijke oplossingen voor de laagst mogelijke nationale kosten

Figuur 6.6 toont het energiesysteem in 2050 voor het PR40-traject, waarin biograndstoffen en waterstoffen ruim beschikbaar zijn, het energiegebruik en de inzet van fossiel niet op voorhand wordt begrensd en waarin CCS toeneemt tot 40 megaton per jaar. De ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof biedt in SR20 de mogelijkheid om fossiele energiedragers helemaal uit te faseren in 2050, maar wordt in het PR40-traject juist benut om tegen lagere kosten klimaatneutraal te worden (zie ook paragraaf 6.3).

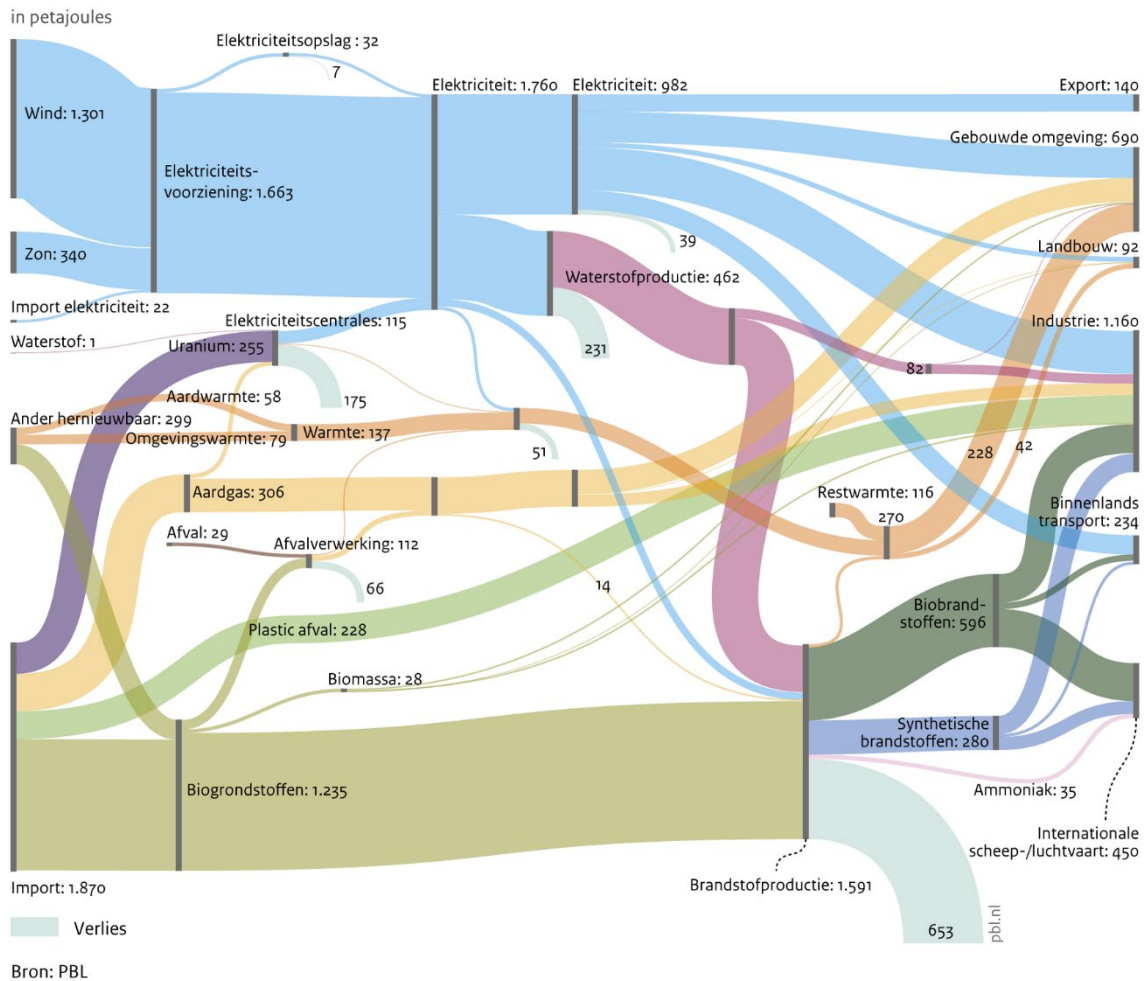
Het energiegebruik volgens de definitie van de EED (zie kader 6.1) ligt in dit traject in 2050 op 2.800 petajoule, 600 petajoule hoger dan in SR20. De netto contante waarde van de nationale kosten (zie verdere toelichting in kader 2.2) over een periode van 25 jaar ligt ruim 60 miljard euro lager dan in SR20 (dat is op jaarbasis ruim 0,3 procent van het huidige BBP). Extra inzet van CCS bij met name de productie van biobrandstoffen genereert negatieve emissies (BECCS) en biedt daarmee ruimte om in 2050 nog fossiele energiedragers in te zetten. Een deel van de duurdere maatregelen kan daardoor worden uitgesteld tot na 2050, zoals dure energiebesparingsmaatregelen in de gebouwde omgeving en de inzet van waterstof in de industrie. In de gebouwde omgeving leidt dit tot een hoger energiegebruik (waarvan een deel wordt ingevuld met aardgas) en in de industrie is daardoor de relatief dure import van waterstof in 2050 nog niet nodig.

Uitstel schuift uiteraard een deel van de kosten vooruit naar de periode na 2050, zeker als dan netto negatieve emissies nodig zijn. De duurdere maatregelen (zoals isolatie en volledig elektrische warmtepompen en de import van waterstof) zijn na 2050 dan alsnog nodig, maar die zijn dan mogelijk efficiënter en goedkoper geworden, en er zouden ook nieuwe technologische mogelijkheden bij kunnen komen.

Hier staat tegenover dat het anticiperen op een ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof om kosten te minimaliseren het risico met zich meebrengt dat bij tegenvallende beschikbaarheid de kosten alsnog sterk zullen oplopen, of dat het doel niet meer gehaald kan worden (zie paragraaf 6.3). Het is daarmee een minder robuuste strategie. Ook betekent de extra inzet van CCS dat er uiteindelijk minder negatieve emissies gerealiseerd kunnen worden op basis van de totale beschikbare CO₂-opslagcapaciteit (zie paragraaf 6.4.3).

Figuur 6.7

Energiestromen Nederland 2050, traject Pragmatisch-Ruim met CCS tot 40 Mt/jaar (PR40)

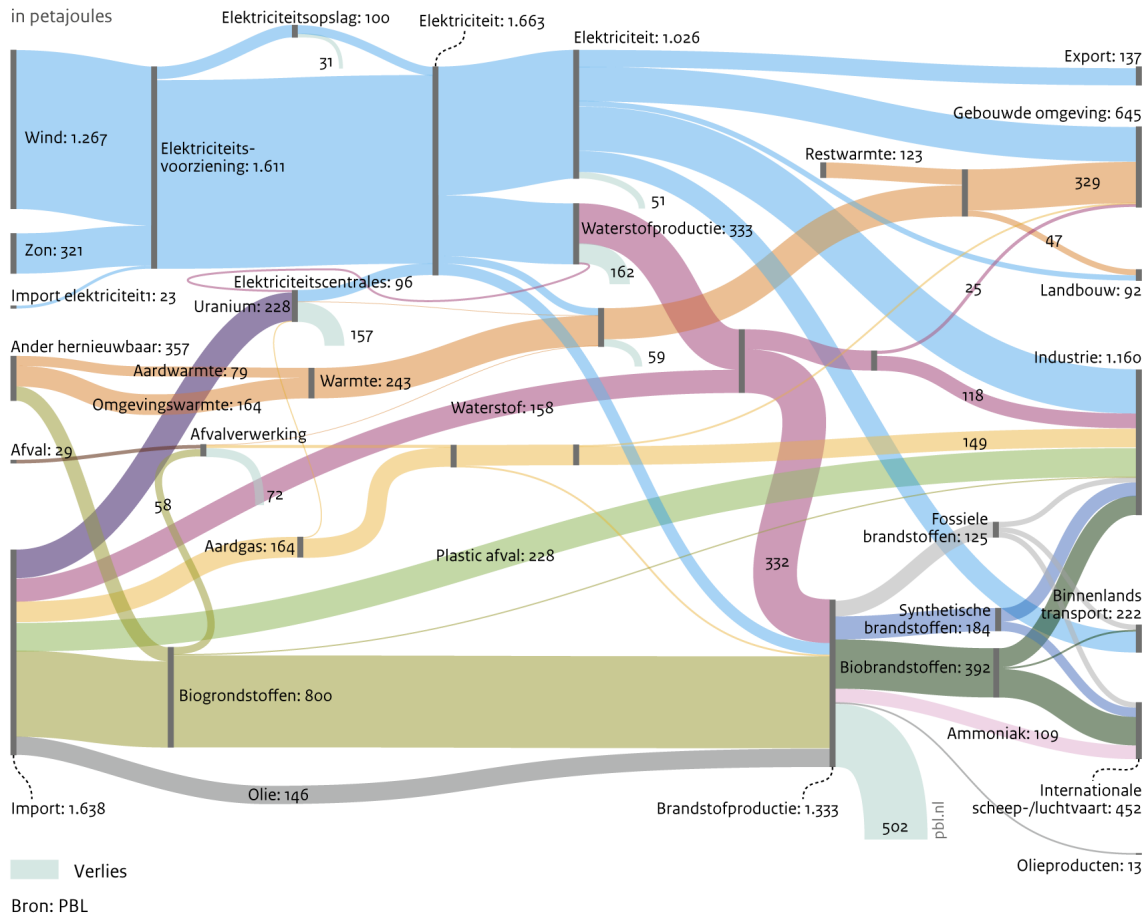


PB30-traject: tijdelijke oplossingen om hoge kosten te dempen

In het PB30-traject is het door de beperktere beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof in 2050 nog niet mogelijk om de fossiele energiedragers volledig uit te faseren (zie figuur 6.8). CO₂-opslag – tot 30 megaton per jaar in 2050 – biedt in dit geval de mogelijkheid om klimaatneutraal te worden en daarbij de kostenstijging ondanks de grotere schaarste aan biograndstoffen en waterstof te beperken. De netto contante waarde van de nationale kosten over een periode van 25 jaar ligt ruim 4 miljard euro hoger dan in SR20, en 64 miljard hoger dan in PR40. Het energiegebruik volgens de definitie uit de EED ligt met ruim 2.500 petajoule halverwege dat in SR20 en PR40. Anders dan in PR40 is er geen ruimte voor het gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving, waardoor dure maatregelen niet uitgesteld kunnen worden tot na 2050. Daardoor is de koolstoftransitie in de gebouwde omgeving in dit traject in 2050 al vrijwel voltooid. Ook is er meer elektriciteitsopslag – tweemaal zo groot als in SR20 en driemaal zo groot als in PR40 – waarmee de vollasturen van de elektrolyzers en dus de waterstofproductie kunnen worden verhoogd.

Figuur 6.8

Energiestromen Nederland 2050, traject Pragmatisch-Beperkt met CCS tot 30 Mt/jaar (PB30)



De inzet van fossiele energiedragers in 2050 is ondanks de kleinere hoeveelheid CO₂-opslag ongeveer even groot als in PR40 (ruim 300 petajoule, vergelijk figuur 6.7 en figuur 6.8), maar is wel anders verdeeld over herkomst en bestemming: in PB30 wordt er niet alleen aardgas ingezet maar ook aardolie ten behoeve van de productie van bunkerbrandstoffen en als feedstocks. Vastlegging van fossiele koolstof in plastics leidt immers niet tot emissies die voor de Nederlandse doelstelling van 2050 meetellen, maar hoogstens tot emissies die later bij de afvalverwerking plaatsvinden – als daarbij geen CO₂-afvang wordt toegepast – en waarvan het grootste deel buiten Nederland zal zijn.

In vergelijking met de andere twee trajecten is er een veel hogere inzet van ammoniak in de scheepvaart. Door de lagere beschikbaarheid van biograndstoffen is koolstof schaarser. Door synthetische koolwaterstoffen te vervangen door ammoniak, is er minder koolstof nodig bij de productie van synthetische brandstoffen en blijft er toch voldoende CO₂ over voor ondergrondse opslag en negatieve emissies (zie ook paragraaf 6.6.2).

Het ligt voor de hand dat na 2050 de productie van groene waterstof verder zal groeien, en dat die ingezet kan worden om de brandstoffen voor vooral de bunkers maar ook de industrie verder te verduurzamen. Daarnaast zou bij toepassing van efficiëntere omzettingstechnieken zoals brandstofcellen op schepen ook een wat lagere waterstofproductie kunnen volstaan. Anders dan bij biograndstoffen is bij waterstof vooral de opschalingsnelheid van productie en import de beperkende factor (zie ook paragraaf 6.4).

Tijdige uitrol van technieken noodzakelijk

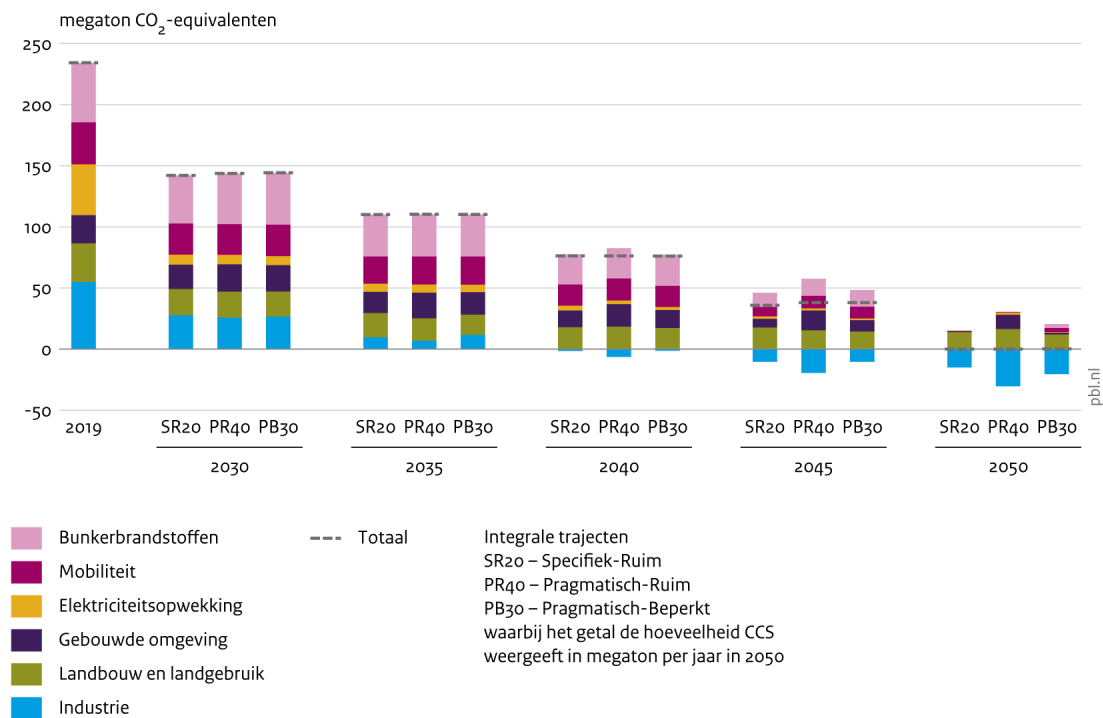
De verschillen tussen de bovenstaande trajecten worden vooral duidelijk zichtbaar na 2035 (zoals ook blijkt uit figuren 6.2 en 6.3 en onderstaande figuur 6.9), wanneer de uitrol van maatregelen en technieken steeds meer uiteen begint te lopen. Voor de beleidsvorming en voorbereiding van die uitrol heeft dat al eerder gevolgen. Zo werkt het beleid nu al aan de voorbereiding van nieuwe kerncentrales die in 2035 in bedrijf moeten zijn (en waarbij wij er gezien de lange doorlooptijd van uitgaan dat dat pas op zijn vroegst in 2040 het geval zal zijn). Ook bij netverzwaring, aanleg van warmtenetten en CO₂-infrastructuur moet de planvorming en voorbereiding vroegtijdig aanvangen.

Sterke daling sectorale broeikasgasemissies

In alle gevallen dalen de netto sectorale broeikasgasemissies sterk (zie figuur 6.9), waarbij de landbouw in alle trajecten een blijvende bron van restemissies is (overige broeikasgassen en CO₂ uit landgebruik), zie paragraaf 6.6.4. Vooral bij de emissies in de gebouwde omgeving zijn na 2035 de verschillen tussen de drie trajecten relatief groot. Ook in de elektriciteitsproductie, bij binnenlandse mobiliteit en de bunkers kunnen er nog restemissies optreden. De industrie heeft in alle gevallen netto negatieve emissies, maar *binnen* de industrie – en dus niet zichtbaar in de figuur 6.8 omdat die alleen de *netto* emissies per sector weergeeft – zijn er ook onvermijdbare restemissies door overige broeikasgassen zoals lachgas (N₂O) in de chemie. Daarnaast leiden verliezen bij de recycling – plastic afval dat niet in een nieuw product terechtkomt en dus verbrand wordt – binnen de industrie tot CO₂-emissies, en zijn er in PR40 ook nog emissies door energetische inzet van fossiele energiedragers.

Figuur 6.9

Broeikasgasemissie per sector



Bron: PBL

Uitkomsten voor 2050 bevestigen dat op voorhand geen bouwstenen kunnen worden uitgesloten

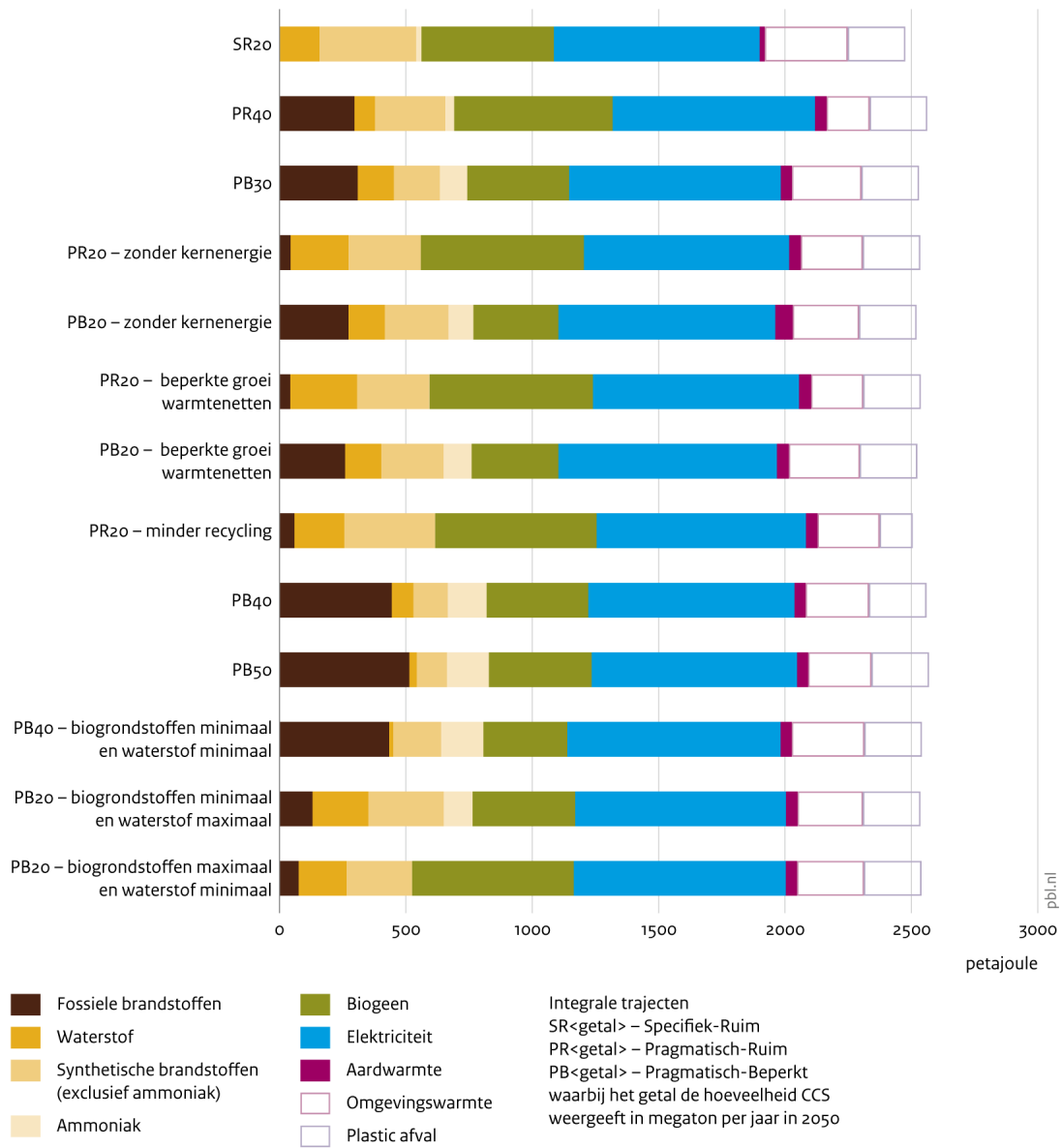
Figuren 6.10 en 6.11 laten zien dat de uitkomsten voor 2050 over een grotere selectie van integrale trajecten diverser zijn dan in de hiervoor beschreven drie trajecten (SR20, PR40 en PB30). De extra getoonde trajecten – uit het PR- of PB-kwadrant – gaan uit van verschillende combinaties voor de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof en de maximale omvang van CO₂-opslag, en van verschillende mogelijkheden om energiedragers te vervangen door alternatieven (warmtenetten, recycling, kernenergie). Er zijn geen extra trajecten uit het SR-kwadrant opgenomen: hier leiden de opgelegde eisen (zie paragraaf 6.1) er toe dat niet veel variatie meer mogelijk is.

Ten opzichte van de eerder getoonde drie trajecten is in deze selectie sprake van een grotere variatie in de bijdrage van onder meer aardwarmte, zon-PV, fossiel, waterstof, ammoniak en koolstofhoudende synthetische energiedragers in het eindgebruik. De directe bijdrage van elektriciteit aan het eindgebruik is daarentegen vrij stabiel. Het verbruik van kolen is in de meeste trajecten zo goed als nul. Aardgas en aardolie verdwijnen grotendeels, en alleen geheel als het expliciete doel voor uitfasering dit afdwingt. Het maximale verbruikssaldo van fossiel is zo'n 600 petajoule, bij een beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof in combinatie met 50 megaton CO₂-opslag.

De getoonde uitkomsten in onderstaande figuren laten zien dat de meeste energiebronnen en energiedragers altijd een rol spelen, maar de omvang verschilt. Dit bevestigt de eerder beschreven observatie dat bijna altijd alle belangrijke bouwstenen voor klimaatneutraliteit (zie tabel 6.3) zijn vertegenwoordigd en dat op voorhand geen enkele bouwsteen kan worden uitgesloten.

Figuur 6.10

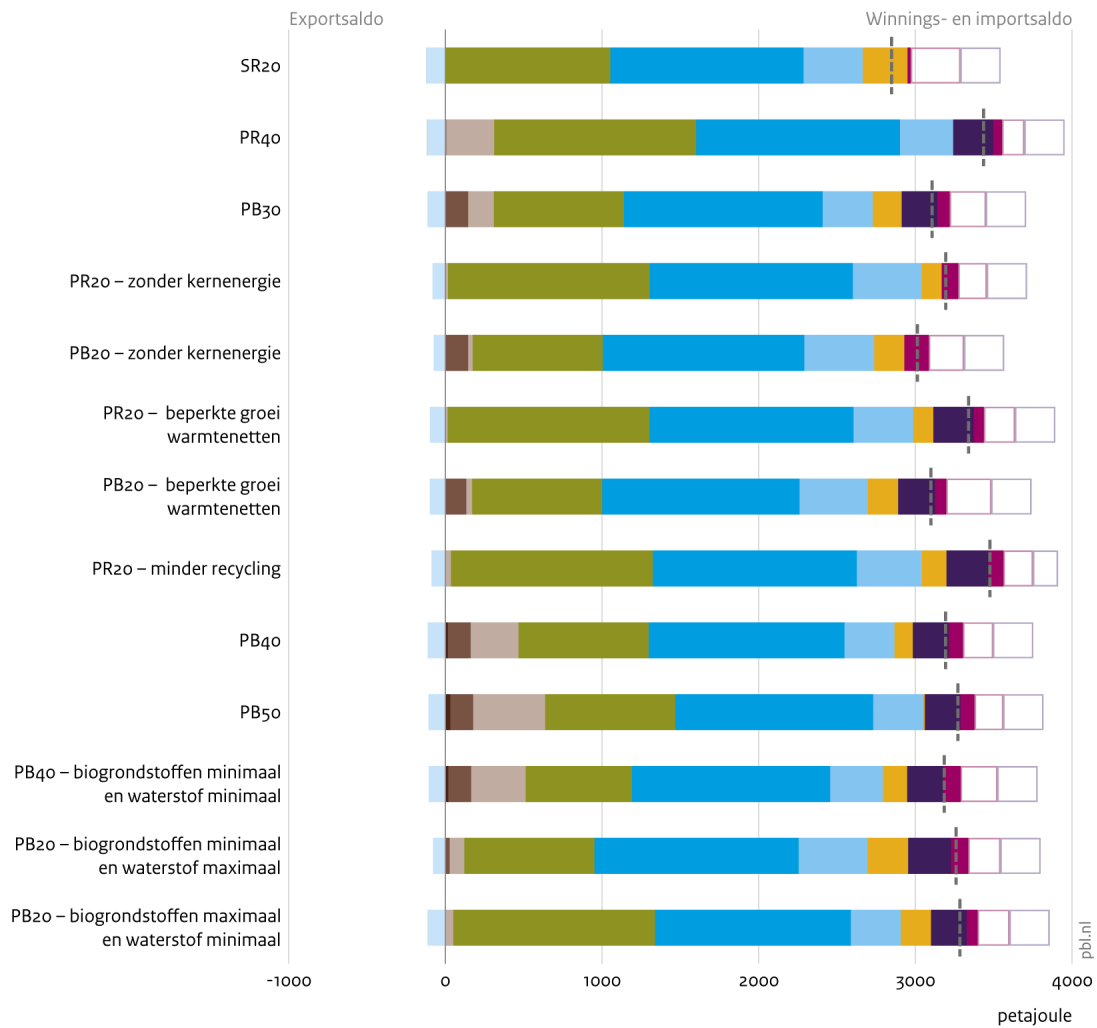
Finaal energiegebruik per energiedrager of energiebron, inclusief feedstocks, 2050



Bron: PBL

Figuur 6.11

Nationaal verbruikssaldo energiebronnen en energiedragers, inclusief feedstocks, 2050



Saldo van winning, import en export

- Elektriciteit
- Kolen
- Olie
- Aardgas
- Biograndstoffen
- Wind
- Zon
- Waterstof
- Nucleair
- Aardwarmte
- Omgevingswarmte
- Plastic afval

Saldo van het totale verbruik inclusief feedstocks en exclusief omgevingswarmte en plastic afval

Integrale trajecten

- SR<getal> – Specifiek-Ruim
 - PR<getal> – Pragmatisch-Ruim
 - PB<getal> – Pragmatisch-Beperkt
- waarbij het getal de hoeveelheid CCS weergeeft in megaton per jaar in 2050

Bron: PBL

6.3 Kosten

Zoals beschreven in kader 2.1, weerspiegelen alle integrale trajecten het kostenoptimale pad, dat wil zeggen het pad dat gegeven de betreffende uitgangspunten tegen het laagste nationale kosten-saldo naar klimaatneutraliteit leidt. Deze paragraaf gaat in op de betekenis van (meer)kosten zoals deze zijn berekend voor de integrale trajecten.

Zoals aangegeven is een verzameling factsheets met een beschrijving van de in OPERA gehanteerde technieken inclusief de kosten daarvan is te vinden op <https://energy.nl/datasheets/>. De rol van prijzen voor energiebronnen en energiedragers wordt behandeld in bijlage 2.

Cumulatieve nationale meerkosten en CO₂-schaduw prijzen

Figuur 6.12 toont de cumulatieve nationale meerkosten en de CO₂-schaduw prijzen (zie kader 6.3) van alle doorgerekende trajecten. De meerkosten zijn gedefinieerd als de netto contante waarde van de cumulatieve meerkosten ten opzichte van het traject met de laagste kosten (PR50) over de periode 2026 tot 2050.

Kader 6.3 Betekenis van CO₂-schaduw prijzen voor broeikasgasemissiedoelen

De optimalisatie resulteert in zogenaamde CO₂-schaduw prijzen voor broeikasgasemissiedoelen. Die geven aan hoeveel de cumulatieve nationale kosten zouden stijgen als het broeikasgasemissiedoel voor het betreffende jaar met één ton CO₂-equivalent aangescherpt zou worden. De CO₂-schaduw prijs wordt dan ook uitgedrukt in euro per ton CO₂-equivalent. Deze prijs komt overeen met de kosteneffectiviteit van de duurste maatregel of combinatie van maatregelen die genomen is om het emissiedoel te halen. Omdat ieder doorgerekend jaar een apart emissiedoel heeft (zie figuur 2.2 in paragraaf 2.2), is er ook voor al die jaren een aparte CO₂-schaduw prijs.

Betekenis schaduw prijzen in trajecten waarin uitfasering van fossiele energiedragers is opgelegd

In de integrale trajecten waarin voor 2050 de uitfasering van fossiele energiedragers is opgelegd – de trajecten in het SR-kwadrant, zie figuur 6.1 – leidt dit tot een forse daling van de energiegerelateerde emissies. Maatregelen die nodig zijn voor deze uitfasering van fossiel tellen niet meer mee voor het bepalen van de schaduw prijs van de emissiereductie. De CO₂-schaduw prijzen vallen in zo'n geval lager uit als de duurste maatregelen al zijn ingezet voor de genoemde uitfasering. Daarmee zijn deze schaduw prijzen niet meer vergelijkbaar met de schaduw prijzen in andere trajecten en zijn ze voor de SR-trajecten – uitgezonderd het SR-traject waarin uitfasering van fossiele energiedragers is losgelaten – weggelaten uit figuur 6.12.

Op voorhand uitgaan van een ruim aanbod is risicovol

Opschaling van de beschikbaarheid van energiebronnen en CO₂-opslagcapaciteit en een snelle uitrol van aanbodtechnieken kunnen helpen om tegen zo laag mogelijke kosten klimaatneutraal te worden. Op voorhand uitgaan van een ruim aanbod van energiebronnen, CO₂-opslag en aanbodtechnieken is echter risicovol, zeker als het Nederlandse beleid beperkte mogelijkheden heeft dit te beïnvloeden. Dat geldt in elk geval bij energiedragers waarvoor Nederland afhankelijk is van de internationale situatie (zie ook kader 6.4 en paragraaf 6.5).

In figuur 6.12 zijn trajecten die uitgaan van de ruimste inzet van energiebronnen, CO₂-opslag en aanbodstechnieken weergegeven met donkerrood. Dit is bepaald op basis van een samengestelde indicator voor biograndstoffen, waterstofimport, elektrolyservermogen, windvermogen, zon-PV, nucleair vermogen, recycling van plastic afval en CO₂-opslag. Deze trajecten vertegenwoordigen de meest risicovolle strategie. Donkergroen staat juist voor de trajecten die uitgaan van de beperkste inzet van energiebronnen, CO₂-opslag en aanbodstechnieken. Deze vertegenwoordigen in veel opzichten de veiligste strategie aangezien de kans op tegenvallers het kleinst zal zijn.

Figuur 6.12

Netto contante waarde van meerkosten van trajecten naar klimaatneutraliteit, 2026 – 2050



Inzet van energiebronnen en aanbodstechnieken op basis van een samengestelde indicator voor biograndstoffen, waterstofimport, elektrolyservermogen, windvermogen, zon-PV, nucleair vermogen, recycling plastic afval en CO₂-opslag

Beperkt (veiligst) Ruim (meest riskant)

Integrale trajecten

SR<getal> – Specifiek-Ruim
 PR<getal> – Pragmatisch-Ruim
 PB<getal> – Pragmatisch-Beperkt
 waarbij het getal de hoeveelheid CCS weergeeft in megaton per jaar in 2050

Bron: PBL

Oplopende kosten zijn een indicator voor verregaande ingrepen in het energiesysteem

Van onder naar boven lopen de meerkosten in figuur 6.12 steeds verder op. Het bereiken van klimaatneutraliteit in 2050 wordt dan steeds ingewikkelder en moeilijker. Een ruime inzet van energiebronnen en aanbodtechnieken gaat daarbij vaak – maar niet altijd – gelijk op met relatief lage cumulatieve meerkosten van klimaatneutraliteit: bij lagere meerkosten zijn er relatief meer ‘rode’ scores en bij hogere meerkosten zijn er relatief meer ‘groene’ scores.

Dit komt doordat in trajecten met een ruime beschikbaarheid van energiedragers en aanbodtechnieken en waarin bovendien de wijze waarop Nederland klimaatneutraal wordt ‘pragmatisch’ is ingevuld (zie paragraaf 6.1), er meer vrijheidsgraden zijn om het klimaatneutrale energiesysteem zo goedkoop mogelijk in te richten.

Technische haalbaarheid bij hoge kosten en CO₂-schaduw prijzen twijfelachtig

Trajecten met hoge meerkosten zijn ook de trajecten waarin vaak sprake is van hoge CO₂-schaduw prijzen (zie kader 6.3), soms tot (ver) boven de 1000 euro per ton CO₂ (zie figuur 6.12). Deze trajecten – die vaak binnen het kwadrant vallen waarin sprake is van beperkte beschikbaarheid van waterstof en biograndstoffen en waarin een plafond geldt op CO₂-opslag van 20 megaton in 2050 – zijn illustratief voor een situatie waarin een klimaatneutraal Nederland in 2050 technisch rond te rekenen is, maar waarin de praktische haalbaarheid zeer twijfelachtig is.

Dit gaat ook vaak samen met zeer hoge vollasturen voor elektrolyzers, hoge schaduw prijzen voor waterstofimport (zie bijlage 2) en veel inzet van (dure) elektriciteitsopslag. Met verdere opschaling van de elektrolysercapaciteit na 2050 of met meer kernenergie en windenergie (zie kader 6.6) zou dit op de langere termijn opgelost kunnen worden.

Meer fossiele energiedragers in combinatie met meer CO₂-opslag kan dan tijdelijk een terugvaloptie bieden tot die aanbodtechnieken verder opgeschaald zijn (zie ook paragraaf 6.4).

Sterk oplopende kosten als grenzen aan emissiereductie worden bereikt

Vooraf in de twee duurste trajecten in figuur 6.12 – beide met minder recycling – lopen de meerkosten sterk op. Dat komt niet alleen door die verminderde recycling, maar vooral doordat dit in combinatie met andere ongunstige omstandigheden (lage beschikbaarheden in het geval van PB20 en specifieke eisen in SR20) het bijna onmogelijk maakt om klimaatneutraliteit te verwezenlijken. De verminderde recycling is hier de spreekwoordelijke druppel die de emmer doet overlopen. In combinatie met ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof leidt de lagere recycling slechts tot een bescheiden stijging van de kosten (‘PR20 – minder recycling’ in figuur 6.11). Ook in combinatie met bijvoorbeeld meer ruimte voor CO₂-opslag zouden de kosten minder sterk toenemen bij een lagere recyclingsgraad.

Beperkte gevoeligheid voor energieprijzaannames

De totale kosten hangen uiteraard rechtstreeks samen met de veronderstelde prijzen van brandstoffen, geïmporteerde waterstof en biograndstoffen. Als een hogere prijs wordt verondersteld voor bijvoorbeeld biograndstoffen, dan leidt dat direct tot hogere kosten, evenredig aan de omvang van het gebruik ervan. Maar de keuze van de emissiereductiemaatregelen om te komen tot een bepaald emissiereductiedoel en de vraag naar biograndstoffen veranderen in de meeste trajecten pas vanaf een bepaalde verhoging van de veronderstelde prijs. De berekeningen laten zien hoeveel die verhoging in die trajecten mag zijn voordat dit het geval is (dit wordt de ‘schaduw prijs’ genoemd, zie bijlage 2 voor meer details). Tot op het punt van dat verhoogde prijsniveau zijn alle beschikbare biograndstoffen nodig om op de meest kostenoptimale manier klimaatneutraliteit te bereiken. Uit de berekeningen blijkt dat in alle integrale trajecten de veronderstelde prijs van

binnenlandse droge biograndstoffen (veel) hoger mogen zijn voordat dit gevolgen heeft. Bij geïmporteerde biograndstoffen is dat in tachtig procent van de trajecten het geval. Soms mag de veronderstelde prijs van geïmporteerde biograndstoffen tot zelfs meer dan een factor vijf hoger zijn voordat er iets verandert in de keuze van de emissiereductiemaatregelen.

6.4 Brandstoffen, feedstocks en CCS

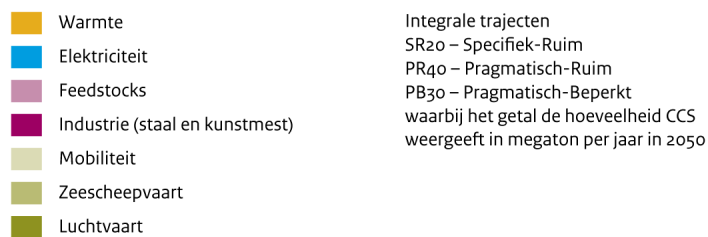
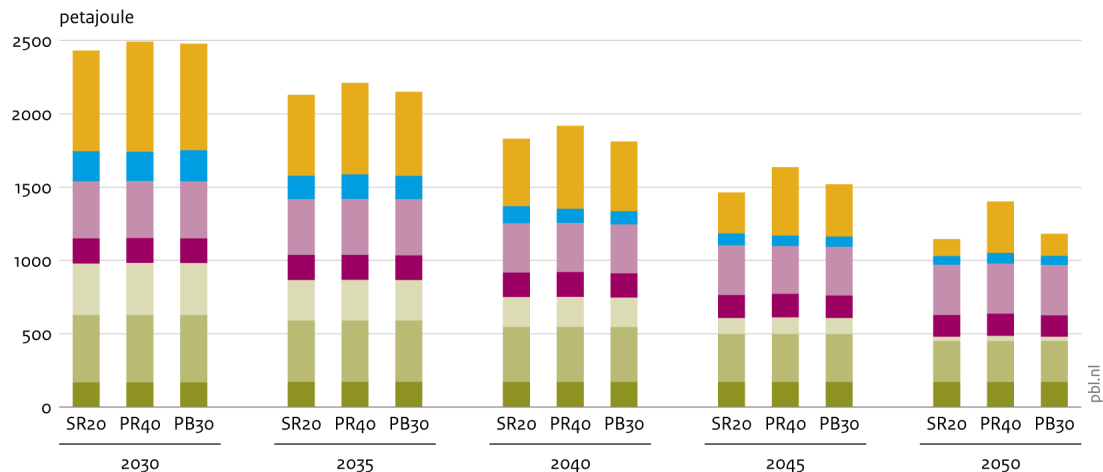
6.4.1 Het verbruik van brandstoffen en feedstocks

Het verbruik van brandstoffen en feedstocks neemt sterk af

In alle trajecten daalt het verbruik van brandstoffen, zowel van fossiel als hernieuwbaar en inclusief feedstocks en bunkerbrandstof (zie figuur 6.13). De resterende brandstofinzet in 2050 bedraagt ongeveer één derde tot de helft van het verbruik in 2019.

