



> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De heer drs. M. Rutte  
Minister-President  
Minister van Algemene Zaken  
Binnenhof 19  
2513 AA DEN HAAG

**Ons kenmerk**  
BBR / 21258289

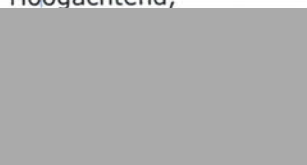
**Bijlage(n)**  
1

Datum 15 oktober 2021  
Betreft Verzoek van de informateurs inzake Groningen

Geachte heer Rutte,

U heeft ons het verzoek doen toekomen van de informateurs om hen te informeren over de stand van zaken met betrekking tot oorzaken van vertraagde afhandeling van zaken inzake schadegevallen naar aanleiding van gaswinning in Groningen en mogelijke verbeteringen. Bijgaand treft u de verzochte informatie. Wij willen u vragen deze informatie door te geleiden naar de informateurs.

Hoogachtend,



Drs. K.H. Ollongren  
Minister van Binnenlandse Zaken & Koninkrijksrelaties



Stef Blok  
Minister van Economische Zaken en Klimaat





> Retouradres Postbus 20401 2500 Ek Den Haag

Bureau kabinetsformatie  
T.a.v. de heer J.W. Remkes  
Postbus 20018  
2500 EA DEN HAAG

**Directoraat-generaal Klimaat  
en Energie**

Projectdirectie Groningen

**Bezoekadres**

Bezuidenhoutseweg 73  
2594 AC Den Haag

**Postadres**

Postbus 20401  
2500 EK Den Haag

**Overheidsidentificatienr**

00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

[www.rijksoverheid.nl/ezk](http://www.rijksoverheid.nl/ezk)

**Ons kenmerk**

DGKE-PDG / 21257850

**Uw kenmerk**

202102262

Datum 15 oktober 2021

Betreft Uw verzoek over de afhandeling van de gevolgen van de gaswinning in Groningen

Geachte heer Remkes,

**Aanleiding en probleemanalyse**

De afgelopen kabinetsperiode zijn grote stappen gezet om de veiligheid in Groningen te verbeteren. De gaswinning uit het Groningenveld wordt beëindigd en de schadeafhandeling en versterking van gebouwen zijn in publieke handen gebracht. Daarmee is de NAM op afstand geplaatst en is de overheid verantwoordelijk geworden voor de uitvoering. Bewoners hoeven niet meer via de NAM hun recht te halen.

De komende jaren is echter nog een forse inspanning nodig om het vertrouwen van de Groningers te herstellen. De werkvoorraad en instroom van schademeldingen bij het Instituut Mijnbouwschade Groningen (IMG) blijft voorlopig hoog. De bouwkundige versterking van woningen die niet aan de veiligheidsnorm voldoen, duurt zeker nog tot 2028. Tot slot is de afgelopen decennia de sociaaleconomische ontwikkeling van de regio achtergebleven. Voor perspectief op een duurzaam veilige en leefbare omgeving is de komende jaren blijvende aandacht en inzet van het kabinet nodig.

**Huidige situatie**

*Schade-afhandeling*

- Sinds 2019 zijn door het IMG bijna 100.000 meldingen van fysieke schade afgehandeld. Daarnaast zijn sinds 2020 bijna 100.000 vergoedingen voor waardedaling van woningen uitgekeerd. In totaal heeft het IMG circa € 1,1 miljard aan schade uitgekeerd. Dit najaar begint het IMG met het toekennen van schadevergoedingen voor immateriële schade.
- De werkdruk voor het IMG blijft echter hoog. Om de afhandeling van fysieke schademeldingen te versnellen, begint het IMG in november met gestandaardiseerde vergoedingen voor relatief kleine fysieke schades. Dit moet de gemiddelde doorlooptijd verkorten.
- Hiermee zijn de belangrijkste versnellingsopties doorgevoerd of in ontwikkeling. Geld is geen beperkende factor bij de afhandeling van schades door het IMG. Ten principale worden alle kosten doorbelast aan de NAM.

#### *Onafhankelijke positie IMG en omgekeerde bewijslast*

- Er is (politieke) discussie over de onafhankelijke rol van het IMG bij de schadeafhandeling. Bij de oprichting van het IMG is er bewust voor gekozen om het IMG als zbo op afstand van de NAM én van de overheid te plaatsen. Dit was de wens van lokale bestuurders en maatschappelijke organisaties.
- Inmiddels blijkt de onafhankelijke rol van het IMG ook aanleiding te geven tot ontevredenheid over de wijze waarop het IMG uitvoering geeft aan haar wettelijke bevoegdheden, specifiek de wijze waarop het IMG het 'wettelijke bewijsvermoeden' (de omgekeerde bewijslast) toepast.
- Het wettelijk bewijsvermoeden is ingevoerd om de inwoners van Groningen het voordeel van de twijfel te geven bij schadeafhandeling. De discussie richt zich nu met name op het feit of aan de randen van het aardbevingsgebied (specifiek in Noord-Drenthe) het voordeel van de twijfel nog gerechtvaardigd is. Dit speelt des te meer nu nieuwe onderzoeken uitwijzen dat dit niet meer het geval is, ook al werden eerder in deze gebieden schades soms nog wél vergoed.

Een doorlopende discussie over de onafhankelijkheid van het IMG en de toepassing van het bewijsvermoeden brengt onduidelijkheid en extra onzekerheid mee voor inwoners van Groningen en Noord-Drenthe. Daarom is het advies om niet in te grijpen op de wettelijk vastgelegde onafhankelijke positie van het Instituut Mijnbouwschade Groningen, nog daargelaten dat dat een heel ingrijpende maatregel zou zijn die niet zonder wetswijziging kan. Het verdient de voorkeur om niet in te grijpen op de wettelijk vastgelegde onafhankelijke positie van het Instituut Mijnbouwschade Groningen.

#### **Mogelijkheden voor extra inzet en verbeteringen**

Ondanks het feit dat de gaskraan zo snel mogelijk wordt dichtgedraaid, zullen de komende jaren aardbevingen blijven voorkomen in Groningen. En hoewel er belangrijke stappen zijn gezet, heeft de afgelopen kabinetsperiode veel gevraagd van het geduld en aanpassingsvermogen van bewoners en uitvoerders. In Groningen en bij het kabinet bestaat daarom de nadrukkelijke wens voor bestuurlijke en organisatorische rust op het dossier.

Extra kabinetsinzet zou met name gericht moeten zijn op het oplossen van knelpunten bij vastgelopen dossiers en het tegengaan van onredelijke verschillen tussen (groepen) bewoners. Hiervoor is, naast de budgettaire doorbelasting aan de NAM, inzet van extra publieke middelen noodzakelijk. Er is geen structureel budget vrijgemaakt voor inzet op Groningen.

**Om het huidige beleid voort te zetten, dient het kabinet rekening te houden met een extra inzet van publieke middelen van ongeveer € 1 miljard in de komende kabinetsperiode, 2022-2026.**

**Als een nieuw kabinet overweegt om een extra gebaar te maken voor Norg en Grijskerk, dan is hier bovenop nog een bedrag van ca. € 400 miljoen nodig.**

Hieronder volgt een overzicht van mogelijkheden, vaak in het verlengde van huidig beleid, waarop deze middelen kunnen worden ingezet.

▪ *Duurzaamheidssubsidies voorzetten*

De komende periode zal het budget voor verschillende populaire subsidieregelingen voor woningverbetering, waardevermeerdering en verduurzaming van huizen in het aardbevingsgebied zijn uitgeput, nog vóórdát alle bewoners die hier van gebruik zouden willen maken een aanvraag hebben kunnen doen. Om alle Groningers die voor deze subsidiemogelijkheden in aanmerking komen de kans te geven hiervan te profiteren, is ophoging/verlenging van het budget nodig voor de regeling voor waardevermeerdering bij schade (EZK, max. € 380 miljoen) en de regeling voor woningverbetering bij versterking (BZK, € 230 miljoen). Deze subsidies kunnen als neveneffect ook bijdragen aan de duurzaamheidsdoelstellingen van het kabinet.

▪ *Duurzaam schadeherstel waaronder funderingsherstel mogelijk maken*

Hoewel de schadeafhandeling door het IMG over het algemeen naar tevredenheid verloopt, blijft het aantal nieuwe meldingen hoog en blijkt herstelde schade in voorkomende gevallen terug te keren. Voor duurzaam herstel van schade van onder andere funderingen is naar verwachting € 70 miljoen nodig.