Figuur 6.13

Brandstofinzet naar toepassing



Bron: PBL

Vaak (nog) geen alternatieven voor brandstoffen en feedstocks

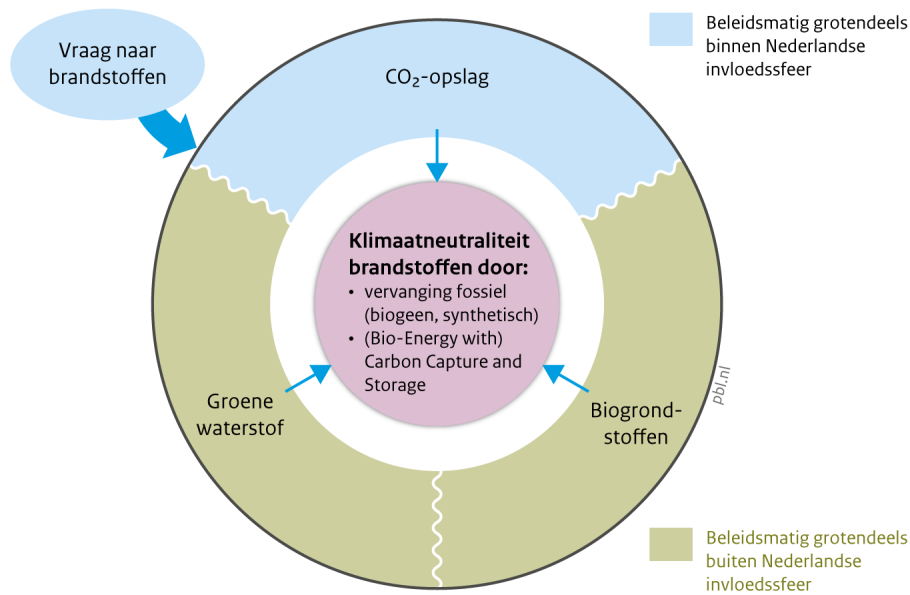
Voor de luchtvaart, scheepvaart, feedstocks, de productie van staal en kunstmest in de industrie en de pieklastcentrales in de elektriciteitsproductie zijn niet of nauwelijks alternatieven voor vloeibare en gasvormige energiedragers (brandstoffen en feedstocks). De inzet voor deze sectoren en activiteiten ligt in alle trajecten op ongeveer hetzelfde niveau. Het gebruik voor feedstocks varieert in 2050 alleen met de hoeveelheid beschikbare plastic afval. Het relatief beperkte verbruik door de pieklastcentrales varieert met de beschikbaarheid van wind- en vooral kernenergie (zie paragraaf 6.5).

Kader 6.4 Kentallen ruimte voor brandstoffen

Op basis van de bandbreedte voor de beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof in 2050 (zie tabel 2.1) kan tussen ongeveer 700 en 1400 petajoule aan klimaatneutrale brandstoffen worden gemaakt. Elke 10 petajoule aan biograndstoffen levert ongeveer 5 petajoule aan biobrandstoffen op, en elke 10 petajoule aan waterstof – al dan niet in combinatie met koolstof uit biograndstoffen – levert ongeveer 8 petajoule aan synthetische brandstoffen.

Figuur 6.14

Waterstof, biograndstoffen en CO₂-opslag bepalen de ruimte voor de hoeveelheid brandstoffen in een klimaatneutraal energiesysteem



Bron: PBL

Een megaton aan CO₂-opslag maakt de verbranding van ongeveer 18 petajoule aardgas, 14 petajoule aardolie of 10 petajoule kolen mogelijk zonder dat dit tot netto CO₂-uitstoot leidt. Voor fossiele brandstoffen die in producten zoals plastics verwerkt worden en waarvan de koolstof niet direct tot emissies leidt is er meer ruimte. Maar ook daarvoor zal later – bij de afdanking van het product en de verbranding van wat niet hergebruikt kan worden – CO₂-opslag nodig zijn.

Brandstoffen beperkt nodig voor de warmtevoorziening en wegverkeer

Zoals ook beschreven in hoofdstuk 3 zijn er bij de warmtevoorziening in de industrie, de gebouwde omgeving en glastuinbouw wel brandstofloze alternatieven: elektrificatie, gebruik van lokale hernieuwbare warmte, energiebesparing en benutting van restwarmte. Deze alternatieven vergen vaak wel hoge investeringen. Daardoor is bij hogere beschikbaarheid van biograndstoffen, waterstof en CO₂-opslag de inzet van de brandstofloze alternatieven lager, en de resterende brandstofinzet hoger.

Bij het wegverkeer is elektrificatie de belangrijkste én goedkoopste verduurzamingsoptie (zie paragraaf 3.2). De resterende brandstofinzet in 2050 is hier beperkt tot een kleine hoeveelheid bij vrachtverkeer, binnenvaart en mobiele werktuigen (zie ook paragraaf 6.6).

Verbruik van klimaatneutrale brandstoffen is beter stuurbaar dan de productie

Biograndstoffen zal Nederland waarschijnlijk grotendeels uit andere EU-lidstaten halen, en import van waterstof grotendeels van buiten de EU komen. Het opvoeren van de beschikbaarheid van biograndstoffen en geïmporteerde waterstof vergt daarom gecoördineerd Europees beleid waar Nederland slechts beperkt invloed op heeft, en waarvan de resultaten ongewis zijn. De beleidsruimte voor Nederland is daarmee beperkter en meer indirect dan de ruimte voor Nederland om te sturen op het nationale brandstofverbruik en CO₂-opslag. Reductie van het verbruik en sturen op de hoeveelheid CO₂-opslag zijn daarom logische en robuuste aanknopingspunten voor een strategie richting klimaatneutraliteit (zie figuur 6.14 in kader 6.4).

6.4.2 Invulling van het brandstof- en feedstockverbruik

Biogene én synthetische brandstoffen en feedstocks beide nodig

In de trajecten zijn de productiekosten van biogene brandstoffen en feedstocks lager dan die van synthetische, maar de hoeveelheid beschikbare biograndstoffen is in geen van de trajecten toereikend om in de hele vraag te voorzien. Om fossiele energiedragers te vervangen door klimaatneutrale alternatieven zijn dus zowel biogene als synthetische brandstoffen en feedstocks (incl. waterstof) nodig (zie figuur 6.15). Voor koolstofhoudende synthetische brandstoffen en feedstocks wordt daarbij vooral de koolstof uit biograndstoffen gebruikt (CCU). De hoeveelheid CCU die gemoeid is met de productie van synthetische brandstoffen en feedstocks varieert sterk tussen de trajecten (zie figuur 6.17 en figuur 6.18 in paragraaf 6.4.3) en begint pas vanaf 2040 een rol van betekenis te spelen.

Behoefte aan biograndstoffen en waterstof

Het gebruik van biograndstoffen is bijna altijd gelijk aan de veronderstelde maximale beschikbaarheid (zie tabel 2.1). Alleen bij het plafond op primair energieverbruik (zie kader 6.1) ligt het verbruik van biograndstoffen meestal onder het maximum. Meer inzet van waterstof ten koste van biogene brandstoffen – waarvan de productie met grotere verliezen gepaard gaat – helpt hier om onder het plafond te blijven.

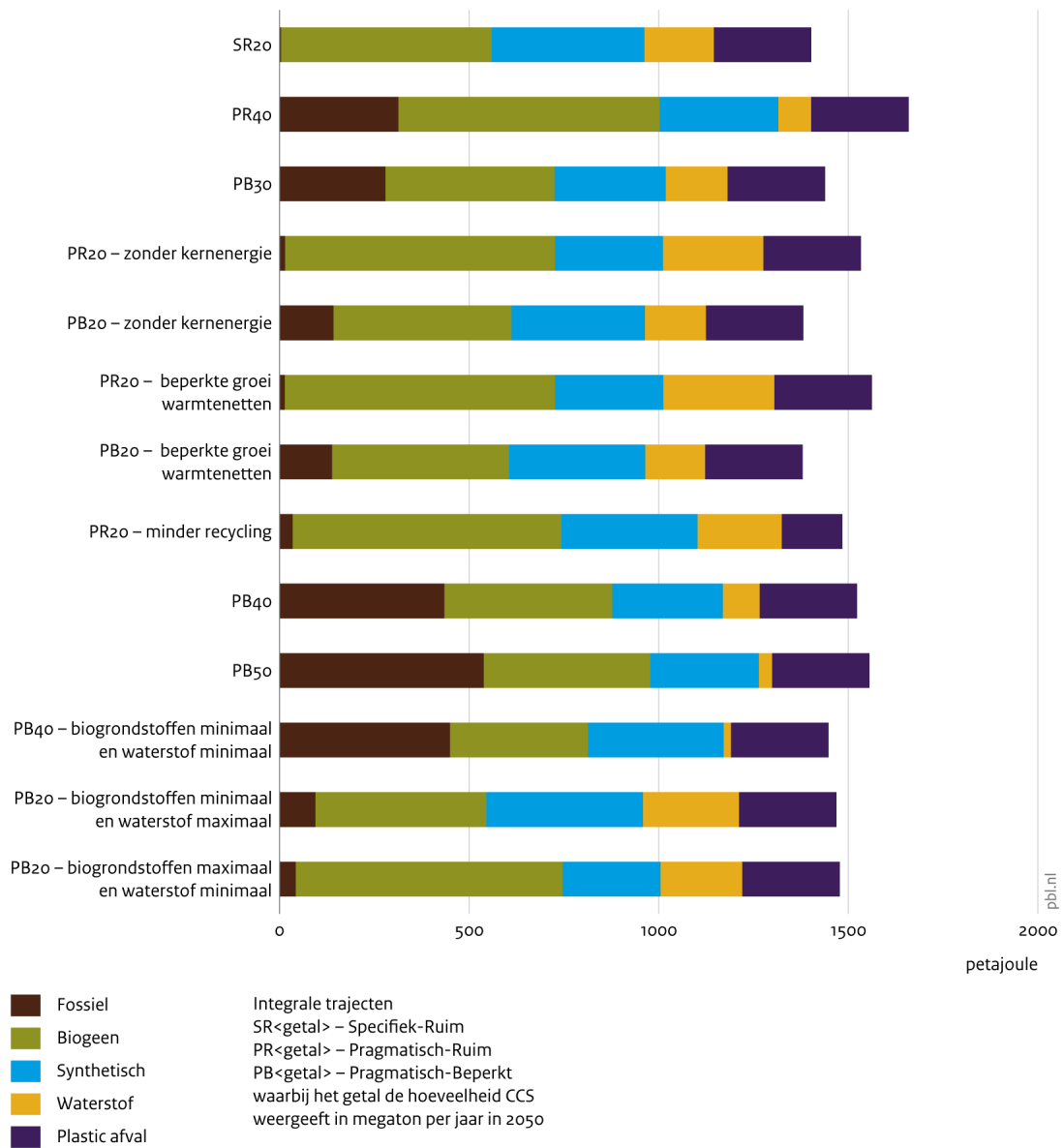
Productie versus import

Nederland produceert in alle trajecten tot en met 2045 alle benodigde waterstof zelf (zie ook figuur 6.2). Pas in 2050 is import nodig, omdat de eigen productie van waterstof dan niet meer toereikend is. In trajecten in het PR-kwadrant met een ruime beschikbaarheid van biograndstoffen, veel elektrolysercapaciteit en 30 megaton CO₂-opslag per jaar of meer is import ook in 2050 niet nodig (zoals ook is te zien in figuur 6.2 en het diagram in figuur 6.6).

Dat de import van waterstof zo lang mogelijk wordt uitgesteld, komt deels door de hoge veronderstelde importprijzen (zie paragraaf 4.3), maar ook omdat binnenlandse waterstofproductie relatief goedkoop. Dat komt omdat deze voor een belangrijk deel gebaseerd is op elektriciteit die geproduceerd wordt op momenten dat daarvoor geen andere vraag is. In de praktijk zal de import wel geleidelijker ingroeien dan in de trajecten. Opschaling van de import vereist immers tijd, en de omvang van de import in 2050 is in veel trajecten zo groot (tot 2,6 megaton), dat voor de opschaling (veel) meer tijd nodig is dan 5 jaar. In de berekeningen is daar echter geen rekening mee gehouden.

Figuur 6.15

Inzet van brandstoffen en feedstocks, 2050



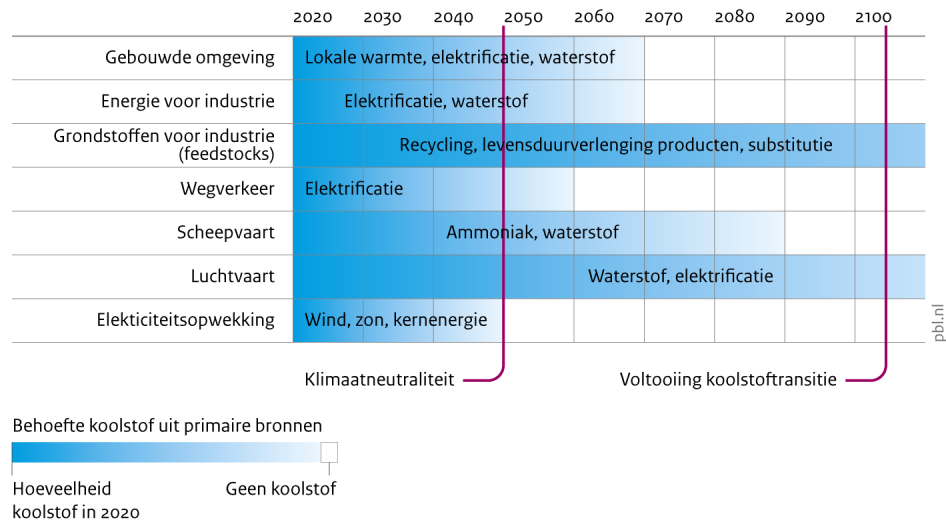
Bron: PBL

Kader 6.5 Koolstoftransitie

De transitie naar klimaatneutraliteit in 2050 gaat gepaard met een gedeeltelijke koolstoftransitie, waarin de toepassing van koolwaterstoffen en het gebruik van koolstof uit primaire bronnen sterk daalt (zie figuur 6.16). Daarna zet die daling waarschijnlijk door tot een min of meer stabiel niveau. De hoogte van dat niveau en het moment waarop het bereikt wordt, zijn met onzekerheden omgeven. Wel is het mogelijk per sector te schetsen hoe dit eruit zou kunnen zien.

Figuur 6.16

Koolstoftransitie in relatie tot klimaatneutraliteit



Bron: PBL

In de gebouwde omgeving, bij de warmtevoorziening in de industrie, het wegverkeer en de elektriciteitsproductie zijn in 2050 (vrijwel) geen koolstofhoudende energiedragers meer nodig en is de koolstoftransitie (bijna) voltooid.

Voor scheepvaart, luchtvaart en industriële grondstoffen ligt dat anders. In de scheepvaart is vooral de snelheid van de transitie onzeker. Schepen kunnen met andere motoren en brandstoftanks aangepast worden op ammoniak (zeescheepvaart) of waterstof (binnenvaart), maar de voltooiing daarvan duurt zeer waarschijnlijk langer dan tot 2050 (zie paragraaf 3.2). In de luchtvaart zijn er tot 2050 voor de langere afstanden nog geen alternatieven in beeld voor kerosine. Bij de industriële grondstoffen kan de koolstofbehoefte flink omlaag door hergebruik van plastics en andere circulaire opties, maar zal er voor virgin plastics en chemische producten behoefte blijven aan primaire hernieuwbare koolstof, uit biograndstoffen of – als dat niet toereikend is – eventueel *Direct Air Capture* (DAC).

Voordelen van koolstofvrije brandstoffen

In een aantal trajecten gebruikt is er een hoge inzet van ammoniak in de scheepvaart in vergelijking met andere trajecten. Dit gaat samen met een beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen of relatief veel ruimte voor CO₂-opslag, of beide. Voor koolstofvrije brandstoffen is immers alleen waterstof nodig. Daardoor hoeft er van de afgevangen CO₂ bij de biobrandstofproductie minder gebruikt te worden voor de synthetische brandstofproductie (CCU), en blijft er meer over voor CO₂-opslag²⁹.

Tot 2050 is dat niet in alle trajecten een doorslaggevend voordeel, maar met het oog op de langere termijn is de inzet van koolstofvrije brandstoffen eigenlijk altijd te prefereren (zie kader 6.5). Na 2050 – en mogelijk al daarvoor – zijn immers netto negatieve emissies nodig, en bij inzet van koolstofvrije brandstoffen blijft daarvoor meer CO₂ over. Inzet op koolstofvrije brandstoffen speelt ook meer op zeker. Want na 2050 is er waarschijnlijk wel zicht op een groeiende beschikbaarheid van waterstof, maar mogelijk niet van biograndstoffen. Dit komt omdat bij biograndstoffen de onzekerheid vooral zit in de structurele beschikbaarheid terwijl dit bij waterstof vooral de opschalings-snelheid is.

Opslag van waterstof en andere brandstoffen

Opslag van brandstoffen is nodig om fluctuaties in verbruik en productie op te kunnen vangen. De omvang van de opslag van waterstof is in de resultaten relatief beperkt vergeleken met andere studies (zie paragraaf 4.3.5 en paragraaf 6.7). Dit komt doordat in alle trajecten het grootste deel van de waterstof bestemd is voor de productie van vloeibare brandstoffen, die veel makkelijker en goedkoper opgeslagen kunnen worden dan waterstof. Voor vloeibare brandstoffen is er al een grote opslagcapaciteit.

Dit vereist wel een overdimensionering van de productiecapaciteit voor brandstoffen uit waterstof zodat er meer geproduceerd kan worden op momenten met veel waterstofproductie en dus kan worden gecompenseerd voor de momenten met een lagere waterstofproductie. Doordat op het ene moment de CO₂ meer naar CCU gaat, en op het andere naar CCS daalt de benuttingsgraad van CO₂-leidingen en -opslag en moet ook hiervoor worden overgedimensioneerd. Wat per saldo optimaal is hangt af van investeringen in waterstofopslag enerzijds tegenover investeringen in de brandstofproductie en CO₂-infrastructuur anderzijds.

Prioritering in brandstofproductie verstandig

Als alle koolstofhoudende brandstoffen en feedstocks in 2050 uit hernieuwbare koolstof komen, levert dat een piek op in de vraag. Als vervolgens na 2050 de vraag afneemt door een verdergaande koolstoftransitie, neemt behoefte aan productiecapaciteit voor die brandstoffen weer af. Er moet tot 2050 dus mogelijk veel geïnvesteerd worden in de productie van koolstofhoudende brandstoffen waar in de decennia daarna weer minder behoefte aan is. Dat kan een reden zijn in 2050 nog niet alle brandstoffen te verduurzamen, maar de vraag deels in te vullen met fossiele brandstoffen en de emissies daarvan te compenseren met BECCS.

²⁹ Eventueel is zelfs productie van koolstofvrije brandstoffen uit biograndstoffen denkbaar. Daarbij blijft nog meer CO₂ over dan bij de productie van biogene koolwaterstoffen

In dat geval is het verstandig – als niet de hele vraag ingevuld kan worden met hernieuwbare brandstoffen – prioriteit te geven aan datgene waar ook na 2050 nog vraag naar zal zijn, zoals kerosine voor de luchtvaart, ammoniak voor de scheepvaart en feedstocks voor de chemie.

6.4.3 CO₂-afvang en -opslag

Minimaal 18 megaton CO₂-opslag nodig

Bij de veronderstelde omvang en samenstelling van de economie in 2050 is ook zonder gebruik van fossiele brandstoffen minimaal 18 megaton CO₂-opslag nodig om de grondgebiedemissies op netto nul te krijgen, bij maximale reductie van de niet-energetische emissies uit vooral de landbouw en landgebruik (zie paragraaf 3.4). Bij extra krimp van bijvoorbeeld de landbouw kan dat nog wat lager zijn, maar CO₂-opslag blijft altijd nodig. Extra inzet van fossiel maakt ook altijd extra CO₂-opslag nodig.

CO₂-afvang vooral bij biobrandstofproductie

CO₂-afvang is het goedkoopst bij processen met hoge vollaasten en geconcentreerde CO₂-stromen, met een blijvende rol in het energiesysteem zodat de investeringen lang renderen. Figuur 6.17 laat voor een aantal trajecten zien wat in 2050 bron en bestemming zijn van de afgevangen CO₂. Bij de meeste bronnen is ook duidelijk of het om biogene of fossiele CO₂ gaat. Waterstofproductie komt deels uit restgassen, en die kunnen zowel biogeen als fossiel van oorsprong zijn. Bij de productie van biobrandstoffen is CO₂-afvang al onderdeel van het Fischer-Tropsch proces. De vrijkomende zuivere CO₂ hoeft alleen gecompriëerd en getransporteerd te worden³⁰. In de trajecten vindt dan ook het leeuwendeel van de CO₂-afvang hier plaats, zeker op de langere termijn, en dit is dan ook de belangrijkste bron van negatieve emissies. CO₂-afvang vindt verder vrijwel uitsluitend plaats bij andere industriële activiteiten met hoge bedrijfstijden, zoals afvalverwerking, waterstof- en ammoniakproductie en staalproductie, voor zover de CO₂ uit de biobrandstoffenproductie niet toereikend is om in de vraag naar CO₂ te voorzien. Bij weinig CO₂-opslagcapaciteit (zie figuur 6.18) komt het zelfs voor dat afgevangen CO₂ uit de biobrandstofproductie direct weer wordt uitgestoten.

Sturen op fossiele brandstoffen met ruimte voor CO₂-opslag

Een hoger plafond voor CO₂-opslag biedt – tegen relatief lage kosten – meer ruimte voor fossiele energiedragers. Anderzijds maakt een hoger plafond dan strikt noodzakelijk het waarschijnlijker dat er een lock-in op fossiele energiedragers ontstaat waar dat met relatief weinig meer kosten te vermijden zou zijn. Het is daarom verstandig om zorgvuldig te sturen op de inzet van CCS, om er zo voor te zorgen dat de opslagcapaciteit zo efficiënt mogelijk wordt benut, tot én na 2050.

Een evenwichtige strategie kan zijn om een plafond op de jaarlijkse CO₂-opslagcapaciteit in te stellen en dat af te stemmen op de hoeveelheid fossiele brandstoffen die gezien de beschikbaarheid van alternatieven onvermijdelijk is, of waarvoor gekozen is, en die hoeveelheid eventueel bij te stellen op basis van actuele inzichten.

³⁰ Bij bijmenging van waterstof voor gecombineerde productie van biogene/synthetische brandstoffen hoeft ook dat niet. CCU is dan al onderdeel van het proces. Hier zijn herkomst en bestemming van CO₂ wel steeds apart aangegeven, ook als herkomst en bestemming in werkelijkheid binnen een proces zijn.

Gegeven een bepaald plafond voor CO₂-opslag is het voor efficiënte inzet daarvan belangrijk dat de schaarste voelbaar is voor de bedrijven die CCS afwegen tegen andere manieren om hun emissies omlaag te krijgen. Dit kan door een ruimer CO₂-opslagplafond te koppelen aan scherpere emissie-reductiedoelen, actief te sturen op de uitfasering van fossiele energiedragers of door het beprijsen en beperken van CO₂-opslag via bijvoorbeeld veiling van een beperkte CO₂-opslagruimte, bij voorkeur in Europees verband.

Direct Air Capture speelt geen of beperkte rol

Direct Air Capture (DAC) speelt alleen een kleine rol in trajecten met beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen in combinatie met veel CO₂-opslag (40 megaton of meer, zie figuur 6.17). En zelfs in die gevallen, is het vraag of dat realistisch is. Het CO₂-afvangpercentage van Fischer-Tropsch en andere processen is in de berekeningen namelijk gebaseerd op wat bij gematigde CO₂-prijzen economisch rendabel is, maar bij hogere prijzen zal een hoger afvangpercentage rendabel kunnen zijn, en dat zal dan waarschijnlijk nog steeds goedkoper zijn dan DAC. Door de lage CO₂-concentratie in de buitenlucht (0,05 procent) kost DAC veel meer energie dan CO₂-afvang uit geconcentreerde industriële bronnen (20-99 procent), en daardoor is het ook duurder (TSE, 2024).

Als Nederland minder biobrandstoffen produceert en wel nul grondgebiedemissies wil realiseren kan DAC mogelijk op een grotere schaal nodig zijn. Nederland kan in dat geval ook gebruik maken van negatieve emissies in het buitenland. Op grond van de binnen TVKN vastgestelde verwachte hoeveelheid biograndstoffen binnen Europa is het niet zo waarschijnlijk dat DAC tot 2050 elders in Europa wel een grote rol speelt (zie ook paragrafen 6.7 en 7.1.2).

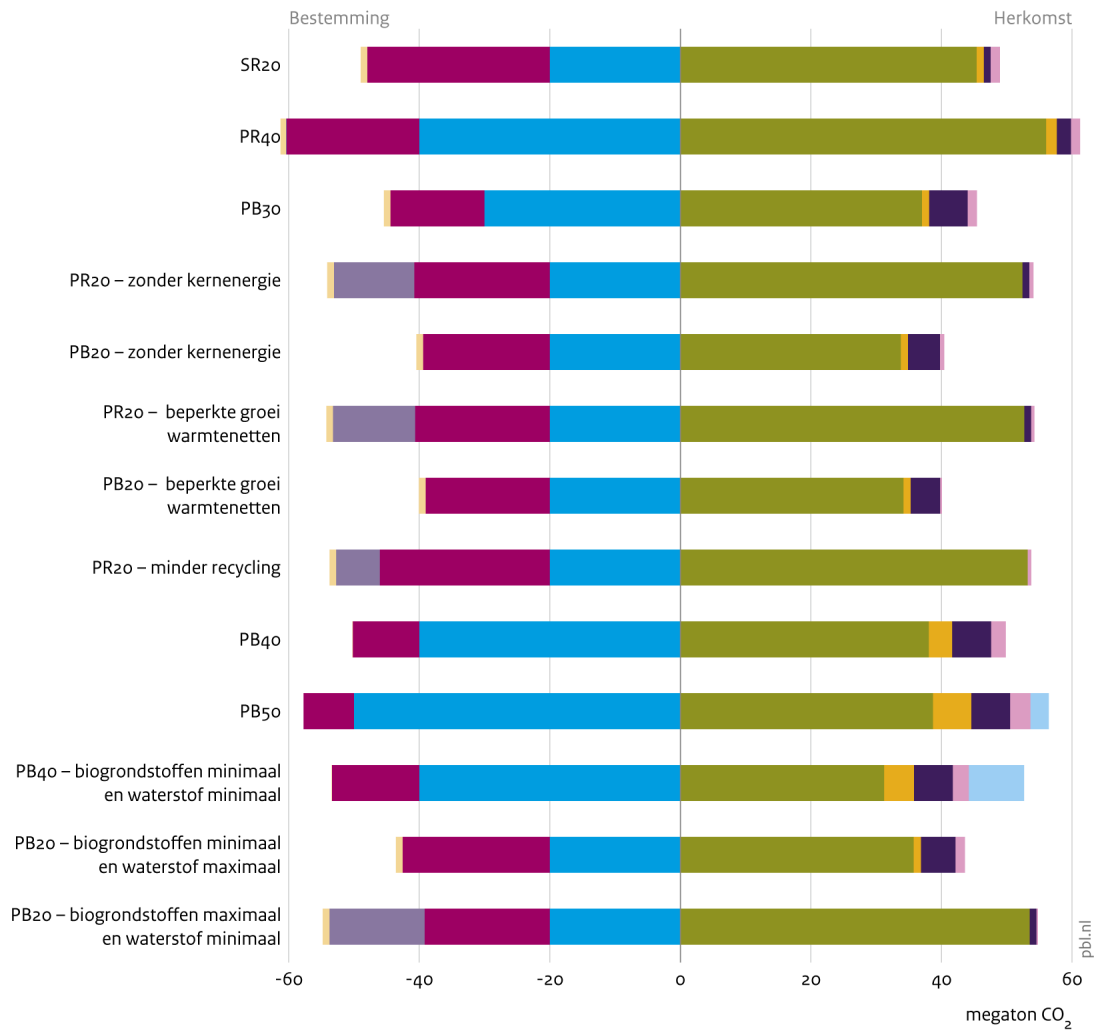
Vrijwel geen CO₂-afvang bij de elektriciteitsproductie

CO₂-afvang bij de elektriciteitsproductie, al dan niet op basis van biogene brandstoffen, wordt in veel studies gezien als een belangrijke bouwsteen voor emissiereductie of als bron van negatieve emissies, zoals bijvoorbeeld in het Impact Assessment van de Europese Commissie (EC, 2024b), veel mondiale studies (IPCC, 2023b), maar ook Europese studies zoals Brouwer et al (2016). Andere studies stellen juist dat CO₂-afvang bij de elektriciteitsproductie niet voor de hand ligt (Kättlitz et al., 2022; Williams et al., 2021). Dat is in lijn met de integrale trajecten in deze studie waarin de inzet van brandstoffen in 2050 beperkt is tot pieklastcentrales met heel weinig vollasturen (zie paragraaf 6.5.3). In combinatie met de relatief lage concentratie van CO₂ in de verbrandingsgassen, maakt dat CO₂-afvang hier veel duurder dan bij andere bronnen en gaat het gezien de geringe brandstofinzet ook om een betrekkelijk geringe hoeveelheid CO₂. Ook in de eerdere jaren komt (BE)CCS in de elektriciteitsproductie vrijwel niet voor in de trajecten. Daarom is dit ook niet zichtbaar in de figuren 6.17 en 6.18. In paragraaf 7.1 gaan we hier dieper op in.

Een belangrijke kanttekening is wel dat in deze studie al op korte termijn een grote omvang van de productie van geavanceerde biobrandstoffen wordt verondersteld. Tegelijkertijd is de constatering dat die productie tot op heden maar heel beperkt op gang komt (Europese Rekenkamer, 2023; JRC, 2022). Als dit niet voldoende snel verandert dan zou de inzet van biograndstoffen met CCS bij elektriciteitscentrales op korte termijn kunnen bijdragen aan een significante opschaling van negatieve emissies. Maar dit lijkt dan hoogstens een tijdelijke oplossing, aangezien omvangrijke biobrandstofproductie hoe dan ook noodzakelijk is om de doelen voor onder andere de scheepvaart en luchtvaart te kunnen halen.

Figuur 6.17

Herkomst en bestemming van afgevangen CO₂



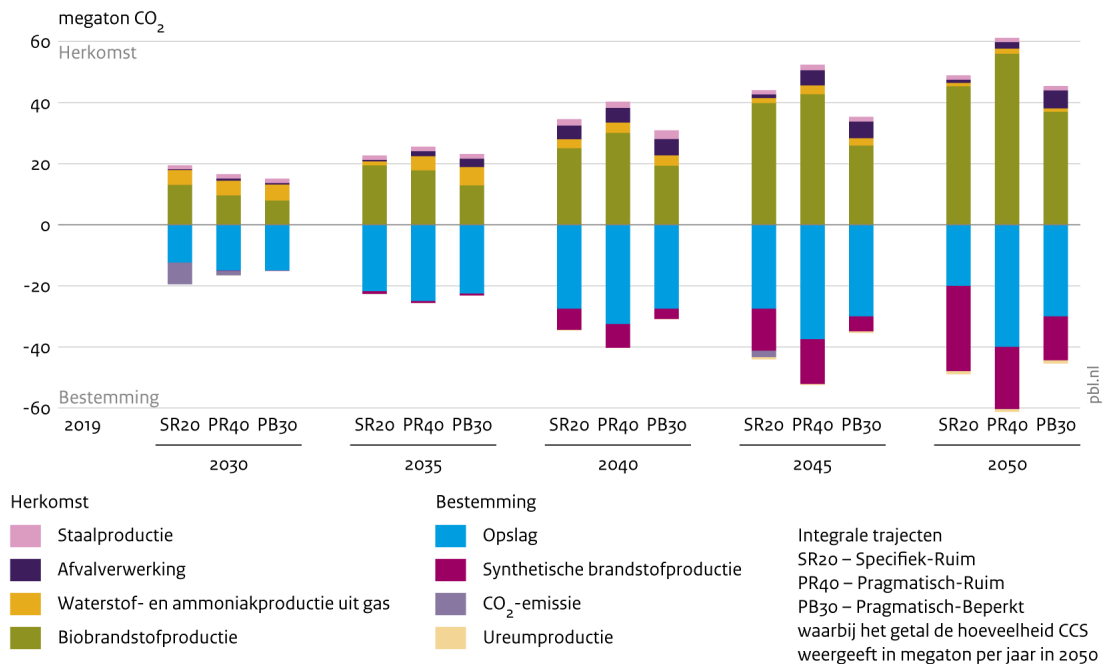
Bestemming
 Opslag
 Synthetische brandstofproductie
 CO₂-emissie
 Ureumproductie

Herkomst
 Biobrandstofproductie
 Waterstofproductie
 Afvalverwerking
 Staalproductie
 Direct Air Capture (DAC)

Bron: PBL

Figuur 6.18

Herkomst en bestemming van afgevangen CO₂



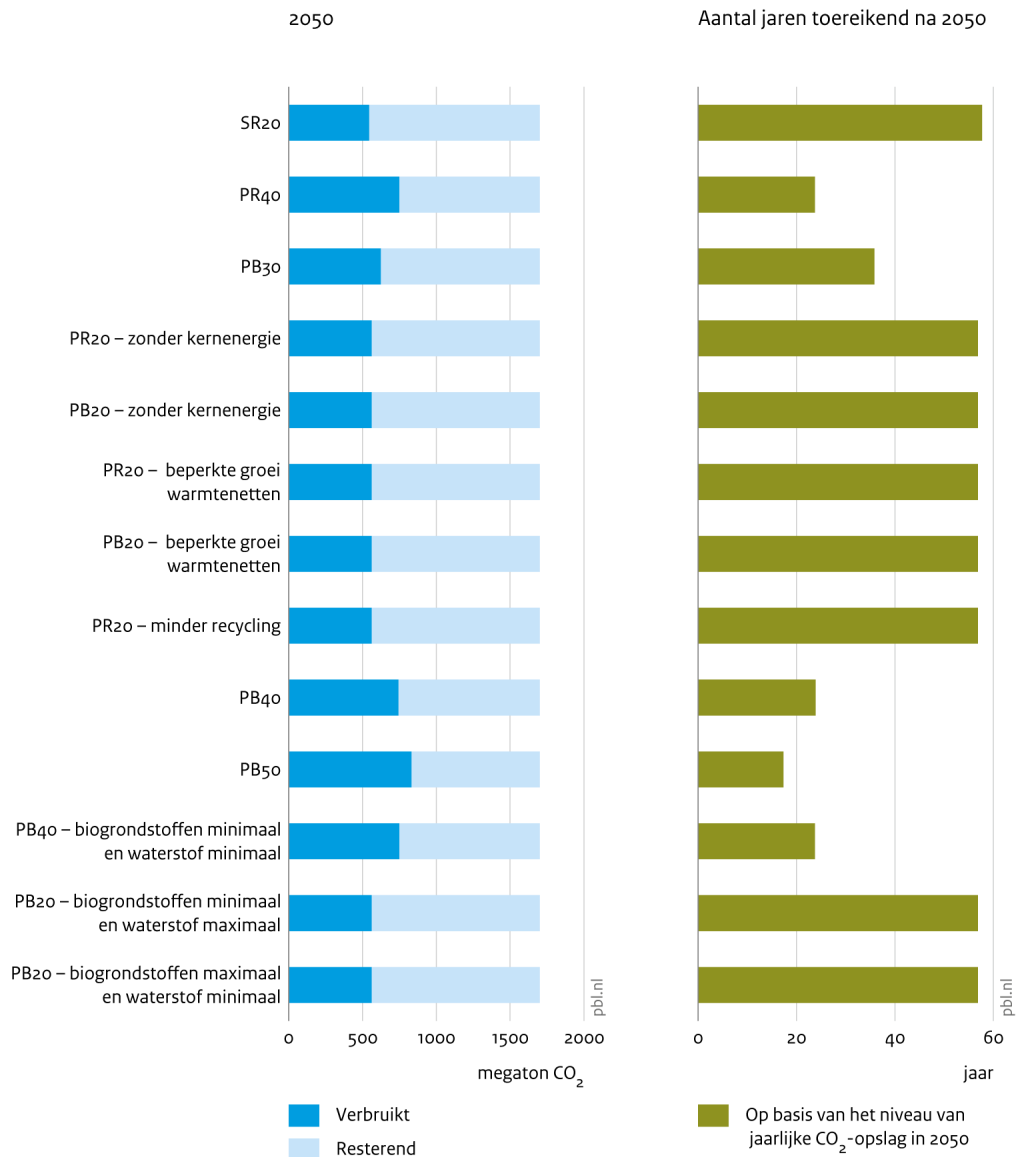
Bron: PBL

Grote variatie in de tijdsduur waarvoor resterende CO₂-opslag toereikend is

In die trajecten waarin Nederland in 2050 nog fossiele brandstoffen gebruikt, blijft extra CO₂-opslag nodig om de daarmee samen gaande CO₂-emissies te voorkomen of te compenseren (BECCS). Dit betekent uiteraard dat er minder CO₂-opslagruimte overblijft voor netto negatieve CO₂-emissies. Figuur 6.19 toont de cumulatieve CO₂-opslag tot 2050 en de dan nog resterende opslagcapaciteit. Dat gaat uit van opslag in lege gasvelden onder het Nederlandse deel van de Noordzee (maximaal 1700 megaton, gebaseerd op TNO & EBN (2018)), waarbij geen rekening wordt gehouden met de mogelijkheid dat andere landen zoals België en Duitsland hiervan gebruik maken of andersom dat Nederland gebruik maakt van buitenlandse opslagcapaciteit. Ook is zichtbaar voor hoeveel jaar de resterende capaciteit toereikend is als de jaarlijkse CO₂-opslag op het niveau van 2050 zou blijven. Hieruit blijkt dat dit niveau bepalender is voor het aantal jaren dan de resterende opslagcapaciteit zelf.

Figuur 6.19

CO₂-opslagcapaciteit in lege gasvelden onder Nederlands deel van Noordzee



Integrale trajecten
 SR<getal> – Specifiek-Ruim
 PR<getal> – Pragmatisch-Ruim
 PB<getal> – Pragmatisch-Beperkt
 waarbij het getal de hoeveelheid CCS weergeeft in megaton per jaar in 2050

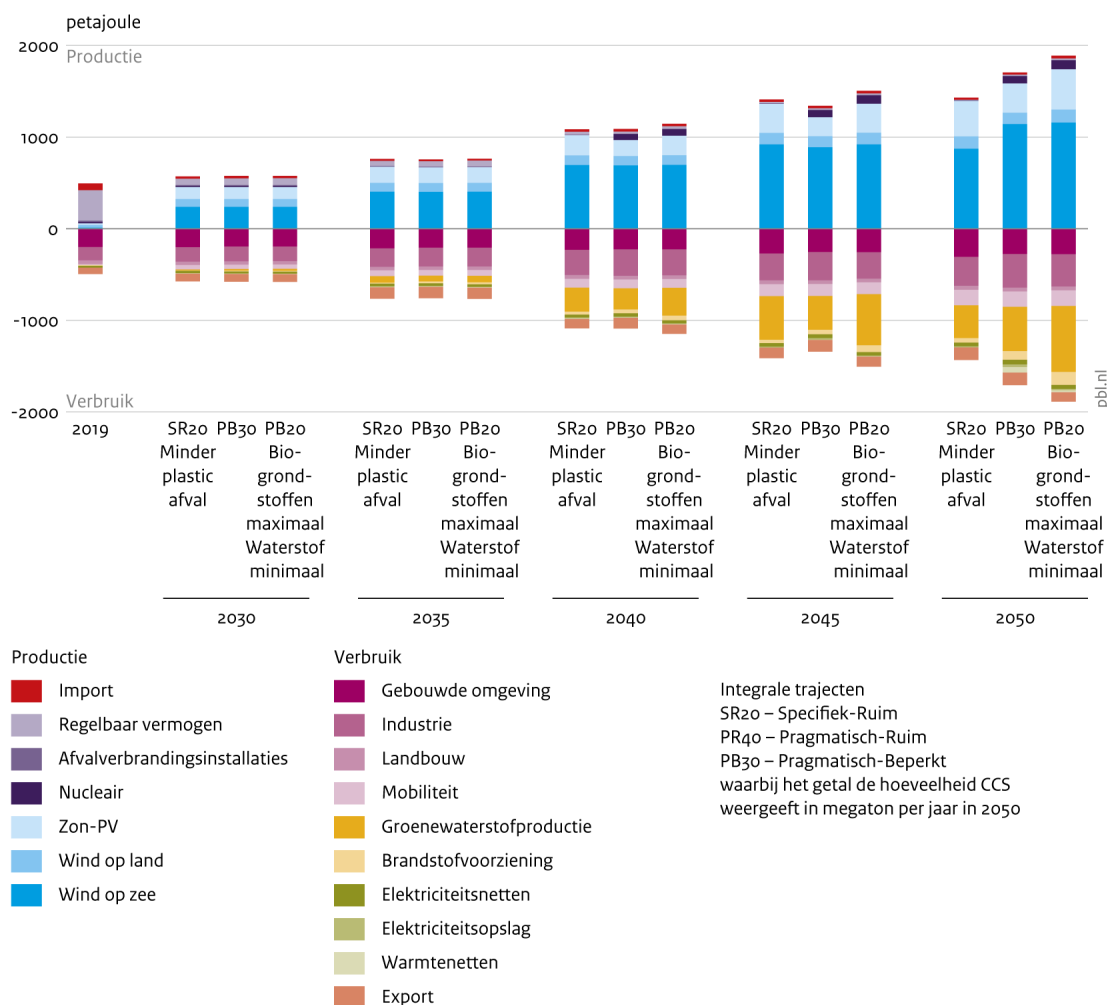
Bron: PBL

6.5 Elektriciteit

De productie en het verbruik van elektriciteit nemen sterk toe

De elektriciteitsproductie en het verbruik nemen in alle trajecten sterk toe met een factor 3 tot 4 ten opzichte van 2019. Figuur 6.20 laat dit zien voor drie trajecten die de volledige bandbreedte in verbruik en productie omspannen (zie tabel 6.2 voor de aannames bij de hier geselecteerde trajecten). Aan de verbruikskant, zie paragraaf 6.5.1, is de groei in de sectoren in alle trajecten vergelijkbaar, uitgezonderd de waterstofproductie en in mindere mate de brandstofvoorziening en de centrale warmteproductie. Aan de productiekant, zie paragraaf 6.5.2, wordt het verschil tussen de trajecten met name verklaard door verschillen in omvang van de productie van zonne- en windenergie. De grotere elektriciteitsvolumes in combinatie met een grotere plaats- en tijdsafhankelijke variatie in verbruik en productie in heeft grote gevolgen voor hoe die op elkaar moeten worden afgestemd. Dit wordt behandeld in paragraaf 6.5.3 over flexibiliteit.

Figuur 6.20
Elektriciteitsbalans

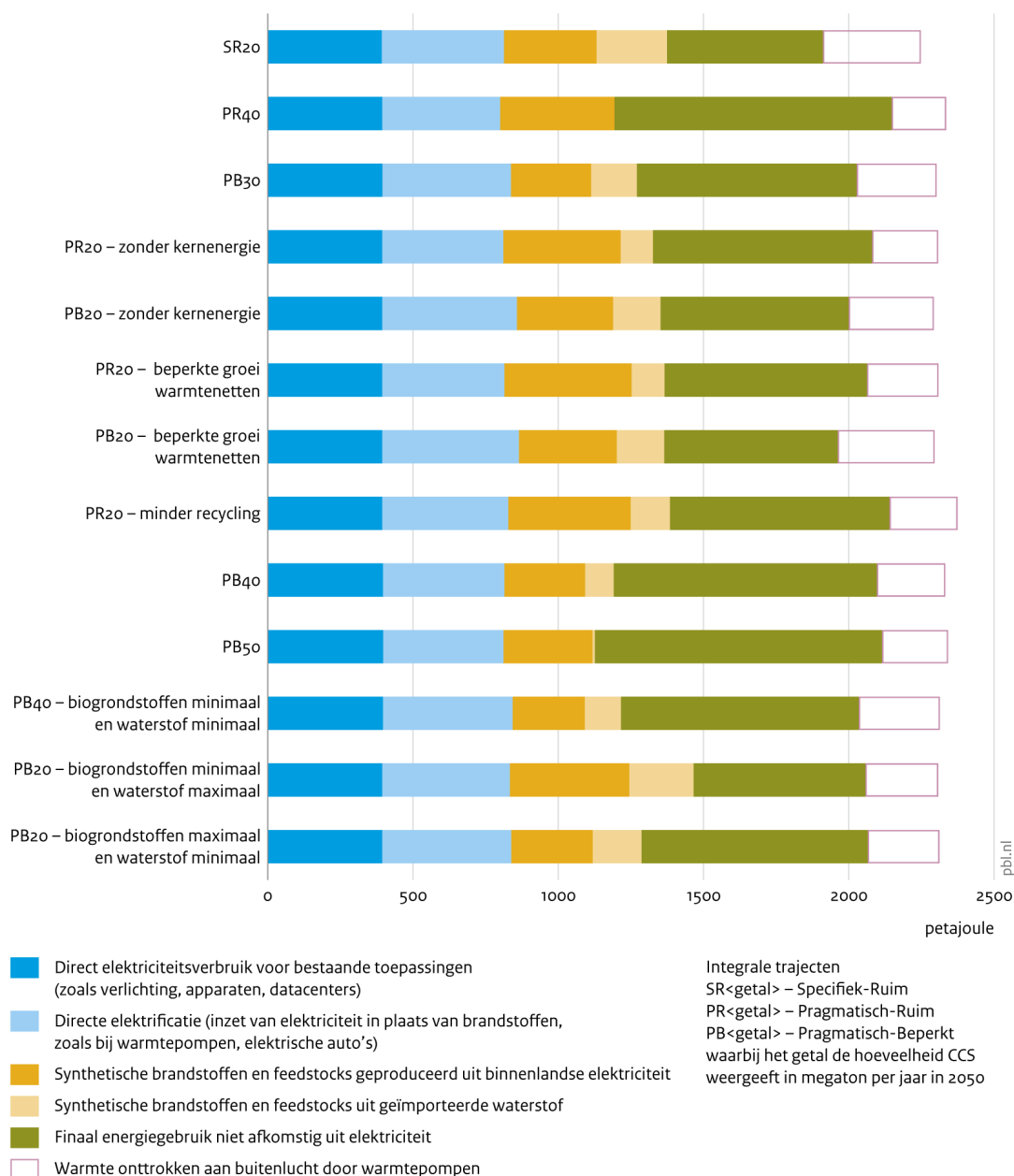


6.5.1 Elektriciteitsverbruik

Figuur 6.21 laat zien wat de rol is van het elektriciteitsverbruik in het finale gebruik van energie. De som van het directe elektriciteitsverbruik (blauw) en het verbruik van synthetische brandstoffen en feedstocks geproduceerd uit binnenlandse elektriciteit (donkergeel) varieert tussen bijna 1100 en 1250 petajoule. Dit is altijd meer dan de som van synthetische brandstoffen en feedstocks geproduceerd uit geïmporteerde waterstof (lichtgeel), en dus op basis van elektriciteit uit het buitenland, en het overige finale energiegebruik dat *niet* afkomstig is uit elektriciteit (biobrandstoffen, geothermie en fossiele energiedragers, zie ook figuur 6.10).

Figuur 6.21

Finaal energiegebruik en rol van elektriciteit daarin, 2050



Bron: PBL

In de figuur is ook aangegeven dat warmtepompen met behulp van elektriciteit – die onderdeel is van het blauwe deel – tussen 200 en 300 petajoule omgevingswarmte aan de buitenlucht onttrekken om dit op een bruikbaar temperatuurniveau te brengen voor ruimteverwarming. De omgevingswarmte is transparant weergegeven omdat dit formeel geen onderdeel is van het finale gebruik volgens de definitie van de Europese energiestatistieken (zie kader 6.2).

Het totale binnenlandse elektriciteitsverbruik ligt door de conversieverliezen bij de productie van waterstof en synthetische brandstoffen uiteraard nog een stuk hoger (zie o.a. figuur 6.20). Voor de geïmporteerde waterstof – tot maximaal 300 petajoule in 2050 – is in de landen van herkomst daarnaast nog tot ruim 400 petajoule aan elektriciteit nodig.

Toename elektriciteitsverbruik vooral door waterstof- en brandstofproductie

De inzet van elektriciteit voor de productie van groene waterstof (indirect elektriciteitsverbruik), die al dan niet verder wordt verwerkt tot synthetische brandstoffen of feedstocks, neemt het grootste deel van de toename in het elektriciteitsverbruik voor zijn rekening (zie figuur 6.20). Dit wordt gevolgd door de elektrificatie van toepassingen waarvoor nu brandstoffen gangbaar zijn (direct elektriciteitsverbruik). Het directe verbruik blijft wel altijd hoger (923 tot 973 petajoule) dan het indirecte verbruik (358 tot 721 petajoule). Bij de toename van het totale verbruik spelen de – beperkte – economische groei (zie paragraaf 2.2) en de daaruit voortvloeiende toename in activiteiten geen rol van betekenis³¹.

Meer elektrificatie bij beperkte beschikbaarheid biograndstoffen, waterstof en CCS

Naarmate minder biograndstoffen, waterstof en CCS beschikbaar zijn, is meer elektrificatie nodig om het brandstofgebruik te beperken. Het directe elektriciteitsgebruik stijgt dan (zie ook paragraaf 6.4). In figuur 6.21 is te zien dat het plafond op primair energiegebruik (in SR20) per saldo een beperkt effect heeft op het directe elektriciteitsverbruik. Weliswaar gaat van het plafond een prikkel uit om meer te elektrificeren – vanwege de lagere omzettingsverliezen bij elektrificatie – maar tegelijkertijd leidt het plafond ook tot meer besparingsmaatregelen die het directe verbruik weer omlaag brengen.

Doordat het directe elektriciteitsverbruik voor bestaande toepassingen al omvangrijk is en weinig varieert, en directe elektrificatie in veel gevallen samengaat met een grote efficiëntiewinst, zijn in 2050 de verschillen tussen de trajecten in het directe elektriciteitsgebruik relatief beperkt.

Grotere variatie bij indirect elektriciteitsverbruik

Het indirecte verbruik van binnenlandse elektriciteit voor de productie van synthetische brandstoffen en feedstocks (zie figuur 6.21) varieert veel sterker dan het directe verbruik. Het indirecte verbruik ligt vooral hoger als de elektrolysecapaciteit groot is. Maar ook een grotere elektriciteitsproductie, vooral uit kerncentrales, leidt tot meer indirect verbruik omdat de elektrolyzers dan meer vollaasturen kunnen maken. Ook een lage beschikbaarheid van biograndstoffen en een laag plafond op CO₂-opslag leidt tot meer indirect verbruik, omdat er dan meer synthetische

³¹ Een uitzondering daarop is het elektriciteitsverbruik van datacenters. Dat groeit relatief sterk, van 13 petajoule in 2030 naar 36 petajoule in 2050, maar blijft ten opzichte van het totale verbruik beperkt van omvang.

brandstoffen nodig zijn (zie ook paragraaf 6.4). Er wordt dan meer elektriciteitsopslag ingezet om dit mogelijk te maken.

Jaarlijkse toename is zonder historisch precedent

De grootste historische toename van het jaar-op-jaar verbruik sinds 1976 was 4 TWh (14 petajoule), namelijk in 1998 ten opzichte van 1997 (CBS, 2023). In alle trajecten is de jaarlijkse toename van het elektriciteitsverbruik vele malen groter. De toename vanaf 2030 ligt daar al ruim een factor twee boven, met een forse versnelling vanaf 2035 naar tussen 14 tot 22 TWh (50 en 80 petajoule) per jaar.

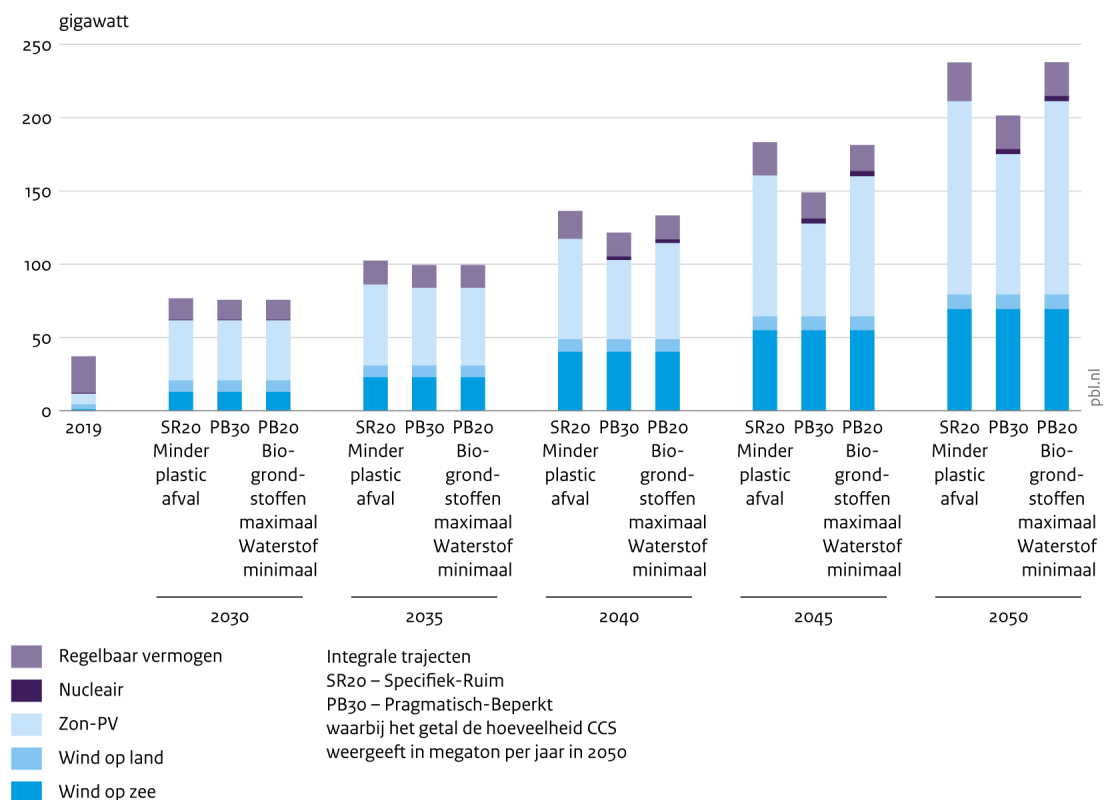
6.5.2 Elektriciteitsproductie

Opgesteld vermogen groeit sterk

Figuur 6.22 laat zien hoe het opgestelde productievermogen zich ontwikkelt voor dezelfde selectie van trajecten als in figuur 6.20. Dit laat een groei zien met een factor 5,4 tot 6,4 ten opzichte van 2019. Het vermogen van windenergie ligt in de meeste trajecten tegen de veronderstelde bovengrenzen aan (bijna 21 GW in 2030 oplopend naar 80 GW in 2050, zie tabel 2.1).

Figuur 6.22

Opgesteld vermogen voor elektriciteitsproductie



Bron: PBL

Nieuwe kerncentrales kunnen in de integrale trajecten vanaf 2040 operationeel zijn. In twee van de drie trajecten in figuur 6.22 wordt het veronderstelde maximum van 3,5 GW bereikt (zie paragraaf 4.3.1). Dit is een teken dat zowel meer kerncentrales als meer windenergievermogen boven het veronderstelde maximum kosteneffectief zou kunnen zijn. Bij de haalbaarheid hiervan zijn vragen te plaatsen want realisatie van genoemde beleidsuitgangspunten vergt al een forse inspanning (zie kader 6.6). Zon-PV ligt in bijna geen enkel traject tegen de bovengrens aan (van 41 GW in 2030 oplopend tot 132 GW in 2050, zie tabel 2.1), en meer zon-PV is meestal dus niet kosteneffectief.

Grote jaarlijkse vermogenstoename

Bij wind op zee neemt in de berekeningen het opgesteld vermogen tussen 2030 en 2050 toe tot bijna 3 GW per jaar. Een dergelijke groei is tot nu toe nog niet gerealiseerd maar lijkt mogelijk (zie paragraaf 4.1). Zon-PV laat vanaf 2040 jaarlijkse toenames zien tot rond de 6 GW. Vergeleken met de tot nu toe maximale toename van 4,2 GW in 2022 lijkt ook dat haalbaar. Het vermogen van pieklastcentrales op brandstoffen stijgt richting 2050 beperkt, maar de productie daalt. Deze centrales zijn alleen nog nodig op die momenten dat zon-PV en windmolens te weinig produceren (zie paragraaf 6.5.3).

Kader 6.6 Meer wind- of kernenergie lijkt kosteneffectief maar met grote onzekerheid

In deze studie zijn voor 2050 bovengrenzen gehanteerd van 70 GW windenergievermogen op zee en 3,5 GW nucleair (zie paragraaf 4.1.1). In de meeste trajecten liggen de vermogens op deze bovengrenzen. Dit is een indicatie dat meer vermogen zou kunnen leiden tot lagere systeemkosten. Daarom zijn er ook trajecten doorgerekend met veel hogere bovengrenzen voor óf windenergie, óf kernenergie, naar respectievelijk 111 GW (op basis van de hoogste waarden uit tabel 4.1) en 30 GW (aansluitend bij bijvoorbeeld Kloosterman (2019)). Het gaat daarbij niet om praktische haalbaarheid van dergelijke vermogens, maar vooral om te verkennen of meer vermogen kosteneffectief zou kunnen zijn, bijvoorbeeld ook op de langere termijn na 2050. Het blijkt dat deze hogere vermogens *volledig* worden ingezet, behalve bij het plafond op primair energiegebruik (zie kader 6.1).

Meer wind- of kernenergievermogen kan leiden tot meer waterstofproductie, minder flexibiliteitsmaatregelen en meer directe elektrificatie.

Meer windvermogen en vooral meer kernenergie leiden in de doorgerekende trajecten tot allerlei verschuivingen in het energiesysteem. Zo nemen, als daar nog ruimte voor is in het betreffende traject, de vollasturen van elektrolysers toe, wordt zon-PV deels weggeconcurrerd, en zijn er minder flexibiliteitsmaatregelen nodig (vooral elektriciteitsopslag, zie paragraaf 6.5.3). Als er een lagere limiet – 20 GW_e in plaats van 35 GW_e – is aangenomen voor het elektrolyservermogen, leidt meer kernenergie ook tot minder windvermogen.

Daarnaast leidt meer kernenergie en ook meer windvermogen tot iets meer directe elektrificatie. Het aantal uren waarin de momentane productie toereikend is neemt dan toe.

Bij meer windenergievermogen gaat het aantal vollasturen van kerncentrales omlaag, omdat windmolens tegen lagere variabele kosten kunnen produceren dan kerncentrales, en ook de vollasturen van windmolens zelf nemen af doordat meer curtailment plaatsvindt.

Kosten van kernenergie onzeker

Meer kernenergie leidt bij de gehanteerde aannames weliswaar tot iets lagere kosten, maar dit is met grote onzekerheden omgeven. Vooral de bouwkosten zijn hierbij belangrijk. De aannames hiervoor sluiten aan bij lopende en afgeronde projecten, inclusief de daarbij bekende kostenoverschrijdingen. Maar we gaan er ook van uit dat door leereffecten kostendaling zal plaatsvinden. In hoeverre dat ook echt zo zal zijn is geen uitgemaakte zaak (Boot, 2024).

Zo kende de kerncentrale van 1,6 GW in het Finse Olkiluoto – met 13 jaar vertraging in 2023 in bedrijf genomen – een geschatte kostenoverschrijding van 8 miljard euro (prijzen van 2018). De oorspronkelijk geschatte opleverkosten waren 3 miljard (Schneider & Froggatt, 2019). En Hinkley Point C (3,2 GW) in het Verenigd Koninkrijk gaat bijna twee keer zo veel kosten als oorspronkelijk begroot (46 in plaats van bijna 24 miljard pond in huidige prijzen) en loopt ook vele jaren uit.

Het netto kostenvoordeel (cumulatieve nationale kosten 2026-2050) van kernenergie bedraagt een kleine 2 miljard euro per GW bij de vergelijking tussen de trajecten zonder kernenergie en die met 3,5 GW opgesteld vermogen, en 600 miljoen per GW bij de vergelijking tussen 3,5 GW en 30 GW. Dit is beperkt ten opzichte van de totale bouwkosten en de historische kostenoverschrijding en zal dit zeer gevoelig zijn voor de verdere ontwikkeling van de bouwkosten in de komende jaren (TNO, 2022b; Witteveen en Bos, 2022). Als er rond 2035 of 2040 nieuwe kerncentrales in bedrijf moeten zijn, zal op korte termijn een besluit nodig zijn onder grote onzekerheid ten aanzien van kosten en doorlooptijden.

Kosten windenergie ook onzeker

Ook meer windenergie biedt bij de gehanteerde aannames kostenvoordelen, maar die zijn – vooral voor wind op zee – eveneens onzeker, met name door de gestegen kosten in de toeleveringsketen en voor het net op zee. De vraag is in hoeverre dit structureel dan wel van voorbijgaande aard zal zijn (EZK, 2023c). Maar omdat windprojecten veel minder voorbereidingstijd vergen dan het bouwen van kerncentrales kan bij windenergie de koers in een later stadium relatief eenvoudiger worden bijgesteld.

Nieuwe elektriciteitsproductie vooral voor groeiend verbruik

De CO₂-emissies in de elektriciteitssector zijn vanaf 2030 al laag vergeleken met de andere sectoren, maar zijn niet nul (zie figuur 6.9). Nieuwe CO₂-vrije elektriciteitsproductie voorziet vooral in de groeiende elektriciteitsbehoefte en veel minder in vervanging van bestaande fossiele (gas)centrales. De emissies dalen nog wel langzaam verder doordat pieklastcentrales steeds minder vollasturen maken (zie paragraaf 6.5.3) en doordat een steeds groter deel van de gebruikte brandstof klimaatneutraal is. Maatregelen bij de centrales zelf, zoals CO₂-afvang, spelen geen rol van betekenis (zie paragraaf 6.4.3).

Kernenergie vergroot de robuustheid van het energiesysteem. Het leidt tot minder afhankelijkheid van wind- en zonne-energie, en de gegarandeerde beschikbaarheid en regelbaarheid zorgen ervoor dat elders minder flexibiliteitsmaatregelen nodig zijn. Kernenergie is beschikbaar als wind en zon het laten afweten, zoals tijdens ‘dunkelflautes’, langduriger periodes met bewolkt en windstil weer. Meer kernenergie leidt in veel trajecten tot meer vollasturen van elektrolyzers, waardoor minder import van waterstof nodig is (zie ook kader 6.6).

Omdat de variabele kosten van kernenergie hoger zijn dan die van wind en zon draaien de centrales in 2050 – anders dan nu gebruikelijk – niet in basislast, maar komt het aantal vollasturen meestal uit tussen 4000 en 6500. Dat vereist dat kerncentrales goed regelbaar zijn, en dat hoeft – anders dan vaak wordt gedacht – technisch gezien geen probleem te zijn (Jenkins et al., 2018; Kloosterman, 2019).

6.5.3 Flexibiliteit

Zoals aangegeven in paragraaf 4.1.2 is de afstemming tussen elektriciteitsverbruik en -productie in een klimaatneutraal energiesysteem een grote opgave. In de toekomst zullen daarom vraagsturing (zoals op- en afregeling van elektrolyzers en industriële processen o.a. mogelijk gemaakt door overdimensionering van productieprocessen en hybride warmtevoorziening), elektriciteitsopslag, curtailment (het tijdelijk afschakelen van windmolens of zonnepanelen), en het flexibel inzetten van kernenergie een steeds grotere rol gaan spelen. Ook de inzet van de elektriciteitsnetten, die de uitwisseling van overschotten en tekorten binnen Nederland en met het buitenland mogelijk maakt, is daarbij belangrijk. Regelbaar vermogen blijft belangrijk, maar dan vooral op momenten waarop andere flexibiliteitsopties niet toereikend zijn (pieklastcentrales).

Flexibiliteitsopties voor verschillende flexibiliteitsbehoeftes

De genoemde opties verschillen wat betreft de situaties waarin ze kunnen bijdragen – het opvangen van productieoverschotten of -tekorten, het overbruggen van langere of kortere periodes – en wat betreft kapitaalkosten en energieverliezen. Bij een aantal flexibiliteitsopties – hybride warmtevoorziening, elektrolyzers, pieklastcentrales – bepaalt onder andere de ‘brandstofpenalty’ of ze frequent dan wel incidenteel ingezet zullen worden (zie kader 6.7).

In tabel 4.2 in paragraaf 4.1.2 is een overzicht gegeven van de eigenschappen van de verschillende flexibiliteitsopties en wat hun rol in het elektriciteitsstelsel kan zijn. Alle opties worden in alle trajecten ingezet, maar de omvang van die inzet sterk varieert per traject. Er is dus geen standaardoplossing voor het flexibiliteitsvraagstuk.

Kader 6.7 De brandstofpenalty: uitruil tussen brandstoffen en elektriciteit

Een aantal flexibiliteitsopties – hybride warmtevoorziening, terugregelen van elektrolyzers, inzet van pieklastcentrales – werkt op basis van de uitruil tussen brandstoffen en elektriciteit. De onderlinge verhouding – hoeveel brandstof kost het uitsparen of produceren van elektriciteit – bepaalt daarbij mede de inzet, naast de (schaduw)prijs van brandstoffen en elektriciteit.

Bij het terugregelen van elektrolyzers betekent het uitsparen van 1 petajoule elektriciteit dat er ongeveer 0,7 petajoule minder waterstof (en dus 0,5 petajoule minder synthetische brandstof) geproduceerd wordt. Bij hybride ketels in de industrie kost het uitsparen van 1 petajoule elektriciteit ongeveer 1,1 petajoule brandstof. Bij een pieklastcentrale wordt extra elektriciteit geproduceerd met brandstoffen, en is voor 1 petajoule extra elektriciteit 2 tot 2,5 petajoule brandstof nodig. Het terugregelen van elektrolyzers is dus het gunstigst, en de inzet van pieklastcentrales verreweg het ongunstigst. Pieklastcentrales zullen dan ook pas ingezet worden als de andere twee opties al volledig benut zijn.

Elektriciteitsopslag

De verschillende soorten elektriciteitsopslag – gecomprimeerde lucht (CAES) en diverse soorten batterijen – zijn vergeleken met andere flexibiliteitsopties relatief kapitaalintensief. Zowel batterijen als gecomprimeerde lucht spelen in alle trajecten een rol. Batterijen – met name Li-ion – hebben de kleinste energieverliezen en worden vooral ingezet voor frequent laden en ontladen. Het aantal volledige laad-ontlaadcycli per jaar ligt meestal tussen 150 en 300. Bij opslag in gecomprimeerde lucht – met wat grotere verliezen – ligt dit aantal lager, meestal tussen 70 en 120 volledige cycli per jaar.

Als de elektriciteitsopslag helemaal vol is, is er in de meeste trajecten tussen 0,2 en 0,6 petajoule elektriciteit beschikbaar. Dat is toereikend om tussen de 2 en 5 uur in het directe elektriciteitsverbruik te voorzien³². De totale hoeveelheid elektriciteit die in 2050 via de elektriciteitsopslag aan het net wordt teruggeleverd – de opslagcapaciteit maal het aantal volledige laad-ontlaadcycli – varieert dan tussen ruim 20 en 70 petajoule per jaar (3 tot 7 procent van het directe verbruik). In de trajecten met kernenergie is minder opslagcapaciteit nodig dan in trajecten zonder kernenergie. In trajecten met beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare brandstoffen en CO₂-opslag neemt de opslagcapaciteit in het uiterste geval toe tot bijna 2 petajoule toe (zie ook kader 6.3 in paragraaf 6.2.3). Dat is toereikend om meer dan 15 uur in het directe elektriciteitsverbruik te voorzien. De teruglevering aan net loopt dan op tot 180 petajoule ofwel 50 TWh per jaar (rond 15 procent van het directe verbruik).

Bovenstaande getallen hangen ook samen met de precieze eigenschappen van opslagtechnieken. Met name bij batterijen gaan de ontwikkelingen snel, en kan het beeld in de toekomst er anders uitzien dan waarvan is uitgegaan in deze studie. Zo zijn flowbatterijen, met een relatief grote opslag in verhouding tot de kosten, maar met grotere verliezen, geen onderdeel van de berekeningen.

Flexibiliteitsrol van elektrolyzers niet in alle trajecten groot

Veel studies laten zien dat elektrolyzers een belangrijke rol kunnen spelen in het leveren van flexibiliteit (zie ook paragraaf 7.1). Ook in deze studie bieden elektrolyzers met een totaal inputvermogen van tussen 15 en 35 Gw_e in 2050 (zie paragraaf 4.3 en tabel 2.1) de mogelijkheid bij te dragen aan het opvangen van fluctuaties in verbruik en productie van elektriciteit. In een aantal trajecten is die bijdrage echter sterk beperkt doordat de vraag naar waterstof in verhouding tot de capaciteit groot is, en elektrolyzers veel vollasturen moeten maken om in de waterstofbehoefte te voorzien. Vooral in trajecten waarin de elektrolysercapaciteit in 2050 20 GW of minder is, speelt dit een rol en is extra inzet van duurdere flexibiliteitsmaatregelen nodig om de benodigde flexibiliteit alsnog te kunnen leveren én de hoge vollasturen van de elektrolyzers mogelijk te maken.

In alle trajecten is de capaciteit van de elektrolyzers begrensd door de ingroeibeperkingen. Een grotere capaciteit zou leiden tot lagere meerkosten en meer ruimte bieden aan de flexibiliteitsrol van elektrolyzers.

³² Bij gemiddeld gebruiksniveau, dus jaarlijkse vraag gedeeld door 8760 uur. Met maximaal terugregelen en afschakelen kan de duur verlengd worden, bij pieken in de vraag zal de duur korter uitvallen.

Overdimensionering industriële productieprocessen komt in verschillende mate voor

Het tijdelijk terugregelen – of afschakelen – van industriële productie biedt de mogelijkheid om periodes met elektriciteitstekorten te overbruggen. Door (delen van) productieprocessen te overdimensioneren kan dit terugregelen frequenter toegepast worden, omdat dezelfde productie dan in minder uren gerealiseerd kan worden. De industrie kan dan de productie juist opschalen op momenten met elektriciteitsoverschotten en dus lagere elektriciteitsprijzen. Overdimensionering komt in alle trajecten voor, maar wel in verschillende mate. Flexibiliteit door overdimensionering heeft een vergelijkbare rol als elektrolyzers en kan een alternatief zijn bij achterblijvende opschaling van de elektrolysercapaciteit.

In sommige integrale trajecten loopt de overdimensionering van bijvoorbeeld zoutproductie in 2050 op tot een factor 2,0 en bij chloorelektrolyse een factor 2,2. In de praktijk spelen veiligheidsaspecten bij het opslaan van chloor ook een rol bij eventuele overdimensionering. Daarmee is in de modelberekeningen geen rekening gehouden.

Overdimensionering is in de praktijk vaak kostbaar en zal alleen rendabel zijn als de kosten niet substantieel boven die van elektrolyzers liggen, of wanneer de elektrolysercapaciteit niet toereikend is. De kosten zijn het laagst als slechts één schakel van de productieketen opgeschaald hoeft te worden, en als de (tussen)producten daarvan makkelijk opgeslagen kunnen worden zodat de andere schakels continu door kunnen produceren. Een bestaand voorbeeld is de zinkproductie, waar alleen de elektrolyse – die zink produceert uit zinkoxide – overgedimensioneerd is. De andere processtappen, zoals het smelten van het zink, produceren continu.

Warmtevoorziening industrie voor het grootste deel hybride

In alle trajecten is voor het grootste deel van de benodigde warmte in de industrie het ketelvermogen dubbel uitgerust met zowel elektrische ketels als ketels op brandstoffen (met wisselende verhoudingen fossiel, biogeen, synthetisch). Dit biedt een regelbereik van 3 tot 8 GW.

De investering in hybride configuraties is volgens de gehanteerde aannames altijd rendabel, onafhankelijk van de omstandigheden ten aanzien van de brandstofschaarste of de elektriciteitsvoorziening. Dat maakt de hybride warmtevoorziening robuust, ook bij grote onzekerheid ten aanzien van brandstofschaarste en veranderingen daarvan in de loop van de tijd³³.

De operationele inzet van de ketels varieert vrij sterk tussen de trajecten. Net als bij elektrolyzers en pieklastcentrales hangt de inzet af van enerzijds de schaarste aan klimaatneutrale brandstoffen en anderzijds het opgesteld elektriciteitsproductievermogen en de beschikbaarheid van andere flexibilitieopties. Zo kunnen meer kerncentrales, windmolens en meer elektriciteitsopslag ervoor zorgen dat de warmtevoorziening minder vaak terug hoeft te vallen op de brandstoffen.

³³ Warmtebuffers zijn niet meegenomen in de berekeningen maar zouden in een hybride configuratie nog meer voordelen bieden. Door de buffers te vullen met warmte uit elektrische ketels, kan de inzet van brandstoffen beperkt worden tot langere periodes met tekortschietend elektriciteitsaanbod.

Curtailement vooral bij windmolens

Curtailement vindt in alle trajecten vooral plaats bij windmolens. Bij zon-PV zijn de piekperiodes gemiddeld korter en er is een frequentere afwisseling van pieken en tekorten waardoor in vergelijking met wind een groter deel van de pieken geabsorbeerd kan worden door elektriciteitsopslag. Bij windenergie zijn de periodes met overschotten meestal langduriger dan bij zon-PV, en daardoor komt het vaker voor dat op een gegeven moment de beschikbare elektriciteitsopslag vol is en dat windmolens stil gezet moet worden.

Voor zon-PV ligt de curtailement in 2050 in bijna alle trajecten op minder dan 1 procent³⁴. Voor windmolens is dit bij 70 GW in bijna alle trajecten tussen 4 en 10 procent. In de trajecten met zeer hoge vermogens tot 111 GW (zie kader 6.6) loopt dit op tot 20 procent; er zijn dan minder vaak tekorten, maar ook vaker overschotten. Niettemin is het bij de gehanteerde aannames kosteneffectief doordat de behoefte aan duurdere flexibiliteitsopties zoals elektriciteitsopslag en overdimensionering van industriële processen lager wordt.

Capaciteit elektriciteitsnetten nemen fors toe

Zowel de toename van elektriciteitsproductie en -verbruik als het feit dat productie en gebruik grilliger worden, vereist zwaardere netten. Deze verbinden grotere gebieden met elkaar, zorgen zodoende voor uitmiddeling van vraag- en aanbodpatronen, en maken het mogelijk om gebruik te maken van flexibiliteitsopties op grotere afstanden. In de berekeningen neemt tussen 2030 en 2050 de capaciteit van de elektriciteitsnetten dan ook fors toe met een factor 1,5 tot 2,5 voor reguliere laag-, midden- en hoogspanningsnetten en een factor 2,5 tot 4 voor offshore netten. Dit is, ondanks de grovere benadering in TVKN, redelijk in lijn met 'De integrale infrastructuurverkenning 2030-2050' (I13050, zie paragraaf 7.1).

Vergroting van de interconnectiecapaciteit – de hoogspanningsverbindingen tussen landen – is eveneens belangrijk, maar valt buiten de scope van deze studie. Dat zou er toe kunnen leiden dat lokale flexibiliteitsopties relatief veel toegepast worden in de trajecten.

Als de opschaling van de elektriciteitsinfrastructuur een beperkende factor is moet teruggegrepen worden op andere flexibiliteitsopties. (Nog) meer lokale flexibiliteit of, meer inzet op klimaatneutrale brandstoffen of compensatie van fossiele brandstoffen met CO₂-opslag zijn dan oplossingsrichtingen die verder onderzocht kunnen worden.

Regelbaar vermogen op brandstoffen: aanzienlijk vermogen, weinig vollasturen

In alle trajecten is in 2050 sprake van een substantieel – tussen 20 en 26 GW – regelbaar vermogen (pieklastcentrales) op brandstoffen (zie figuur 6.22). Als uitgangspunt is daarbij gehanteerd dat minimaal voldoende regelbaar vermogen beschikbaar moet zijn – inclusief nucleair – om op elk moment al het niet terugregelbare elektriciteitsverbruik te kunnen leveren. Daarmee kunnen langere periodes met weinig wind en zon (dunkelflautes) overbrugd worden.

De pieklastcentrales draaien op biograndstoffen, fossiele brandstoffen of waterstof. De inzet van biogene en synthetische brandstoffen komt weinig voor omdat de directe inzet van respectievelijk

³⁴ Dit getal houdt geen rekening met lokale overschotten en netwerkbepalingen. De curtailement zal daarom in werkelijkheid hoger zijn dan in de modeluitkomsten, maar dat is verder niet onderzocht.

biograndstoffen en waterstof minder ketenverliezen met zich meebrengt.

Pieklastcentrales hebben relatief lage investeringskosten maar hoge variabele kosten. Net als bij hybride warmtevoorziening en terugregeling van elektrolyzers berust de bijdrage aan de flexibiliteit op uitruil tussen elektriciteit en brandstoffen. Zoals toegelicht in kader 6.7 is die uitruil bij pieklastcentrales het minst gunstig. Pieklastcentrales worden dan ook pas ingezet als andere flexibiliteitsopties niet toereikend zijn. Hierdoor hebben ze in de trajecten weinig vollasturen – variërend tussen gemiddeld 20 en 200 uur per jaar – en een beperkte bijdrage aan de totale elektriciteitsproductie (zie figuur 6.20). Het verschil tussen de piekcentrales onderling is daarbij groot. Afhankelijk van de soort brandstof en het rendement draaien sommige centrales meer dan gemiddeld, terwijl andere in de meeste jaren helemaal niet aan bod komen, maar wel nodig zijn tijdens langdurige donkerflautes.

Het gemiddeld aantal vollasturen wordt daarbij beïnvloed door het beschikbare vermogen aan kernenergie (zie ook kader 6.6). Hoe hoger dat is, hoe lager het aantal vollasturen. En ook bij een grotere schaarste aan brandstoffen ligt het aantal vollasturen lager. Voorzieningen die de investeringskosten hoger maken zijn bij het lage aantal vollasturen niet rendabel. Dat geldt voor zowel CO₂-afvang (zoals uiteengezet in paragraaf 6.4.3) als warmtekrachtkoppeling.