▪ *Mkb'ers, boeren en andere speciale groepen blijven bedienen*

In 2020 zijn als onderdeel van een bestuursakkoord met de regio budgetten vrijgemaakt voor agrariërs, mkb'ers, erfgoed en sociaal-emotionele ondersteuning (€ 50 miljoen). Om deze programma's voort te zetten is ca. € 65 miljoen nodig.

▪ *Vastgelopen dossiers helpen oplossen*

Enkele bewoners worden geconfronteerd met meer dan alleen schade en hebben door een combinatie van meervoudige complexe problematiek meer hulp nodig. Voor deze groep werken de procedures en regelingen niet goed. Om deze bewoners te ondersteunen is een interventieteam opgericht. De verwachting is dat dit vangnet de komende jaren nodig blijft. Hiervoor is tot en met 2025 een extra bedrag van € 10,5 miljoen nodig.

▪ *Vergroten uitvoeringscapaciteit, voortzetten aanpalend beleid en maatschappelijke organisaties*

De eerder verwachte afbouw van de personele en programmabudgetten van maatschappelijke organisaties, onafhankelijk adviseurs, juridische bijstand bij rechtszaken, de ombudsman en kerndepartementen en uitvoeringsorganisaties per 2022 is niet realistisch, gezien de opgave die er nog is. De verwachte kosten in de komende kabinetsperiode (2022-2026) bedragen circa € 40 miljoen voor EZK en BZK (incl. werk- en onderzoeksbudget, uitvoering en juridische kosten).

▪ *Opvangen financiële risico's*

De beleidsgelden voor Groningen zijn vrijwel exclusief bedoeld om bestaande toezeggingen aan de bewoners op te lossen en bieden daarom geen ruimte om

tegenvallers op te vangen. Dit speelt bijvoorbeeld thans bij de compensatie voor waardedaling van woningen, waar een tegenvaller van € 25 miljoen wordt verwacht. Ook de knelpuntenpot van de Nationaal Coördinator Groningen zou moeten worden aangevuld ten behoeve van de voortgang. Gezien de omvang van de bestaande risico's zou het in de rede liggen om de bestaande risicoreservering met € 150 miljoen te verhogen.

▪ *Voortgang Versterkingsoperatie*

Ook de voortgang van de versterkingsoperatie (onder verantwoordelijkheid van de minister van BZK) is van groot belang voor het herstel van vertrouwen. De uitvoering van de versterking is sterk afhankelijk van de beschikbare capaciteit in de bouwsector. Hierbij is momenteel ook sprake van circa € 100 miljoen aan niet gedekte uitgaven die wél wenselijk zijn (stijgende bouwkosten, infravergoedingen, verschillen huurders-particulieren).

Tot slot: om het Groningerveld zo spoedig mogelijk te sluiten en de noodzakelijke gasvoorraden aan te kunnen leggen, is draagvlak nodig bij inwoners rondom de gasopslaglocaties in Norg en Grijskerk. Dit zijn de gebieden waar onrust bestaat over het niet toekennen van schades door het IMG. Hoewel uit uitgebreid wetenschappelijk onderzoek geen risico op schade is gebleken, kan dit de onrust niet wegnemen. Om bewoners tegemoet te komen en te investeren in draagvlak binnen deze gemeenten, kan gedacht worden aan een tegemoetkoming. Om dit mogelijk te maken is, afhankelijk van keuzes, een extra budget nodig van ca. € 400 miljoen.

Hoogachtend,

  
Drs. K.H. Ollongren  
Minister van Binnenlandse Zaken & Koninkrijksrelaties

  
Stef Blok  
Minister van Economische Zaken en Klimaat

Vraag:

Ondersteuning formatietafel vraagt het volgende: Novelle wijziging tijdelijke wet Groningen: Wat zijn de deadlines? Wat moet er op korte termijn geregeld worden om wet in werking te laten treden?

Antwoord:

- De Eerste Kamer is gevraagd de behandeling van de wetswijziging aan te houden totdat een novelle is aangenomen door de Tweede Kamer.
- In deze novelle worden twee amendementen uitvoerbaar gemaakt, die eerder tijdens de behandeling van de wetswijziging zijn aangenomen. Er is nog één thema dat hiervoor uitgezocht moet worden.
- Dit betreft het thema dat in één van de amendementen wordt geregeld dat eigenaren onafhankelijke juridische bijstand kunnen krijgen bij de afhandeling van schade en de uitvoering van de versterking.
- Hiervoor zijn we overleg gestart met JenV en de Raad voor de Rechtsbijstand.
- Dit omdat het amendement een rechtsbijstandssysteem voorziet dat náást het bestaande stelsel voor rechtsbijstand staat. Hierbij moet ook rekening gehouden worden met de bestaande proceskostenveroordeling door de rechter in beroepszaken (uit de Algemene wet bestuursrecht).
- Momenteel wordt geregeld dat aangesloten kan worden bij de reeds bestaande regeling voor rechtsbijstand voor gedupeerden van de KOT-affaire. De Raad voor Rechtsbijstand kijkt hier in verband met uitvoerbaarheid op mee.
- Het streven is de om novelle begin november voor te leggen aan de MR.
- Daarna wordt de novelle voor spoedadvies bij de afdeling advisering van de Raad van State te dienen. Na verwerking van het advies van de Raad van State zullen de minister van BZK en MEZK de novelle aan de Tweede Kamer doen toekomen.
- Na aanvaarding van de novelle door de Tweede Kamer kan het gehele wetsvoorstel door de Eerste Kamer worden behandeld waarna het wetsvoorstel in werking kan treden. Afhankelijk van doorlooptijd van proces bij RvS, TK en EK zou inwerkingtreding eind Q1 2022 mogelijk zijn.

Gesprek met welke bewoners en relevante organisaties in Groningen?

Om zich een totaalbeeld van de problematiek in het aardbevingsgebied te kunnen vormen, zouden wij de onderhandelaars suggereren om in gesprek te gaan met:

- 1) Bewoners;
- 2) Maatschappelijke organisaties, onafhankelijke raadsman en uitvoeringsorganisaties IMG en NCG;
- 3) Eventueel inhoudelijk deskundigen (SodM, ACVG, TNO, bouwsector).

Uiteraard zou ook overwogen kunnen worden om met lokale gemeentelijke bestuurders en provincie in overleg te gaan.

Ad 1:

Hoewel er uiteraard enkele bewoners bekend zijn bij BZK en EZK levert een fragmentarisch beeld op. Bovendien speelt mee dat van wege privacy aspecten we vaak geen directe contactgegevens hebben. Het advies is om of via Maatschappelijke Organisaties of via de Onafhankelijk Raadsman bewoners te benaderen die in gesprek zouden willen gaan. Een tweede optie zou een uitvraag via uitvoeringsorganisaties zijn.

Ad 2:

Er zijn twee maatschappelijke organisaties die een brede kennis hebben van problematiek. Dit zijn Groninger Bodembeweging en het Groninger Gasberaad. Bij de Groninger Bodembeweging hoort de stichting Stut en Steun die ondersteuning biedt aan mensen bij het schade- en/of versterkingsproces. Zowel IMG als NCG kennen als uitvoeringsorganisaties de problematiek ook als geen ander omdat zij op dagelijkse basis contacten hebben met bewoners. Wij zouden graag onderstaande personen een head's up willen geven dat ze benaderd kunnen worden. Contactgegevens zijn uiteraard beschikbaar. Contactpersonen:

Groninger Bodembeweging: Jelle van der Knoop (voorzitter Groninger Bodembeweging tot 20/10/21, daarna voorzitter van bestuur Stut en Steun))

Groninger Gasberaad: Jan Wigboldus (voorzitter Gasberaad.)

Onafhankelijk Raadsman: Leendert Klaassen.

IMG: Bas Kortmann (voorzitter IMG)

NCG: Peter Spijkerman (directeur NCG)

Ad 3:

Daarnaast kan overwogen worden om met experts in overleg te gaan. Voorbeelden zijn:

- Theodoor Kockelkoren (IG Sodm, toezichthouder, seismiciteit en veiligheid )
- TU Delft, TNO (Jan Rots, aanspreekpunt TNO volgt, onderzoek naar schadeoorzaken)
- Wim Nachtegaal (ACVG, veiligheidskaders versterking)

Afhankelijk van behoefte aan specifieke kennis kunnen we deze lijst uitbreiden.