6.6 Vraagsectoren

Deze paragraaf vergelijkt de voor de vraagsectoren geschetste trajecten naar klimaatneutraliteit uit hoofdstuk 3 met de resultaten voor dezelfde sectoren van de integrale doorrekening. De trajecten uit hoofdstuk 3 noemen we hier ‘sectorale trajecten’, de trajecten uit de integrale doorrekening ‘integrale trajecten’.

Vragen die aan de orde komen zijn: welke elementen uit de sectorale trajecten komen onder welke omstandigheden terug in de integrale trajecten en welke juist niet? Tot wat voor veranderingen ten opzichte van het bottom-up-beeld leidt de interactie met andere onderdelen van het energiesysteem? Een belangrijk verschil daarbij is dat anders dan in de afzonderlijke sectorale trajecten (met uitzondering van de landbouw), de emissies per sector niet op nul hoeven uit te komen in 2050, maar dat restemissies elders in het energiesysteem gecompenseerd kunnen worden.

6.6.1 Industrie

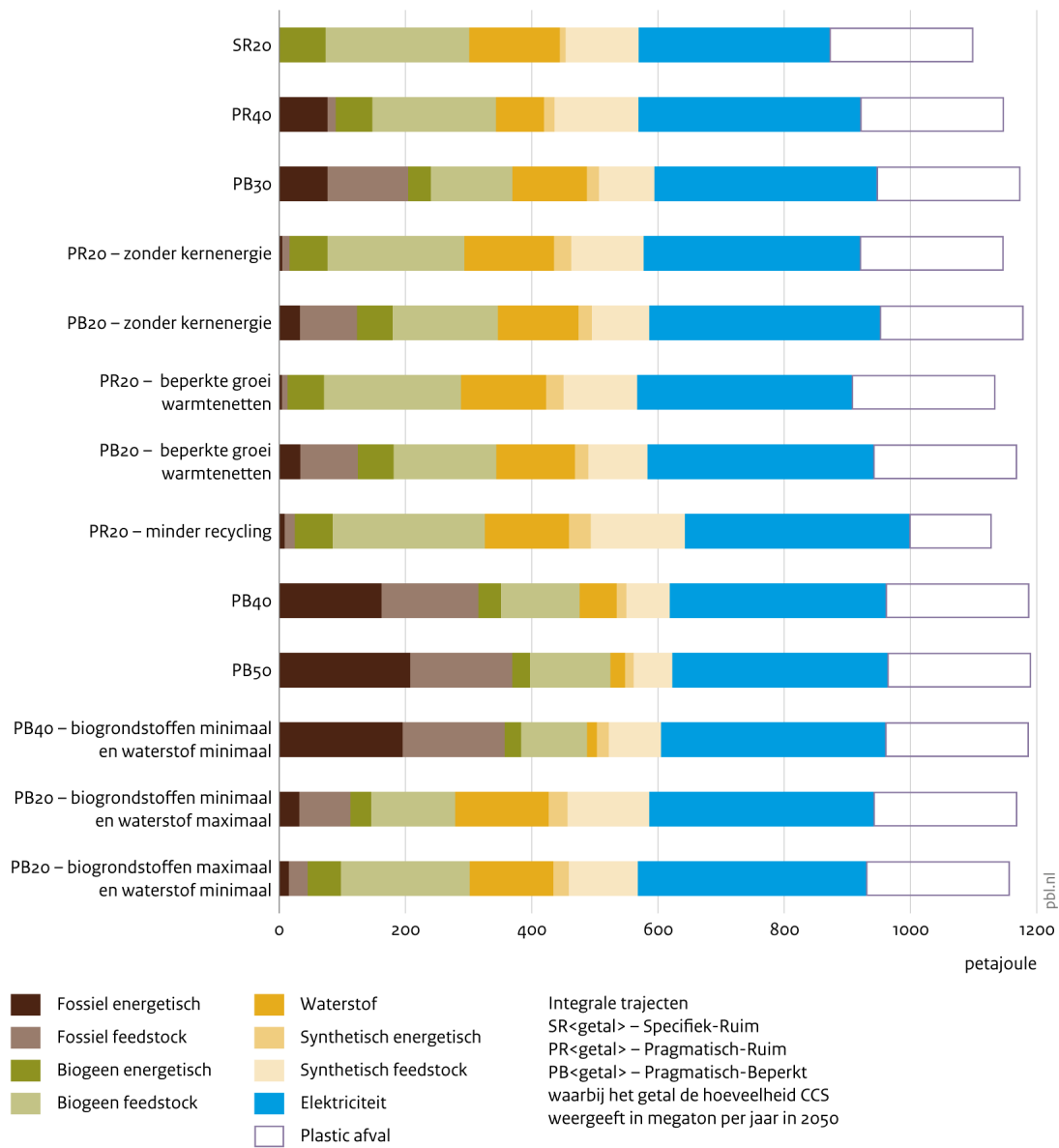
De trajecten zoals beschreven in paragraaf 3.1 hebben betrekking op de bestaande industrie, dus uitgezonderd de nieuwe productie van biogene en synthetische brandstoffen. De vergelijking tussen de sectorale trajecten voor de industrie en de integrale trajecten spitst zich daarom toe op het finale energiegebruik, exclusief de brandstofproductie.

Verschillen tussen sectorale en integrale trajecten niet wezenlijk

Net als bij de sectorale trajecten zijn er tussen de integrale trajecten vooral verschillen in de rol die fossiele energie nog heeft in 2050 (zie figuur 6.23). De drie sectorale trajecten zijn dan ook goed herkenbaar in de verschillende integrale trajecten. Wel vindt er in de integrale trajecten meestal minder (BE)CCS plaats in de bestaande industrie, en ook heeft de bijdrage van de industrie aan de flexibiliteit in de elektriciteitsvoorziening gevolgen voor de invulling van de energievraag in de

industrie zelf. Verder vallen de CO₂-emissies door verliezen bij de plasticrecycling buiten de scope van de sectorale trajecten. Bij de integrale trajecten wordt dit wel meegenomen. Dit scheelt ongeveer 2 megaton aan CO₂-emissies.

Figuur 6.23
Finaal energiegebruik industrie, inclusief feedstocks, 2050



Bron: PBL

Minder (BE)CCS, meer restemissies

Anders dan in de sectorale trajecten is in de integrale trajecten de industrie – uitgezonderd de bio-brandstofproductie – in 2050 nog niet helemaal klimaatneutraal. Dat komt vooral doordat er ten opzichte van de sectorale trajecten minder (BE)CCS plaatsvindt, en juist meer bij de brandstofproductie (zie ook paragraaf 6.4.3). De industrie als geheel – dus inclusief de brandstofproductie – heeft in de integrale trajecten juist netto negatieve emissies en compenseert daarmee ook rest-emissies in andere sectoren.

Alleen in de trajecten met weinig beschikbare biograndstoffen en waterstof en een hoog CO₂-opslagplafond – 40 megaton of meer in 2050 – ligt CO₂-afvang in de bestaande industrie net zo hoog als in het sectorale traject met de meeste CO₂-afvang (Alternatief 1, zie paragraaf 3.1), waarbij er tegelijkertijd ook omvangrijke restemissies in de bestaande industrie overblijven doordat er meer bij het oude blijft. Zo blijft een (beperkt) deel van de staalproductie gebaseerd op steenkool (16 tot 32 petajoule in 2050), terwijl in alle sectorale trajecten volledig wordt overgegaan op productie op basis van directe reductie³⁵ met aardgas of waterstof.

Rol (hernieuwbare) brandstoffen groter

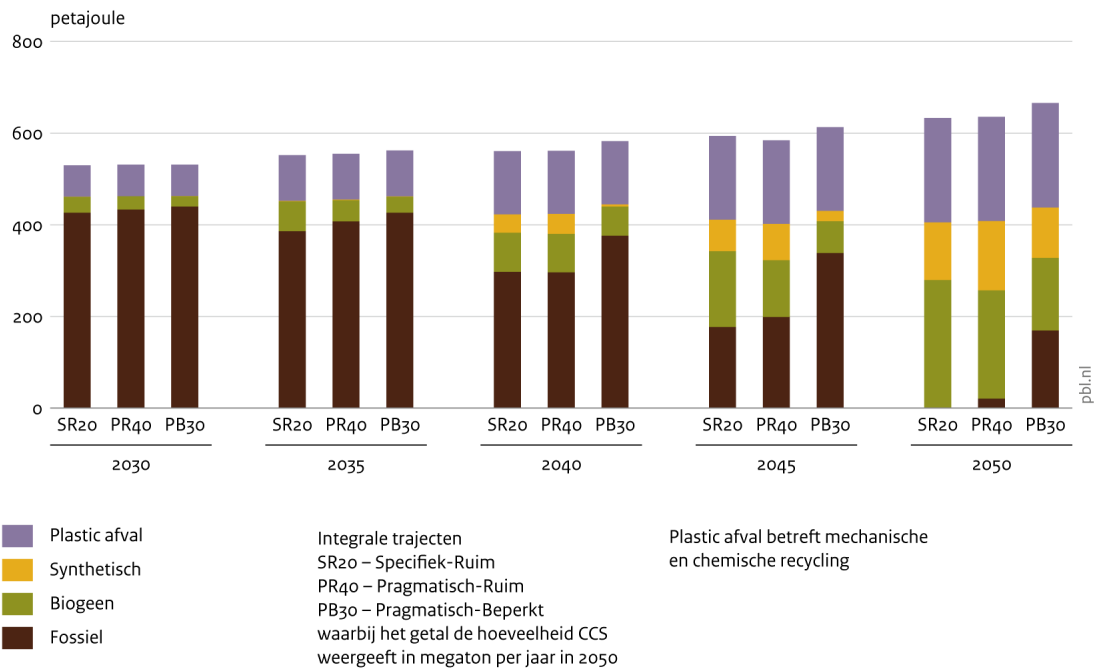
In de integrale trajecten is de rol van brandstoffen groter dan in de sectorale trajecten. De belangrijkste reden is dat de sectorale trajecten uitgaan van volledige – baseload – elektrificatie van de industriële warmtevoorziening, terwijl in de integrale trajecten een groot deel van die elektrificatie hybride is ten behoeve van flexibiliteit bij de elektriciteitsvoorziening. Tussen een derde en de helft van de warmteproductie uit ketels blijft hier uit brandstoffen komen. Ook anders is dat industriële warmtekrachtkoppelingsinstallaties in de integrale trajecten geen rol spelen; die zijn door de lage vollasturen niet meer rendabel (zie paragraaf 6.5.3).

Verduurzaming feedstocks lift mee op verduurzaming brandstofproductie

Hoewel fossiele koolstof die terecht komt in producten zoals plastics en chemicaliën niet leidt tot emissies die meetellen voor de Nederlandse doelstelling in 2050, wordt in de integrale trajecten het grootste deel van de fossiele feedstocks toch vervangen door biogene of synthetische feedstocks (zie figuur 6.24). Dat komt deels doordat de productie van biogene en synthetische diesel en kerosine voor de scheepvaart en luchtvaart ook nafta oplevert, die gebruikt kan worden als grondstof voor de chemie. Net als in de huidige fossiele aardolie-industrie is de productie van brandstoffen en feedstocks dus onderling verweven.

³⁵ Directe reductie is een alternatieve route voor de productie van ijzer waarbij direct-gereduceerd ijzer (DRI) wordt geproduceerd door het rechtstreeks reduceren van ijzererts met aardgas of waterstof.

Figuur 6.24
Gebruik feedstocks



Bron: PBL

Ook leiden verliezen bij de omzetting van fossiele feedstocks naar producten tot CO₂-emissies die wel meetellen voor de doelstelling. Dat zorgt voor een directe prikkel om fossiele feedstocks te vermijden. Tot slot leidt fossiele koolstof in producten tot emissies in de afvalfase en dat maakt producten op basis van fossiele feedstocks dus ook minder aantrekkelijk.

Dit alles maakt dat het aandeel hernieuwbare feedstock in de integrale trajecten steeds in de bovenkant van de bandbreedte van de sectorale trajecten ligt (zie figuur 3.4³⁶). De sectorale trajecten houden geen rekening met de interactie met de verduurzaming van de brandstofproductie.

Kader 6.8 Wanneer helpt een kleinere Nederlandse energie-intensieve industrie?

Een kleinere energie-intensieve industrie (kunstmest, staal, chemie) wordt soms als middel gezien om emissiereductie te bereiken. Hier gaan we in op de vraag of en zo ja wanneer dat zinvol zou kunnen zijn.

Andere consumptiepatronen

Als een kleinere industriële productie veroorzaakt wordt door verandering van mondiale en Europese consumptiepatronen, waardoor het beslag op schaarse hulpbronnen afneemt, maakt dat het uiteraard makkelijker om klimaatneutraal te worden. Maar in dat geval is niet een kleinere industrie het middel, maar een andere consumptie. Een kleinere industriële productie, hier of elders, volgt daar uit.

³⁶ Figuur 3.4 drukt de feedstocks uit in megaton nafta-equivalenten input. Figuur 6.24 geeft de totale inzet van energiedragers en plastic afval weer in petajoule. Daardoor zijn de verhoudingen tussen de verschillende inputs niet één-op-één vergelijkbaar.

Een kleinere industrie door verplaatsing van bedrijvigheid levert waarschijnlijk weinig op.

Bij verplaatsing van energie-intensieve bedrijvigheid naar andere landen dalen hier, tenminste op de korte termijn, de emissies. Maar bij verplaatsing naar landen met een minder vergaand klimaatbeleid, zullen per saldo de mondiale emissies stijgen.

Als daarnaast de groei van de productie van hernieuwbare brandstoffen niet zou plaatsvinden in Nederland, dan kan dat tot hogere grondgebiedemissies leiden. Immers, deze productie is in de integrale trajecten de belangrijkste bron van negatieve emissies (zie figuur 6.17). Bovendien zullen de handelsstromen van biograndstoffen en waterstof en de investeringen in elektrolysercapaciteit zich dan waarschijnlijk richten op de landen waar die productie plaatsvindt. Het is in dat geval dus ook niet zo dat Nederland hiermee biograndstoffen en waterstof vrijspeelt voor andere toepassingen.

Verplaatsing van productie van halffabricaten op basis van waterstof kan wel zinvol zijn

Verplaatsing kan wel zinvol zijn als dat energie-efficiëntie-voordelen oplevert. Als import van waterstof – met grote energieverliezen – nodig is om het Nederlandse productieniveau te handhaven, dan is het efficiënter en waarschijnlijk ook goedkoper om halffabricaten of tussenproducten te importeren uit landen waar de groene waterstof geproduceerd wordt, en niet de waterstof zelf. Ten opzichte van de integrale trajecten zal de import van waterstof dan lager of zelfs afwezig zijn, en komt er import van bijvoorbeeld ammoniak of andere synthetische brandstoffen voor in de plaats. Er moet dan wel voldoende groene waterstof beschikbaar zijn om in de mondiale vraag voor verduurzaming hier en elders te voorzien, en dat lijkt vóór 2050 niet waarschijnlijk. In dat geval kan langer gebruik van fossiele energiedragers en CCS in Nederland leiden tot een lager beslag op waterstof die elders harder nodig is om emissies te reduceren.

Vóór 2050 is een kleinere industrie waarschijnlijk niet zinvol

Verplaatsing van de bestaande energie-intensieve industrie naar het buitenland – ongeacht of dit ingegeven wordt door bedrijfseconomische overwegingen of door beleid – draagt op de termijn tot 2050 waarschijnlijk niet bij aan het bereiken van mondiale klimaatdoelen. Verplaatsing omdat elders goedkoper emissievrij geproduceerd kan worden is iets wat waarschijnlijk pas op de langere termijn in beeld zal komen. Problemen met de opschaling van netwerken spelen bijvoorbeeld ook in andere Europese landen (FD, 2024), en zoals in paragraaf 4.3 gesignaleerd zijn er mondiaal grote onzekerheden rond de opschaling van groene waterstofproductie.

Als daarnaast de groei van nieuwe industrie rond de productie van hernieuwbare brandstoffen vooral in het buitenland plaatsvindt, dan kan het voor Nederland nog lastiger worden om de grondgebiedemissies op nul te krijgen.

Wat daadwerkelijk gebeurt zal afhangen van beslissingen van bedrijven zelf, en die hangen uiteraard ook weer af van de vraag naar producten en van het beleid, bijvoorbeeld vanuit het belang dat Europa en Nederland hechten aan strategische onafhankelijkheid voor bepaalde producten (zie paragraaf 3.1).

6.6.2 Mobiliteit

Elektrificatie wegverkeer dominant

In zowel de sectorale trajecten uit paragraaf 3.2 als de integrale doorrekening is elektrificatie van het wegverkeer dominant. De efficiëntie-winst door elektrificatie is bij het wegverkeer groot. Hierdoor leidt een klein verschil in de mate van elektrificatie tot een relatief groot verschil in het brandstofverbruik. Elektrificatie is, vanwege de lage energiekosten maar op de langere termijn ook vanwege de verwachte lagere investeringen, in alle trajecten de goedkoopste manier om te verduurzamen.

Verskil in scope tussen sectorale en integrale trajecten

In overeenstemming met de KEV-indeling valt in TVKN onder mobiliteit ook een aantal kleine posten zoals brom- en snorfietzen, bussen, visserij, recreatievaart, defensie en ook de mobiele werktuigen³⁷. In de sectorale trajecten is dit niet meegenomen waardoor het energiegebruik in de integrale trajecten in 2050 meer dan 35 petajoule hoger is. Een deel hiervan wordt nog ingevuld met brandstoffen. Elektrificatie – al dan niet hybride – leidt wel tot een daling van de brandstofvraag ten opzichte van nu.

Beperkt deel van de bunkerbrandstoffen blijft soms fossiel

In de integrale trajecten worden fossiele bunkerbrandstoffen vervangen door biogene en synthetische varianten, maar in tegenstelling tot de sectorale trajecten is er in sommige integrale trajecten nog gebruik van fossiele zware stookolie in de zeescheepvaart en fossiele kerosine in de luchtvaart (zie figuur 6.25). Vooral bij CO₂-plafonds van 30 megaton of meer is het kosteneffectiever om fossiele brandstoffen in te zetten en de emissies te compenseren met negatieve emissies elders.

Verduurzaming luchtvaart met biogene en synthetische kerosine

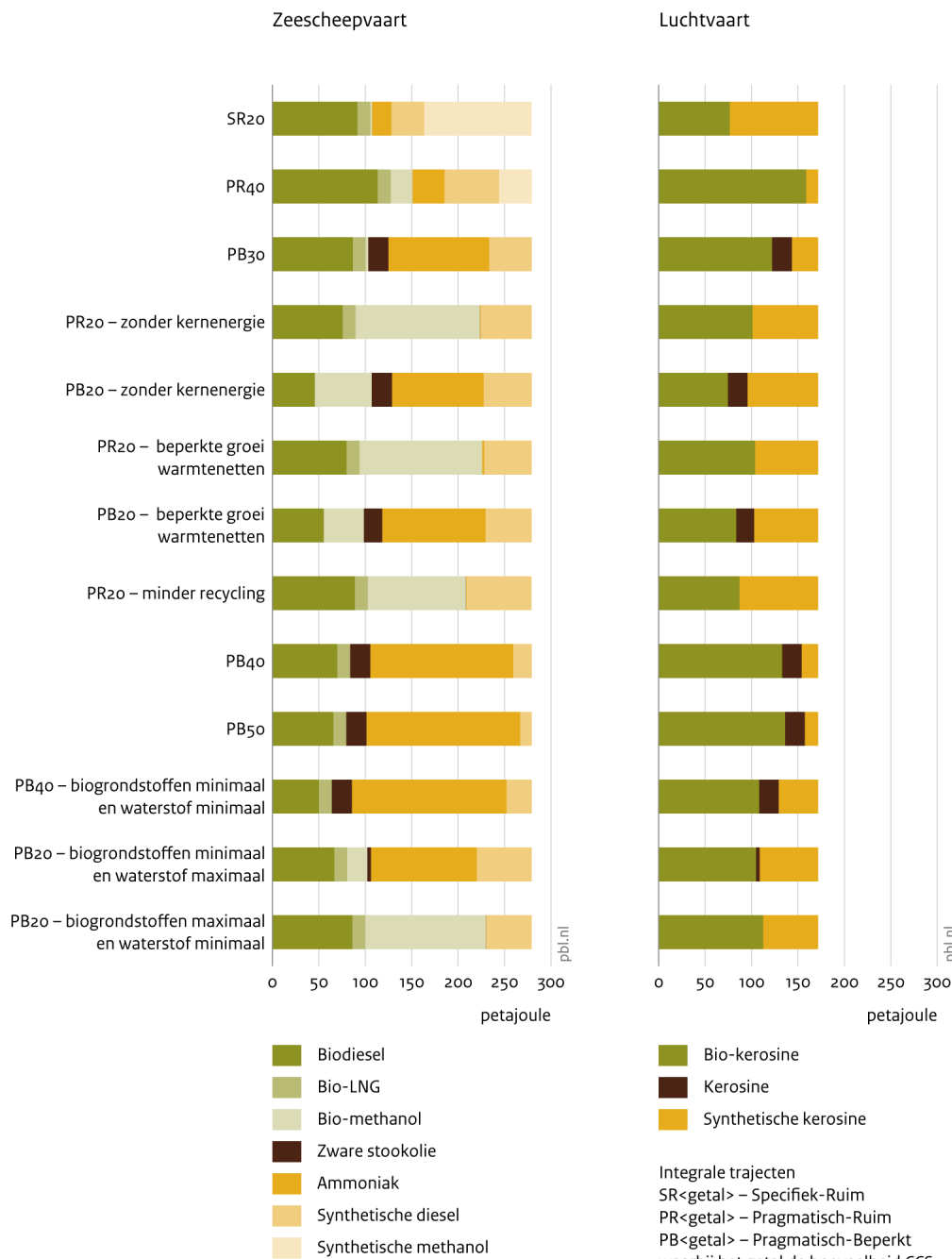
Bij de luchtvaart is het beeld relatief eenvoudig omdat voor de verduurzaming geen aanpassingen in de vliegtuigen nodig zijn, behalve als overgeschakeld zou worden op waterstof (zie paragraaf 3.2)³⁸. De verdeling tussen biogene, synthetische en fossiele kerosine hangt daarmee vooral samen met de verhouding tussen de beschikbaarheid van biograndstoffen, waterstof en de CO₂-opslagcapaciteit (zie ook kader 6.4). In de meeste integrale trajecten is het aandeel biogene kerosine groter dan het aandeel synthetische (zie figuur 6.25). De integrale trajecten liggen daarmee meestal dicht bij het ‘behoudende’ sectorale traject voor de mobiliteit zoals beschreven in paragraaf 3.2.2 dan bij het ‘innovatieve’ traject’.

³⁷ De mobiele werktuigen zijn daarin de grootste post met ongeveer 50 petajoule in 2019.

³⁸ In de integrale trajecten zijn waterstofvliegtuigen niet meegenomen. Hiervoor zijn geen techniekdata en kostenschattingen beschikbaar in OPERA.

Figuur 6.25

Finaal energiegebruik bunkers, 2050



Bron: PBL

Type brandstoffen in zeescheepvaart nog onduidelijk

In de zeescheepvaart varieert het gebruik van het type brandstof sterk tussen de integrale trajecten (zie figuur 6.25). Bij de gehanteerde aannames zijn de kostenverschillen tussen de verschillende bunkerbrandstoffen gering, en de invulling hangt daardoor sterk af van de beschikbaarheid van biograndstoffen, waterstof, CO₂-opslag en de onderlinge verhoudingen daartussen. Dit sluit aan bij de notie uit paragraaf 3.2 dat op dit moment nog niet goed is te voorspellen welke hernieuwbare bunkerbrandstoffen ingezet zullen worden in de zeescheepvaart.

Methanol en ammoniak hebben als voordeel dat de ketenrendementen bij de productie beter zijn³⁹, maar anders dan bij diesel of zware stookolie zijn wel aanpassingen nodig aan de aandrijflijn. Maar zoals ook aangegeven in paragraaf 3.2, is het totaal aantal schepen dat tot 2050 aangepast kan worden beperkt en dat limiteert de inzet van ammoniak en methanol. In de meeste integrale trajecten bestaat het brandstofverbruik uit ongeveer of ruim de helft ammoniak en methanol, maar in trajecten waarin biograndstoffen en/of waterstof ruim beschikbaar zijn, is het aandeel koolwaterstoffen (diesel, zware stookolie en LNG) hoger (zie figuur 6.25).

Meer CO₂-opslagcapaciteit, vooral in combinatie met lagere beschikbaarheid van biograndstoffen, leidt tot een grotere inzet van ammoniak, omdat daar geen koolstof voor nodig is en er dus meer CO₂ overblijft voor ondergrondse opslag. Zoals ook beschreven in paragraaf 6.4.2 biedt ammoniak als koolstofvrije brandstof op de langere termijn voordelen als de waterstofbeschikbaarheid verder doorgroeit en netto negatieve emissies nodig zijn. Ondanks de achterstand die ammoniak heeft op bijvoorbeeld methanol lijkt inzetten op ammoniak daarom uiteindelijk robuuster vanuit het perspectief van het gehele energiesysteem.

Inzet biogene en synthetische brandstoffen in luchtvaart en scheepvaart gekoppeld

De inzet van biogene en synthetische kerosine in de luchtvaart en die van biodiesel en synthetische diesel in de zeescheepvaart gaat gedeeltelijk gelijk op. Dat komt doordat hernieuwbare diesel en kerosine in dezelfde Fischer-Tropsch productieprocessen gemaakt worden en de verhouding tussen de verschillende producten slechts binnen bepaalde grenzen stuurbaar is. Zolang er nog kerosine voor de luchtvaart nodig is, zal er dus ook diesel beschikbaar komen die dan ook ingezet wordt in de scheepvaart.

6.6.3 Gebouwde omgeving

Alle verwarmingsopties zijn nodig in de warmtevoorziening

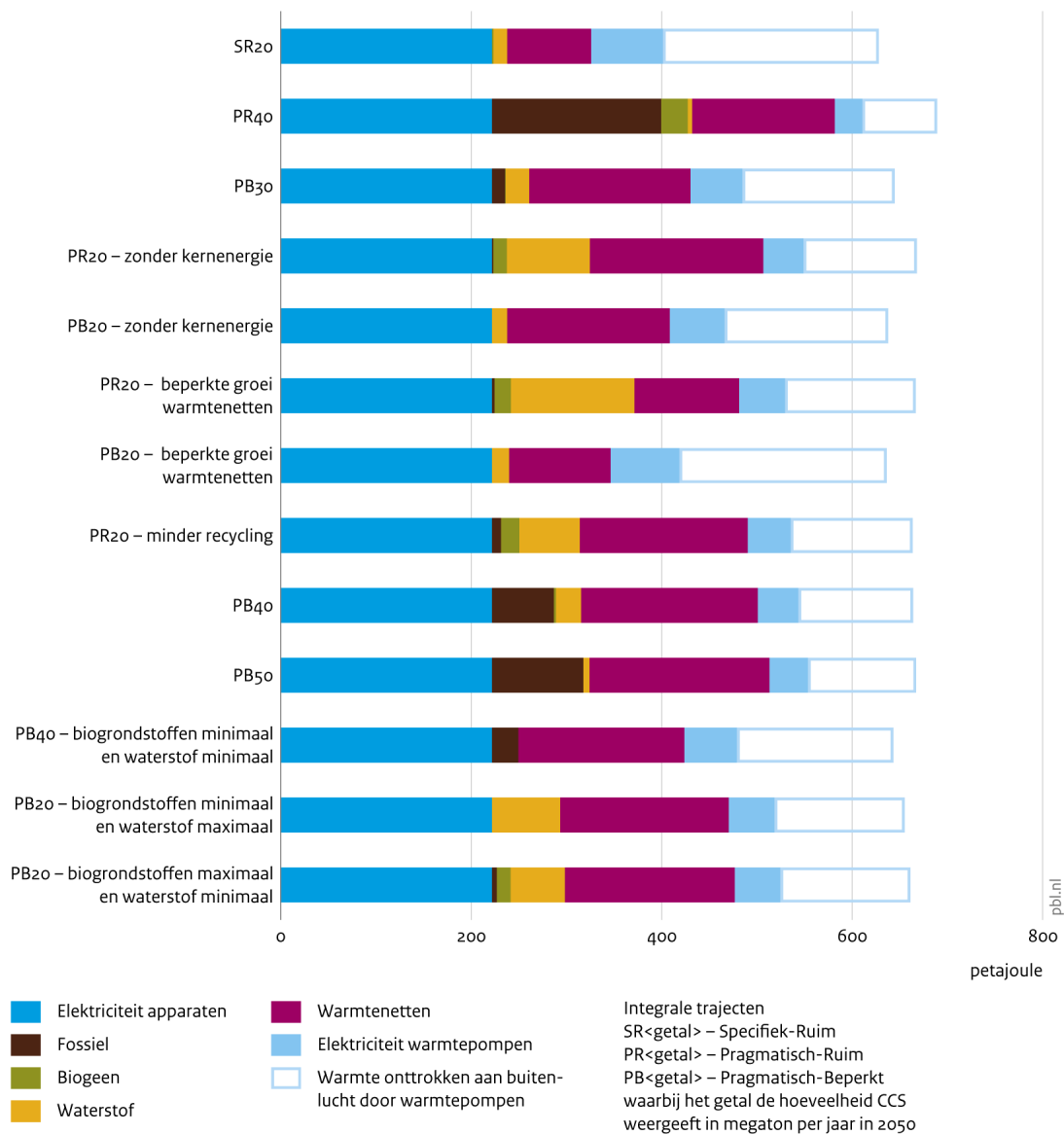
In alle integrale trajecten wordt in de gebouwde omgeving de warmtevoorziening in 2050 voor het grootste deel door warmtenetten en volledig elektrische warmtepompen verzorgd (zie figuur 6.26). Daarnaast speelt waterstof in bijna alle trajecten in meer of mindere mate een rol, maar vooral bij een ruimere beschikbaarheid daarvan. Deze waterstof wordt daarbij anders dan in de sectorale trajecten grotendeels ingezet in verwarmingsketels en veel minder in een hybride configuratie met een warmtepomp.

De omvang van de warmtenetten valt alleen lager uit in trajecten waarin op voorhand een lagere ingroei is verondersteld, of ruime beschikbaarheid van grondstoffen in combinatie met veel CO₂-opslag (PR40) en bij een plafond op het primaire energiegebruik. Dat plafond (SR20 in figuur 6.26) leidt tot meer volledig elektrische warmtepompen ten koste van vooral waterstof maar ook warmtenetten. Dat komt doordat omgevingswarmte voor het plafond niet telt als energiegebruik (zie kader 6.1).

³⁹ En op de langere termijn zouden brandstofcellen op methanol en ammoniak de totale efficiëntie nog verder kunnen vergroten.

Figuur 6.26

Finaal energiegebruik in gebouwde omgeving, 2050



Bron: PBL

Nieuwe gebouwen hebben een veel hogere isolatiegraad en worden bij oplevering meteen toege-
 rust met een klimaatneutrale warmtebron, vooral volledig elektrische warmtepompen. De variatie
 zit vooral in de bestaande bouw.

De invulling van de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving in 2050 lijkt daarmee het meest
 op het sectorale traject ‘warmtenetten’ zoals beschreven in paragraaf 3.3.1 waarin alle duurzame
 verwarmingsopties een substantiële bijdrage leveren. De integrale trajecten laten daarbij meestal
 een kleinere rol zien voor de inzet van klimaatneutrale gassen voor hybride warmtepompen en een
 grotere rol voor de volledig elektrische warmtepompen. Hybride warmtepompen kunnen in een
 deel van de gevallen de definitieve oplossing zijn als de beschikbaarheid van waterstof en/of

groengas uiteindelijk meevalt of als het gasgebruik bij nieuwe generaties hybride warmtepompen sterk daalt.

De uitbreiding van warmtenetten is in de integrale trajecten vanuit systeemperspectief bij een deel van de gebouwde omgeving dus kosteneffectief (op basis van nationale kosten). Warmtenetten vermijden de inzet van schaarse brandstoffen, terwijl de kosten bij een deel van de gebouwen minder hoog liggen dan bij volledig elektrische warmtepompen. De uitbreiding ervan dreigt echter te stagneren omdat nog niet wordt voldaan aan de voorwaarden voor een snelle uitrol van warmtenetten (zie paragraaf 3.3.3).

Vaak nog fossiel in de integrale trajecten

In tegenstelling tot de sectorale analyse waarin klimaatneutraliteit op sectorniveau het uitgangspunt is, gebruikt in een aantal integrale trajecten een deel van de gebouwde omgeving in 2050 nog aardgas, en dan met name bij een hoge CO₂-opslagcapaciteit (40 megaton of meer, zie figuur 6.26). In dat geval is compensatie met negatieve emissies elders, bij de productie van biobrandstoffen goedkoper. Dit gaat vooral ten koste van de volledig elektrische warmtepompen.

Beperkte bijdrage van klimaatneutrale gassen

Het aandeel van klimaatneutrale gassen in ketels of hybride warmtepompen komt in 2050 in geen van de integrale trajecten boven een derde, en ligt meestal veel lager (zie figuur 6.26). Het gaat dan grotendeels om waterstof. De inzet van klimaatneutrale gassen in de gebouwde omgeving is in veel opzichten aantrekkelijk: bestaande infrastructuur kan in gebruik blijven, en er zijn geen of minder aanpassingen nodig aan gebouwen en installaties. Maar binnen de integrale trajecten zijn er onvoldoende klimaatneutrale gassen beschikbaar. De hiervoor benodigde biograndstoffen (voor groen gas) en waterstof zijn nodig voor toepassingen in andere sectoren – feedstocks, vloeibare brandstoffen voor scheepvaart en luchtvaart en gassen voor industriële processen – waarvoor geen alternatieven zijn.

Warmtenetten, benutting van omgevingswarmte met elektrische warmtepompen en de daarvoor benodigde isolatie komen daardoor in de integrale trajecten als de belangrijkste verduurzamingsopties naar voren, ondanks de hogere investeringen die ermee gemoeid zijn.

Energiebesparing vooral in combinatie met warmtepompen

Energiebesparing door isolatie naar label B vindt in de berekeningen slechts plaats voor zover dat nodig is om volledig elektrische warmtepompen te kunnen plaatsen. In figuur 6.26 is dat terug te zien doordat een groter aandeel omgevingswarmte samengaat met een lager totaal energiegebruik, het gebruik van omgevingswarmte meegerekend. Dat wil overigens niet zeggen dat energiebesparing door isolatie geen verdedigbare keuze zou zijn. Zo houden de integrale trajecten er geen rekening mee dat verdergaand isoleren meer mogelijkheden biedt om in de toekomst alsnog over te gaan op warmtepompen, ook als dat in eerste instantie niet nodig of kostenoptimaal lijkt.

6.6.4 Landbouw, landgebruik en glastuinbouw

Grote variatie in restemissies uit landbouw en landgebruik

De belangrijkste bron van broeikasgasemissies – vooral methaan – in de sector landbouw en landgebruik is de veestapel. In de integrale trajecten is uitgegaan van een krimp volgens het sectorale traject *Klimaat basis* (zie figuur 3.9 in paragraaf 3.4) die daarin minder verder gaat dan de andere twee sectorale trajecten. Daarmee rekenen we ons op voorhand niet rijk met een krimp van de

veestapel die met grote onzekerheden omgeven is. Wel betekent dit dat burgers en bedrijven in andere sectoren met hogere kosten worden geconfronteerd. Elders zijn immers meer reducties nodig, en er zijn meer negatieve emissies nodig om de uitstoot van de veeteelt te compenseren. De ontwikkeling van de veestapel zal ook afhangen van Europees beleid en maatschappelijke ontwikkelingen.

Vervolgens zijn de technische emissiereductiemaatregelen, zoals die binnen het OPERA-model zijn gedefinieerd, toegepast op de landbouw en het landgebruik (zie tabel 6.4). Deze overlappen met de maatregelen zoals beschreven in paragraaf 3.4.

Dit heeft in de integrale trajecten geresulteerd in restemissies in 2050 die meestal tussen 12 en 14 megaton CO₂-equivalenten liggen. Alleen bij ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof en ten minste 30 megaton CO₂-opslag loopt het op tot ruim 17 megaton. Er is dan relatief veel reductie mogelijk in het energiesysteem tegen lagere kosten. De laagste waarde van bijna 12 megaton – iets minder dan de uitstoot van het sectorale traject *Klimaat Basis* in paragraaf 3.4 – wordt bereikt in die trajecten waarin relatief weinig goedkope emissiereductie mogelijk is binnen het energiesysteem. In dat geval worden vrijwel alle maatregelen uit tabel 6.4 toegepast. Dit is ook een situatie waarin de afweging gemaakt zou kunnen worden de veestapel verder in te krimpen, zoals dit ook deel uitmaakt van de overige twee sectorale trajecten zoals beschreven in paragraaf 3.4.

Tabel 6.4

De in de berekeningen toegepaste emissiereductiemaatregelen

Landbouw	Landgebruik
Levensduurverlenging melkvee	Vergroten bosareaal
Rantsoenaanpassingen melkvee	Passieve vernatting
Precisiebemesting	Onderwaterdrainage
Nitrificatieremmers	Landbouwgrond naar natuur
Voedingssupplementen	Landbouwgrond naar natte landbouw
Stalluchtzuivering	Gebruiksverandering moerige veengronden
	Verhogen koolstofvastlegging landbouwgrond

Warmtevoorziening glastuinbouw vooral met geothermie

Zoals aangegeven in paragraaf 3.4 zijn er geen specifieke trajecten opgesteld voor de sector glastuinbouw en kunnen die dus ook niet worden vergeleken met de uitkomsten van de integrale trajecten, waarin meestal rond de 80 procent van de benodigde warmte komt uit geothermie. Als er een plafond is op primair energiegebruik, dan levert warmte-koude-opslag een substantiële bijdrage die oploopt tot meer dan de helft van de warmtevoorziening. Andere warmtebronnen – aardgas, biograndstoffen, warmtenetten – dragen in beperkte mate bij.

CO₂-bemesting uit externe bronnen

In de huidige situatie is in de glastuinbouw CO₂ voor de CO₂-bemesting afkomstig uit de eigen stookinstallaties, maar dat zal in de toekomst grotendeels uit externe bronnen moet komen. De vraag is dan of er voldoende CO₂-beschikbaar is, en tegen welke prijs. Binnen de integrale trajecten verschilt dat sterk. Zoals figuur 6.15 in paragraaf 6.4.3 laat zien, komt het in trajecten die in 2050 een plafond van 20 megaton CO₂-opslag per jaar hanteren, voor dat er veel biogene CO₂ overblijft.

CO₂ is dan beschikbaar tegen lage kosten, maar daartegenover staan trajecten waarin alle CO₂ een bestemming heeft of waarin zelfs wordt ingezet op relatief dure *Direct Air Capture* om in de vraag naar CO₂ voor toepassing en ondergrondse opslag te voorzien. In dat geval zal CO₂ voor de glastuinbouw ook met hoge kosten gepaard gaan.

De huidige benuttingsgraad van de toevoegde CO₂ in de kassen is laag. Met name door ventilatie van de kassen verdwijnt tot 95 procent van de toegevoerde CO₂ (van Tuyll et al., 2022). Daarom ligt het voor de hand de benuttingsgraad op te voeren naarmate CO₂ schaarser en duurder wordt. Dat kan ook een extra impuls geven aan warmte-koude-opslag ten opzichte van aardwarmte, omdat dit mogelijkheden biedt de kas te koelen met minder ventilatie.