## Vragen zijtafel Klimaat & Energie 29-10-2021

1. Inventariseer hoe hoog en hoe dwingend doelstellingen in andere landen zijn gedefinieerd. Dit met het oog op het hoogte en ambitie van de NL doelstelling alsmede het risico van weglek.
2. Vertaal een nationale CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 van 55% t.o.v. 1990 in een opgave per domein rekening houdend met technisch potentieel, maatschappelijke kosten en internationale concurrentiepositie (zie rapport Van Geest). Geef daarbij aan wat er extra nodig is om meer dan 55% te behalen en hoeveel minder het kost om minder dan 55% te behalen.
3. Formuleer per domein randvoorwaarden en hoofdlijnen van beleid waarmee dit doel gerealiseerd kan worden. Wat zijn de maatschappelijke kosten die hiervoor gemaakt moeten worden en hoe worden verdeeld over burgers, bedrijven en overheidsbudget.  
*(beantwoording door formatiezijtafel)*
4. Formuleer een overall aansprekend narratief waarom we als NL ambitieus willen zijn en wat dit voor de samenleving betekent; doe dit ook per domein. *(beantwoording door formatiezijtafel)*
5. Wat is nodig voor investeringen in energieinfrastructuur/waterstof om dit mogelijk te maken. Hoeveel geld reserveren we hiervoor.  
Aanvullend: kunnen we ook komen tot versnelling (van infra & opschaling duurzame energiedragers)? Wat is hier voor nodig?
6. Wat is nodig om kolencentrales eerder te kunnen sluiten dan nu is afgesproken? Wat kost dit en wat levert dit op in termen van CO<sub>2</sub> reductie? *(antwoord volgt later dit weekend)*
7. Welke voorbereidingen en investeringen zijn in de komende kabinetsperiode nodig om op termijn (na 2030) kernenergie een rol te laten spelen in de energiemix?
8. A) Welke rol speelt CCS in de energietransitie? B) Welke rol speelt biomassa?
9. Wat zijn de voor- en nadelen van verschillende varianten van rekening rijden? Wanneer zijn deze varianten door te voeren? Wat moet daar in de komende periode voor in gang worden gezet? *(voortouw beantwoording door lenW)*
10. Wat is de feitelijke bijdrage van luchtvaart aan de klimaatproblematiek? Wat betekent dit voor Schiphol en Lelystad? *(voortouw beantwoording door lenW)*

### Aanvullende punten

- A. Ruimtelijke impact van de energietransitie *(antwoord volgt later dit weekend)*



**Vraag 1 Inventariseer hoe hoog en hoe dwingend doelstellingen in andere landen zijn gedefinieerd. Dit met het oog op het hoogte en ambitie van de NL doelstelling alsmede het risico van weglek.**

*Hoe hoog zijn doelstellingen in andere landen*

Veel EU-lidstaten hebben, naast het vanuit de EU verplichte ESR-doel, ook een nationaal doel gesteld. In de tabel hieronder de doelstellingen van geselecteerde Europese landen in 2030, datum waarop ze nationaal klimaatneutraal willen zijn, en in opmerkingen eventuele andere CO2-doelen.

Land	ESR (oud)	ESR (Ff55)	2030	Klimaat-neutraal	Opmerkingen
EU	-30%	-40%	-55% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	Doel 2030 is ten minste netto 55%
Nederland	-36 %	-48%	-49% (totaal, t.o.v. 1990)		Doel 2050 is -95% t.o.v. 1990.
België	-35 %	-47%			België heeft geen nationaal doel geformuleerd.
Denemarken	-39 %	-50%	-70% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	Denemarken is vroeg begonnen met verduurzaming elektriciteitssector (wind) en heeft ook al flinke stappen elders gezet. Warmte komt historisch al voor groot deel uit warmtenetten (mix afval, restwarmte, bio, fossiel).
Duitsland	-38 %	-50%	-65% (totaal, t.o.v. 1990)	2045	In 2021 opgehoogd n.a.v. een rechterlijke uitspraak. Duitsland heeft net na 1990 significante reductie gerealiseerd door de-industrialisering van Oost-Duitsland. 65% voor Duitsland blijft echter ambitieus.
Finland	-39 %	-50%		2035	Doel 2035 is netto doel. Door grote hoeveelheid bos voor compensatie en biomassa is klimaatneutraliteit voor Finland sneller te bereiken dan andere EU landen.
Frankrijk	-37 %	-47.5%	-40% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	Frankrijk heeft weinig reductiepotentieel in de elektriciteitssector door vele kerncentrales, waardoor 40% ambitieuzer is dan het lijkt. Meeste landen (incl. NL) realiseerden het gros van hun emissiereductie tot nu toe in deze sector (opbouw zon en wind, sluiten kolen).
Italië	-33 %	-43.7%	-60%		
Oostenrijk	-36 %	-48%		2040	
Polen	-7 %	-17.7%	-30%		
Spanje	-26 %	-37.7%	-23% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	

Verenigd Koninkrijk	n.v.t.	n.v.t.	-68% (totaal, t.o.v. 1990)	2050	Doel 2035 is -78% t.o.v. 1990. Het VK was het eerste land ter wereld met een klimaatwet (2009), en heeft een ambitieus doel voor zowel 2030 als 2035.
Zweden	-40 %	-50%	-63% (non-ETS, t.o.v. 1990)	2045	Klimaatneutraliteit is -85% binnenland en rest kan ook op alternatieve wijzen (o.a. buitenlandse rechten; bos). Ook 2040-doel van -75% (non-ETS, t.o.v. 1990).

### Hoe dwingend zijn doelstellingen in andere landen

In de bovenstaande tabel zijn de ESR-doelen voor alle lidstaten juridisch bindend vastgelegd middels de Europese ESR-verordening. De landen in het groen hebben hun nationale doelen ook vastgelegd middels een bindende nationale klimaatwet. De andere doelen zijn gebaseerd op de Integrale Nationale Energie- en Klimaatplannen (INEK), die lidstaten in 2019 bij de Europese Commissie hebben aangeleverd. Op basis van de Governance verordening moeten EU-lidstaten in 2023/24 opnieuw plannen aanleveren en hun nationale beleid aanscherpen. Doelen uitgesproken in deze plannen zijn niet bindend maar de EU toetst wel of landen zich hier aan houden.

Naast nationale wetten en doelen is er ook steeds meer jurisprudentie over de dwingendheid van klimaatbeleid. In Nederland en in ons omliggende landen (o.a. Duitsland, Frankrijk en België) zijn meerdere rechtelijke procedures gevoerd tegen Klimaatweten, klimaatplannen en andere beleidsdocumenten. Uit deze uitspraken blijkt dat rechtelijke colleges hebben geoordeeld dat klimaatbeleid van overheden ontoereikend, niet specifiek of niet concreet genoeg is om emissiereductie-doelstellingen te bereiken en dat deze colleges overheden hebben opgedragen beleid te concretiseren.

De hoogte van een doel zegt niet zonder meer iets over het gemak waarmee dat doel te bereiken is in een bepaald land: landspecifieke situaties (grote bossen, andere landbouwsituatie, industriesamenstelling, verschillende startposities, etc.) kunnen het gemak waarmee landen hun doel kunnen halen enorm beïnvloeden. In geen enkel land is de transitie makkelijk.

**Vraag 2 Vertaal een nationale CO2-reductie in 2030 van 55% t.o.v. 1990 in een opgave per domein rekening houdend met technisch potentieel, maatschappelijke kosten en internationale concurrentiepositie (zie rapport Van Geest). Geef daarbij aan wat er extra nodig is om meer dan 55% te behalen en hoeveel minder het kost om minder dan 55% te behalen.**

Wat betekent een specifiek reductiedoel voor de reductie opgave?

Doel 2030 (% reductie tov 1990)	Restemissies 2030 (Mton)	Opgave in 2030 in Mton ten opzichte van huidig beleid (o.b.v. KEV2021)
49%	113	3 – 25
52%	106	10 – 32
55%	99	17 – 39
60%	88	28 – 50

De uitstoot in het basisjaar 1990 bedraagt 221 Mton (excl. landgebruik). De bandbreedte in de raming van PBL vertaald zich door in de raming van de opgave. Van de geraamde opgaven in de tabel zal o.b.v. het huidige ESR voorstel ten minste 18 Mton in ESR sectoren moeten worden gerealiseerd t.o.v. huidig beleid. Het restant van de nationale opgave kan in ETS sectoren worden behaald.

Wat betekent een netto doel voor Nederland (inclusief landgebruik en bossen (LULUCF))?

Het huidige nationale doel van 49% betreft een bruto doel waarbij landgebruik buiten beschouwing is gelaten. De 55% in EU-verband is een netto doel, dat wil zeggen inclusief landgebruik. Nederland kan ervoor kiezen om, net als in Europa, een *netto* nationaal reductiedoel te hanteren.<sup>1</sup> De totale reductieopgave richting 2030 wordt hiermee nauwelijks groter of kleiner ten opzichte van het huidige *netto* doel (zie ook tabel hierboven), maar zorgt ervoor dat het reductiepotentieel in landgebruik dan wel kan meetellen voor het nationale doelbereik. Verdergaande reducties van de landgebruiksemissies kunnen al in beperkte mate gebruikt worden om invulling te geven aan de nationale ESR-opgave.

Sectorale verdeling bij 55%

Het meest vergaande indicatieve variant in het rapport van de Studiegroep o.l.v. Van Geest is bedoeld om min of meer aan te sluiten op een doel van 55%. Hierbij is de aanvullende opgave t.o.v. de KEV2020 verdeeld over de verschillende sectoren, rekening houdend met rekening houdend kosteneffectiviteit en reductiepotentieel per sector. Hiermee is getracht te komen tot een realistische en haalbare opgave per sector.

In de KEV2021 zijn per sector ramingen gegeven voor de verwachte emissiereductie in 2030. Deze ramingen gaan gepaard met een (forse) onzekerheidsbandbreedte van in totaal 22 Mton. In onderstaand overzicht is de verdeling van de sectoren uit het Studiegroeprapport geactualiseerd op basis van de cijfers uit de KEV2021 en is per sector een nieuwe restemissie vastgesteld. Daarbij

<sup>1</sup> In de EU als geheel is sprake van een netto opname van broeikasgassen van landgebruik emissies ten opzichte van 1990, bijvoorbeeld door vergroting van het bosareaal. Nederland bezet op dit punt een uitzonderingspositie omdat in Nederland het landgebruik o.a. door de veengebieden per saldo in 2030 een uitstoot veroorzaakt.

wordt eerst invulling geven aan de hogere ESR-opgave vanuit Europa (ca. 18 Mton t.o.v. de KEV2021) en vervolgens wordt de resterende opgave voor 55% ingevuld in ETS-sectoren industrie en elektriciteit.<sup>2</sup> Een beter onderbouwde, geactualiseerde berekening zal door het PBL moeten worden aangeleverd. Voor alle onderstaande cijfers geldt bovendien dat gezien de onzekerheid in de ramingen uit de KEV2021 – de uiteindelijk opgave per sector aanzienlijk hoger of lager kan zijn.

Aangezien voor de elektriciteitssector in de KEV2021 geen middenwaarde is opgenomen, is daarvoor een restemissie vastgesteld zodat het totaal van de reductieopgave uitkomt op 55%. Let wel: de uitstoot in de elektriciteitssector kent de grootste onzekerheid in emissies en is sterk afhankelijk van exogene factoren waaronder internationale ontwikkelingen in brandstof en CO<sub>2</sub>-prijzen – waardoor sturen op een specifieke restemissies voor deze sector in praktijk niet goed mogelijk is.

	<b>Restemissies Klimaatakkoord 2030 (49%)</b>	<b>Raming huidig beleid 2030 o.b.v. KEV2021<sup>3</sup></b>	<b>Indicatieve restemissies 2030 55%</b>
<b>Gebouwde omgeving</b>	15,4 Mton	18,9 Mton	14,9 (-4 Mton)
<b>Landbouw (excl landgebruik)</b>	22,2 Mton	25,6 Mton	18,6 (-7 Mton)
<b>Mobiliteit</b>	25 Mton	28,7 Mton	23,7 (-5 Mton)
<b>Industrie (ESR + ETS)</b>	35,7 Mton	40,7 Mton	32,7 (-2 Mton ESR – 6 ETS)
<b>Elektriciteit (ETS)</b>	12,4 Mton	9 – 21 Mton	9,5 <sup>4</sup>
<b>Nationale reductie t.o.v. 1990 (%)</b>	49%	38 – 48%	55%

#### Wat betekent een doel van minder dan 55%

Nederland moet in ieder geval voldoen aan het aangescherpte ESR-doel van naar verwachting 48%. Daarvoor is in de ESR-sectoren een extra reductie van 18 Mton nodig. Als er geen extra reducties in het ETS plaatsvindt komt daarmee de totale reductie ongeveer uit op ongeveer 52%.

#### Wat betekent een doel van 60%

Een verdergaande verhoging van het doel naar 60% betekent ten opzichte van een doel van 55% nog een verdere reductie van ongeveer 11 Mton. Zowel binnen de ESR als de ETS sectoren lijkt het reductiepotentieel hiervoor beperkt te zijn en zal de reductie vooral behaald moeten worden via volumemaatregelen, zoals minder koeien, minder auto's, meer CCS, minder gascentrales etc. Binnen de ETS-sector zal het beleid dat hiervoor ingezet wordt al gauw tot reducties in de vorm van weglek van emissies naar andere landen betekenen. Waar nog wel reducties mogelijk zijn zal dit gezien het richtjaar 2030 vooral door de inzet van extra CCS plaatsvinden voor zover daar ruimte binnen of buiten Nederland voor beschikbaar is.

Bij een ophoging van de 2030-doelstelling naar 60% zal het reductietempo tot 2030 fors omhoog moeten, maar daarna kan het tempo een stuk lager zijn voor realisatie van klimaatneutraliteit in

<sup>2</sup> Aangezien in de sector mobiliteit in de KEV 2021 t.o.v. de KEV 2020 al verdergaande reducties worden voorzien, is de indicatieve verdeling uit het Studiegroeprapport hierop aangepast.

<sup>3</sup> Hierbij wordt voor alle sectoren de middenwaarde van de raming zoals opgenomen in de KEV2021 weergegeven. Voor de elektriciteitssector geeft het PBL in de KEV2021 geen middenwaarde – maar schetst twee varianten.

<sup>4</sup> N.B. Opgave is niet op basis van Studiegroeprapport, maar is nu sluitpost zodat 55% emissiereductie gerealiseerd wordt.

2050. Een alternatief voor verdergaand reductiedoel in 2030 is het vaststellen van een tussendoel in de periode 2030 – 2050 (bijvoorbeeld voor 2035 en/of 2040).

#### Kosten Klimaatbeleid

De financiële consequenties voor de overheid en de lasten voor burgers en bedrijven zijn afhankelijk diverse factoren waaronder de verdeling over sectoren en de gekozen mix van normeren, beprijzen en subsidiëren. Voor de precieze effecten op doelbereik en lasten dient een doorrekening door planbureaus PBL (doelbereik) en CPB (lasten) plaats te vinden.

**Vragen 3 en 4 – beantwoording daarvan door zijtafel zelf.**

**Vraag 5. Wat is nodig voor investeringen in energieinfrastructuur/waterstof om dit mogelijk te maken. Hoeveel geld reserveren we hiervoor.**

*Indien gewenst is er een gedetailleerde nadere onderbouwing beschikbaar voor deze vraag.*

**1. Benodigde middelen Infrastructuur en duurzame energiedragers**

In het Rapport Van Geest werd rekening gehouden met circa EUR 0,5 mld per jaar voor infrastructuur (niet zijnde investeringen bekostigd via tarieven) en circa EUR 1,5 mld per jaar voor de opschaling van duurzame energiedragers. Een totaal dus van circa EUR 2 mld per jaar. Het bedrag in Van Geest was indicatief.