6.7 Vergelijking met beleid en doelen

In de berekeningen is geen expliciet beleid verondersteld anders dan de nationale broeikasgasemissiedoelen zoals uiteengezet in hoofdstuk 2.2. Specifieke nationale of Europese beleidsdoelen binnen sectoren of met betrekking tot technieken of ander beleid zijn dus geen invoer in de berekeningen. Dat geldt dus ook voor overkoepelende instrumenten zoals het ETS₁ en het ETS₂.

Geen grote tegenstrijdigheden tussen de trajecten en EU-beleid op korte termijn

Op hoofdlijnen lijken er geen grote tegenstrijdigheden te zijn tussen de kostenoptimale invulling van de meeste integrale trajecten en de oplossingsrichtingen waar het EU-beleid zich op de korte termijn op richt (2030-2035). Dat geldt met name voor de trajecten met lagere CO₂-opslagplafonds (maximaal 30 megaton per jaar in 2050). Deze leunen minder zwaar op compensatie van restemissies door negatieve emissies en dat sluit aan bij veel EU-beleid dat zich er op richt om ook een significante reductie van emissies binnen de sectoren zelf te realiseren (zie tabel 5.1). Verder wordt er in veel trajecten al in een vroeg stadium ingezet op relatief dure technieken, zoals de productie van groene waterstof en synthetische brandstoffen. Ook dit is in lijn met het opschalingsbeleid van de EU dat hier sterk op focust.

Weinig Europese en nationale beleidsdoelen en -instrumenten voor langere termijn

Er zijn niet veel kwantitatieve doelen en instrumenten op nationaal- en EU-niveau die zijn uitgewerkt voor de langere termijn (zie tabel 6.5). Het EU-beleid kan ook niet altijd eenvoudig worden vertaald naar wat het precies betekent voor de afzonderlijke lidstaten. In het vervolg van deze paragraaf wordt daarom op hoofdlijnen vergeleken met de uitkomsten van deze studie.

Tabel 6.5

Vergelijking met beleidsdoelen. De kolom 'In lijn met TVKN?' geeft aan in welke mate de integrale trajecten in overeenstemming zijn met het betreffende beleidsdoel

Beleidsdoel of beleidsambitie	In lijn met TVKN?	Toelichting
ETS ₁ : nul emissies rond 2040 voor energiesector, energie-intensieve industrie en een deel van lucht- en zeescheepvaart (EU)	Ja. Invulling negatieve emissies wijkt af	Ontwikkeling emissies industrie- en energiesector in lijn met ETS ₁ . Belangrijke rol BECCS bij bio-brandstof- en feedstock-productie. Dit is nog niet geregeld in het EU-beleid.
Ambitie voor een klimaatneutrale elektriciteitssector in 2035 (NL) of 2040 (EU)	Nee, pas in 2050	In 2035 en 2040 nog significante emissies. In 2050 (vrijwel) nul in de meeste integrale trajecten. Geen rol voor BECCS.
ETS ₂ : pad naar nul emissies rond 2045 voor wegverkeer, gebouwde omgeving en lichte industrie (EU)	Alleen indien compensatie met negatieve emissies mogelijk is.	In 2045 zijn de CO ₂ -emissies nog 6 tot 22 megaton, grotendeels bij de gebouwde omgeving. In 2050 in een deel van de integrale trajecten (bijna) nul emissies.
Stop op subsidie van houtige biograndstoffen voor lage-temperatuurwarmte (NL) en voor elektriciteitsproductie (EU)	Ja	In de integrale trajecten is er bijna geen directe inzet van houtige biograndstoffen voor lage-temperatuurwarmte en elektriciteitsopwekking.
Mobiliteitsdoelen uit de FuelEU- en ReFuelEU-richtlijnen (EU)	Ja, in grote lijnen	Vanaf 2030 of 2035 ingroei van geavanceerde bio-brandstoffen en synthetische brandstoffen, in lijn met doelen. Bij hogere CO ₂ -opslagplafonds blijven synthetische brandstoffen daarbij achter.
Bijmengverplichting groengas van 1,1 bcm in 2030 (NL)	Nee	Productie is de helft tot driekwart van de verplichting. Rol van mestvergisting is beperkt. In 2050 is de productie, incl. groengas uit vergassing, 0,5 tot 3,7 bcm.

Integrale trajecten in lijn met ETS₁

Het CO₂-emissiehandelssysteem voor de energiesector, energie-intensieve industrie en een deel van luchtvaart en scheepvaart is één van de belangrijkste pijlers onder het Europese klimaatbeleid (zie hoofdstuk 5). Het aantal emissierechten dat jaarlijks beschikbaar komt, loopt volgens het huidige afbouwpad af naar nul in 2040. Uiterlijk kort na 2040 – want er kunnen ook nog emissierechten uit eerdere jaren in omloop zijn – zullen de netto emissies binnen dit systeem op nul moeten uitkomen.

Hoewel niet is gerekend met een specifiek plafond op de emissies van de industrie en energiesector, komen de netto emissies in zowel de industrie als de energiesector in 2040 in alle integrale trajecten wel rond de nul uit (zie o.a. figuur 6.8). Daarna worden de netto emissies in de industrie negatief. Veel eerder zijn er in de trajecten bij de biobrandstofproductie al netto negatieve emissies (zie paragraaf 6.5.3 en figuur 6.16).

Het kostenoptimale reductiepad voor de Nederlandse industrie en elektriciteitsproductie sluit in deze studie dus goed aan bij het reductiepad binnen het ETS₁. Maar dit is wel voor een belangrijk deel afhankelijk van het grote veronderstelde aandeel van Nederland in de productie van biogene bunkerbrandstoffen, petrochemische producten en plastics, die veel mogelijkheden biedt voor negatieve emissies.

De in deze studie berekende reductie van de broeikasgasemissies van de luchtvaart in 2040 is meer dan voldoende voor de reductiedoelstelling voor het deel van de emissies dat onder het ETS₁ valt, te weten alle vertrekkende vluchten voor bestemmingen binnen de EU. De EU heeft wel aangegeven de scope van het ETS₁ uit te willen breiden naar *alle* vertrekkende vluchten als er in ICAO-verband geen stringenter klimaatbeleid komt dat in lijn is met het Parijsakkoord. In 2040 is dan mogelijk meer nodig dan nu uit de berekeningen naar voren komt.

Bij de zeescheepvaart valt een groter deel van de emissies onder het ETS₁, te weten de helft van de emissies van vaarten van en naar Europa, vanaf de laatste haven die buiten Europa is aangedaan dan wel de eerste haven die buiten Europa wordt aangedaan. Hier is de complicatie dat er geen directe relatie is tussen de scope van het ETS₁ en waar wordt gebunkerd, maar in de integrale trajecten worden er in Nederland in 2040 waarschijnlijk voldoende klimaatneutrale brandstoffen gebunkerd om de benodigde reducties voor zeeschepen onder het ETS₁ af te dekken.

Negatieve emissies door CO₂-opslag zijn nog geen onderdeel van EU-beleid

Zonder negatieve emissies is het in Nederland (en Europa) niet mogelijk om over ruim 15 jaar in de ETS₁-sectoren – en over ruim 25 jaar voor alle grondgebiedemissies – op netto nul uit te komen. Met uitzondering van de verrekening van negatieve emissies bij landgebruik met de ESR-emissies zijn er voor negatieve emissies nog geen voorzieningen binnen het EU-beleid, dus ook niet binnen het ETS₁. Tabel 6.6 schetst een aantal situaties die in deze studie voorkomen en waarvoor het EU-beleid op dit moment nog niets geregeld heeft. De Commissie zal in 2026 rapporteren hoe negatieve emissies in het ETS₁ kunnen worden opgenomen (zie ook paragraaf 5.3).

Tabel 6.6

Situaties met betrekking tot negatieve emissies waarvoor nog geen EU-beleid is geregeld

Situatie	Voorbeeld	Wat moet geregeld worden?
Installatie met combinatie van fossiele emissies en negatieve emissies.	AVI met CCS en gemengd biogeen en niet-biogeen afval.	Interne verrekening van fossiele emissies met negatieve emissies.
Installatie met netto negatieve emissies.	Productie van biobrandstoffen met Fischer-Tropsch en BECCS.	Verrekening van negatieve emissies met fossiele emissies elders, bijvoorbeeld door het genereren van emissierechten door installaties met netto-negatieve emissies.
Netto-negatieve emissie voor alle ETS ₁ bedrijven gezamenlijk.	Weinig fossiele emissies en grote hoeveelheden negatieve emissies voor BECCS.	Beleid dat zorgt voor een prikkel voor netto negatieve emissies, op het niveau van sectoren of het systeem als geheel

In het Impact Assessment (IA) (EC, 2024b) – behorende bij de ‘mededeling’ van de Europese Commissie aangaande het emissiereductiedoel van 90 procent voor 2040 (zie hoofdstuk 5) en die inzicht geeft in het Europese denken over de invulling van het pad naar klimaatneutraliteit in 2050 – spelen negatieve emissies wel een belangrijke rol. De IA loopt daarmee vooruit op het officiële beleid. De IA onderscheidt dezelfde soort bronnen van negatieve emissies – BECCS, DAC, landgebruik – als in deze studie. Daarbovenop lijkt de IA ook negatieve emissies te boeken bij vastlegging van CO₂ in producten, maar dat is niet duidelijk beschreven.

Er zijn wel grote verschillen tussen TVKN en de IA in de verdeling van negatieve emissies over DAC en BECCS, en in de sectoren waarin BECCS plaatsvindt. In TVKN is CO₂-afvang bij de biobrandstofproductie verreweg de belangrijkste bron van CO₂ voor negatieve emissies (zie paragraaf 6.4.3). In de IA is dat DAC en BECCS bij de elektriciteitsproductie. CO₂-afvang bij de productie van vloeibare biobrandstoffen ontbreekt en wordt ook niet genoemd als mogelijkheid. Deze optie lijkt dus niet vertegenwoordigd in de modellen die zijn gebruikt (zie verder kader 6.9 en paragraaf 7.1).

Kader 6.9 DAC en BECCS bij elektriciteitsproductie in Impact Assessment overbodig?

In annex 8 van het Impact Assessment (EC, 2024b) is uit de figuren af te lezen dat de transportsector (exclusief een deel van de luchtvaart) in 2050 tussen 1300 en 1500 petajoule aan vloeibare biobrandstoffen inzet. De productie daarvan biedt omvangrijke mogelijkheden voor CO₂-afvang en negatieve emissies. Bij toepassing van Fischer-Tropsch processen en 72 procent afvang van de vrijkomende CO₂ – in lijn met de aannames in deze studie – zou dit 140 tot 160 megaton aan biogene CO₂ opleveren. In de industrie wordt volgens het Impact Assessment daarbovenop ongeveer 800 petajoule aan diverse biogene energiedragers ingezet voor energetische toepassingen. Afhankelijk van de aard daarvan – ruwe biograndstoffen of brandstoffen – biedt dit ook tot ongeveer 80 megaton voor CO₂-afvang bij productie en toepassing.

Benutting van beide mogelijkheden zou de hoeveelheid *Direct Air Capture* (110-200 megaton) waar het Impact Assessment in de verschillende scenario's van uit gaat, overbodig maken en ook (een groot deel van) de CO₂-afvang bij de elektriciteitsproductie (100-120 megaton).

Elektriciteitssector is niet klimaatneutraal in 2035 of 2040

Zowel Europa als Nederland streven naar een klimaatneutrale elektriciteitssector, Europa in 2040 (EC, 2024a) en Nederland in 2035 (Expertteam Energiesysteem, 2023; EZK, 2022a, 2023e; Penta, 2023), overigens (nog) zonder dat dit harde verplichtingen zijn. De rationale voor een netto nul-emissiedoel – bij een sector die ook al onder het ETS₁ valt – is onder andere ingegeven door het idee dat de daarvoor benodigde technologieën, waaronder (BE)CCS, al relatief volwassen en kostenefficiënt zouden zijn en dat dit de transitie betaalbaar zou houden (Expertteam Energiesysteem, 2023). Ook zou bij een snelle emissiedaling in combinatie met elektrificatie het mes aan twee kanten snijden. Ook binnen de context van het eerder genoemde Impact Assessment – waarin BECCS hoofdzakelijk binnen de elektriciteitssector plaatsvindt – is een sectoraal doel begrijpelijk omdat dat een impuls geeft aan de vroegtijdige ontwikkeling van BECCS.

Op basis van de uitkomsten van TVKN ligt een apart doel voor de elektriciteitssector echter niet voor de hand. Immers, in de integrale trajecten vindt BECCS vooral bij de brandstofproductie plaats omdat dit kosteneffectiever is. Door het opleggen van een apart emissiedoel voor de elektriciteitssector zou bijvoorbeeld BECCS worden toegepast in de elektriciteitssector ten koste van goedkopere (BE)CCS elders, of het zou er toe kunnen leiden dat schaarse klimaatneutrale brandstoffen ingezet worden in de elektriciteitssector. Hoewel in de integrale trajecten de CO₂-emissies in de elektriciteitssector na 2030 snel dalen, zijn ze in 2035 nog tussen 5 en 7 megaton en in 2040 tussen 1 en ruim 4 megaton. In 2050 is dit in bijna alle trajecten nul of dichtbij nul, uitgezonderd trajecten met een CO₂-opslagcapaciteit van 30 megaton of meer. Dan blijft er in de elektriciteitssector tussen 1 en 2 megaton aan CO₂-uitstoot over.

Aanvullend beleid noodzakelijk om het ETS₂-reductiepad te verwezenlijken

Het ETS₂, voor CO₂-emissies in de gebouwde omgeving, wegtransport en lichte industrie, is een emissiehandelssysteem in opbouw dat in 2027 of 2028 in werking moet treden. Zoals beschreven in hoofdstuk 5 worden bij de nu voorziene voortzetting van het reductiepad in 2044 de laatste emissierechten uitgegeven. De emissies moeten kort daarna op netto nul uitkomen. Omdat er binnen het ETS₂ geen potentiële bronnen van negatieve emissies zijn, betekent netto nul in dit geval ook dat er geen restemissies meer kunnen zijn in de betrokken sectoren. Dat betekent dat er dus geen inzet van fossiele brandstoffen meer mag zijn, tenzij compensatie met negatieve emissies buiten het ETS₂ mogelijk is. In het Impact Assessment lijkt dat (nog) niet voorzien: de emissies van de betrokken sectoren zijn in 2050 (2045 wordt niet gerapporteerd) allemaal nul.

Zoals toegelicht in hoofdstuk 5 is het ETS₂ vooralsnog veel minder dwingend dan het ETS₁, en zal daarom aanvullend beleid noodzakelijk zijn om het reductiepad te verwezenlijken. Het is uiterst onzeker dat het ETS₂ er ook werkelijk toe leidt dat de emissies in genoemde sectoren in 2045 op nul zullen uitkomen. Daarvoor zullen de CO₂-prijzen binnen het ETS₂ waarschijnlijk moeten oplopen tot een niveau waarvan het zeer de vraag is of dat politiek en maatschappelijk wordt geaccepteerd. Zo noemt het Impact Assessment marginale CO₂-prijzen die zullen oplopen tot 290 euro per ton CO₂ in 2040 en 490 euro per ton CO₂ in 2050. Dat is echter zonder rekening te houden met ander beleid zoals subsidies, normering of beprijzing van fossiele energiedragers. Hierdoor kunnen CO₂-prijzen binnen het ETS₂ lager uitvallen.

Het reductiepad van het ETS₂ wijkt af van de integrale trajecten

De integrale trajecten zijn niet in lijn met het reductiepad van het ETS₂ want in 2045 zijn de CO₂-emissies in de gebouwde omgeving 4 tot ruim 17 megaton en in het wegverkeer 1 tot 3 megaton (zie ook figuur 6.9). In de lichte industrie is het nog 1 tot 2 megaton. Vijf jaar later, in 2050, is het beeld genuanceerder. In de trajecten met maximaal 20 megaton CO₂-opslagcapaciteit zijn de emissies bij de gebouwde omgeving en wegtransport nagenoeg nul. In de trajecten met een hogere CO₂-opslagcapaciteit, zijn de restemissies vooral in de gebouwde omgeving hoger (tot bijna 13 megaton en tot bijna 2 megaton in het wegverkeer). Dit komt doordat in dat geval nog fossiele brandstoffen ingezet worden in combinatie met negatieve emissies elders.

Het reductiepad van het ETS₂ is dus niet kosteneffectief voor Nederland, zeker niet als restemissies niet gecompenseerd kunnen worden met negatieve emissies elders. Een één-op-één vergelijking is echter lastig omdat het ETS₂ reductiepad is vastgesteld op basis van een ambitieuzer Europees doel – 90 procent emissiereductie in 2040 – dan het doel waarvoor de TVKN-trajecten zijn opgesteld. Bij een ambitieuzer reductiepad in TVKN zou het verschil kleiner worden, maar niet verdwijnen.

Uitkomsten consistent met stop op subsidie voor houtige biogrondstoffen

Het kabinet Rutte IV besloot in 2022 te stoppen met het afgeven van nieuwe subsidies voor lage-temperatuurwarmte (minder dan 100 °C) uit houtige biogrondstoffen (EZK & I&W, 2022). Daarnaast is het op grond van de REDIII (EP, 2023), uitzonderingen daargelaten, niet meer toegestaan om nieuwe of hernieuwde subsidie te verstrekken aan elektriciteitscentrales boven de 7,5 MW die worden gestookt op houtige biogrondstoffen uit bossen ('forest biomass').

De inzet van houtige biogrondstoffen voor lagetemperatuurwarmte en elektriciteitsproductie komt in deze studie bijna niet voor, wat aangeeft dat het bij de gehanteerde aannames niet kosteneffectief is. Het overgrote deel gaat naar de productie van bunkerbrandstoffen en feedstocks. Daarmee zijn de uitkomsten consistent met het nationale en Europese verbod op het afgeven van genoemde subsidies.

Doelen in de FuelEU en ReFuelEU worden in grote lijnen gehaald

De FuelEU- en ReFuelEU-richtlijnen richten zich op het opvoeren van het aandeel hernieuwbare brandstoffen in de transportsector (zie tabel 5.1 voor een overzicht), en ook specifiek op geavanceerde biobrandstoffen en synthetische brandstoffen.

De FuelEU-richtlijn richt zich op een afnemende broeikasgasintensiteit van de keten – dus van productie tot verbruik – van brandstoffen in de zeescheepvaart tot uiteindelijk min 80 procent in 2050. De inzet van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen geldt niet als klimaatneutraal als er broeikasgasemissies vrijkomen in het productieproces. In dat geval kan het halen van de doelstelling betekenen dat – in lijn met de meeste trajecten – alle bunkerbrandstoffen worden vervangen door hernieuwbare brandstoffen. Omdat emissiereductie bij de verduurzaming van de brandstofproductie en -logistiek helpt om aan de doelstelling te voldoen, gaat er van het doel op de ketenemissies mogelijk ook een impuls uit om BECCS toe te passen bij de biobrandstofproductie.

De ReFuelEU-richtlijn bevat doelen voor een minimaal percentage duurzame brandstoffen in de luchtvaart (SAF's) toenemend tot 70 procent in 2050. Hier geldt dat wij verder gaan door het overkoepelende doel van 100 procent emissiereductie in de luchtvaart in 2050. Daarnaast is er een doel gedefinieerd in de ReFuelEU van 1,2 procent synthetische brandstof in 2030 oplopend tot 35 procent in 2050. In alle integrale trajecten met een plafond op CO₂-opslag van 20 megaton is dit percentage ruim 34 procent of meer (zie figuur 6.25) en wordt het doel dus gehaald. In trajecten met een plafond van 30 megaton CO₂-opslag of meer varieert dit percentage tussen ruim 7 en bijna 25 procent.

Bijmengverplichting groengas wordt niet gehaald, verdere groei na 2030 is beperkt

Het beleid heeft de ambitie om in 2030 minstens 2 miljard kubieke meter groengas te produceren en bij te mengen (EZK, 2022b, 2023b) verlaagd naar 1,1 miljard kubieke meter (1,1 bcm of 35 petajoule). Deze verplichting correspondeert met een emissiereductiedoel van 3,8 megaton CO₂-equivalenten, inclusief de vermeden methaanemissie door mestvergisting (EZK, 2024a).

In de integrale trajecten is de productie van groengas ongeveer de helft tot driekwart van deze verplichting. Slechts een klein deel (minder dan 0,1 bcm) is afkomstig van mestvergisting terwijl het beleid uitgaat van 0,4 bcm. De rest komt uit vergisting van andere natte biograndstofstromen.

In 2050 komt uit vergisting 0,5 tot 1,3 bcm groengas. In de integrale trajecten die een beperkte beschikbaarheid van waterstof en biograndstoffen veronderstellen komt daar nog maximaal 2,4 bcm uit vergassing van houtige biograndstoffen bij. Het grootste deel van dit gas wordt in 2050 ingezet voor industriële processen die methaan nodig hebben. De rol van groengas in de gebouwde omgeving is beperkt, en voor zover klimaatneutrale gassen daar een rol spelen gaat het vooral om waterstof (zie paragraaf 6.6.3).

7 Discussie

7.1 Vergelijking met andere studies

In deze paragraaf vergelijken we de resultaten van de integrale trajecten met een select aantal andere studies (zie Tabel 7.1). Vergelijken is gecompliceerd, door verschillen in energetische, ruimtelijke of sectorale scope, verschillen in definities, verschillende aannames over vollasturen, kosten, randvoorwaarden, optimalisatie of simulatie (Quintel & Witteveen en Bos, 2023). Ook zijn gegevens vaak niet beschikbaar of niet eenduidig vastgelegd. De vergelijking richt zich daarom vooral op de technische invulling van het energiesysteem, en niet op de exacte getallen. Maar ook hiervoor is het nodig om verschillen in scope, aanpak etc. mee te wegen. Een vergelijking van kwantitatieve aannames en uitkomsten – vooral de verhouding tussen de vraag naar en de beschikbaarheid van energie – is daarbij wel nodig als tussenstap.

Tabel 7.1

Overzicht van studies waarmee is vergeleken

Studie	Scope en doelstelling	Model	Toelichting
iNet 2023 of I13050 (Netbeheer Nederland et al., 2023)	Nederland, hele energiesysteem exclusief (deel) internationale scheepvaart en luchtvaart. Netto nul CO ₂ -emissies	ETM	Vier scenario's, vooral gericht op infrastructuur en hoeken speelveld, relatief grote divergentie qua economische structuur en technische invulling. Netto nul-CO ₂ -emissies in 2050, niet netto nul BKG. Invulling energiesysteem via exogene keuzes (handmatig).
'Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050' (TNO, 2022b, 2024a)	Nederland, hele energiesysteem en niet-energie BKG-emissies. Nederland netto nul BKG-emissies, maar in het ADAPT-scenario wordt slechts de helft van de bunkerbrandstoffen verduurzaamd.	OPERA	Twee scenario's (ADAPT, TRANSFORM) met verschillende groeibeelden en accenten bij verduurzaming
Impact Assessment (EC, 2024b)	Europa, hele energiesysteem en niet-energie BKG-emissies. Netto nul BKG-emissies	PRIMES, GAINS, GLOBIOM*	Vier scenario's, gericht op 90% emissiereductie in 2040. Klimaatneutraliteit in 2050. Invulling energiesysteem en OBKG via inschatting effecten beleid 2030 en optimalisatie restopgave
Carbon - Neutral Pathways for the United States (Williams et al., 2021)	Verenigde Staten, energiesysteem. Netto nul CO ₂ -emissies, exclusief bunkerbrandstoffen.	Energy-PATHWAYS (EP), RIO	Invulling energiesysteem in acht scenario's via technische optimalisatie en algemeen evenwichtsmodel

* Inclusief vergelijking met een deel van de resultaten van POTenCIA, EU-Times en POLES, AMADEUS-METIS.

Studies laten belangrijke verschillen zien

Op hoofdlijnen wijzen de uitkomsten van de studies min of meer in dezelfde richting, maar tegelijk zijn er belangrijke verschillen. Zo verschilt de relatieve schaarste van biograndstoffen en waterstof, zien sommige studies BECCS vooral in de biobrandstofproductie en andere in de elektriciteitsproductie, en laten sommige studies de verduurzaming van feedstocks zien in het kielzog van de vervanging van fossiele brandstoffen door hernieuwbare brandstoffen, terwijl dit in andere studies lijkt te ontbreken. In de hiernavolgende paragrafen gaan we daar dieper op in.

7.1.1 Nationale studies

Overeenkomsten met TVKN op hoofdlijnen

De twee geselecteerde studies voor Nederland (zie kader 7.1) zijn de enige recente studies die een compleet en gedetailleerd beeld geven van van het Nederlandse energiegebruik per drager en per sector (Quintel & Witteveen en Bos, 2023). Overeenkomstig met TVKN is de elektriciteitsproductie uit wind en zon de basis voor het energiesysteem van 2050 met een totaal geïnstalleerd vermogen van 5 tot 10 keer huidige niveau (zie Tabel 7.2). Er is verder veel elektrificatie bij industrie, gebouwde omgeving en transport. Regelbaar vermogen op brandstoffen speelt qua omvang een beperkte maar wezenlijke rol.

Met de toenemende elektrificatie gaat in de geselecteerde studies de verhouding energie in elektronen dan wel moleculen van de huidige 20:80 naar 50:50 of een hoger aandeel elektronen. De mate van elektrificatie is daarbij sterk afhankelijk van de gehanteerde scope en de veronderstelde economische structuur. Omdat zowel de bunkers als feedstocks afhankelijk blijven van brandstoffen, zijn de scope en veronderstelde volumes voor deze sectoren in hoge mate bepalend voor de vraag daarnaar.

Verschillen in scope, emissies en omvang activiteiten compliceren vergelijking

Tabel 7.2 geeft een overzicht van de uitkomsten en van belangrijke verschillen in scope, omvang van de industrie en het gehanteerde emissiedoel. Tabel 7.3 geeft een vooral kwalitatief overzicht van aannames en resultaten in de studies. Daarbij is wat in de TNO-studie en TVKN een resultaat van de optimalisatie is, in IJ3050 vaak een exogene aanname.

Zoals zal blijken is de vergelijking tussen de studies alleen zinvol als daarbij rekening wordt gehouden met de verschillen in scope en omvang van activiteiten. Zo is de inzet van biograndstoffen in een aantal TVKN-trajecten (veel) hoger dan in IJ3050 en de TNO-studie, maar is dit meestal verklaarbaar vanuit de verschillen in scope, omvang van activiteiten en opgelegde emissiereductiedoelen.

Kader 7.1 Nationale studies

De integrale infrastructuurverkenning 2030 – 2050, 2^e editie (I13050)

Deze studie (Netbeheer Nederland et al., 2023) richt zich vooral op de energie-infrastructuur en flexibiliteit. Er worden scenario's verkend die langs twee assen vormgegeven zijn. De ene as zet overheidssturing tegenover marktwerking, de andere nationale of regionale organisatie tegenover internationale. Dit levert vier scenario's op: Decentrale Initiatieven (DEC), Nationaal Leiderschap (NAT), Europese Integratie (EUR) en Internationale Handel (INT). Het achterliggende economische ontwikkeling is gelijk, maar de scenario's verschillen onderling onder meer qua omvang van de energie-intensieve industrie en de keuze van energiedragers. Er is in deze studie gekozen voor een grote variatie in de uitkomsten, zodat daar bij de benodigde uitbreiding van de infrastructuur en de flexibiliteit op kan worden geanticipeerd.

De scenario's zijn kwantitatief uitgewerkt met behulp van het EnergieTransitieModel (ETM), dat op uurbasis vraag en aanbod doorrekent. De implicaties voor de netwerken zijn met aparte modellen doorgerekend. De technische invulling van het energiesysteem is dus niet het resultaat van een optimalisatie zoals in TVKN. Daarbij is er ook voor gekozen technieken te onderzoeken die op basis van de huidige inzichten niet altijd kostenoptimaal zijn.

Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050

Deze studie gaat uit van twee basisscenario's, ADAPT en TRANSFORM, die door TNO zijn ontwikkeld (TNO, 2022b), en in 2024 zijn geactualiseerd (TNO, 2024a). De scenario's zijn kwantitatief uitgewerkt met behulp van het OPERA-model. De kostenoptimalisatie vindt per zichtjaar plaats, en niet – zoals in TVKN – in één keer voor de hele periode 2030-2050. Dat betekent dat de resultaten voor eerdere jaren niet anticiperen op doelen die in latere jaren gehaald moeten worden, en dat op het laatste moment vaak een versnelling nodig is.

In ADAPT zijn de ontwikkeling van de omvang en de structuur van de Nederlandse economie vergelijkbaar met TVKN (zie paragraaf 2.2), en spelen fossiele energiedragers en CCS een relatief grote rol in de energietransitie. De emissiereductie bij de luchtvaart en scheepvaartbunkers bedraagt 50 procent.

TRANSFORM kenmerkt zich door een ingrijpender transformatie van de Nederlandse economie en de industrie en een verdergaande verduurzaming van het energiesysteem. Gedragsverandering bij consumenten leidt tot een bijbehorende lagere vraag naar allerlei producten. Evenals in TVKN gaan beide scenario's uit van de verwerking van waterstof en ruwe biograndstoffen tot brandstoffen binnen Nederland, om de productieketens zo veel mogelijk binnen de scope te houden.

Beide scenario's gaan uit van de nationale en Europese beleidsdoelen die voor 2030 gelden, en TRANSFORM gaat bovendien ook uit van Europese doelen voor de verdere toekomst, zoals netto nul emissies in 2040 in de industrie en energiesector (ETS₁). In de actualisatie (TNO, 2024) is voor TRANSFORM ook een aantal varianten doorgerekend waarin de industrie krimpt door een verslechterende concurrentiepositie, en waarin ook import van biogene en synthetische brandstoffen en van halffabricaten plaatsvindt.

Tabel 7.2 Kwantitatieve vergelijking van resultaten in 2050 van TVKN met IJ3050 (Netbeheer Nederland et al., 2023) en TNO (TNO, 2022b, 2024a)

	Eenheid	IJ3050/iNet (2023)			TNO			TVKN				
		DEC	NAT	EUR	INT	ADAPT	TRANSFORM	TRANSFORM industrievarianten	SR20	PR40	PB30	Totale range*
Elektriciteitsproductie	petajoule	1516	2077	1396	1336	1343	2052	1818-1865	1632	1752	1684	1409 - 1867
w.v. wind totaal	petajoule	944	1465	765	903	824	1429	1184-1271	1233	1301	1267	1010 - 1316
w.v. wind op zee	petajoule	771	1235	650	788	691	1235	1130-1217	1122	1164	1143	875 - 1173
w.v. wind op land	petajoule	173	230	115	115	133	194	54	111	138	124	91 - 143
w.v. zon-PV	petajoule	515	486	396	396	364	439	259-292	378	340	321	319 - 442
w.v. nucleair	petajoule	0	75	198	0	122	148	86-108	0	87	78	0 - 103
Elektriciteitsimport	petajoule	194	151	220	220	101	61	36-61	23	22	23	19 - 28
Elektriciteitsexport	petajoule	216	248	320	292	94	508	508-583	145	140	137	96 - 147
Elektriciteit binnenland	petajoule	1494	1979	1296	1264	1350	1606	990-1202	1510	1634	1570	1297 - 1800
Verbruik waterstof incl. export	petajoule	573	808	819	1092	416	561	654-730	671	467	511	324 - 806
w.v. import	petajoule	182	202	407	803	141	236	161-409	286	0	184	0 - 308
w.v. export	petajoule	214	243	403	427	280	156	130-239	0	0	0	0 - 0
w.v. binnenlandse productie	petajoule	391	606	412	289	275	325	258-412	385	467	327	253 - 514
w.v. binnenlandse consumptie	petajoule	359	565	416	665	136	405	334-600	671	467	511	324 - 806
Biogrondstoffen	petajoule	254	194	895	305	890	859	752-809	1053	1288	831	678 - 1289
Geothermie	petajoule	22	50	31	24	114	117	59-117	20	58	79	3 - 197
Fossiele brandstoffen (import)	petajoule	785	848	1921	1551	1335	248	126-248	1	313	310	1 - 638
w.v. export	petajoule	725	725	1606	1430	702	216	126-251	0	0	0	0 - 0
w.v. binnenlands verbruik	petajoule	60	123	315	121	633	32	42-67	1	313	310	1 - 638
CO ₂ -opslag	Mton	3	0	35	19	40	15	15	20	40	30	20 - 50
w.v. in Nederland afgevangen	Mton	3	0	19	9	40	15	15	20	40	30	20 - 50
Verduurzaming bunkers	%	11	33	28	11	50	100	100	100	100	100	100
Omvang industrie		--	=	=	--	+	-	-/--	+	+	+	+
Grondgebiedemissies BKG	Mton	8	8	8	8	0	0	0	0	0	0	0
Scope emissies (gg=grondgebied, bu=bunkers)		gg	gg	gg	gg	gg	gg+bu	gg+bu	gg+bu	gg+bu	gg+bu	gg+bu

Grotere inzet biograndstoffen en waterstof voor verwarming en industrie in I13050

In de I13050-scenario's is de rol van biograndstoffen in absolute zin kleiner. Dat komt doordat de emissies van de bunkerbrandstoffen buiten de scope vallen, en de productie van hernieuwbare bunkerbrandstoffen afhankelijk van het scenario geheel of grotendeels buiten de scope valt. Ook gaat een deel van de I13050 scenario's uit van verplaatsing van delen van de energie-intensieve industrie naar andere landen.

Maar de inzet van biograndstoffen is niet zoveel lager als op grond van deze verschillen te verwachten zou zijn, en bij waterstof is de inzet zelfs vergelijkbaar met die in TVKN en de TNO-studie. De beschikbaarheid in I13050 van biograndstoffen, waterstof en de hieruit geproduceerde brandstoffen is daarmee relatief ruimer. Er worden dan ook meer biograndstoffen en vooral meer waterstof ingezet voor energetische toepassingen zoals verwarming van industriële processen en gebouwen⁴⁰.

De I13050 scenario's vertonen qua technische invulling hierdoor nog de meeste overeenkomsten met de TVKN-trajecten met ruime beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof. Het volledig meenemen van de verduurzaming van de bunkers in de I13050-scenario's zou het beslag op biograndstoffen en waterstof fors vergroten. Dit zou – bij gelijkblijvende inzet in andere toepassingen – in een deel van de scenario's waarschijnlijk een inzet opleveren die groter is dan de veronderstelde maximale beschikbaarheid volgens TVKN.

Inzet biograndstoffen en waterstof in de TNO-studie relatief hoog

In ADAPT en TRANSFORM ligt de inzet van biograndstoffen ongeveer midden in de bandbreedte van de beschikbaarheid volgens TVKN (zie tabel 2.1). In ADAPT ligt de binnenlandse inzet van waterstof duidelijk onder die van de TVKN-trajecten, in TRANSFORM is het vergelijkbaar met TVKN. Echter, rekening houdend met de scope van de emissiereductie en de omvang van de industrie ligt de inzet op een niveau dat ongeveer vergelijkbaar is met de *bovenkant* van de bandbreedte in TVKN.

In ADAPT worden de CO₂-emissies uit de internationale luchtvaart en scheepvaart slechts gedeeltelijk gereduceerd (zie tabel 7.3). In ADAPT zou de behoefte aan biograndstoffen en waterstof voor de productie van bunkerbrandstoffen dus hoger zou zijn als de emissies, net als in TVKN, naar nul zouden gaan.

In TRANSFORM en in twee van de drie varianten is de omvang van industrie kleiner en is er dus minder behoefte aan biograndstoffen en waterstof. In één van die twee varianten is er ook import van biogene en synthetische brandstoffen, maar de import van ruwe biograndstoffen en waterstof neemt niet evenredig af. Indirect is er daarmee een groter beslag op ruwe biograndstoffen en waterstof.

In de industrievarianten van TRANSFORM wordt er van uitgegaan dat een kleinere energie-intensieve industrie komt door een verslechterende concurrentiepositie. Daardoor verplaatst bestaande

⁴⁰ De I13050 scenario's gaan daarbij uit van relatief meer natte biograndstoffen (ook uit import) die vooral omgezet worden in groengas, terwijl ADAPT/TRANSFORM en TVKN vooral inzet van droge biograndstoffen voor vloeibare brandstoffen zien.

industriële activiteit zich naar andere landen en groeit nieuwe industriële activiteit (hernieuwbare brandstofproductie) in Nederland minder hard, en in andere landen juist harder. De varianten veronderstellen echter niet dat de internationale handelsstromen van biograndstoffen en waterstof zich daarmee ook verleggen naar die landen. Als dat wel zou gebeuren, wat wel logisch zou zijn, zou er geen verruiming van de beschikbaarheid zijn.

Tabel 7.3

Overzicht van belangrijkste verschillen tussen geselecteerde nationale studies en TVKN

Studie	Il3050	TNO-studie	TVKN
Emissies uit bunkerbrandstoffen	Buiten scope.	Netto nul in TRANSFORM. 50% lager t.o.v. 2005 (luchtvaart) en 2008 (scheepvaart) in ADAPT. Vraag is in TRANSFORM lager dan in ADAPT door veranderd consumentengedrag.	Netto nul in 2050.
Productie hernieuwbare bunkerbrandstoffen	Grotendeels buiten scope, varieert per scenario. Beperkt beslag op biograndstoffen en waterstof.	Binnen scope. Fors beslag op biograndstoffen en waterstof.	Binnen scope. Fors beslag op biograndstoffen en waterstof.
Omvang energie-intensieve industrie	Stabiel tot forse krimp, varieert per scenario.	Beperkte groei (ADAPT) tot forse krimp, verschilt per scenario en variant.	Beperkte groei.
Emissies	Netto nul CO ₂ in binnenlandse energiesysteem. 8 megaton OBKG-emissies in landbouw	Netto nul BKG-emissies in hele systeem in TRANSFORM. In ADAPT grondgebiedemissies op nul maar reductie van 50% bij bunkers	Netto nul BKG-emissies in hele systeem.
CO ₂ -afvang	Vooraf bij industrie (waterstofproductie, staal ammoniak), in (zeer) beperkte mate ook bij elektriciteitsproductie.	Vooraf bij biobrandstofproductie, industriële processen. Niet bij elektriciteitsproductie.	Vooraf bij biobrandstofproductie, industriële processen. Niet bij elektriciteitsproductie.
Negatieve emissies	CO ₂ -afvang bij biogene waterstofproductie.	CO ₂ -afvang bij productie van biogene brandstoffen en feedstocks. In een enkel geval een kleine hoeveelheid DACs.	CO ₂ -afvang bij productie van biogene brandstoffen en feedstocks. In een enkel geval een kleine hoeveelheid DACs.
Invoer CO ₂	Ja, voor gebruik en opslag. Opslag van geïmporteerde CO ₂ telt niet mee als Nederlandse emissiereductie.	Buiten scope.	Buiten scope.

Fossiele energie-dragers en feedstocks	Forse reductie van het gebruik. Nog veel export van fossiele brandstoffen in 2050.	Forse reductie gebruik. Veel export van fossiele brandstoffen in 2050.	Forse reductie gebruik. Geen export van fossiele brandstoffen meer in 2050.
Plasticrecycling	Import van pyrolyseolie, inzet voor olieproducten.	In de basisscenario's alleen in Nederland beschikbare plastic afval. Import van plastic afval in een aantal varianten van TRANSFORM.	Import van plastic afval voor productie nieuwe plastics.
Feedstocks	Gedeeltelijke verduurzaming vooral op basis van CCU.	Gedeeltelijke vervanging door circulaire grondstoffen (biogeen, synthetisch, recycling). In TRANSFORM circulair doel bij de productie van chemicaliën dat oploopt naar 80%	Gehele of gedeeltelijke vervanging door circulaire grondstoffen (biogeen, synthetisch, recycling)
Import biobrandstoffen en synthetische brandstoffen	Geen (alleen import ruwe biograndstoffen en waterstof)	Geen in basisscenario's (alleen import ruwe biograndstoffen en waterstof). Wel in varianten van TRANSFORM.	Geen (alleen import ruwe biograndstoffen en waterstof).
Waterstofexport	Binnen scope, grotendeel o.b.v. import (dus wederuitvoer).	Binnen scope, grotendeels o.b.v. import (dus wederuitvoer).	Export buiten scope.