Onderstaande tabel bevat de posten zoals die nu door EZK worden voorzien. Het betreft inschattingen die op de weg naar 2030 hoger of lager kunnen uitvallen. De inschattingen voor ontwikkeling nieuwe infrastructuur en stimulering opschaling duurzame energiedragers waren in de zomer/augustusbesluitvorming bekend. *!! Deze bedragen dienen nog te worden geverifieerd met Financiën. Hier was in het korte tijdsbestek voor beantwoorden van deze vraag geen ruimte voor. !!*

	<b>Maatregel</b>	<b>Kosten (mln €)</b>
		<b>2030 (cum/totaal)</b>
<b>Ontwikkeling nieuwe infrastructuur</b>	Waterstof (backbone, blauwe waterstofprojecten en laadinfrastructuur mobiliteit)	-1855 (wv 750 reeds gereserveerd bij MN)
	Warmtenetten (infra en bronnen, zoals geothermie, aquathermie); voor o.a. gebouwde omgeving en glastuinbouw	-1700
	CCS	-150
	Buisleidingen	-200 - 800
	Overige (ontwikkelbudget EBN, regionale infra-knelpunten en uitvoering Cluster Energie Strategieën)	-125-200
	<b>Totaal</b>	<b>Totaal: -4.030 – -4.705</b>
<b>Infra Elektriciteit en Gas</b>	Elektriciteit - net op zee incl. voor 10 GW extra <sup>5</sup>	-3700
	Gas (verwijderen oude gasnetten). <sup>6</sup>	-2135
	Netcapaciteit wegnemen knelpunten <sup>7</sup>	-3960

<sup>5</sup> Deze kosten volgen uit de beslissing van het EU Hof van Justitie op 2 september 2021 dat EZK niet langer invloed mag uitoefenen op de regulering van nettarieven. Dit is - sinds deze uitspraak - exclusief voorbehouden aan de ACM. Deze kosten zijn genoemd in het IBO Financiering Energietransitie als 'mogelijk te betalen uit de nettarieven'. Sinds 2 september 2021 is dit niet meer zeker. De ACM kan zelfstandig besluiten dat er deze kosten niet uit de nettarieven gefinancierd kunnen worden en er dus een subsidie nodig is. Als tijdens de formatie besloten wordt dit bedrag voor een subsidie niet beschikbaar te stellen, wordt het voorlopig via de nettarieven gefinancierd (tot de ACM anders beslist). Dat betekent een flinke stijging van energierekening. In het geval van het net op zee komt deze stijging van cumulatief 3700 miljoen vooral terecht bij (grote) bedrijven. Dat levert tevens een onzekerheid op voor de Rijksfinanciën, de kans blijft voortdurend bestaan dat de ACM besluit dat het niet uit de nettarieven kan en er alsnog Rijksgeld nodig is, dan heeft het kabinet een financiële tegenvaller van cumulatief 3700. Indien geen van beide methodes gekozen wordt, wordt het net op zee niet aangelegd en wordt de 10 GW extra niet gerealiseerd en de 7 GW extra wind waar het kabinet in 2018 toe besloten heeft ook niet (volledig).

<sup>6</sup> Zie voetnoot 1. Gevolg van uitspraak EU Hof van Justitie op 2 september 2021. Als dit bedrag voor een subsidie niet beschikbaar komt, wordt het voorlopig via de nettarieven gefinancierd (tot de ACM anders beslist) en dat betekent een flinke stijging van energierekening. In het geval van het verwijderen van oude gasnetten komt deze stijging van cumulatief 2135 miljoen vooral terecht bij huishoudens en consumenten, die dus een hogere energierekening kunnen verwachten. Dat levert tevens enige onzekerheid op voor de Rijksfinanciën, de kans blijft voortdurend bestaan dat de ACM besluit dat het niet uit de nettarieven kan en er alsnog Rijksgeld nodig is, dan heeft het kabinet een financiële tegenvaller van cumulatief 2135 miljoen. Indien geen van beide methodes gekozen wordt, ligt de verduurzaming van de gebouwde omgeving volledig stil.

<sup>7</sup> Recent is duidelijk geworden dat de problemen met de netcapaciteit dermate groot zijn, dat dit een belemmering is voor de hele energietransitie. Ten tijde van het Klimaatakkoord leek het doel van 35 TWh zon en wind op land net haalbaar binnen de beschikbare netcapaciteit. Inmiddels is de netcapaciteit flink verslechterd. Een hoger doel dan in het klimaatakkoord is alleen te realiseren indien de knelpunten in netcapaciteit kunnen worden opgelost. Indien dit niet gebeurt, kan de industrie niet elektrificeren, staat de ombouw van de gebouwde omgeving volledig stil, kan er niet meer zon en wind op land gerealiseerd worden, kan de elektriciteit van wind op zee niet door Nederland getransporteerd worden naar de vraag en kan er geen versnelling van elektrisch vervoer plaatsvinden. De netbeheerders investeren 3 miljard per jaar op land (exclusief kosten net op zee), maar kunnen niet alle knelpunten oplossen. Het genoemde bedrag omvat maatregelen waarvoor op het moment van schrijven onderbouwing kan worden aangeleverd dat deze bijdragen aan het wegnemen van knelpunten in netcapaciteit.

	<b>Totaal</b>	<b>-9795</b>
<b>Stimulering opschaling duurzame energiedragers</b>	Waterstof 3-4 GW in 2030 <sup>89</sup>	-5000
	Groen gas 25 PJ	-1350
	10 GW extra WOZ	-2009
	Demo's duurzame brandstoffen luchtvaart	-185
	Geothermie, aquathermie	Integraal onderdeel aanpak warmtenetten, zie boven
	<b>Totaal</b>	<b>- 8.544</b>

## 2. Benodigde middelen voor 55%: totaal

In het studiegroeprapport 'Bestemming Parijs' is een indicatief maatregelenpakket uitgewerkt wat invulling geeft aan de aanvullende Europese opgave, een verhoging van de nationale opgave naar 55%, maar bevat ook maatregelen die nu al in gang moeten worden gezet voor realisatie van klimaatneutraliteit in 2050. Het pakket bevat dus zowel middelen voor realisatie van CO2-reductie richting 2030, alsmede middelen voor de aanleg van infrastructuur en de opwek van hernieuwbare energiedragers (zie boven). De totale uitgaven voor de overheid variëren in de verschillende varianten die zijn uitgewerkt, tussen de €3,5 - 5,5 miljard per jaar. De infra- en opschalingsmiddelen ad 1) zijn hiervan dus een onderdeel.

Bij het schrijven van het rapport werd aangenomen dat uit de voorstellen van de Europese Commissie de aanvullende ESR opgave voor Nederland 11 Mton zou bedragen. In de uiteindelijke voorstellen voor het FF55-pakket is deze doelstelling voor NL hoger vastgesteld – en daarmee is de benodigde aanvullende reductie ten opzichte van de KEV2021 18 Mton. In variant B van het Studiegroeprapport wordt voor de ESR-sectoren een aanvullende opgave van 19 Mton aangenomen. Deze variant sluit dus het beste aan bij de voorstellen uit het FF55.

Ook hield het indicatieve maatregelenpakket uit het Studiegroeprapport nog geen rekening met de uitvoeringskosten, deze worden inschat op ca. €0,8 miljard per jaar.<sup>10</sup> Tot slot geldt dat de gebiedsgerichte aanpak stikstof ook een bijdrage levert aan de klimaatdoelstellingen. In het studiegroeprapport werd een aanvullende opgave van 7 Mton voor de landbouwsector (inclusief de glastuinbouw) verondersteld. Indien de Gebiedsgerichte aanpak Stikstof samen de reducties in de glastuinbouw deze Mtonnen realiseert – kunnen de totale uitgaven uit het Studiegroeprapport hiervoor worden gecompenseerd.

	Overheidsuitgaven per jaar	Overheidsuitgaven 2022-2030 (x 9 jaar)
Variant B Studiegroeprapport	€5,5 miljard	€49,5 miljard
Variant B Studiegroeprapport excl. maatregelen gericht op verduurzaming veehouderijen	€4,8 miljard	€43,2 miljard
Uitvoeringskosten	€1 miljard	€9 miljard
<i>Totaal</i>	<i>€6,5 miljard</i>	<i>€58,5 miljard</i>

<sup>8</sup> De gewenste omvang van de binnenlandse elektrolysecapaciteit in 2030 zal hoger uitvallen als het kabinet kiest voor een ambitieuze implementatie van de herziene EU-richtlijn voor hernieuwbare energie of een ambitieuze invulling van de verduurzaming van de industrie, bijvoorbeeld naar aanleiding van de discussie over TATA Steel.

<sup>9</sup> Nota bene: buiten dit bedrag is gelaten het ingediende groeifondsvoorstel "H2opZee", voor R&D&I en ontwikkeling van een "first of a kind" elektrolyser van 300MW op zee. In dit voorstel wordt voor EUR462 mln subsidie gevraagd.

<sup>10</sup> Betreft voor het grootste deel middelen voor decentrale overheden, maar ook voor uitvoeringsorganisatie en kennisinstellingen, zoals de data-informatie-infrastructuur in VIVET en het PBL.