Klimaatneutraliteitsdoel in Il3050 heeft alleen betrekking op het energiesysteem

In Il3050 liggen de CO₂-emissies van het energiesysteem in 2050 op nul, maar niet die van alle broeikasgasemissies samen. In alle scenario's is er nog rond 8 megaton CO₂-equivalent aan overige broeikasgasemissies in de landbouw die niet gecompenseerd worden. Om klimaatneutraliteit te bereiken zou in Europese Integratie (EUR) en Internationale Handel (INT) bijvoorbeeld de verbranding van fossiel aardgas verder omlaag kunnen. In Decentrale Initiatieven (DEC) en Nationaal Leiderschap (NAT) is dat niet mogelijk en zal vooral extra BECCS nodig zijn.

Rol CO₂-opslag in TNO-studie kleiner dan in TVKN door lager activiteitsniveau

In de TNO-scenario's speelt CO₂-opslag altijd een rol, om onvermijdelijke overige BKG-emissies te compenseren. In TRANSFORM zijn de te compenseren restemissies kleiner dan in de trajecten van TVKN, omdat gedragsverandering en een kleinere veeteelt tot lagere restemissies leiden. Daardoor is daarvoor minder CO₂-opslag nodig.

Meer CO₂-afvang bij fossiele bronnen in Il3050 en geen CCS bij elektriciteitsproductie

Omdat in Il3050 de inzet van biograndstoffen meestal lager is, en restemissies buiten het energiesysteem niet gecompenseerd worden, vindt relatief meer CO₂-afvang plaats bij fossiele bronnen. Dat is dan vooral binnen de industrie. Net als in TVKN en de TNO-studie vindt bij de elektriciteitsproductie geen CCS plaats, maar wel bij de afvalverbranding. BECCS is in Il3050 voornamelijk beperkt tot waterstofproductie uit biograndstoffen, waarbij de geproduceerde waterstof en CO₂ deels weer ingezet worden voor de productie van brandstoffen.

Fossiele export nog aanzienlijk

Bij zowel I13050 als TNO is er nog een aanzienlijke export van fossiele olieproducten in 2050. I13050 signaleert dit als dilemma: kun je nog 'grijs' produceren voor de export en tegelijk 'groen' importeren terwijl andere landen hun emissies ook fors omlaag brengen of moeten brengen? TVKN gaat er om deze reden van uit dat er geen export van fossiele producten meer zal zijn.

Door die 'grijze export' kunnen fossiele feedstocks voor de Nederlandse markt worden gemaakt waarvan het gebruik niet (direct) in emissies resulteert, terwijl de (bij)producten – zoals fossiele brandstoffen – waarvan de inzet wel direct resulteert in CO₂-emissies vooral buiten Nederland worden afgezet. Zonder die export moeten alle fossiele (bij)producten verder omgezet worden – met kosten, verliezen en emissies – naar bruikbare producten, of ingezet worden in toepassingen waarvoor ook bijvoorbeeld elektrificatie mogelijk is. Daardoor zijn er meer CO₂-emissies uit olieproducten, en is de noodzaak om fossiele feedstocks te vervangen door hernieuwbare alternatieven groter. Dat betekent dat ook het beslag op biograndstoffen en waterstof toeneemt.

Opschaling netwerken en flexibiliteit redelijk in lijn met I13050, ondanks grovere benadering

De focus van de I13050-studie ligt op de benodigde opschaling van de netwerken voor elektriciteit en hergebruik van de gasinfrastructuur voor duurzame gassen en op de afstemming van vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem en tussen energiedragers. Dit is daarom zowel in ruimte als in tijd in veel groter detail gemodelleerd dan in TVKN. Zo geeft TVKN alleen een getal voor de extra netwerkcapaciteit voor elektriciteit die nodig is tussen 2030 en 2050, terwijl I13050 veel meer detail specificereert zoals het aantal kilometers aan te leggen kabels. Bovendien richt I13050 zich op de periode na het aflopen van het huidige investeringsplan dat tot 2035 loopt.

Omdat de resultaten zich slecht rechtstreeks laten vergelijken, zijn de uitkomsten van TVKN besproken met leden van het I13050 team. Zoals aangegeven in paragraaf 6.5.3 neemt in TVKN tussen 2030 en 2050 de capaciteit van de elektriciteitsnetten toe met een factor 1,5 tot 2,5 voor reguliere laag-, midden- en hoogspanningsnetten en een factor 2,5 tot 4 voor offshore netten. Dat is redelijk in lijn met de inzichten vanuit I13050. Zonder extra flexibiliteitsmaatregelen – zoals die ook in TVKN een rol spelen – kan de benodigde toename nog veel verder oplopen. Dit is in TVKN niet expliciet onderzocht.

Ook het aantal laad- en ontladcycli van elektriciteitsopslag met een hoog rendement in I13050 is vergelijkbaar met de resultaten uit TVKN. In I13050 hebben deze batterijen ongeveer 200-250 vol-lastcycli, tegen 150 tot 300 in TVKN.

Rekening houdend met de grotere omvang van de industrie in TVKN (zie tabel 7.3), ligt het opgesteld regelbaar vermogen in I13050 (15-20 GW) en TVKN (20-26 GW) in dezelfde orde grootte. In I13050 gebruiken de pieklastcentrales vooral waterstof als brandstof, in TVKN zijn dit ook andere brandstoffen.

7.1.2 Internationale studies

We vergelijken met twee internationale studies, het 'Impact Assessment' voor Europa en 'Carbon Neutral Pathways for the United States' (zie tabel 7.1 en kader 7.2). We hebben voor twee studies gekozen die beiden een groot gebied beschrijven. Daardoor zijn de uitkomsten minder gevoelig voor exogene aannames omtrent de omvang van import en export van energiedragers dan bij een klein gebied zoals Nederland.

Het Impact Assessment (IA) biedt de mogelijkheid om de aannames en resultaten van TVKN te vergelijken met de Europese context. De Nederlandse invulling van klimaatneutraliteit en het beslag op energiedragers dat daaruit voortvloeit moet immers passen binnen het Europese beeld. De genoemde Amerikaanse studie lijkt qua methode – optimalisatie zonder beleidsdoelen en -instrumenten – sterk op TVKN, en komt voor een gebied dat qua omvang grofweg vergelijkbaar is met Europa tot resultaten die in een aantal opzichten duidelijk anders zijn dan die van het Impact Assessment.

Kader 7.2 Internationale studies

Impact Assessment (IA)

Het Impact Assessment (EC, 2024b) laat in vier scenario's zien hoe Europa de aangescherpte 2040 doelen kan halen, op weg naar klimaatneutraliteit in 2050. Tot 2030 is de invulling gebaseerd op het bestaande beleid, daarna op de te halen doelen voor 2040 en 2050. De IA biedt alleen resultaten voor de EU27 als geheel en dus niet voor de afzonderlijke lidstaten. De scope is alle broeikasgasemissies in de EU27 binnen en buiten het energiesysteem. De internationale bunkers voor scheepvaart en luchtvaart vallen deels buiten de scope van de emissiedoelstelling, maar de emissies ervan zijn wel in beeld gebracht. Het energiesysteem is doorgerekend met PRIMES Energy System Model (JRC, 2024), maar er zijn ook doorrekeningen van dezelfde scenario's gedaan met andere modellen, waarvan een deel van de resultaten getoond wordt.

Carbon Neutral Pathways for the United States

Deze studie onderzoekt paden naar decarbonisatie van het energiesysteem in 2050 voor de Verenigde Staten (Williams et al., 2021). De modellering omvat alleen het energiesysteem, maar de resultaten worden aangevuld met resultaten uit de literatuur voor de emissies van andere broeikasgassen. De studie gebruikt een optimalisatiemodel voor de technische invulling van het energiesysteem tegen de laagste kosten, binnen een algemeen evenwichtsraamwerk. De studie onderzoekt acht verschillende scenario's. Naast een centraal pad zijn er paden met vertraagde elektrificatie, lage fossiele-brandstofprijzen, 100 procent hernieuwbaar, extra besparing, minder land voor zonne- en windenergie en biograndstoffen, en een pad dat koerst op netto negatieve emissies in 2050.

Tabel 7.4

Overzicht van belangrijkste verschillen tussen geselecteerde internationale studies en TVKN

Studie	Impact Assessment aangescherpt 2040 doel.	Carbon Neutral Pathways for the US	TVKN
CO ₂ -afvang en negatieve emissies	DAC, procesemissies industrie, elektriciteitsproductie, opwerking groengas.	Vooral bij biobrandstofproductie, industriële processen. Niet bij elektriciteitsproductie. In sommige scenario's (netto negatieve emissies en beperkte ruimte voor o.a. biograndstoffen) beperkt DAC.	Vooral bij biobrandstofproductie, industriële processen. Niet bij elektriciteitsproductie. Soms beperkt DAC.
Fossiele brandstoffen	Forse reductie gebruik, vooral nog fossiel in feedstocks en luchtvaartbunkers.	Forse reductie gebruik, complete uitfasering in 2050 in één scenario.	Forse reductie gebruik. Uitfasering in SR-trajecten.
Bunkeremissies	Grotendeels binnen scope, vliegverkeer van en naar buiten Europa niet helemaal verduurzaamd.	Emissies buiten scope.	Binnen scope, netto nul emissies.
Productie hernieuwbare bunkerbrandstoffen	Deels binnen scope emissiedoel.	Buiten scope emissiedoel. Wel volledig hernieuwbare brandstoffen in scenario met 100% hernieuwbaar.	Binnen scope. Fors beslag op biograndstoffen en waterstof.
Plastic-recycling	Niet vermeld.	Niet vermeld.	Import van plastic afval, inzet voor productie nieuwe plastics, dus niet-energetisch.
Feedstocks	Geen verduurzaming, ook geen meelift-effect.	Geen verduurzaming, ook geen meelift-effect.	Gehele of gedeeltelijke vervanging door circulaire grondstoffen door meelift-effect.
BKG-Emissies	Netto nul BKG-emissies in 2050.	Netto nul CO ₂ -emissies in energiesysteem. Veronderstelt netto nul BKG-emissies buiten het energiesysteem.	Netto nul BKG-emissies in hele systeem in 2050.
Omvang industrie	Beperkte groei.	Deels endogeen (modellering via algemeen evenwichtsmodel).	Beperkte groei.

Impact Assessment (IA)

Evenals TVKN gaat de IA uit van een licht groeiende industriële productie. De veronderstelde inzet van biograndstoffen ligt ongeveer midden in de bandbreedte zoals die binnen TVKN voor de EU27 is vastgesteld (zie paragraaf 4.2.3). Zoals aangegeven in paragraaf 4.2.1 is er in de IA sprake van zeer weinig import van biograndstoffen van buiten de EU, wat grotendeels in lijn is met de aanname in TVKN dat er geen import van biograndstoffen van buiten de EU is (zie paragraaf 4.2.1). De elektriciteit komt net als in de TVKN-trajecten voor het overgrote deel uit wind en zon. Brandstoffen spelen geen grote rol meer voor de elektriciteitsproductie, maar de rol is groter dan in TVKN.

CO₂-afvang en negatieve emissies niet bij de productie van biobrandstoffen

Een belangrijk verschil tussen de IA en TVKN is, zoals ook al benoemd in paragraaf 6.7, het ontbreken van BECCS bij de productie van biogene brandstof en feedstocks. Dat resulteert in de IA in een grote rol voor DAC, en ook – zij het relatief beperkt – CCS en BECCS in de elektriciteitsproductie (zie kader 6.9). Vermoedelijk ontbreekt in de gebruikte modellen de optie om BECCS bij biobrandstofproductie toe te passen. Dit leidt er toe dat het gebruik van biograndstoffen voor brandstoffen minder aantrekkelijk is; het levert immers minder emissiereductie op. Mét CCS zou de biobrandstofproductie wellicht hoger uitvallen, ten koste van biograndstoffeninzet voor andere toepassingen zoals warmte en elektriciteit. Verder vindt in de IA CO₂-afvang plaats bij opwerking van groengas en diverse industriële processen. Dat laatste is wel in lijn met TVKN.

Negatieve emissies komen in de IA vooral voort uit koolstofvastlegging in bossen en bodems. Omdat Nederland daarvoor minder mogelijkheden heeft, zou Nederland binnen de context van de IA waarschijnlijk geen netto nul broeikasgasemissies hebben, maar restemissies compenseren met negatieve emissies in andere lidstaten. Dat wijkt dus af van het uitgangspunt in TVKN. Een implicatie hiervan zou ook kunnen zijn dat, ondanks het scherpere doel van 90 procent reductie in 2040, binnen de context van het Impact Assessment de Nederlandse grondgebiedemissies in 2040 niet per se (veel) lager liggen dan in de trajecten van TVKN.

CO₂-opslag relatief laag in het Impact Assessment

De totale ondergrondse opslag van afgevangen CO₂ in de IA is tussen 165 en 247 megaton in 2050. Dit is – vertaald naar wat het voor Nederland zou betekenen – relatief laag ten opzichte van de bandbreedte in TVKN. Nederland heeft een relatief hoog BBP, en veel energie-intensieve industrie en een gunstige uitgangspositie voor CCS. Bij verdeling naar rato van het BBP zou Nederland op 11 tot 16 megaton CO₂-opslag uitkomen, en op basis van het eerder vastgestelde aandeel van 11% in de biograndstoffen (zie paragraaf 4.2.4) op 18 tot 27 megaton CO₂-opslag. Dat ligt aan de lage kant ten opzichte van de verkende bandbreedte van 20 tot 50 megaton in TVKN. Een ander verschil is dat in de TVKN-trajecten met maximaal 20 megaton CO₂-afvang in 2050 de opslag tussen 2040 en 2050 alweer wat afneemt, terwijl die in het Impact Assessment nog doorgroeit tussen 2040 en 2050.

De lagere inzet op ondergrondse CO₂-opslag in de IA heeft wellicht te maken met het ontbreken van – relatief goedkope – BECCS bij de biobrandstofproductie. Daarvoor in de plaats wordt *Direct Air Capture and Storage* (DACS) ingezet wat gemiddeld veel duurder is dan BECCS. Daarnaast zijn er op Europees niveau veel meer mogelijkheden voor netto CO₂-vastlegging in bodems en bossen dan in Nederland. Zoals uiteengezet in kader 6.9, is er op grond van de inzet van biobrandstoffen in transport en industrie in de IA waarschijnlijk voor meer dan 200 megaton aan afvang en opslag mogelijk van biogene CO₂ in 2050.

Verduurzaming brandstoffen en feedstocks lager in het Impact Assessment

Zoals aangegeven in tabel 7.1 worden in de IA niet alle vliegtuigbrandstoffen verduurzaamd. Ook vindt er geen verduurzaming plaats van de feedstocks. De IA lijkt dus nog geen rekening te houden met de circulariteitsdoelen, en ook niet met de mogelijkheid dat de verduurzaming van de feedstocks meelift op de verduurzaming van de brandstoffen. Als feedstocks en alle vliegtuigbrandstoffen wel verduurzaamd zouden worden, zouden er meer biograndstoffen en waterstof nodig zijn voor de brandstof- en feedstockproductie. Bij gelijkblijvende totale beschikbaarheid worden die dan waarschijnlijk onttrokken aan de elektriciteitsproductie en andere toepassingen. De

mogelijkheden voor BECCS bij de productie van brandstoffen en feedstocks zouden dan nog verder toenemen.

Opvallende overeenkomsten in de Carbon Neutral Pathways for the United States

Anders dan het Impact Assessment, gaat 'Carbon Neutral Pathways for the United States' (zie tabel 7.1 en kader 7.2) niet uit van bestaand beleid of bestaande subdoelen, maar optimaliseert de studie net als TVKN de invulling van een lineair reductiepad naar nul CO₂-emissies in 2050. Twee scenario's wijken enigszins af. Eén heeft een doel van 100% hernieuwbaar in 2050, vergelijkbaar met de TVKN-trajecten waarin fossiele energiedragers volledig worden uitgefaseerd en nucleair geen rol speelt (SR-kwadrant, zie figuur 6.1). Een ander scenario gaat naar netto negatieve emissies in 2050. De resultaten van deze studie vertonen – ondanks de andere schaal en samenstelling van activiteiten van de VS – veel overeenkomsten met die van TVKN. Zo dalen de emissies in de elektriciteitsproductie sterk, maar liggen ze in 2050 nog niet op nul, behalve in het scenario met 100 procent hernieuwbaar (vergelijk SR20, zie figuur 6.5). En vergelijkbaar met wat we zien in TVKN (figuur 6.8) lopen de broeikasgasemissies in de verschillende scenario's pas na 2035 substantieel uiteen.

CO₂-opslag en negatieve emissies vergelijkbaar met TVKN

Een belangrijke overeenkomst met de Amerikaanse studie is verder dat veel CO₂-afvang plaatsvindt bij industriële processen, biobrandstofproductie en de productie van waterstof, en *niet* bij de elektriciteitsproductie. De studie zegt hierover dat "Dit is omdat elektriciteitscentrales met BECCS zowel hogere kapitaalkosten als variabele kosten hebben dan intermitterend hernieuwbaar vermogen [vooral wind en zon], en aan de marge concurreren om een beperkte bron van biograndstoffen die hogere gebruikswaarde heeft bij het maken van brandstoffen en feedstocks". Ook wijst de studie op de daling van de kosten van wind- en zonne-energie. Dit bevestigt dus de uitkomsten van TVKN op dit punt. De studie merkt ook op dat dit anders is dan in veel 'Integrated Assessment'-studies zoals (Clarke et al., 2014; IPCC, 2014; Smith et al., 2016; van Vuuren et al., 2018). Kader 7.3 laat voor twee specifiek op de elektriciteitssector gerichte studies zien wat die zeggen over (BE)CCS bij de elektriciteitsproductie.

DAC speelt een zeer beperkte rol (7 megaton CO₂ in 2050) in het scenario met de meest vergaande emissiereducties, en een grotere rol in de scenario's met vertraagde elektrificatie en met minder landoppervlak voor zon- en windenergie en voor biograndstoffen: 126 megaton van in totaal 794 megaton CO₂-afvang in 2050 (16 procent). Gecorrigeerd voor de schaal is dit vergelijkbaar met TVKN, waarin DAC in het meest extreme geval oploopt tot ruim 8 megaton op een totale afvang van 55 megaton (15 procent). Een belangrijke kanttekening daarbij is dat ammoniak in de Amerikaanse studie niet is meegenomen. De inzet van deze koolstofvrije brandstof zou de behoefte aan DAC kunnen verminderen.

Een ander belangrijk verschil tussen TVKN en de Amerikaanse studie is dat de bunkers buiten de scope van het emissiedoel vallen. Hierdoor worden er in 2050 nog relatief veel fossiele brandstoffen ingezet en zijn biograndstoffen en waterstof relatief minder schaars. Alleen in het scenario met 100 procent hernieuwbaar worden feedstocks en bunkerbrandstoffen met hernieuwbare alternatieven ingevuld. De schaarste is dan groter, maar er zijn nog wel voldoende biograndstoffen en waterstof om in de hele vraag te voorzien.

Kader 7.3 De rol van (BE)CCS in studies die meer specifiek gericht zijn op de elektriciteitssector

Zoals besproken zijn er in de in dit hoofdstuk beschouwde internationale studies belangrijke verschillen in waar CCS en BECCS plaatsvindt. Er zijn ook studies die specifiek kijken naar de elektriciteitssector. Hier lichten we twee studies uit met tegengestelde resultaten voor de rol van (BE)CCS.

Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems

Deze studie (Brouwer et al., 2016) concludeert dat regelbaar vermogen met (BE)CCS de kosten van het elektriciteitssysteem verlaagt, en dat een hoger percentage intermittent hernieuwbaar (wind en zon) de kosten verhoogt. De modellering heeft een hoge tijdsresolutie, en veel technologisch detail. Maar doordat de studie alleen kijkt naar de elektriciteitssector, wordt geen rekening gehouden met de concurrentie om biogene brandstoffen en CO₂-opslagruimte vanuit andere sectoren.

TYNDP Scenario study 2022

Deze studie (Käthlitz et al., 2022) van de Europese organisatie van de netwerkbedrijven voor gas en elektriciteit (ENTSO-G en ENTSO-E) ziet juist géén rol voor (BE)CCS in de elektriciteitssector. De studie stelt: “de decarbonisatie van flexibele thermische elektriciteitsproductie die noodzakelijk is voor de betrouwbaarheid van het systeem wordt geborgd door een switch van aardgas, kolen en olie naar bio-methaan, synthetische methaan en hernieuwbare en low-carbon waterstof. Zo’n benadering is economischer dan kapitaalintensieve investeringen in CCU/S voor de elektriciteitsproductie door het afnemende aantal vollasturen”. CO₂-opslag speelt in het ‘Global Ambition’ scenario indirect nog wel een beperkte rol doordat een deel van de waterstof – minder dan tien procent – in 2050 blauw is.

7.2 Vervolgonderzoek

De transitie naar een klimaatneutrale samenleving is een grote en uitdagende systeemverandering, die in de komende 25 jaar moet worden gerealiseerd. Daarbij spelen de beschikbaarheid van klimaatneutrale energiedragers en technologie een centrale rol. Maar met het beschikbaar krijgen van energiedragers en het introduceren van nieuwe technologie gaan allerlei vraagstukken gepaard die niet of slechts beperkt aan de orde komen in deze studie.

7.2.1 Verdiepende onderwerpen

Naast vervolgonderzoek om de analyse te verbreden is ook vervolgonderzoek zinvol om inzichten uit deze studie verder te verdiepen. In de trajectverkenning zijn onvermijdelijk veel (onderbouwde) aannames gedaan, maar analyses met andere aannames kunnen leiden tot aanvullende inzichten. Ook zien we ruimte om voor specifieke onderwerpen en technieken verdiepende analyses uit te voeren. Hieronder schetsen we enkele mogelijke richtingen voor verdiepend vervolgonderzoek die onder andere uit de verschillende review-rondes naar voren zijn gekomen.

Onderzoek naar variatie in prijzen en andere parameters

In TVKN hanteren we bepaalde prijsreeksen voor waterstofimport, biograndstoffen, olie, aardgas, etc. (zie bijlage 2). Een gevoeligheidsanalyse op deze prijzen zou meer inzicht in de robuustheid van de uitkomsten kunnen geven. Overigens leiden hogere prijsaannames alleen dan tot andere uitkomsten als deze hoger zijn dan de som van de nu gehanteerde exogene prijzen plus de schaduw-prijs (voor meer uitleg, zie paragraaf 6.3 en bijlage 2). In die zin kan nu al worden aangegeven tot welk prijsniveau de uitkomsten niet zullen veranderen.

Deze analyse kan uitgebreid worden door meer te variëren met andere belangrijke parameters dan

nu is gedaan, zoals het effect van het oprekken van de bovenkant van de bandbreedte van het elektrolyservermogen (nu 35 GW_e), het effect van een lager maximum voor wind op zee (nu 70 GW), of het effect van een (veel) lagere beschikbaarheid van biograndstoffen (ondergrens is nu 680 PJ).

Uitgaan van een cumulatief emissiedoel

Voor de afname van de broeikasgasconcentratie in de atmosfeer is niet alleen de netto uitstoot in 2050 van belang, maar meer nog de cumulatieve emissies. Daarom zou het interessant zijn om in plaats van vastgestelde doelen per zichtjaar een cumulatief emissiedoel tot 2050 centraal te stellen en de impact hiervan op de conclusies te duiden.

Stuurbaarheid van koolwaterstoffenproductie

De stuurbaarheid van koolwaterstoffenproductie is belangrijk voor de aansluiting van de productie en de vraag naar verschillende koolwaterstoffen. Welke aanvullende mogelijkheden zijn er om de mix van producten te sturen, of bepaalde minder gewenste producten verder om te zetten? En wat zijn de gevolgen voor de verwevenheid van de verduurzaming van de feedstocks en de energievoorziening? Wat zijn de beste mogelijkheden om bijproducten in te zetten?

Negatieve emissies bij elektriciteitscentrales

Uit deze studie komt de ombouw van elektriciteitscentrales naar BECCS-eenheden niet naar voren als veelbelovende optie, omdat deze optie weinig vollasturen heeft en daardoor kostbaar is (zie paragraaf 6.4.3). Maar onder welke omstandigheden is dit een optie die wel naar voren komt? Of wat zijn de effecten als hier expliciet op ingezet wordt?

Opslag elektriciteit in elektrische auto's

Bij *elektrische voertuigen* houdt TVKN wel rekening met de mogelijkheid om het moment van laden aan te passen aan de momentane elektriciteitsproductie, maar niet met de mogelijkheid om terug te leveren aan het net. Hoe verandert deze optie de uitkomsten, bijvoorbeeld als het gaat om grootschalige elektriciteitsopslag?

Omvang van de waterstofopslagcapaciteit

Het volume aan waterstofopslag is betrekkelijk laag vergeleken met andere studies (zie paragraaf 4.3.5). Dit komt doordat waterstof in deze studie vooral ingezet wordt om andere brandstoffen te maken, die makkelijker opgeslagen kunnen worden dan de waterstof zelf. Dat vereist wel flexibiliteit en opschaling van die brandstofproductie. Het is belangrijk nader te onderzoeken wat hierbij de mogelijkheden en beperkingen zijn.

Daarnaast hebben we geen langdurige dunkelflautes onderzocht. De enige randvoorwaarde die is gesteld is dat minimaal voldoende regelbaar vermogen beschikbaar moet zijn om op elk moment al het niet terugregelbare elektriciteitsverbruik te kunnen leveren (zie paragraaf 6.5.3). Als deze centrales op waterstof moeten draaien, bijvoorbeeld door een gebrek aan koolwaterstoffen, dan vereist dat ook de nodige opslagcapaciteit.

De inzet van kernenergie

In deze studie is gerekend met een maximum vermogen voor kernenergie in 2050 van 0 GW, 3,5 GW of een (onrealistische) bovengrens van 30 GW. Het is belangrijk ook tussenliggende vermogens

(dus >3,5 maar <30 GW) te onderzoeken, waarbij ook de haalbaarheid daarvan aan de orde moet komen en de eventuele inzet van *Small Modular Reactors* (SMRs), zie paragraaf 4.1.1.

CO₂-opslag door omringende landen

Het CCS-potentieel wordt in deze studie alleen aangewend voor de opslag van CO₂ uit Nederland. Hoe ziet het beeld er uit als omringende landen mede gebruik maken van opslag in Nederland? Dit is wel de verwachting immers en zal veel impact hebben op (de benutting van) infrastructuur en mogelijk zelfs de beschikbaarheid van CO₂. Ook kan onderzoek worden gedaan naar de invloed hiervan op de business case van CO₂-opslag.

Hybride warmtepompen

Hybride warmtepompen met een hoog warmtepompaandeel kunnen belangrijk zijn in de energietransitie maar zitten niet in de Startanalyse Aardgasvrije Wijken en in deze studie. Het gaat er hierbij om dat de gasketel een lager aandeel heeft in het gebruik, dus dat er tot wel 90% van de vollasturen gebruik wordt gemaakt van de warmtepomp.

Meerkosten ten opzichte van een traject zonder emissiedoelen

In deze studie zijn alleen meerkosten bepaald ten opzichte van het traject met de laagste kosten (zie paragraaf 6.3). Het is een belangrijke vraag wat de extra meerkosten zijn ten opzichte van één of meer referentietrajecten waarin klimaatneutraliteit niet bereikt wordt in 2050. Zoals beschreven in kader 2.2 is een uitgebreide analyse noodzakelijk om in te schatten hoe dergelijke referentiesituaties er uit zouden kunnen zien.

Beslag op arbeid en kapitaal

De ruim 30 doorgerekende trajecten gaan samen met een grote aantal maatregelen en emissiereductietechnieken die worden toegepast om binnen de geldende randvoorwaarden de opgelegde emissiedoelen te halen. De uitrol van deze maatregelen en technieken zouden gekoppeld kunnen worden aan de daarvoor benodigde productiefactoren arbeid en kapitaal. Daarmee kan het totale beslag op de productiefactoren worden ingeschat. Eventuele grenzen aan de beschikbaarheid van die productiefactoren kunnen vervolgens als randvoorwaarden meegenomen worden in de kostenoptimalisatie.

Luchtkwaliteit

De effecten van de transitie naar klimaatneutraliteit op de luchtkwaliteit kunnen ingeschat worden, bijvoorbeeld door energiedrager- of techniekspecifieke emissiefactoren op te nemen in de berekening. Doelen voor luchtkwaliteit kunnen daarbij ook als randvoorwaarde worden meegenomen.

7.2.2 Verbredende onderwerpen

Hieronder worden enkele mogelijke richtingen geschetst om de inzichten uit deze studie te verbreden.

Ruimtelijke aspecten

De afbouw van fossiele energie en de ombouw naar een klimaatneutrale samenleving heeft grote ruimtelijke implicaties, zowel op land als op de Noordzee. Een klimaatneutraal energiesysteem vraagt per saldo meer ruimte dan het huidige energiesysteem (Netbeheer Nederland, 2023). Dat is vooral omdat de elektriciteitsproductie- en vraag met een factor 3 tot 5 zullen toenemen. De ruimte in Nederland is schaars en op allerlei plekken kunnen knelpunten ontstaan, met name in de

overgangperiode waarin oud en nieuw naast elkaar bestaan. Deze studie geeft inzicht in wat technisch nodig en mogelijk is om klimaatneutraal te worden en biedt daarmee een vertrekpunt om de ruimtelijke implicaties op land en op zee, nationaal en lokaal, nader te analyseren. Ook klimaat-adaptie is hierbij relevant.

Verdelingsvraagstukken

In deze studie is geanalyseerd hoe Nederland tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten klimaatneutraal kan worden. Ook wordt enig inzicht gegeven hoe technologiekeuzes deze kosten kunnen beïnvloeden. De hoogte en de structuur van de kosten zullen door de transitie veranderen en kunnen leiden tot ingrijpende (her)verdelingseffecten. Het is zinvol om verder in kaart te brengen waar onder de huidige markt- en reguleringsomstandigheden de kosten en baten neerslaan en wat de mogelijkheden zijn om daar – bijvoorbeeld uit oogpunt van rechtvaardigheid – op te sturen en welke wijzigingen in marktordening en regulering dit vereist.

Leefstijlverandering

In deze studie is onderzocht hoe klimaatneutraliteit kan worden bereikt uitgaande van een gematigde demografische en economische groei en van gedrag en consumptiepatronen van burgers en bedrijven waarin geen wezenlijk veranderingen plaatsvinden. De studie maakt duidelijk dat ondanks diverse schaarstes en de korte tijd tot aan 2050 het weliswaar technisch mogelijk lijkt, maar dat het tegelijk ook nog heel onzeker is of klimaatneutraliteit in 2050 kan worden gerealiseerd. Veranderingen in leefstijl, waardoor het gebruik van energie en grondstoffen lager komen te liggen dan waar in deze studie van is uitgegaan, kunnen bijdragen aan een succesvolle transitie. Dit vereist nader onderzoek naar leefstijlverandering, de mogelijkheden om daarop te sturen en de effecten daarvan op het gebruik van energie en grondstoffen.

Beschikbare grondstoffen

De transitie naar klimaatneutraliteit impliceert een omslag van fossiele naar hernieuwbare energiedragers. Voor deze studie is onderzoek gedaan naar de beschikbaarheid van de hernieuwbare energiedragers. Er is ook sprake van een wezenlijk andere inzet van technologie en daarvoor benodigde grondstoffen zoals (schaarse) metalen. We hebben niet onderzocht welke inzet van grondstoffen nodig is voor de verschillende trajecten, of deze beschikbaar zijn en wat bijvoorbeeld de invloed van leveringsrisico's is op de trajecten naar klimaatneutraliteit. Verder onderzoek hiernaar is zinvol om risico's – maar ook nieuwe mogelijkheden door innovaties – in kaart te brengen en zo beter zicht te krijgen op de robuustheid van de trajecten.

Beleidsimplicaties

In de verschillende achtergrondrapporten bij deze studie wordt op hoofdlijnen ingegaan op het beleid dat voor de verschillende sectoren wordt gevoerd. In de studie wordt ook de Europese beleidscontext geschetst en worden de uitkomsten van onze analyse vergeleken met de enkele belangrijke beleidsdoelen en instrumenten. De studie maakt duidelijk dat er nog meer en ook ander beleid nodig is om klimaatneutraliteit te realiseren. Nader onderzoek is nodig om in kaart te brengen welk type beleid (bijvoorbeeld normeren, beprijzen, subsidiëren of faciliteren) effectief is voor de opgaven die blijken uit de geanalyseerde trajecten. Daarbij is het ook van belang te analyseren welk beleid het beste op Europees, nationaal of regionaal en lokaal niveau kan worden gevoerd.

Ontwikkelingen na 2050

De trajecten houden nu op bij 2050, en anticiperen dus niet op ontwikkelingen na 2050, zoals doelen voor netto negatieve emissies, nieuwe of verbeterde technieken die rond 2050 beschikbaar komen, en de verdere opschaling van de waterstofproductie in Nederland en elders. Wat is het effect van verlenging van de zichttermijn op de invulling tot 2050?

Eerder of later klimaatneutraal

Deze studie sluit aan bij de klimaatwet die voorschrijft dat de grondgebiedemissies van Nederland in 2050 op netto nul moeten uitkomen (zie hoofdstuk 1). Zoals aangegeven zal in de komende jaren worden besloten over een tussendoel in 2040 voor Nederland op basis van het voorstel van de Europese Commissie van 90% emissiereductie in de EU (EC, 2024b, 2024a). Dat leidt voor Nederland mogelijk tot een lager emissiedoel in 2040 dan waarmee is gerekend in deze studie (zie kader 2.2). Ook zijn er politieke partijen en NGO's die aansturen op klimaatneutraliteit in 2040, maar het is ook denkbaar dat het huidige doel wordt afgezwakt waardoor Nederland pas na 2050 klimaatneutraal zou zijn. Het is belangrijk een feitenbasis voor dit debat aan te dragen en de implicaties – ook wat betreft haalbaarheid en rechtvaardigheid – te onderzoeken van een eerder of juist later moment waarop klimaatneutraliteit wordt bereikt.

Afkortingenlijst

ACM	Autoriteit Consument en Markt
AFOLU	Agriculture, Forestry and Other Land Use
ATR	Autothermal Reforming
bcm	billion cubic meters / miljard kubieke meter
BECCS	Bio Energy with Carbon Capture and Storage
BNP	Bruto Nationaal Product
CAES	Compressed Air Energy Storage
CAPEX	Capital Expenditures
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CBTO	Carbon Takeback Obligation
CES	Cluster Energie Strategie
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU(S)	Carbon Capture Utilization (and Storage)
CO ₂	Koolstofdioxide
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
DAC(CS)	Direct Air Capture (with Carbon Storage)
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles
EBN	Energie Beheer Nederland
EC	Europese Commissie
EEA	European Environment Agency
EED	Energy Efficiency Directive
EEE	Energie-efficiëntie-eerst (principe)
EJ	Exajoule
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive
EPR	European Pressurised Reactor
ESABCC	European Scientific Advisory Board on Climate Change
ESR	Effort Sharing Regulation
ETD	Energy Taxation Directive
ETS1	Emission Trading Scheme 1 (huidig systeem voor de industrie- en energiesector)
ETS2	Emission Trading Scheme 2 (nieuw systeem voor mobiliteit en geb. omgeving)
EU	Europese Unie
EZK	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
GDP	Gross Domestic Product
GFT	Groente, Fruit en Tuin
GW	Gigawatt (1 miljard watt)
ha	Hectare
IBO	Interdepartementaal Beleidsonderzoek
ICAO	International Civil Aviation Organisation
IEA	International Energy Agency
I&W	Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat
IMO	International Maritime Organisation
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRA	Inflation Reduction Act

ISPT	Institute for Sustainable Process technology
KEV	Klimaat- en Energie Verkenning
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
kton	kiloton (1 miljoen kilogram)
LED	Light Emitting Diode
LNG	Liquefied Natural Gas
LNV	Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit
LT	Lagetemperatuur
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
MIEK	Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat
MKBA	Maatschappelijke Kosten Baten Analyse
MT	Middentemperatuur
NPE	Nationaal Plan Energiesysteem
OPERA	Option Portfolio for Emission Reduction Analysis
OPEX	Operating Expenditures
PB	Pragmatisch-Beperkt
PBL	Planbureau voor de Leefomgeving
PEH	Programma Energie Hoofdstructuur
PIDI	Programma Infrastructuur Duurzame Industrie
PJ	Petajoule
PJ _{lhv}	Petajoule lower heating value
PR	Pragmatisch-Ruim
PV	Photo Voltaïsch
RED(III)	Renewable Energy Directive
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SDE++	Stimuleringsregeling Duurzame Energie
SER	Sociaal Economische Raad
SMR	Small Modular Reactor (kleine kernreactor)
SMR	Steam Methane Reforming (methode om waterstof uit aardgas te maken)
SR	Selectief-Ruim
TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast Natuurwetenschappelijke Onderzoek
TRL	Technology Readiness Level
TVKN	Trajectverkenning Klimaatneutraal
TWh	Terrawattuur (1 miljard kiloWattuur)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UPV	Uitgebreide Producentenverantwoordelijkheid
VGI	Voedings- en Genotsmiddelen Industrie
VK	Verenigd Koninkrijk
VOLL	Value of lost load
VS	Verenigde Staten van Amerika
WwEU	Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie
Wcw	Wet collectieve warmte
WKK	Warmte-Kracht-Koppeling
WKR	Wetenschappelijke Klimaatraad
WLO	Welvaart en Leefomgeving (scenario's)

Begrippenlijst

Aanbodsector	Een sector die het aanbod van energie verzorgt. In deze studie de sectoren voor biograndstoffen, waterstof en elektriciteit.
Baseload	Basislast. De elektriciteit die continue wordt geleverd om aan de minimale elektriciteitsvraag te kunnen voldoen.
Biogene brandstof	Brandstof die volledig wordt geproduceerd uit biograndstoffen. Dit kan gaan om biogene diesel of kerosine die in bestaande toepassingen inzetbaar zijn, maar ook om methanol waarvoor aanpassingen aan motorteknik en brandstoftanks nodig zijn.
Biograndstoffen	Onbewerkte of weinig bewerkte ruwe biomassa. De term sluit aan bij het advies van de SER (SER, 2020). Het gaat hierbij ook om biomassa voor energetische toepassingen.
Blauwe waterstof	Waterstof die wordt geproduceerd uit fossiele energiebronnen waarbij de vrijkomende CO ₂ wordt afgevangen en opgeslagen.
Brandstof	Een vloeibare of gasvormige fossiele of klimaatneutrale energiedrager die kan worden ingezet voor energie en als grondstof voor industriële processen.
Bunkerbrandstoffen	De brandstof die door vliegtuigen en zeeschepen wordt getankt in een (lucht)haven. 'Bunkeren' is het tanken van deze brandstof.
Commodity	Een handelsproduct dat over het algemeen in grote hoeveelheden als onverpakt goed wordt verhandeld. In deze studie gaat het met name om elektriciteit en biograndstoffen.
Conversiesector	Een sector waarin energie wordt omgezet van de ene in de andere vorm. In deze studie: de elektriciteitscentrales, afvalverwerking, waterstof- en brandstofproductie.
Curtailment	Het bewust beperken van de elektriciteitsproductie uit zonne- of windenergie om vraag en aanbod in evenwicht te houden.
Derogatie	Het met toestemming van de EU afwijken van een algemeen vastgestelde norm. In deze studie gebruikt in het kader van de mestwetgeving.
Dual fuel configuratie	Samenstelling van een aandrijfsysteem waarbij twee verschillende brandstoffen kunnen worden ingezet. Bijvoorbeeld methanol en diesel in scheepsmotoren.
Elektrificatie	Het opbouwen van een systeem van elektriciteitsproductie en – distributie of het vervangen van andere energiebronnen door elektriciteit.
Feedstock	Energiedrager die geheel of gedeeltelijk wordt gebruikt als grondstof voor producten in met name de chemische industrie.
Fischer-Tropsch proces	Een chemisch proces waarin een mix van koolmonoxide en waterstof (syngas) wordt omgezet in vloeibare koolwaterstoffen.
Fit-for-55 pakket:	Het pakket aan maatregelen waarmee de Europese Commissie de uitstoot van broeikasgassen met 55% wil terugdringen in 2030 ten opzichte van 1990.
Flexibiliteitsoptie	Een technische optie om vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem in balans te houden.
Geavanceerde biobrandstoffen	In deze studie: vloeibare brandstoffen met name geproduceerd uit houtige (lignocellulose) biograndstoffen (incl. houtige gewassen) zoals door middel van vergassing en Fischer-Tropsch synthese.
Grijze waterstof	Waterstof die wordt geproduceerd uit aardgas.
Groene waterstof	Waterstof die wordt geproduceerd door middel van elektrolyse op basis van CO ₂ -vrije elektriciteit. Dit kan ook gaan om elektriciteit uit kerncentrales.
Impact Assessment	De studies die de Europese Commissie uitvoert ter onderbouwing van de voorstellen die ze presenteren, zoals bij het fit-for-55 pakket of het voorstel voor een emissiereductiedoel voor 2040.