Totaal (excl maatregelen gericht op verduurzaming veehouderijen)	€5,8 miljard	€52,2 miljard
--	--------------	---------------

### 3. Indicatie uitvoeringskosten (w.o. middelen decentrale overheden)

Uitvoering Klimaat & energiebeleid	2022	2023	2024	2025	Struc	Struc in
Gemeenten*	800	800	800	800	800	2022
Provincies*	36	36	36	36	36	2022
Waterschappen*	23	23	23	23	23	2022
NP RES + participatiecoalitie	10	10	10	10	10	2022
PBL: capaciteit voor aanvullende werkzaamheden	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2022
PBL: capaciteit voor analyses tbv begroting(scyclus)	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	2022
RIVM Emissieregistratie	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	2022
Verbetering Informatievoorziening Energietransitie (VIVET)	1	1	1	1	1	2022
Voorbeeldrol Rijk (Rijksvastgoedbedrijf)	40,5	82,5	92,6	112,7	14,8	
capaciteit beleid en (nationale) (uitvoerings)-programma's PM	10	10	10	10	10	2022
Klimaatcommunicatie Rijk	15	15	15	15		
Extra Uitvoeringslasten RVO agv intensivering beleid	14	14	14	14	14	2022
Bestaand tekort uitvoeringslasten RVO	10	10	10	10	10	2022
Experimenteerbudget EBN	15	15	15	15		2022
ILT handhaving F gassen	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	2022
Uitvoeringskosten NEa	1	1	2	2	2	2024
Uitvoeringskosten ACM	PM	PM	PM	PM	PM	
duurzame energie-opwekking op Rijksgronden	14	14	14	14		
Uitvoeringskosten SodM, TNO en K&E	10	10	10	10	10	2022
<b>Totaal</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	<b>1.000</b>	

\*De bedragen voor mede-overheden zijn gebaseerd op analyses van de ROB. Er werd eerst, bij Klimaatakkoord, een inschatting gemaakt van de lasten voor gemeenten als gevolg van het klimaatakkoord. Daarna heeft een quickscan naar aanleiding van Van Geest plaatsgevonden. Bedragen zijn sterk afhankelijk van doelstelling en gekozen aanpak in bijvoorbeeld de gebouwde omgeving.



**Aanvullende vraag bij vraag 5: kunnen we ook komen tot versnelling (van infra & opschaling duurzame energiedragers)? Wat is hier voor nodig?**

Zekerheid over ambities en middelen helpt de marktonwikkeling. Echter bestaan er in beginsel geen snelle of simpele oplossingen voor versnelling.

Voldoende (uitvoerings)capaciteit

Benodigd om zo bijv. doorlooptijd van beroepsprocedures te verkorten.

Netcapaciteit:

De knelpunten rondom netcapaciteit spitsen zich toe op de werking van het energiesysteem: financiering, ruimtelijke processen, wijze van subsidiëring via de SDE++ en technisch personeel.

U bent in antwoord op uw specifieke vragen reeds geïnformeerd over de problematiek en mogelijke oplossingsrichtingen, die verlichting bieden maar problematiek niet structureel op lossen. Structurele oplossing is uitbreiding van netcapaciteit en dat kost tijd en vraagt vooral om het sneller oplossen van ruimtelijke knelpunten.

Wind-op-Zee:

De ambitie voor windenergie op zee in de huidige routekaart is totaal 11 GW in 2030. Een verhoging met 10 GW tot 21 GW in 2031 is bijna een verdubbeling in korte tijd die parallel uitgerold moet worden. Meer is niet mogelijk vanwege doorlooptijden van met name de infrastructuur (net op zee). Wel kan worden overwogen de horizon te verleggen na 2030, bijvoorbeeld door de ambitie voor 2040 van minimaal 38 GW op te hogen. Bandbreedte uit studies is 38-72 GW in 2050 nodig als bijdrage van windenergie op zee aan verduurzaming, afhankelijk van reductiedoel en inzet andere bronnen.

Warmte:

Naast financiële ondersteuning (innovatie, ORT, draagvlak) vergt een voortvarende uitvoering tijdige aanpassing van regelgeving (w.o. Mijnbouwwet, Energiewet, Warmtewet, Omgevingswet), langjarig programmeren van investeringen en een streven naar kortere doorlooptijden in de uitvoering (bijv. vergunningen, bestemmingsplannen). Evenals heldere governance-afspraken tussen bestuurlijke lagen.

**Vraag 6. Wat is nodig om kolencentrales eerder te kunnen sluiten dan nu is afgesproken? Wat kost dit en wat levert dit op in termen van CO2 reductie?**

*Antwoord volgt later dit weekend*

## Vraag 7. Welke voorbereidingen en investeringen zijn in de komende kabinetsperiode nodig om op termijn (na 2030) kernenergie een rol te laten spelen in de energiemix?

- Eerdere onderzoeken hebben vanuit een theoretisch perspectief gekeken naar de potentiële rol van kernenergie in de Nederlandse energiemix. Ook is er recent een marktconsultatie gepubliceerd. Daarnaast moet er nader onderzoek naar de kosteneffectiviteit van kernenergie in relatie tot andere CO<sub>2</sub>-vrije energiebronnen worden gedaan. Hiertoe wordt een **scenariostudie** uitgezet.

### *Mogelijke stappen deze kabinetsperiode*

- Om op korte termijn ervaring op te doen als overheid zou ingezet kunnen worden op het **openhouden van kerncentrale Borssele**. Hierbij spelen ook vragen over de bedrijfseconomische haalbaarheid en publieke aandeelhouders (gemeenten en provincie Zeeland) en **aanpassing van de kernenergiwet**.
- Parallel kan mede op basis van de marktconsultatie en nog uit te voeren scenariostudie gewerkt worden aan een **opzet voor financiële arrangementen** en een routekaart voor één of meer tenders voor kernenergie. Onderdelen van de arrangementen kunnen SDE++-achtige garanties voor de elektriciteitsprijs, (staats)deelname en/of het in de marktconsultatie genoemde Regulated Asset Base-model ('RAB-model') zijn. Zie hiervoor de bijlage. Het vooruitzicht op meerdere tenders kan de kostprijs doen dalen (*vgl. 5 tenders wind op zee uit het energieakkoord van 2013*).
- Belangrijk om na te gaan welke rol de overheid kan of moet spelen bij de voorbereiding van vergunningen en de locatie. Indien gekozen wordt om een locatie te tenderen, is het belangrijk om te bepalen welke van de **mogelijke locaties** de preferente locatie is voor de ontwikkeling van kernenergie.
- Tevens dient bepaald te worden of **aanpassing relevante wet- en regelgeving** nodig is waarbij ook de vraag speelt hoe om te gaan met aanpassingen gedurende de bouw en tijdens de operatie van de kerncentrale (dat is immers belangrijk kostenverhogend aspect gebleken tijdens de huidige bouw van kerncentrales in Europa). Dit kan ook onderdeel zijn van de financiële arrangementen.
- De **kennisinfrastructuur** in Nederland met betrekking tot regelgeving en mogelijkheden van kernenergie moet op een adequaat niveau worden gehouden. Dit sluit aan bij een eerdere verkenning dat de kennisinfrastructuur op het gebied van stralingsbescherming en nucleaire kennis in Nederland onder druk staat. Ook dreigen enkele universitaire leerstoelen op het gebied van nucleaire technologie op korte termijn te verdwijnen. Indien er sprake is van nieuwbouw van kerncentrale maar ook bij levensduurverlenging zal dit ook gevolgen hebben voor capaciteit en kennis bij de bevoegde autoriteit en betrokken departementen; deze dient uitgebreid en versterkt te worden. Bepaald dient te worden welke investering hiervoor nodig is.