Integraal traject	De in deze studie doorgerekende trajecten om de gehele Nederlandse samenleving in 2050 klimaatneutraal te maken.
Intra-day markt	De markt voor elektriciteit waarin gedurende de dag elektriciteit wordt gekocht en verkocht op een elektriciteitsbeurs.
Klimaatneutraal	In deze studie: de situatie waarin Nederland binnen de landsgrenzen en in combinatie met de in Nederland bunkerende schepen en vliegtuigen, netto geen broeikasgassen meer uitstoot.
Koolstofvrije brandstof	Brandstof die geen koolstof bevat zoals waterstof en ammoniak.
Koolstoftransitie	De transitie waarbij koolstof uit fossiele bronnen uit het systeem wordt gehaald en wordt vervangen door koolstof van biogene oorsprong.
Koolwaterstoffen	Organische verbinding van uitsluitend waterstof en koolstof. Er zijn heel veel soorten zoals methaan, ethaan, propaan, butaan, diesel, benzine, etc.
Nafta	Een mengsel van koolwaterstoffen dat ontstaat bij het destilleren van ruwe olie. Nafta is een tussenproduct waaruit weer allerlei andere producten worden gemaakt.
Nationale kosten	Het totaal aan kosten, besparingen en opbrengsten van de in deze studie doorgerekende integrale trajecten voor Nederland als geheel.
Negatieve emissies	Het verwijderen van CO ₂ uit de lucht. Dit kan o.a. door het afvangen en opslaan van biogene CO ₂ of de aanplant van bossen.
Niet fossiele brandstoffen	Omvatten waterstof, biobrandstoffen of biogene brandstoffen en synthetische brandstoffen.
Onbalansmarkt	De markt waarop per kwartier de prijs voor de elektriciteit wordt bepaald die niet vooraf is ingekocht door energieleveranciers.
Organische chemie	De tak van de scheikunde die zich bezighoudt met organische verbindingen van koolstof en waterstof.
Pellets	Samengeperste korrels of staaftjes materiaal, om ze zodoende makkelijk te kunnen transporteren en gebruiken. Bijvoorbeeld houtpellets of kunststofpellets.
Pieklastcentrale	Een elektriciteitscentrale die alleen wordt ingezet op schaarse momenten van grote elektriciteitsvraag (piekvraag).
Pyrolyse	Een chemisch proces waarbij een koolstofhoudend materiaal wordt ontleed door het te verhitten tot hoge temperaturen zonder dat er zuurstof bij kan komen.
Reboundeffect	In deze studie: het effect dat door lagere kosten bij verduurzaming van een product, dit product meer gebruikt wordt, bijvoorbeeld bij elektrische auto's.
Recyclaat	Gerecycled materiaal dat wordt verkregen uit plastic afval.
Sankey-diagram	In deze studie: een stroomdiagram waarin energiestromen worden gevisualiseerd.
Sectoraal traject	De in deze studie geschetste trajecten waarlangs de verschillende vraagsectoren klimaatneutraal kunnen worden in 2050.
Synthetische brandstof	Vloeibare brandstoffen die dezelfde eigenschappen hebben als fossiele brandstoffen, maar kunstmatig worden geproduceerd (ook wel e-brandstoffen genoemd) en waarvan de energie afkomstig is uit waterstof. Bij koolstofhoudende synthetische brandstoffen is de koolstof gewoonlijk afkomstig van biogroundstoffen. Bij geïntegreerde productie – waarbij waterstof en biogroundstoffen gecombineerd worden omgezet in brandstoffen – gebruiken we 'synthetische brandstoffen' voor dat deel van de output dat de energie ontleent aan de waterstof, en 'biobrandstoffen' voor het deel dat de energie ontleent aan de biogroundstoffen.
Torrefactie	Een thermochemisch proces dat wordt toegepast op biomassa om het geschikter te maken voor het gebruik als brandstof. Het resulteert in een brandstof die qua eigenschappen veel lijkt op steenkool.
Traject	Een route waarlangs voor een deel (sectoraal traject) of het geheel (integraal traject) klimaatneutraliteit in 2050 kan worden bereikt.

Vollastuur	Een uur waarin een energiebron met wisselend vermogen op vol vermogen heeft geproduceerd.
Vraagsector	Een sector waar energie wordt gebruikt. In deze studie worden de volgende vraagsectoren onderscheiden: industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw en landgebruik.
Wind-power density	De hoeveelheid windvermogen per oppervlakte-eenheid op basis van het (toekomstige) vermogen van windturbines, de beschikbare ruimte op zee of op land en het aantal turbines per oppervlakte-eenheid, uitgedrukt in MW/km ²).

Referenties

- Agora. (2023). *Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr - Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel*. <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/der-co2-preis-fuer-gebaeude-und-verkehr/>
- Agora Energiewende, & Öko-Institut. (2020). *How to Raise Europe's Climate Ambitions for 2030? Implementing a -55% Target in EU Policy Architecture*. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/how-to-raise-europes-climate-ambitions-for-2030/>
- Berenschot, & Kalavasta. (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050. Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*. <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2020/03/31/klimaatneutrale-energiescenarios-2050/Rapport-Klimaatneutrale-energiescenarios-2050.PDF>
- Boot, P. (2024). *Problemen met kernenergie in het VK: ook voor Nederland opletten geblazen*. <https://www.energiepodium.nl/artikel/problemen-met-kernenergie-in-vk-ook-voor-nederland-oplettten-geblazen>
- Breman, B., Nieuwenhuizen, W., Dirkx, J., Pouwels, R., de Knecht, B., de Wit, E., Roelofsen, H., van Hinsberg, A., van Egmond, P., Maas, G., van Aar, M., Veraart, J., Snep, R., van Delft, B., Mensing, V., Hellegering, Y., de Blois, F., Woltjer, I., Heidema, N., ... de Sena, N. (2022). *Natuurverkenning 2050 – Scenario Natuurinclusief*. <https://doi.org/10.18174/558179>
- Brouwer, A. S., van den Broek, M., Zappa, W., Turkenburg, W. C., & Faaij, A. (2016). Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems. *Applied Energy*, 161, 48–74. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.090>
- Brunkreeft, G., Neuhoff, K., & Newbery, D. (2005). Electricity transmission: An overview of the current debate. *Utilities Policy*, 13(2), 73–93. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.12.002>
- BZK. (2021a). *Kamerbrief: Stand van zaken Klimaatakkoord Gebouwde omgeving*.
- BZK. (2021b). *Wegwijzer Dashboard Eindgebruikerskosten*. <https://expertisecentrumwarmte.nl/eindgebruikerskosten/default.aspx>
- BZK. (2022). *Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/06/01/beleidsprogramma-versnelling-verduurzaming-gebouwde-omgeving>
- CBS. (2023). *Electriciteitsbalans; aanbod en gebruik*. <https://www.cbs.nl/nl-nl/cijfers/detail/84575NED>
- CE Delft. (2017). *Net voor de Toekomst. Achtergrondrapport*. <https://ce.nl/publicaties/net-voor-de-toekomst/>
- CE Delft. (2020). *Bio-Scope. Toepassingen en beschikbaarheid van duurzame biomassa*. <https://ce.nl/publicaties/bio-scope-toepassingen-en-beschikbaarheid-van-duurzame-biomassa/>
- CE Delft. (2022). *100% CO₂-vrije elektriciteit in 2035. Spoorboekje voor opschaling naar 2035*. <https://ce.nl/publicaties/100-co2-vrije-elektriciteit-in-2035/>
- CE Delft. (2023a). *Koolstofverwijdering voor klimaatbeleid. Analyse van behoefte, aanbod en beleid voor negatieve emissies in Nederland*. <https://ce.nl/publicaties/koolstofverwijdering-voor-klimaatbeleid/>
- CE Delft. (2023b). *Werkwijzer Nationale Kosten. Uitgangspunten bij berekeningen van PBL*. <https://www.pbl.nl/publicaties/werkwijzer-nationale-kosten>
- Clarke, L. E., Fawcett, A. A., Weyant, J. P., McFarland, J., Chaturvedi, V., & Zhou, Y. (2014). Technology and U.S. Emissions Reductions Goals: Results of the EMF 24 Modeling Exercise. *The Energy Journal*, 35(1_suppl), 9–31. <https://doi.org/10.5547/01956574.35.S1.2>
- CPB, & PBL. (2015). *Cahier mobiliteit; Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving*. http://www.wlo2015.nl/wp-content/uploads/PBL_2015_WLO_Mobiliteit_1686.pdf
- De Gemeynt, & Royal Haskoning DHV. (2022). *A carbon takeback obligation for fossil fuels. Feasibility study phase 2 (Issue June)*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/06/30/de-gemeynt-a-carbon-takeback-obligation-for-fossils-fuels>
- DNV GL. (2017). *Biomassapotentieel in Nederland. Verkennende studie naar vrij beschikbaar biomassapotentieel voor energieopwekking in Nederland*. <http://library.wur.nl/WebQuery/gkz-groen-kennisnet/547794>
- DNV GL. (2020). *Noordzee energie outlook*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/09/01/rapport-noordzee-energie-outlook>
- Duwe, M., Graichen, J., & Böttcher, H. (2023). *Can current EU climate policy reliably achieve climate neutrality by 2050?* <https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2023/2157-EU-climate-policy-post-2030-discussion-paper-web.pdf>

- EBN, & TNO. (2022). *Haalbaarheidsstudie Offshore Ondergrondse Waterstofopslag*.
<https://www.tno.nl/nl/newsroom/2022/07/onderzoek-tno-ebn-waterstofopslag-zee/>
- EC. (2018). IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM (2018) 773 *A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous , modern , competitive and climate neutral economy* (Issue November). https://knowledgeqpolicy.ec.europa.eu/publication/depth-analysis-support-com2018-773-clean-planet-all-european-strategic-long-term-vision_en
- EC. (2020a). *EU Reference Scenario 2020*. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en
- EC. (2020b). *Impact assessment. Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people Part 2/2*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0176>
- EC. (2020c). *Offshore Renewable Energy Strategy*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_2096
- EC. (2021a). "Fit for 55": het EU-klimaatstreefdoel voor 2030 bereiken op weg naar klimaatneutraliteit. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN>
- EC. (2021b). *Policy scenarios for delivering the European Green Deal*. https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/policy-scenarios-delivering-european-green-deal_en
- EC. (2021c). VERORDENING (EU) 2021/1119 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 30 juni 2021 tot vaststelling van een kader voor de verwezenlijking van klimaatneutraliteit, en tot wijziging van Verordening (EG) nr. 401/2009 en Verordening (EU) 2018/1999. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>
- EC. (2021d). *Werk maken van de Europese Green Deal*. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_nl
- EC. (2022a). AANBEVELING VAN DE RAAD van 16 juni 2022 inzake het garanderen van een rechtvaardige transitie naar klimaatneutraliteit. <https://doi.org/10.2760/845605.>
- EC. (2022b). MEDEDELING VAN DE COMMISSIE AAN HET EUROPEES PARLEMENT, DE RAAD, HET EUROPEES ECONOMISCH EN SOCIAAL COMITÉ EN HET COMITÉ VAN DE REGIO'S - EU-strategie voor zonne-energie. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A221%3AFIN#:~:text=The EU Solar Energy Strategy outlines a comprehensive,Second%2C by making permitting procedures shorter and simpler.>
- EC. (2022c). *REPowerEU Plan - MEDEDELING VAN DE COMMISSIE AAN HET EUROPEES PARLEMENT, DE EUROPESE RAAD, DE RAAD, HET EUROPEES ECONOMISCH EN SOCIAAL COMITE EN HET COMITE VAN DE REGIO - COM(2022) 230 final*. https://commission.europa.eu/publications/key-documents-repowereu_en
- EC. (2022d). VERORDENING VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD betreffende de totstandbrenging van een kader voor het vaststellen van vereisten inzake ecologisch ontwerp voor duurzame producten en tot intrekking van Richtlijn 2009/125/EG. https://environment.ec.europa.eu/publications/proposal-ecodesign-sustainable-products-regulation_en
- EC. (2022e). VERORDENING VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD betreffende verpakkingen en verpakkingsafval, tot wijziging van Verordening (EU) 2019/1020 en Richtlijn (EU) 2019/904, en tot intrekking van Richtlijn 94/62/EG (Vol. 0396). https://environment.ec.europa.eu/publications/proposal-packaging-and-packaging-waste_en
- EC. (2023a). *Applying the Polluter-pays Principle to Agricultural Emissions*. https://climate.ec.europa.eu/funding-opportunities/calls-tenders/applying-polluter-pays-principle-agricultural-emissions_en
- EC. (2023b). *EU wide assessment of the draft updated National Energy and Climate Plans - An important step towards the more ambitious 2030 energy and climate objectives under the European Green Deal and RePowerEU*. https://commission.europa.eu/system/files/2023-12/EU-wide_assessment_draft_updated_National_Energy_Climate_Plans_2023.pdf
- EC. (2023c). *Next MFF funding: Life and Horizon Europe*. <https://cinea.ec.europa.eu/system/files/2021-04/h.6.supportCleanEnergyTransitionNext-mff.pdf>
- EC. (2023d). RICHTLIJN VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD betreffende energie-efficiëntie en tot wijziging van Verordening (EU) 2023/955 (herschikking). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CONSIL%3APE_15_2023_INIT&qid=1691999531020
- EC. (2024a). COM(2024) 63 final. *Securing our future. Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society*. https://climate.ec.europa.eu/document/download/2ccd7710-5fc3-420f-aeb8-9a3af271f970_en?filename=2040 Climate Target Communication_en.pdf

- EC. (2024b). *Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society*. COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT. IMPACT ASSESSMENT REPORT. Part 1. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en
- EEA. (2023). *EEA 2023 Greenhouse gas emissions under the Effort Sharing Legislation*. Prod-ID: DAT-170-en. <https://climate-energy.eea.europa.eu/topics/climate-change-mitigation/effort-sharing-emissions/data>
- EP. (2018). *Regulation (EU) 2018/1999 on the Governance of the Energy Union and Climate Action*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=EN>
- EP. (2023). RICHTLIJN (EU) 2023/2413 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 18 oktober 2023 tot wijziging van Richtlijn (EU) 2018/2001, Verordening (EU) 2018/1999 en Richtlijn 98/70/EG wat de bevordering van energie uit hernieuwbare bronnen betreft, en tot intrekking. Europees Parlement. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>
- ESABCC. (2023). *Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030-2050*. <https://doi.org/10.2800/609405>
- EU. (2012). VERDRAG BETREFFENDE DE WERKING VAN DE EUROPESE UNIE - VWEU (Geconsolideerde Versie). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:12012E/TXT>
- European Court of Auditors. (2021). *Common Agricultural Policy (CAP) and climate. Half of EU climate spending but farm emissions are not decreasing*. https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR21_16/SR_CAP-and-Climate_EN.pdf
- Europese Rekenkamer. (2023). *EU-steun voor duurzame biobrandstoffen in het vervoer Een onduidelijke toekomst*. https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-29/SR-2023-29_NL.pdf
- Expertteam Energiesysteem. (2023). *Energie door perspectief : rechtvaardig , robuust en duurzaam naar 2050*. <https://etes2050.nl/default.aspx>
- EZK. (2019). *Klimaatakkoord* (p. 253). <https://www.klimaatakkoord.nl/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord>
- EZK. (2022a). *Aanbieden rapporten van het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit en van Netbeheer Nederland* (pp. 1–3). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/06/13/aanbieden-rapporten-van-het-uitvoeringsoverleg-elektriciteit-en-van-netbeheer-nederland>
- EZK. (2022b). *Kamerbrief Bijmengverplichting groen gas*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/07/01/bijmengverplichting-groen-gas>
- EZK. (2022c). *Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/09/16/kamerbrief-windenergie-op-zee-2030-2050>
- EZK. (2022d). *Scenariostudie kernenergie* (Issue september). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/09/07/scenariostudie-kernenergie>
- EZK. (2023a). *Concept Nationaal plan energiesysteem - Ambtelijk werkdocument B - Ontwikkelpaden ketens van het energiesysteem*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/07/03/bijlage-3-ambtelijk-werkdocument-b-ontwikkelpaden-ketens-van-het-energiesysteem-definitief>
- EZK. (2023b). *Kamerbrief nadere uitwerking bijmengverplichting groen gas*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2023/07/14/kamerbrief-nadere-uitwerking-bijmengverplichting-groen-gas>
- EZK. (2023c). *Kamerbrief "Voortgang realisatie wind op zee"*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2023/10/16/voortgang-realisatie-windenergie-op-zee>
- EZK. (2023d). *Marktontwikkeling en -ordening van CO₂-transport en opslag*. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511635359.007>
- EZK. (2023e). *Nationaal plan energiesysteem*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/12/01/nationaal-plan-energiesysteem>
- EZK. (2023f). *Nieuwe maatregelen netcongestie* (pp. 3–3). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2023/10/18/nieuwe-maatregelen-netcongestie>
- EZK. (2023g). *Voortgang voorstel Wet collectieve warmte* (Issue 800, pp. 1–11). <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/energie-thuis/documenten/kamerstukken/2023/07/06/kamerbrief-wet-collectieve-warmtevoorziening>
- EZK. (2023h). *Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2023/06/23/kamerbrief-vormgeving-instrumentarium-hernieuwbare-waterstof>

- EZK. (2024a). *Kamerbrief aanpassingen bijmengverplichting groen gas*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/02/09/kamerbrief-aanpassingen-bijmengverplichting-groen-gas>
- EZK. (2024b). Voortgang projectprocedures nieuwbouw kerncentrales en programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee. In *Tweede Kamer der Staten-Generaal*. https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2024Z03177&did=2024D07291
- EZK, & I&W. (2020). *Duurzaamheidskader biograndstoffen*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/10/16/duurzaamheidskader-biograndstoffen>
- EZK, & I&W. (2022). Beleidsinzet Biograndstoffen. In *Tweede Kamer der Staten-Generaal*. https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2022Z08300&did=2022D16747
- FD. (2024). Bedrijfsleven loopt in heel Europa tegen volle stroomnetten aan. *Financieel Dagblad*. <https://fd.nl/bedrijfsleven/1510859/bedrijfsleven-loopt-in-heel-europa-tegen-volle-stroomnetten-aan>
- Fraunhofer. (2023). *Clean Hydrogen Deployment in the Europe-MENA Region from 2030 to 2050 - A Technical and Socio-Economic Assessment*. <https://www.cines.fraunhofer.de/en/news/past-press-releases/Study-clean-hydrogen-deployment.html>
- Geden, O., & Schenuit, F. (2019). *Climate Neutrality as Long-term Strategy. The EU's Net Zero Target and Its Consequences for Member States*. https://www.swp-berlin.org/publications/products/comments/2019C33_Gdn_Schenuit.pdf
- Harthan, R. O., Repenning Ruth Blanck, J., Emele, L., Kristian Görz, W., Kasten, P., Moosmann, L., Deurer, J., Steinbach, J., Fleiter, T., & Rehfeldt, M. (2022). Klimaschutzbeitrag verschiedener CO₂-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie. *Climate Change* 19/2022, 19/2022, 1–55. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutzbeitrag-verschiedener-co2-preispfade-in>
- I&W. (2020). *Verantwoord vliegen naar 2050 - Luchtvaartnota 2020-2050*. https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2020Z22347&did=2020D47445
- I&W. (2021). *Uitvoeringsprogramma Circulaire Economie 2021-2023*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/09/30/uitvoeringsprogramma-circulaire-economie-2021-2023>
- I&W. (2023). *Stand van zaken implementatie duurzaamheidscriteria biograndstoffen in regelgeving* (pp. 1–10). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/05/12/bijlage-3-bijlage-bij-rapport-stakeholdersvisies-op-het-biograndstoffenbeleid>
- IBO. (2021). *Financiering Energietransitie: Beleidsmatige keuzes in kosten, prikkels en verdeling*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/03/30/ibo-financiering-energietransitie>
- ICAO. (2022). *Resolution A41-21: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection — Climate change*. <https://www.icao.int/Newsroom/Pages/States-adopts-netzero-2050-aspirational-goal-for-international-flight-operations.aspx>
- ICL. (2021). *Sustainable biomass availability in the EU, to 2050*. Ref: RED II Annex IX A/B. <https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-to-2050/>
- IEA. (2022a). *World Energy Outlook 2022*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- IEA. (2022b). *Global Hydrogen Review 2022*. In *Global Hydrogen Review 2022*. OECD. <https://doi.org/10.1787/a15b8442-en>
- IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. OECD. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- IMO. (2023). *Annex 15 - Resolution MEPC.377(80) (Adopted on 7 July 2023) - 2023 IMO STRATEGY ON REDUCTION OF GHG EMISSIONS FROM SHIPS*. [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/annex/MEPC 80/Annex 15.pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/annex/MEPC%2080/Annex%2015.pdf)
- IPCC. (2014). *Fifth Assessment Report, Working Group III: Mitigation of Climate Change, Chapter 7: Energy Systems*. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter7.pdf
- IPCC. (2023a). *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/DOL:10.1017/9781009157896>
- IPCC. (2023b). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth*

- Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (P. Arias, M. Bustamante, I. Elgizouli, G. Flato, M. Howden, C. Méndez-Vallejo, J. J. Pereira, R. Pichs-Madruga, S. K. Rose, Y. Saheb, R. Sánchez Rodríguez, D. Ürge-Vorsatz, C. Xiao, N. Yassaa, J. Romero, J. Kim, E. F. Haites, Y. Jung, R. Stavins, ... C. Péan (eds.)). <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- ISPT. (2022). *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant - Advanced Design and Total Installed-Capital Costs*. <https://ispt.eu/media/ISPT-public-report-gigawatt-green-hydrogen-plant.pdf>
- Jenkins, J. D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R. B., Ganda, F., de Sisternes, F., & Botterud, A. (2018). The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy. *Applied Energy*, 222, 872–884. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.002>
- JRC. (2015). *The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2790/39014>
- JRC. (2022). *Advanced Biofuels in the European Union - Status report on technology development, trends, value chains and markets*. <https://doi.org/10.2760/938743>
- JRC. (2024). *PRIMES Energy System Model*. <https://web.jrc.ec.europa.eu/policy-model-inventory/explore/models/model-primess/>
- Kättlitz, A., Cavarretta, M. C., Buyuk, N., Lebois, O., & Boersma, P. (2022). TYNDP 2022 Scenario Report. In *Entsog, Entso-E (Issue April)*. <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>
- KiM, & TNO. (2022). *Energieketens voor CO₂-neutrale mobiliteit. Efficiëntie, kosten en ruimtegebruik in beeld (Issue September)*. <https://www.kimnet.nl/publicaties/publicaties/2022/09/01/energieketens-voor-co2-neutrale-mobiliteit>
- Kloosterman, J. L. (2019). *Kernenergie in een Co₂-Vrije Energiemix* (pp. 1–8). https://parlementenwetenschap.nl/wp-content/uploads/2021/02/2019_Wetenschappelijke_factsheet_Kloosterman_Kernenergie.pdf
- KNMI. (2014). *Klimaatscenario's voor Nederland*. <https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/achtergrond/knmi-14-klimaatscenario-s>
- LNV. (2020). *Bos voor de toekomst - Uitwerking ambities en doelen landelijke Bossenstrategie en beleidsagenda 2030*. https://open.overheid.nl/repository/ronl-d6ac7db2-od36-45bo-9507-f76638a48cod/1/pdf/Bos voor de toekomst_Uitwerking ambities en doelen landelijke Bossenstrategie en beleidsagenda 2030.pdf
- LNV. (2022). *Diverse onderwerpen mestbeleid*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/12/02/diverse-onderwerpen-mestbeleid>
- LNV. (2023). *In Beweging - Concept Landbouwakkoord 2040*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/06/23/bijlage-2-bijlagen-bij-concept-landbouwakkoord>
- LNV, & RVO. (2020). *Routekaart nationale biograndstoffen*. 94. https://biobasedeconomy.nl/wp-content/uploads/2020/06/70969-RVO-Routekaart-Internationale-Biograndstoffen_v7.pdf
- Mandley, S. J., Wicke, B., Junginger, M., van Vuuren, D. P., & Daioglou, V. (2022). The implications of geopolitical, socioeconomic, and regulatory constraints on European bioenergy imports and associated greenhouse gas emissions to 2050. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 16(6), 1551–1567. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/bbb.2421>
- Material Economics. (2021). *EU Biomass Use in a Net-Zero Economy - A course correction for EU biomass*. <https://www.climate-kic.org/wp-content/uploads/2021/06/MATERIAL-ECONOMICS-EU-BIOMASS-USE-IN-A-NET-ZERO-ECONOMY-ONLINE-VERSION.pdf>
- Netbeheer Nederland. (2021). *Het Energiesysteem van de Toekomst - Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050 (Issue April)*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050. Tweede editie*. <https://www.netbeheernederland.nl/nieuws/klimaatneutraal-energiesysteem-is-haalbaar-als-we-durven-te-kiezen--1695>
- Netbeheer Nederland, TenneT, Alliander, & GasUnie. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: de IJ3050-scenario's. Integrale energiesysteemverkenning 2030-2050*. <https://www.tennet.eu/nl/nieuws/netbeheerders-brengen-wegen-naar-klimaatneutraal-2050-kaart>
- NGHC, ACWA Power, & Air Products. (2022). *NEOM Green Hydrogen Complex*. <https://www.airproducts.com/energy-transition/neom-green-hydrogen-complex>
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G. F., Jensterle, M., & Luderer, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nature Energy*, 7(9), 854–865. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01097-4>

- Özdemir, Ö., Hobbs, B. F., van Hout, M., & Koutstaal, P. R. (2020). Capacity vs energy subsidies for promoting renewable investment: Benefits and costs for the EU power market. *Energy Policy*, 137, 111166. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111166>
- Özdemir, Ö., Vries, A., Bours, L., & Koutstaal, P. (2022). *The role of flexibility options in deep de-carbonization of the European power sector*, IEAA abstracts. <https://www.haee.gr/media/4328/ozdemir2022abstract.pdf>
- PBL. (2019a). *Korte modelbeschrijving OPERA* (Issue september). https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-korte-modelomschrijving-opera_3838.pdf
- PBL. (2019b). *Ruimtelijke Verkenning 2019: Oefenen met de toekomst. Scenario's voor stedelijke ontwikkeling, infrastructuur en mobiliteit in Nederland voor 2049*. <https://www.pbl.nl/publicaties/oefenen-met-de-toekomst>
- PBL. (2020a). *Beschikbaarheid en toepassingsmogelijkheden van duurzame biomassa. Verslag van een zoektocht naar gedeelde feiten en opvattingen*. <https://www.pbl.nl/publicaties/beschikbaarheid-en-toepassingsmogelijkheden-van-duurzame-biomassa-verslag-van-een-zoektocht-naar-gedeelde-feiten>
- PBL. (2020b). *Startanalyse aardgasvrije buurten*. <https://www.pbl.nl/publicaties/startanalyse-aardgasvrije-buurten-2020>
- PBL. (2020c). *Thuispagina Startanalyse aardgasvrije buurten - Versie 2020*. <https://themasites.pbl.nl/leidraad-warmte/2020/>
- PBL. (2021a). *Actualisatie invoer WLO autopark mobiliteitsmodellen 2020*. <https://www.pbl.nl/publicaties/actualisatie-invoer-wlo-autopark-mobiliteitsmodellen-2020>
- PBL. (2021b). *Startanalyse aardgasvrije buurten. Achtergrondrapport*. <https://www.pbl.nl/publicaties/startanalyse-aardgasvrije-buurten-2020-achtergrondrapport>
- PBL. (2022a). *Besturen in het begin van de warmtetransitie*. <https://www.pbl.nl/publicaties/besturen-in-het-begin-van-de-warmtetransitie>
- PBL. (2022b). *Klimaat- en Energieverkenning 2022*. www.pbl.nl/kev
- PBL. (2022c). *Tussen uitvoering en beleid in de warmtetransitie. Over de omgang met knelpunten in de gemeentelijke uitvoering van het Programma Aardgasvrije Wijken*. <https://www.pbl.nl/publicaties/tussen-uitvoering-en-beleid-in-de-warmtetransitie>
- PBL. (2023a). *DE TRANSFORMATIEOPGAVE IN DE SECTOR GEBOUWDE OMGEVING*. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2023-de-transformatieopgave-in-de-gebouwde-omgeving_5291.pdf
- PBL. (2023b). *Integrale Circulaire Economie Rapportage 2023*. In *PBL-publicatienummer: 4124*. <https://www.pbl.nl/publicaties/integrale-circulaire-economie-rapportage-2023>
- PBL. (2023c). *Klimaat- en Energieverkenning 2023*. www.pbl.nl/kev
- PBL. (2023d). *Klimaatverandering in de prijzen: actualisatie. Analyse van de beprijzing van broeikasgasemissies in Nederland in 2021*. <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaatverandering-in-de-prijzen-update>
- PBL. (2023e). *Overzicht transitievisies warmte - Signalen, obstakels en potentieel*. <https://www.pbl.nl/publicaties/overzicht-transitievisies-warmte>
- PBL. (2023f). *Reflectie op het concept-Nationaal Plan Energiesysteem* (Issue december). <https://www.pbl.nl/publicaties/reflectie-op-het-concept-nationaal-plan-energiesysteem>
- PBL. (2023g). *Ruimtelijke verkenning 2023. Vier scenario's voor de inrichting van nederland in 2050*. <https://www.pbl.nl/publicaties/ruimtelijke-verkenning-2023-vier-scenarios-voor-de-inrichting-van-nederland-in-2050>
- PBL. (2024a). *BESCHIKBAARHEID BIOGRONDSTOFFEN IN NL EN DE EUROPESE UNIE. Notitie bij studie Trajectverkenning klimaatneutraal Nederland 2050*. <https://www.pbl.nl/publicaties/beschikbaarheid-biogrondstoffen-in-nederland-en-de-europese-unie>
- PBL. (2024b). *Klimaatneutrale luchtvaart in 2050. Een verkenning van beelden en paden er naar toe*.
- PBL. (2024c). *PRODUCTIE, IMPORT EN OPSLAG VAN WATERSTOF IN NEDERLAND Achtergrondstudiestudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050*. <https://www.pbl.nl/publicaties/productie-import-transport-en-opslag-van-waterstof-in-nederland>
- PBL. (2024d). *TRAJECTEN NAAR EEN 'KLIMAATNEUTRALE' LANDBOUW, LANDGEBRUIK EN GLASTUIN-BOUW IN 2050 - Achtergrondrapport bij de studie 'Trajectverkenning klimaatneutraal 2050.'*
- PBL. (2024e). *TRAJECTEN NAAR EEN KLIMAATNEUTRALE NEDERLANDSE INDUSTRIE MET KLIMAATNEUTRALE GRONDSTOFFEN. Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050*. <https://www.pbl.nl/publicaties/trajecten-naar-een-klimaatneutrale-landbouw-landgebruik-en-glastuinbouw-in-2050>

- PBL. (2024f). VIER TRAJECTEN NAAR EEN KLIMAATNEUTRALE GEBOUWDE OMGEVING *Achtergrondrapport bij de studie Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050*. <https://www.pbl.nl/publicaties/vier-trajecten-naar-een-klimaatneutrale-gebouwde-omgeving>
- PBL. (2024g). WAT ZIJN RECHTVAARDIGE EN HAALBARE KLIMAATDOELEN VOOR NEDERLAND? <https://www.pbl.nl/publicaties/wat-zijn-rechtvaardige-en-haalbare-klimaatdoelen-voor-nederland>
- PBL, & CPB. (2020). *Kosten- en batenbegrippen in klimaatbeleid* (Issue November). <https://www.pbl.nl/publicaties/kosten-en-batenbegrippen-in-klimaatbeleid>
- PBL, & TNO. (2024). *Klimaatneutrale mobiliteit 2050. Een verkenning van beelden en paden daarnaartoe*.
- PBL, TNO, & DNV. (2024). *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024*. <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-2024>
- PBL, TNO, & RVO. (2022). *Reflectie op Cluster Energiestrategieën 2022 (CES 2.0)* (Vol. 2022, Issue december). <https://www.pbl.nl/publicaties/reflectie-op-cluster-energiestrategieen-2022-ces-20>
- PBL, & VU. (2024). *AAN DE SLAG MET TRANSFORMEREND KLIMAATBELEID - Eindrapport Lerende Evaluatie Klimaatbeleid*.
- Penta. (2023). *Statement by Ministers of the Pentalateral Energy Forum on a joint vision for a decarbonized electricity system* (Issue December, p. 2023). Pentalateral Energy Forum. <https://www.benelux.int/nl/post/groep-europese-landen-wil-elektriciteitssysteem-koolstofvrij-maken-tegen-2035/>
- PIDI. (2021). *Programma Infrastructuur Duurzame Industrie, Plan van aanpak*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2021/05/20/programma-infrastructuur-duurzame-industrie-plan-van-aanpak>
- Pollitt, M. G. (2023). *Locational Marginal Prices for Electricity in Europe? The Untold Story*. July 2023, 1–27. www.eprg.group.cam.ac.uk
- Port of Rotterdam. (2021). *Several Rotterdam terminals to be ready for hydrogen imports by 2025. Position paper on study into hydrogen import terminals* (pp. 1–3). <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/several-rotterdam-terminals-to-be-ready-for-hydrogen-imports-by-2025>
- Pothof, I., Vreeken, T., & Meerkerk, M. Van. (2022). *Field measurements on lower radiator temperatures in existing buildings Manuscript for Energy and Buildings*. september. <https://www.deltares.nl/expertise/publicaties/field-measurements-on-lower-radiator-temperatures-in-existing-buildings-manuscript-for-energy-and-buildings>
- Probos. (2023). *Houtproductie en-gebruik in Nederland in 2021*. https://www.probos.nl/images/pdf/rapporten/230223_Rapportage_houtgebruik_in_Nederland_2021_def.pdf
- PwC. (2021). *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders. Finaal rapport in opdracht van Netbeheer Nederland* (Issue april). https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/PwC_De_energietransitie_en_de_financieel_impact_voor_netbeheerders_15_04_2021_193.pdf
- PwC. (2022). *Effecten van publiek eigendomsverplichting op de realisatiekracht voor collectieve warmtesystemen*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/10/21/rapport-effecten-van-publiek-eigendomsverplichting-op-de-realisatiekracht-voor-collectieve-warmtesystemen>
- Quintel, & Witteveen en Bos. (2023). *Vergelijkende analyse systeemstudies en scenario-analyses energysysteem - In opdracht van het ministerie van Economische Zaken*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/07/03/bijlage-7-ii-vergelijkende-analyse-systeemstudies-scenario-analyses-quintel-witteveen-bos>
- Rickels, W., Proelß, A., Geden, O., Burhenne, J., & Fridahl, M. (2021). *Integrating Carbon Dioxide Removal Into European Emissions Trading*. In *Frontiers in Climate* (Vol. 3). <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2021.690023>
- Rietig, K. (2021). *Accelerating low carbon transitions via budgetary processes? EU climate governance in times of crisis*. *Journal of European Public Policy*, 28(7), 1018–1037. <https://doi.org/10.1080/13501763.2021.1918217>
- Schneider, M., & Froggatt, A. (2019). *The World Nuclear Industry Status Report 2019*. https://doi.org/10.1142/9789811213953_0021
- Schuttelaar & Partners. (2021). *Oplossingsrichtingen emissiereductie melkvee- en varkenshouderij. Overzicht van huidige mogelijke, maatregelen, technieken en oplossingen voor reductie van methaan en ammoniak in de melkvee- en varkenshouderij*. <https://edepot.wur.nl/566828>
- SDO. (2024). *Gematigde groei - RAPPORT VAN DE STAATSCOMMISSIE DEMOGRAFISCHE ONTWIKKELINGEN 2050*. <https://www.staatscommissie2050.nl/documenten/rapporten/2024/01/15/index>
- SER. (2020). *Biomassa in balans - Een duurzaamheidskader voor hoogwaardige inzet van biograndstoffen*.

- <https://www.ser.nl/nl/Publicaties/advies-biomassa-in-balans>
- SIL. (2023). *Groene keuzes voor de Nederlandse basisindustrie*. <https://sustainableindustrylab.nl/academic-workstream/groene-keuzes-voor-de-nederlandse-basisindustrie-eeen-studie-over-de-toekomst-van-chemie-brandstoffen-staal-en-kunstmest-in-eeen-klimaatneutraal-circulair-nederland>
- Smith, P., Davis, S. J., Creutzig, F., Fuss, S., Minx, J., Gabrielle, B., Kato, E., Jackson, R. B., Cowie, A., Kriegler, E., van Vuuren, D. P., Rogelj, J., Ciais, P., Milne, J., Canadell, J. G., McCollum, D., Peters, G., Andrew, R., Krey, V., ... Yongsung, C. (2016). Biophysical and economic limits to negative CO₂ emissions. *Nature Climate Change*, 6(1), 42–50. <https://doi.org/10.1038/nclimate2870>
- Staatsblad. (2023). *Wet van 10 juli 2023 tot wijziging van de Klimaatwet (implementatie Europese klimaatwet) - 271*. <https://www.ndfr.nl/content/stb-2023-271>
- Taminiau, F., & van der Zwaan, B. (2022). The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy. *Journal of Energy and Power Technology*, 04(04), 1–19. <https://doi.org/10.21926/jept.2204032>
- TNO. (2020). *The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics*. 33. <https://repository.tno.nl/islandora/object/uuid:77b361fb-0598-40aa-8be2-97e1f6e73ce5>
- TNO. (2022a). *Cost analysis and comparison of different hydrogen carrier import chains and expected cost development*. <https://doi.org/10.5281/zenodo.6672619>
- TNO. (2022b). *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland*. <https://www.tno.nl/nl/over-tno/nieuws/2022/4/ambitieuze-scenario-s-voor-klimaatneutraal-energiesysteem/>
- TNO. (2022c). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstocks*. https://www.researchgate.net/publication/360463899_Towards_a_sustainable_energy_system_for_the_Netherlands_in_2050_-_Scenario_update_and_analysis_of_heat_supply_and_chemical_and_fuel_production_from_sustainable_feedstocks
- TNO. (2023a). *Interim rapport Deel 1 Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem* (Issue September). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2023/09/25/bijlage-3-flexibiliteit-in-het-energiesysteem>
- TNO. (2023b). *Referentiescenario broeikasgasemissies 2040-2050 ten behoeve van de INEK-rapportage 2023*. <https://repository.tno.nl/islandora/object/uuid%3Aeadac978-68cc-43be-8792-73768d1137bd>
- TNO. (2024a). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050, nog te publiceren*.
- TNO. (2024b). *Verkenning van toekomstige ontwikkelingen en uitdagingen voor een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland, 2030-2050, Achtergrondrapport bij de PBL studie Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland 2050*.
- TNO, & EBN. (2018). *Ondergrondse Opslag in Nederland. Technische verkenning* (Issue November). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/10/12/ondergrondse-energieopslag-in-nederland-2030---2050>
- TNO, & EBN. (2021). *Ondergrondse Energieopslag in Nederland*.
- TSE. (2024). *CO₂ concentrations in industrial exhaust streams?* Thunder Said Energy. <https://thundersaidenergy.com/downloads/co2-concentrations-in-industrial-exhaust-streams/>
- Turkenburg, W. (2022a). *Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 óók zo'n 50.000 MW gegarandeerd vermogen nodig én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie? Kanttekeningen bij de energieplannen in het “Coalitieakkoord 2021-2025.”*
- Turkenburg, W. (2022b). *Toepassing kernenergie in Nederland en de perspectieven van SMRs - Notitie voor de Provincie Overijssel*.
- UNFCCC. (2015). *The Paris Agreement*. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/parisagreement_publication.pdf
- van Tuyll, A., Boedijn, A., Brunsting, M., Barbagli, T., Blok, C., & Stanghellini, C. (2022). Quantification of material flows: A first step towards integrating tomato greenhouse horticulture into a circular economy. *Journal of Cleaner Production*, 379, 134665. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134665>
- van Vuuren, D. P., Stehfest, E., Gernaat, D. E. H. J., van den Berg, M., Bijl, D. L., de Boer, H. S., Daioglou, V., Doelman, J. C., Edelenbosch, O. Y., Harmsen, M., Hof, A. F., & van Sluisveld, M. A. E. (2018). Alternative pathways to the 1.5 °C target reduce the need for negative emission technologies. *Nature Climate Change*, 8(5), 391–397. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0119-8>
- Velden, N. van der, & Smit, P. (2017). *Effect van intensivering, extensivering en energiebesparing op de CO₂-emissie van de Nederlandse glastuinbouw*. <https://doi.org/10.18174/417478>
- Vellinga, T., & Groenestein, K. (2023). *Methaanemissies in de melkveehouderij in verleden en toekomst*.

- <https://doi.org/10.18174/575030>
- von Homeyer, I., Oberthür, S., & Jordan, A. J. (2021). EU climate and energy governance in times of crisis: towards a new agenda. *Journal of European Public Policy*, 28(7), 959–979.
<https://doi.org/10.1080/13501763.2021.1918221>
- Weishaar, S. E. (2018). *Carbon Taxes at EU Level. Introduction Issues and Barriers* (WIFO Working Papers, Issue 556). WIFO. <https://econpapers.repec.org/RePEc:wfo:wpaper:y:2018:i:556>
- Williams, J. H., Jones, R. A., Haley, B., Kwok, G., Hargreaves, J., Farbes, J., & Torn, M. S. (2021). Carbon-Neutral Pathways for the United States. *AGU Advances*, 2(1). <https://doi.org/10.1029/2020AV000284>
- Witteveen en Bos. (2022). *Scenariostudie kernenergie*.
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/09/07/scenariostudie-kernenergie>
- WKR. (2023). *Wetenschap onderstreept noodzaak tot versterking klimaatbeleid*.
<https://www.wkr.nl/documenten/brieven/2023/08/29/wkr-brief-aan-eerste-en-tweede-kamer>

Bijlagen

Bijlage 1 OPERA

OPERA is een dynamisch optimalisatiemodel dat binnen bepaalde randvoorwaarden de meest kosteneffectieve manier berekent om het Nederlandse energiesysteem – en een aantal andere activiteiten die broeikasgasemissies veroorzaken – vorm te geven. Het model kan werken met een hoge tijdsresolutie, meerdere zichtjaren en een ruimtelijke differentiatie naar meerdere regio's. Het bevat een database met

- a) een breed palet aan technieken voor gebruik, winning en productie, omzetting en opslag van energie,
- b) een breed palet aan fossiele en alternatieve energiebronnen en energiedragers, en
- c) 'doelthema's' (bijvoorbeeld emissies) waaraan een grens (op basis van beleidsdoelen) of een prijs (als weergave van bijvoorbeeld een emissiehandelssysteem) gekoppeld kunnen worden.

De dynamische versie die in deze studie is gebruikt kan scenario's of trajecten over meerdere jaren in samenhang doorrekenen, waar oudere versies alleen afzonderlijke jaren konden doorrekenen (PBL, 2019a). Deze bijlage beschrijft vooral de uitbreidingen die zijn doorgevoerd ten behoeve van TVKN, en de manier waarop het model voor TVKN gebruikt is.

Randvoorwaarden

De randvoorwaarden waarbinnen het model optimaliseert zijn voor een deel inherent aan de eigenschappen van het energiesysteem en de technieken daarbinnen. Zo moeten het gebruik en de productie van energie op elk moment in evenwicht zijn en hebben technieken een bepaalde efficiëntie, opslagcapaciteit en operationele flexibiliteit. Zo kunnen warmte-kracht-installaties (WKKs) de verhouding tussen de productie van warmte en elektriciteit regelen, kunnen hybride warmtepompen schakelen tussen warmtepompen en ketel, en kunnen Fischer-Tropsch-installaties binnen een bepaalde bandbreedte de verhoudingen tussen verschillende producten bijsturen.

Daarnaast kunnen er randvoorwaarden zijn die te maken hebben met specifieke eisen aan het systeem, of bepaalde veronderstellingen over wat wel en niet haalbaar is. Voorbeelden van zulke eisen in deze studie zijn limieten op broeikasgasemissies, primair energiegebruik of het verbruik van fossiele brandstoffen (zie paragraaf 6.1) en limieten aan de beschikbaarheid en ingroei- of opschalingssnelheid van technieken en energiebronnen (zie paragraaf 2.1). In het model is dit geoperationaliseerd als de maximale relatieve groei tussen twee opeenvolgende zichtjaren.

Beschikbaarheid van technieken en innovatie

De beschikbaarheid van technieken, de kostendaling en de verbetering van efficiëntie en andere aspecten van de technische performance zijn allemaal exogeen. Er is dus geen terugkoppeling tussen meer of minder toepassing en meer of minder kostendaling. Technieken worden opgenomen in de database van het OPERA-model als ze een TRL-niveau hebben van 6 of hoger. Voor technieken die nu nog niet op de markt zijn, maar die binnen de zichtperiode van de berekening waarschijnlijk wel op de markt komen is exogeen een jaar van introductie gespecificeerd.

Kosten

De optimalisatie door OPERA richt zich op de laagste kosten voor Nederland als geheel. Hierbij gaat het om het nationale kostensaldo zoals beschreven in (PBL & CPB, 2020) en (CE Delft, 2023b). Voor toelichting op gebruik en invulling van dit kostenbegrip zie bijlage 3. Wanneer kosten op verschillende momenten in de tijd optreden, verrekent het model dat met een maatschappelijke discontovoet van 2,25 procent. Als het model rekent voor een enkel zichtjaar berekent het model voor dat jaar de kosten inclusief de geannuiseerde investeringskosten, en als het model rekent voor een periode van meerdere jaren, dan berekent het de netto contante waarde voor die hele periode. Bijlage 2 geeft toelichting over de gehanteerde prijzen.

Schaduwrijzen

De berekening met OPERA resulteert in zogenaamde schaduwrijzen. Die geven voor een randvoorwaarde aan hoeveel de netto contante waarde van de nationale kosten lager zou worden als de randvoorwaarde een eenheid ruimer zou zijn. Alleen als een randvoorwaarde bindend is, is de schaduwprijs groter dan nul, want alleen dan leidt verruiming tot lagere kosten. In het geval van waterstof of biograndstoffen kun je de schaduwprijs zien als dat wat Nederland daarvoor zou over hebben boven op de veronderstelde exogene prijs. Zolang de schaduwprijs positief is leidt extra beschikbaarheid en inzet van waterstof of biograndstoffen tot een daling van de totale kosten. Als bijvoorbeeld de huidige veronderstelde exogene prijs van geïmporteerde waterstof 25 euro per GJ is, en de resulterende schaduwprijs 24 euro per GJ, is het voor Nederland tot een prijs van 49 euro per GJ nog gunstig om extra waterstof te importeren.

Bij een emissiedoel of ander beleidsdoel is de betekenis van de schaduwprijs vergelijkbaar. Je kunt de schaduwprijs dan zien als dat wat Nederland voor een aan te kopen emissierecht over zou hebben. Maar ook vertelt de schaduwprijs in dat geval iets over de duurste maatregel (of combinatie van maatregelen) die je nodig hebt om het doel te halen. Als dat doel namelijk iets ruimer zou zijn, zou je die duurste maatregel achterwege kunnen laten, en nemen de totale kosten af met het bedrag dat je daarmee uitspaart. Als de schaduwprijs van het emissiedoel op broeikasgassen in 2050 op bijvoorbeeld 1.000 euro per ton CO₂-equivalent ligt, dan betekent dit dat de kosteneffectiviteit van de duurste maatregel op die waarde ligt.

Ingewikkelder wordt het wanneer je combinaties van beleidsdoelen hebt, zoals in de trajecten met een plafond op het primaire energiegebruik in combinatie met een uitfasering van fossiele energiedragers (de SR-trajecten, zie paragraaf 6.1). Het halen van deze doelen zorgt al voor veel broeikasgasemissiereductie, en vereist vaak dure maatregelen. Omdat vervolgens alleen nog relatief goedkope negatieve emissies nodig zijn om het emissiedoel te halen – die *niet* helpen bij het verminderen van het primaire gebruik of het uitfaseren van fossiel – bepalen die goedkopere maatregelen de schaduwprijs van het emissiedoel. Immers, ook als het emissiedoel ruimer zou zijn, moet je die duurdere maatregelen nog steeds nemen om de doelen voor primair energiegebruik en fossiele energiedragers te halen. De schaduwrijzen voor het emissiedoel zeggen in de SR-trajecten dus niet wat de duurste maatregelen zijn die je nodig hebt voor het halen van het emissiedoel, maar alleen wat de duurste maatregelen zijn die je nodig hebt om het gat te overbruggen tussen het emissiedoel en het emissieniveau dat al bereikt wordt door de opgelegde beperkingen ten aanzien van primair energiegebruik en fossiele energiedragers.

Ruimtelijke en temporele resolutie

OPERA kan op verschillende manieren ingezet worden, met een aantal regio's naar keuze en een instelbare tijdsresolutie, en voor één of meerdere jaren, maar de rekentijd neemt in het algemeen meer dan lineair toe met de grootte van het op te lossen probleem. Daarnaast leidt een uitgebreider en complexer model (met meer variabelen en randvoorwaarden) eerder tot een situatie waarin er geen kostenoptimale uitkomst bepaald kan worden. In deze studie ligt het accent vooral op trajecten naar klimaatneutraliteit en de schaarste van hulpbronnen. De versie van OPERA die is gebruikt voor deze studie richt zich op het tijdspad van 2030 tot 2050 in stappen van 5 jaar, onderscheidt binnen Nederland geen regio's, en verdeelt de 8760 uren van een jaar in 85 tijdvakken.

Voor het samenstellen van die tijdvakken beschikt OPERA over patronen op uurbasis voor de windsnelheid en de zonstraling, voor de buitentemperatuur en voor allerlei activiteiten zoals industriële productie, verwarming van gebouwen etc. Deze patronen zijn samengesteld op basis van gegevens voor het jaar 2015. Elk tijdvak bestaat uit een verzameling uren die veel op elkaar lijken qua energieverbruik, windsterkte en zonstraling, en de verhouding tussen energieproductie en energiegebruik. Dat hoeven dus geen opeenvolgende uren te zijn, en ook verschilt het aantal uren per tijdvak. Ook houdt de indeling rekening met het seizoen en het tijdstip van de dag. Voor de meeste extreme situaties die de hoogste eisen stellen aan het energiesysteem – pieken van aanbod of vraag – reserveert OPERA aparte tijdvakken.

Omdat het jaar 2015 geen langere periodes met weinig wind en zonstraling bevat (zogenaamde Dunkelflautes), is er een aanvullende randvoorwaarde dat er minimaal voldoende regelbaar vermogen beschikbaar moet zijn – inclusief nucleair – om op elk moment het niet terugregelbare elektriciteitsverbruik te kunnen leveren.

Dynamische versie

In TVKN richten we ons op de hele transitieperiode tussen 2030 en 2050. Daarvoor gebruiken we de nieuw ontwikkelde dynamische versie van OPERA, die het tijdspad over meerdere jaren tegelijk de kosten optimaliseert. Voor de afzonderlijke zichtjaren zijn er limieten aan de toepassing van technieken en de beschikbaarheid van energiebronnen en voor opeenvolgende jaren zijn er beperkingen aan de opschalingssnelheid van technieken. Het model kan hiermee bij bijvoorbeeld de invulling voor het jaar 2035 al rekening houden met wat er in 2050 nodig is, gegeven wat tussen 2035 en 2050 beperkingen zijn in de ingroeisnelheid van technieken.

Non-energetisch gebruik van energiedragers

Een ander nieuw element is de integratie van inzet van energiedragers als grondstof voor de productie van plastic en chemicaliën in de afwegingen rond klimaatneutraliteit. Nederland heeft een groot non-energetisch verbruik, en de producten zijn grotendeels voor de export. De fossiele koolstof die hiervoor gebruikt wordt, telt dus niet mee voor de Nederlandse emissiedoelstelling, maar leidt uiteindelijk wel tot CO₂-emissies of kosten om die emissies te voorkomen. In een toekomst waarin niet alleen Nederland maar ook Europa en de rest van de wereld de emissies beperken, zullen producten met fossiele koolstof extra kosten met zich meebrengen, en daarom zullen ze voor de producent een lagere prijs opleveren dan producten met niet-fossiele koolstof. Dat geeft producenten een prijsprikkel om fossiele brandstoffen ook bij non-energetische toepassingen te vervangen door circulaire alternatieven zoals gerecycled plastic, biogene of synthetische koolwaterstoffen. De prijsprikkel zal in de praktijk afhangen van onder meer de gemiddelde tijd dat de producten als afval vrijkomen en de mate waarin de koolstof erin leidt tot emissies of kosten om die emissies te

voorkomen, en de verwachte CO₂-prijs (of CO₂-vermijdingskosten) op het moment dat dat gebeurt. In oudere versies van OPERA kon verduurzaming van energie voor grondstof alleen met een extra verplichting in de berekening verwerkt worden.

Gebruik trajectinformatie in OPERA

OPERA maakt zowel gebruik van de informatie uit de sectorale trajecten over de maximale toepassing van technieken (zoals warmtepompen) in de afzonderlijk zichtjaren, als van de ingroeisnelheden. De hoogste jaar-op-jaar groei van een techniek die in de trajecten optreedt wordt in OPERA gebruikt als limiet op de ingroeisnelheid. Dit zorgt er voor dat investeringen in technieken die op een zeker toekomstig moment noodzakelijk zijn op tijd worden gedaan. Voor technieken waarvoor de sectorale trajecten geen informatie bieden over de maximale jaar-op-jaar groei van de opgestelde capaciteit is die als default op 12 procent gesteld⁴¹. Bij technieken waarvan de afzonderlijke eenheden heel groot zijn – zoals kerncentrales – is er geen sprake van een graduele toename. Daarom geldt er geen beperking op de ingroeisnelheid, maar alleen op de totale capaciteit in een bepaald jaar.

Sommige informatie uit de sectorale trajecten kan in OPERA niet zinvol gebruikt worden. Een voorbeeld: veel trajecten maken onderscheid tussen het gebruik van de inzet van klimaatneutrale koolwaterstoffen en fossiele koolwaterstoffen. Aangezien deze chemisch identiek zijn, is het op systeemniveau alleen van belang om te weten hoe groot de totale vraag naar koolwaterstoffen is. Het model berekent bij de invulling hiervan zelf wat de optimale verdeling is tussen biogene, synthetische en fossiele koolwaterstoffen. De totale vraag wordt veelal bepaald door een exogeen opgegeven activiteitsniveau.

Daarnaast is ook de omvang en invulling van de klimaatneutrale brandstoffenproductie, en de invulling van de flexibiliteitsbehoefte (zie paragraaf 6.5.3) bij elektriciteit een uitkomst van de modelberekening. Bij deze twee onderwerpen hangt de invulling zo sterk samen met de systeembrede context dat het niet zinvol is om hiervoor buiten het model een gedetailleerde cijfermatige invulling op te stellen.

Tot slot zijn er ook nog onderdelen van het energiesysteem waarvoor de sectorale trajecten geen (direct bruikbare) kwantitatieve informatie bieden. Zo wordt voor de jaarlijks beschikbare CO₂-opslagcapaciteit gewerkt met een exogene waarde die varieert per integraal traject (zie paragraaf 6.1).

Inzet van technieken in OPERA

Voor zover de sectorale trajecten verschillende (combinaties van) technische oplossingsrichtingen in kaart brengen, definiëren de trajecten de keuzeruimte waarbinnen het model kan kiezen. Voor afzonderlijke technieken worden daarbij specifieke limieten gehanteerd en daarnaast zijn er collectieve limieten op de opgetelde toepassing van nieuwe technieken (als maat voor de maximale verandernelheid binnen een sector of activiteit).

Daartoe wordt de informatie over de toepassing van elke nieuwe emissiearme of -vrije techniek (bijvoorbeeld de hybride warmtepomp) vertaald in een verdeelsleutel die aangeeft wat de bijdrage

⁴¹ Ter vergelijking: volgens de monitor zon-PV 2023 bedraagt de verwachte groei van het zon-PV vermogen tussen 2017 en 2025 gemiddeld 34% procent per jaar.

van die techniek is aan een bepaalde toepassing (bijvoorbeeld ruimteverwarming). De maximale verdeelsleutel uit de verschillende trajecten wordt in OPERA gebruikt als limiet op de toepassing. Om te voorkomen dat het model zichzelf rijk rekent en van alle technieken tegelijkertijd het maximum kan kiezen, geldt er per jaar ook een maximum voor de gezamenlijke toepassing van nieuwe technieken. Dat dwingt het model om een keuze te maken binnen het geldende collectieve maximum. Het gebruik van een verdeelsleutel in plaats van een absoluut getal betekent dat het ook mogelijk is om met andere aannames over de volumeontwikkeling van een sector te rekenen.

Veel van de nieuwe technieken (elektrificatie, warmtelevering, toepassing waterstof) leiden tot een lager (of geen) verbruik van de conventionele brandstoffen op basis van koolwaterstoffen. Het model heeft echter ook altijd de mogelijkheid om deze technieken niet maximaal te benutten, maar de geleverde fossiele brandstoffen te vervangen door klimaatneutrale biogene of synthetische brandstoffen, mits deze toepasbaar zijn in de bestaande applicaties. Vaak is deze strategie ook al onderdeel van (een deel van) de sectorale trajecten. Waar trajecten al veronderstellingen doen over de manier waarop die brandstoffen gemaakt worden (biogeen of synthetisch), worden die veronderstellingen niet overgenomen, maar berekend door het OPERA-model op basis van beschikbaarheid, kosten, prijzen, concurrerende toepassingen etc. Wel wordt gebruik gemaakt van de trajectinformatie over de technische aanpassingen die in de sector nodig zijn om – chemische afwijkende – klimaatneutrale brandstoffen te kunnen toepassen, zoals bij ammoniak, methanol en waterstof.

Elektriciteitsmarkt

De elektriciteitsmarkt is bij uitstek een Europese markt, en laat zich daarom niet goed modelleren op alleen het Nederlandse niveau. In de berekeningen is daarom uitgegaan van resultaten van het Competes-energieproductiemodel (Özdemir et al., 2020). Dat berekent op Europees niveau de investeringen in en inzet van elektriciteitsproductie, en de bijbehorende uurlijkse elektriciteitsprijzen en import- en exportstromen per land. Het in deze studie gebruikte Competes-scenario is afkomstig uit de KEV2022 en is gebaseerd op het 'National Trends scenario' uit (Käthlitz et al., 2022). Het gaat uit van vergaande verduurzaming op Europees niveau, en gaat voor de weerpatronen en vraagpatronen net als OPERA uit van het jaar 2015. OPERA gebruikt – op uurbasis – de elektriciteitsprijzen en import- en exportvolumes uit Competes als invoer.

De uitkomsten van OPERA voor het Nederlandse energiesysteem kunnen vervolgens weer aanleiding geven tot afwijkende import- en exportvolumes. OPERA kan binnen een beperkte absolute bandbreedte afwijken van deze volumes, die ook worden beperkt door de interconnectiecapaciteit.

Bijlage 2 Exogene prijsaannames en schaduw prijzen

De kostenoptimale technische invulling van de trajecten naar klimaatneutraliteit wordt uiteraard beïnvloed door de exogeen veronderstelde energieprijzen. Deze hebben vooral invloed op de technische invulling als er veel vrijheidsgraden zijn. Maar als de beschikbaarheid van energiebronnen en dragers beperkend is, zijn de prijzen van minder belang (zie kader B2.1). De energiedragers en -bronnen zijn dan hoe dan ook nodig voor het bereiken van klimaatneutraliteit, onafhankelijk van wat er voor betaald moet worden.

Kader B2.1 Betekenis van schaduw prijzen van energiedragers

De optimalisatie resulteert niet alleen in CO₂-schaduw prijzen (zie kader 6.3 in paragraaf 6.3), maar ook in schaduw prijzen voor energiedragers (zie ook Bijlage 1). Die geven aan hoeveel de cumulatieve nationale kosten lager zouden worden als van de betreffende energiebron- of energiedrager één eenheid (meestal één petajoule) extra beschikbaar zou zijn. De schaduw prijs kun je bij brandstoffen zien als het bedrag dat men extra – boven op de exogeen veronderstelde prijs – over zou hebben voor de bijvoorbeeld biograndstoffen en waterstof. Pas als de exogene prijs hoger ligt dan de berekende prijs, zal de kostenoptimale mix van opties veranderen en de inzet van de betreffende energiedrager dalen.

Gevoeligheid voor prijsaannames

Schaduw prijzen geven daarmee inzicht in de gevoeligheid van de uitkomsten voor de prijsaannames. Een hoge schaduw prijs betekent dat de kostenoptimale samenstelling van emissiereductie-technieken niet gevoelig is voor de prijsaannames, maar wel voor de beschikbaarheid van energiedragers. Een schaduw prijs van nul betekent dat er minder van een energiedrager nodig is dan er beschikbaar is, en dat de kostenoptimale samenstelling van technieken wel gevoelig is voor de prijs.

Hier gaan we eerst in op de veronderstelde prijzen voor fossiele brandstoffen en de veronderstelde en berekende prijzen van biograndstoffen en geïmporteerde waterstof, als belangrijkste (grondstoffen voor) de hernieuwbare alternatieven. Daarna gaan we in op die van elektriciteit, want elektriciteit heeft een centrale rol in de klimaatneutrale energievoorziening, en de prijs van elektriciteit bepaalt ook mede de kostprijs van groene waterstof en synthetische brandstoffen.

B2.1 Prijzen voor biograndstoffen en waterstof

Tabel B2.1 geeft voor 2050 een overzicht van de exogeen veronderstelde en berekende prijzen (exogeen plus schaduw prijs) van olie, kolen en aardgas en van biograndstoffen en geïmporteerde waterstof. De laatste twee zijn de grondstoffen voor de hernieuwbare alternatieven voor fossiele brandstoffen en feedstocks. De weergegeven biograndstofprijzen gelden voor droge stromen zoals houtige (rest)stromen, en houtige energiegewassen zoals miscanthus (zie paragraaf 4.2). Andere soorten biograndstoffen zijn meestal goedkoper, en reststromen zoals GFT hebben een exogene prijs nul. Ze hebben wel een schaduw prijs: de beschikbaarheid is dus beperkend.

Tabel B2.1

Exogene prijzen van energiedragers in 2050

	Aardgas	Olie	Kolen	Water- stofim- port	Droge biomassa Neder- land	Droge biomassa import
Exogene prijs 2050 (in € ₂₀₂₂)	13.8	22.8	4.3	31.1	6.6	11.9

Tabel B2.2

Schaduw prijzen en berekende (exogene prijs plus schaduw prijs) prijzen in 2050

Traject	Water- stofim- port	Bio- grond- stoffen Neder- land	Bio- grond- stoffen import	Waterstof- import	Biogrand- stoffen Nederland	Bio- grond- stoffen import
SR20	0	5.5	0	31.1	12.1	11.9
PR40	0	6.3	0.8	31.1	12.9	12.7
PB30	0	21.5	16.1	31.1	28.1	28
PR20 geen nucleair	0	10.6	5.2	31.1	17.2	17.1
PB20 nucleair max 30 GW	47.2	43.5	38.1	78.3	50.1	50
PR20 minder warmtenetten	0	10.4	5	31.1	17	16.9
PB20 minder warmtenetten	51.8	49.9	44.4	82.9	56.5	56.3
PR20 minder recycling	0	11.1	5.7	31.1	17.7	17.6
PB40	0	27	21.5	31.1	33.6	33.4
PB50	0	34.5	29	31.1	41.1	40.9
PB40 Bio én H ₂ minimaal	9.2	41.5	36	40.3	48.1	47.9
PB20 Bio minimaal, H ₂ maxi- maal	6.7	46.9	41.5	37.8	53.5	53.4
PB20 H ₂ minimaal, bio maxi- maal	4.7	13.3	7.9	35.8	19.9	19.8

Vergelijkbaarheid met prijzen fossiel

De exogene prijzen voor biograndstoffen in 2050 zijn per gigajoule weliswaar lager dan aardgas en olie (zie tabel B2.1), maar de omzetting naar brandstoffen heeft een energetisch rendement van ongeveer 50 procent. Daarmee zijn in de berekeningen – nog los van kosten voor de benodigde installaties – biogene brandstoffen altijd duurder dan hun fossiele alternatieven. Datzelfde geldt ook voor synthetische brandstoffen. Daarbij is het rendement van de productie uit waterstof weliswaar hoger, rond de 80 procent, maar is ook de veronderstelde importprijs van waterstof (zie tabel B2.1 en paragraaf 4.3.4) veel hoger dan die van biograndstoffen.

Hoge schaduw prijzen voor vooral biograndstoffen wijst op schaarste

De berekende prijs (exogene prijs plus schaduw prijs) van binnenlandse droge biograndstoffen ligt in alle trajecten hoger dan de veronderstelde exogene prijs. De berekende prijs van geïmporteerde biograndstoffen ligt in 80 procent van de trajecten hoger dan de veronderstelde exogene importprijs. In sommige trajecten is dit zelfs meer dan een factor vijf. In de meeste gevallen mag de prijs

van biograndstoffen dus fors hoger liggen dan de exogene prijs voordat dit gevolgen begint te krijgen voor de vraag naar biograndstoffen en voor de technische invulling van het traject naar een kostenoptimaal klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Bij waterstof – waar de veronderstelde exogene importprijs veel hoger is dan bij biograndstoffen – ligt de berekende prijs in 2050 in ruim een derde van de trajecten boven de exogene prijs. Dat betekent overigens niet automatisch dat de uitkomsten in de trajecten met een schaduwprijs van nul heel gevoelig zijn voor veranderingen in de exogene prijs. Het is nuttig de exogene prijsgevoeligheid nader te onderzoeken (zie paragraaf 7.2.1).

Substitueerbaarheid trekt prijzen van waterstof en biograndstoffen naar elkaar toe

Omdat biograndstoffen en waterstof elkaar – gedeeltelijk – kunnen vervangen als grondstof voor brandstoffen, lopen de berekende prijzen – rekening houdend met de verschillende omzettingsrendementen naar brandstoffen – in veel trajecten minder ver uit elkaar dan de veronderstelde exogene prijzen. Omgerekend naar de hoeveelheid brandstof die uit de biograndstoffen dan wel waterstof gemaakt kan worden, lopen de berekende prijzen vaak gelijk op.

Een uitzondering hierop zijn de vier trajecten waarin de beschikbaarheid van biograndstoffen op de onderkant van de bandbreedte ligt (aangeduid met ‘bio minimaal’) of waarin sprake is van een beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en waterstof in combinatie met minimaal 40 megaton CO₂-opslagcapaciteit in 2050 (PB40 en PB50 in tabel B2.2). Hier ligt de berekende prijs van biograndstoffen hoger dan die van waterstof. In dit geval is het knelpunt niet een tekort aan energie voor brandstoffen, maar een relatief tekort aan biogene CO₂ die opgeslagen kan worden en zo negatieve emissies kan opleveren. Dat is iets waarin waterstof niet en biograndstoffen wel kan voorzien.

Sterk oplopende schaduw prijzen bij grenzen van technische haalbaarheid

Als schaduw prijzen van energiedragers heel hoog worden, geeft dat aan dat de beschikbaarheid van die energiedragers – in combinatie met de andere randvoorwaarden – sterk begint te knellen. Samen met hoge CO₂-schaduw prijzen en sterk oplopende totale kosten is dit een teken dat de grenzen van het technisch haalbare in zicht komen. In de tabel is dat het geval bij de PB-trajecten met een plafond op CO₂-opslag van 20 megaton in 2050, en bij het PB-traject waarin biograndstoffen en waterstof op de onderkant van de bandbreedte liggen (zie ook figuur 6.11 en de uitleg daarbij).

Internationale schaarste

Omdat in de integrale trajecten de beschikbaarheden van biograndstoffen en waterstof voor Nederland gebaseerd zijn op de Europees beschikbare hoeveelheden, én een verdeling van de Europese hoeveelheden over de lidstaten naar rato van de verwachte behoefte (zie paragrafen 4.2 en 4.3), geven de schaduw prijzen binnen de context van die aannames ook een ruw beeld van de schaarste en de te verwachten evenwichtsprijzen binnen Europa. Het verder opvoeren van de import van biograndstoffen en waterstof bij tekorten lijkt dan ook geen vanzelfsprekende mogelijkheid.

B2.2 Elektriciteitsprijzen

Elektriciteitsprijzen verschillen van uur tot uur. Dat komt doordat elektriciteit niet makkelijk in grote hoeveelheden is op te slaan en de productie en consumptie van uur tot uur verschillen (zie paragraaf 6.5.3). Nederland is verbonden met de rest van Europa en wisselt elektriciteit uit met andere landen. De berekening gaat hiervoor uit van import- en exportvolumes per uur en de bijbehorende uurprijzen uit Competes (zie paragraaf 2.2). Voor 2030, 2035 en 2040 zijn specifieke waarden per jaar beschikbaar, vanaf 2040 worden de 2040 waarden gebruikt.

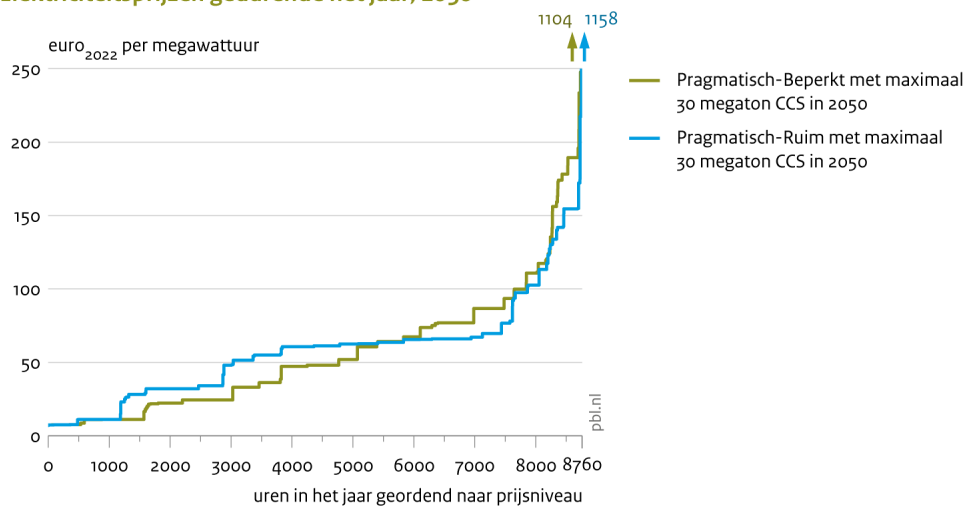
Het leeuwendeel van de productie komt echter uit Nederland zelf en de berekende prijzen wijken dan ook af van de exogene prijzen. In de berekende prijs zitten bovendien ook de investeringskosten van het vermogen en van de flexibiliteitsopties die bijgebouwd moeten worden om aan de momentane vraag te kunnen voldoen. Daarmee is de betekenis van de berekende prijzen afwijkend van die van inkoopprijzen van elektriciteit op de stroombeurs en ook van de gebruikte uurprijzen uit Competes, waarin alleen de variabele kosten een rol spelen.

Grote verschillen in elektriciteitsprijzen van uur tot uur

Figuur 6.12 laat de berekende uurlijkse elektriciteitsprijzen zien voor een traject met ruime (PR30) en een traject met beperktere (PB30) beschikbaarheid van biograndstoffen, elektrolyservermogen en waterstofimport en beiden met een plafond van 30 megaton CO₂-opslag in 2050. Links in de figuur staan de uren met relatief veel aanbod van elektriciteit uit zon- en windenergie in combinatie met een relatief lage vraag. Rechts in de figuur staan de uren waarin het aanbod lager is en de vraag relatief groter. Uiterst rechts loopt gedurende een beperkt aantal uren de prijs uiteindelijk op tot boven de 1100 euro per megawattuur.

Figuur B2.1

Elektriciteitsprijzen gedurende het jaar, 2050



Bron: PBL

Ruimere beschikbaarheid biograndstoffen en waterstof leidt tot vlakker prijspatroon

Bij een relatief ruime beschikbaarheid van biograndstoffen, elektrolyservermogen en waterstof uit import (PR30, blauw) liggen aan de linkerkant de elektriciteitsprijzen gemiddeld hoger dan bij een beperkte beschikbaarheid (PB30, groen). Dit komt doordat het grotere vermogen van elektrolyzers in PR30 een groter deel van het fluctuerende aanbod kunnen absorberen. Aan de rechterkant liggen de prijzen juist wat lager, omdat er door de ruimere beschikbaarheid van brandstoffen meer

alternatieven zijn voor elektriciteit wanneer het momentane elektriciteitsaanbod uit zon- en wind-energie krap is.

Waterstofprijzen variëren per uur, maar waarschijnlijk minder dan elektriciteitsprijzen

De elektriciteitsprijzen zoals weergegeven in figuur B2.1 zijn de prijzen waarmee de productiekosten van groene waterstof worden berekend. Daardoor kan ook de waterstofprijs per uur verschillen. Die variatie wordt waarschijnlijk gedempt doordat waterstof en vooral de daaruit geproduceerde koolwaterstoffen makkelijker en goedkoper opgeslagen kunnen worden dan elektriciteit.

Bijlage 3 Het nationale kostensaldo

Het nationale kostensaldo is de basis van de kostenoptimalisatie.

Het omvat hier de directe financiële kosten, besparingen en opbrengsten van technische maatregelen voor Nederland als geheel. Samen worden deze kosten, besparingen en opbrengsten geaggregeerd tot één getal, het nationale kostensaldo (PBL & CPB, 2020). Het doet er hierbij niet toe bij wie deze kosten neerslaan (bij de overheid, burgers of bedrijven). Een nationale kostenanalyse kan gezien worden als een soort ‘nationale businesscase’: het is een financiële analyse op macroniveau waarbij indirecte en externe effecten buiten beschouwing worden gelaten. Het kostensaldo omvat onder andere investeringskosten, energiekosten, operationele kosten en kostenbesparingen, en opbrengsten die voortkomen uit de maatregel (bijv. door verkoop van energie). Een nationale kostenanalyse is nadrukkelijk geen bredere welvaartsanalyse, anders dan een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA). Externe effecten en economische doorwerking blijven bijvoorbeeld buiten beschouwing.

Waarom is het nationale kostensaldo gebruikt?

Het nationale kostensaldo is bij uitstek geschikt voor techno-economische analyses als deze. Bij techno-economische analyses gaat het om kosten van de technische invulling, *voorafgaand* aan de besluitvorming over de beleidsinstrumenten die ingezet worden om die invulling ook te bewerkstelligen. Voor het vaststellen van andere kosten (eindgebruikerskosten, overheidskosten) en bredere welvaartseffecten (MKBA) is wel informatie over de instrumentering vereist.

Belastingen en subsidies vallen niet onder het kostensaldo

Binnen het nationale kostenbegrip worden (gederfde) belastingen en subsidies als herverdeling gezien en niet meegerekend in het saldo. Belastingen zijn kosten voor burgers en bedrijven, maar opbrengsten voor de overheid. En subsidies zijn baten voor de ontvanger, maar uitgaven voor de overheid. Voor eindgebruikerskosten en overheidskosten zijn dergelijke overdrachten wel van belang. Alleen voor een volledig ingevuld pakket van beleidsinstrumenten waar belastingen en subsidies deel van uitmaken, kunnen ook eindgebruikerskosten en overheidskosten berekend worden.

Welke nationale kosten zijn onderdeel van de analyse?

Het nationale kostensaldo is hier geconcretiseerd als de netto contante waarde van de nationale kosten gedurende 25 jaar (2026-2050), bij een discontovoet van 2,25 procent. De nationale kosten omvatten hier investeringskosten (inclusief retrofit), bedienings- en onderhoudskosten, en energiekosten en -baten op basis van internationale handelsprijzen. De restwaarde van technieken aan het eind van de zichtperiode wordt behandeld als baat.

Het nationale kostenbegrip kan nog een aantal onderdelen omvatten die hier niet in kaart zijn gebracht zoals uitvoeringskosten van beleid en internationale overdrachten. Uitvoeringskosten zijn hier niet inbegrepen omdat de trajecten geen uitgewerkt beleid omvatten. Ze zijn meestal beperkt in verhouding tot de technische kosten, en hangen meer af van het karakter van het beleidsinstrument dan van de technische maatregelen waarop het instrument zich richt. Ook internationale overdrachten die samenhangen met emissiehandelssystemen als het ETS₁ en het ETS₂ zijn niet in kaart gebracht. Ze zijn niet of nauwelijks onderscheidend voor de verschillende trajecten, waarin de opgetelde emissies onder ETS₁ en ETS₂ bijna niet verschillen van traject tot traject.