### **Wat zijn de kosten bij een privaat initiatief versus als de overheid dit trekt?**

- In projecten in o.a. Finland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, is sprake van een belangrijke mate van financiering door de leverancier van nucleaire technologie. Marktpartijen geven aan dat dit voor nieuwe projecten niet meer reëel is gezien hun financiële positie, waardoor bij een nieuwbouwproject de overheid een belangrijke (financiële) rol zal moeten spelen.
- Uit de marktconsultatie volgt:
  - dat marktpartijen naar verwachting diverse voorwaarden zullen stellen aan een eventuele participatie;
  - de verwachting dat private financiers diverse garanties zullen vragen van de overheid. Private financiers zijn bereid om risico's te lopen die zij kunnen beheersen. Overige risico's zullen private financiers bij de overheid willen beleggen;

- Private financiers geven aan dat omzetgaranties onvermijdelijk zijn in het geval van private financiering. Aan deze wens kan via diverse financieringsstructuren invulling worden gegeven.
- N.B. De marktconsultatie was een consultatie onder belanghebbenden!
- Op dit moment is nog niet onderzocht welk deel van de kosten (direct of indirect) volgens marktpartijen bij de overheid zou moeten komen te liggen. Er is eerst nader onderzoek nodig om de range van de kosten voor een nieuwe kerncentrale te bepalen en om vervolgens een realistische inschatting te maken van de budgettaire gevolgen. Financiële zekerheidsstelling door bedrijven voor ontmantelingskosten van hun nucleaire installaties speelt hier bijvoorbeeld ook een rol in.
- Het is niet de verwachting dat een privaat initiatief voor een nieuwe kerncentrale zonder overheidsbetrokkenheid van de grond zal komen:
  - Een belangrijke conclusie uit de marktconsultatie is dat stabiel overheidsbeleid ten aanzien van kernenergie randvoorwaardelijk is voor realisatie ervan; de substantiële financieringsomvang, substantiële risico's en doorlooptijd maakt dat de betrokkenheid van de overheid onvermijdelijk lijkt. Dit kan dan onder meer door het verstrekken van garanties door de overheid om met name financieringsrisico's acceptabel te laten zijn. Marktpartijen zullen naar verwachting diverse voorwaarden stellen aan een eventuele participatie.
  - De Kernenergiewet staat al tientallen jaren open voor een aanvraag voor een nieuwe kerncentrale maar daar is sinds de bouw van Borssele geen gebruik van gemaakt.

#### *Small modular reactors*

- Naast grote kerncentrales met veel vermogen (1,6 GW) worden er ook kleine centrales ontworpen, zogenaamde *small modular reactors* (SMRs). Deze worden als een interessante optie voor de toekomst gezien, maar de commerciële beschikbaarheid van SMRs laat nog op zich wachten. Deze bieden mogelijk kansen voor private financiering vanwege de kortere bouwtijd en beperktere investeringsomvang. Niettemin zullen mogelijk ook deels dezelfde financiële arrangementen nodig zijn voor SMRs als voor grote kerncentrales.
- Private financiering voor SMRs is echter pas reëel nadat (in Europa) enkele SMRs met succes zijn gerealiseerd en sprake is van een bewezen technologie en design, welke in serie wordt gebouwd. De precieze kosteninschatting voor een SMR kent grote onzekerheid en is afhankelijk van verscheidene factoren.

#### **Ook graag kosten SMRs afzetten versus een grote kerncentrale (bv. 1500 MW)**

- In het verleden en momenteel in andere landen zijn kosten- en tijdoverschrijdingen als gevolg van het vergunningsverleningsproces o.a. bij First-Of-A-Kind (FOAK projecten) veel voorkomend geweest. Het gaat dan om soms jarenlange vertragingen en kostenoverschrijdingen van miljarden, daarom is het verstandig om te kiezen voor een *proven concept*.
- Recente westerse traditionele generatie III+ reactoren (1200 – 1500 MW) kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard met een doorlooptijd van 12-15 jaar.
- De precieze kosteninschatting voor een SMR kent grote onzekerheid en is afhankelijk van verscheidene factoren. De verwachte benodigde investering voor een SMR van 300 MW zou ongeveer tussen de EUR 1,4 en 2,7 miljard kunnen liggen.
- De verwachte kosten per MWh van generatie III+ reactoren en SMRs komt echter naar verwachting in dezelfde range uit; voor SMRs liggen de kosten met EUR 40 tot 91 per MWh grotendeels in dezelfde range als de kosten voor traditionele grote reactoren (EUR 35 tot 84 euro per MWh)
- Een voordeel van SMRs versus een grote kerncentrale is dat ze fabrieksmatig in serie kunnen worden geproduceerd met een kortere bouwtijd, waardoor investeringen eerder terugverdiend

kunnen worden en de businesscase mogelijk gunstiger is. Deze SMRs zijn echter nog niet eerder gebouwd. Ook hier geldt dat aansluiten bij seriebouw wenselijk is.

## **Bijlage bij vraag 7**

### **Kernenergie**

- Kolen en aardgas als brandstof moeten richting 2050 uitgefaseerd worden. Voor kolen is dit al besloten (per 2030). Belangrijke vraag voor de Nederlandse energiemix is hoe naast zon en wind voldoende CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen wordt georganiseerd. Kernenergie is een van de opties in de energiemix, naast ondermeer waterstof of gascentrales op waterstof.

### **Buitenland - wat zien we m.b.t. doel en kernenergie/kolen/gas?**

- Kernenergie kan een bijdrage leveren aan de energietransitie omdat het CO<sub>2</sub>-vrij is en regelbaar vermogen kan leveren. Grote internationale organisaties (IPCC, IEA, OECD-NEA, IAEA, MIT) zien kernenergie dan ook als complementair aan zonne- en windenergie.
- Nieuwe kernenergie kan pas na 2030 een substantiële extra bijdrage leveren aan de klimaatdoelstellingen richting 2050, gelet op de jaren die nodig zijn voordat een nieuwe kerncentrale operationeel is.
- Om een rol te spelen in de emissievrije energiemix richting 2050 (indien dit de wens is) kan niet al te lang meer worden gewacht met het opstarten van de voorbereidingen (planning, vergunningen) voor nieuwe reactoren.
- Op dit moment zijn er echter nog te veel politieke, praktische, en technische onzekerheden om een goed geïnformeerde keuze te maken ten aanzien van kernenergie.
- In de EU kwam in 2019 circa een kwart van de elektriciteit uit kernenergie (het grootste aandeel uit Frankrijk), bijna een derde uit zon, wind en waterkracht en iets minder dan de helft uit kolen- en gascentrales.
- De EU is verdeeld t.a.v. kernenergie: de veiligheid, het ontstaan van radioactief afval versus CO<sub>2</sub>-arme productie van elektriciteit zijn belangrijke argumenten in de discussie.
- Ook speelt in de EU de discussie over taxonomie. Het wetenschappelijke proces lijkt overigens op een opname van kernenergie in de taxonomie te wijzen.

### **Waar zetten landen op in?**

- In de EU is het aan de lidstaat zelf om een keuze te maken voor de invulling van de eigen energiemix:
  - Nederland heeft één kleine kerncentrale tot en met 2033, faseert de kolencentrales uit per 2030 en heeft vooral veel gascentrales.
  - Duitsland faseert de kolencentrales uit per 2038 (mogelijk eerder n.a.v. nieuw kabinet) en kerncentrales per uiterlijk 2023.
  - België heeft geen kolencentrales, faseert de kerncentrales uit per 2025 (discussie over latere datum 2 centrales gaande), en bereid tenders voor gascentrales voor ter vervanging van de kerncentrales.
  - Polen overweegt vervanging van haar kolencentrales door ondermeer kerncentrales.
  - In Finland, Frankrijk, Wit-Rusland, het Verenigd Koninkrijk en Turkije worden op dit moment generatie III+ kerncentrales gebouwd.

### **Wie bouwt kerncentrales?**

- In o.a. de Verenigde Staten (Westinghouse), Rusland (Rosatom), China (CGN), Frankrijk (EDF), Zuid-Korea (KEPCO) zijn bouwers van grote centrales aanwezig. Daarnaast zijn in meerdere

landen ontwikkelaars van zogenaamde small modular reactors aanwezig (maar deze zijn nog niet commercieel beschikbaar).

### **Financiering kernenergie**

- Een project voor een nieuwe kerncentrale wordt gekenmerkt door hoge initiële kapitaalkosten en lange bouwperiodes, lage en stabiele operationele kosten en lange terugverdiertijden. Samen met de bouwrisico's maakt dit de financieringskosten bepalend voor de kosten van de opgewekte elektriciteit.
- Een belangrijke conclusie uit de marktconsultatie kernenergie<sup>11</sup> is dat stabiel overheidsbeleid ten aanzien van kernenergie randvoorwaardelijk is voor realisatie ervan. Wijzigende regulering kan potentieel tot aanvullende kosten en vertragingen leiden. De betrokkenheid van de overheid lijkt onvermijdelijk. Dit kan dan onder meer door het verstrekken van garanties door de overheid. Marktpartijen zullen naar verwachting diverse voorwaarden stellen. Het is onduidelijk of subsidies nodig zijn voor de realisatie van kerncentrales.

### **Mogelijke opties voor vervolg en wat er al in gang is gezet**

#### *Mogelijke opties voor Nederland*

1. Bedrijfsduurverlenging Borssele na 2033 mogelijk maken (al dan niet in combinatie met)
2. Voorbereiding van de realisatie van nieuwe kerncentrale(s).

#### *Wat er al in gang is gezet:*

- De technische en economische haalbaarheid van bedrijfsduurverlenging van de kerncentrale Borssele voor de periode na 2033 dient verder onderzocht te worden.
- Er worden stappen gezet om de Kernenergiewet aan te passen om bedrijfsduurverlenging van Borssele mogelijk te maken, indien dat laatste technisch en economisch haalbaar is.
- Eerdere onderzoeken hebben enkel vanuit een theoretisch perspectief gekeken naar de potentiële rol van kernenergie in de Nederlandse energiemix. Ook is er recent een marktconsultatie gepubliceerd. Daarnaast moet er ook nader onderzoek naar de kosteneffectiviteit hiervan relatief tot andere CO<sub>2</sub>-vrije energiebronnen. Hiertoe wordt reeds een scenariostudie uitgezet.

#### *Aanvullend hierop:*

- De komende kabinetsperiode zou kunnen worden benut om concreet te onderzoeken waar kernreactoren zouden kunnen worden gebouwd, welk type (en welke veiligheidsvereisten) en de manier van inzet, zoals regelbaar en/of basislast en/of voor de productie van waterstof.
- Op deze manier kan daadwerkelijk een beeld worden gegeven van het potentieel, de kosten en de oplevertermijn van een nieuwe kerncentrale.
- Uiteraard is draagvlak in maatschappij en langjarig commitment vanuit Rijks- en decentrale overheid en politiek voor kernenergie nodig.

### **Internationaal**

#### Discussie in het buitenland kernenergie en waar zetten landen op in

- Er zijn landen die een keuze voor kernenergie maken zoals bijvoorbeeld Finland, Frankrijk, Hongarije, Slowakije, Slovenië, Roemenië, Tsjechië, Kroatië, Bulgarije. Polen stapt nieuw in en wil vanaf de dertiger jaren kerncentrales realiseren. EDF heeft hiertoe reeds een aanbod gedaan om 6GW aan kerncentrales te realiseren waarbij de Poolse overheid zelf voor 51% deelneemt.

---

<sup>11</sup> [Rapport KPMG inzake Marktconsultatie kernenergie | Tweede Kamer der Staten-Generaal](#)



- Zwitserland en Zweden hebben aangegeven de huidige kerncentrales op termijn (tot 2050) niet te vervangen. Het commitment van de politiek in Spanje aan haar kerncentrales is onduidelijk.
- Wereldwijd zijn er ca 30 landen die overwegen, plannen of daadwerkelijk eerste kernenergie programma's te starten. Op dit moment wordt in Wit-Rusland, Bangladesh en Turkije de eerste reactoren gebouwd. Hiernaast wordt er gebouwd in o.a. China, de VS. In de Verenigde Arabische Emiraten zijn vorig jaar 4 kerncentrales op tijd en binnen budget opgeleverd.
- De constructie van de eerste generatie III+reactoren in Europa betreft sinds 2005 (Olkiluoto 3 in Finland), 2007 (Flamanville 3 in Frankrijk), 2013 (Ostrovets in Wit-Rusland) en 2018 (Hinkley Point C in het Verenigd Koninkrijk en Akkuyu in Turkije).

#### Wat is de rol van de overheid? Wie draagt de risico's? Wat zijn de kosten?

- In First-Of-A-Kind (FOAK) projecten in o.a. Finland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk, is sprake van een belangrijke mate van financiering door de leverancier van nucleaire technologie. Marktpartijen geven aan dat dit voor nieuwe projecten niet meer reëel is gezien hun financiële positie, waardoor bij een nieuwbouwproject de overheid een belangrijke (financiële) rol zal moeten spelen;
- In het verleden en momenteel in andere landen zijn kosten- en tijdoverschrijdingen als gevolg van het vergunningsverleningsproces o.a. bij FOAK projecten veel voorkomend geweest. Het gaat dan om soms jarenlange vertragingen en kostenoverschrijdingen van miljarden, daarom is het verstandig om te kiezen voor een *proven concept*. Marktpartijen pleiten dan ook voor transparantie, harmonisering en voorspelbaarheid in het Nederlandse vergunningverleningsproces.

#### Financiering

- Recente westerse traditionele generatie III+ reactoren (1200 – 1500 MW) kosten tussen de EUR 7,0 en 13,2 miljard met een doorlooptijd van 12-15 jaar.
- Uit de marktconsultatie volgt:
  - dat marktpartijen naar verwachting diverse voorwaarden zullen stellen aan een eventuele participatie
  - de verwachting dat private financiers diverse garanties zullen vragen van de overheid. Private financiers zijn bereid om risico's te lopen die zij kunnen beheersen. Overige risico's zullen private financiers bij de overheid willen beleggen
  - Private financiers geven aan dat omzetgaranties onvermijdelijk zijn in het geval van private financiering. Aan deze wens kan via diverse financieringsstructuren invulling worden gegeven
- Op dit moment is nog niet onderzocht welk deel van de kosten (direct of indirect) volgens marktpartijen bij de overheid zou moeten komen te liggen. Er is eerst nader onderzoek nodig om de range van de kosten voor een nieuwe kerncentrale te bepalen en om vervolgens een realistische inschatting te maken van de budgettaire gevolgen. Financiële zekerheidsstelling door bedrijven voor ontmantelingskosten van hun nucleaire installaties speelt hier bijvoorbeeld ook een rol in.
- Bij vrijwel alle praktijkvoorbeelden wordt een financieringsstructuur toegepast, waar de overheid en/of leverancier van nucleaire technologie direct en/of indirect bij betrokken is,
  - Het coöperatieve Mankala-model (Finland) is een kostprijsmodel waarbij de investering en (afhankelijk van garanties) een belangrijk deel van de risico's door een groot aantal private partijen (waaronder circa 50-60 grootverbruikers van elektriciteit) worden gedragen
  - Andere financieringsstructuren richten zich hoofdzakelijk op het bieden van omzetzekerheid, zoals bij PPA (Power Purchase Agreement) of CfD (Contract for Difference). PPA's

voorzien in afspraken tussen een energieleverancier en een (grote) afnemer over de prijs en het afnamevolume. Een CfD biedt een langjarige (bijvoorbeeld 35 jaar) garantie voor de exploitant op een 'strike price'. Indien de marktprijs onder de strike price komt, vult de overheid dit verschil aan.

- In aanvulling op omzetzekerheid via een PPA of CfD, is het de verwachting dat financiers diverse garanties van de overheid zullen vragen. Een situatie zoals bij Hinkley Point C, waarbij het volledige bouwrisico bij de vendor (EDF) ligt, is naar verwachting niet reëel voor een nieuw project
- In het RAB (Regulated Asset Base)-model worden reeds tijdens de bouw inkomsten gegenereerd. Deze moeten een redelijk rendement bieden aan financiers ter compensatie van onder meer bouwrisico en ontmantelingsrisico. De RAB-vergoeding is opgebouwd uit verschillende componenten. In het RAB-model wordt reeds tijdens de bouwfase een opbrengst vergoed. De vergoeding dient 'redelijke' kosten (waaronder afschrijvingslasten, operationele lasten en kosten in het kader van ontmanteling tot een bepaald niveau) te dekken en een redelijk rendement op gereguleerde activa te bieden. Binnen het RAB-model kunnen daarnaast bouwrisico's voor private financiers worden beperkt. De overheid kan hierbij een garantie afgeven ('funding cap'), waarbij investeringen boven een bepaald bedrag door de overheid worden gedragen. In dat geval ontvangt de overheid in ruil voor de investering een aandelenbelang in het project.

Op dit moment is er geen positieve businesscase voor realisatie van nieuwe kernenergie, omdat:

- de grootste kostenpost bij de bouw tot wel 60 % bestaat uit de kapitaallasten c.q. financieringskosten;
- vanwege de grote investering dient een kerncentrale meer dan 75 % van de tijd operationeel te zijn om rendabel te zijn voor elektriciteitsproductie, productie van waterstof, stadsverwarming, voor hitte en/of stoom in de procesindustrie. Opgemerkt worden dat gezien de grote hoeveelheid elektriciteit die nodig is voor een waterstofeconomie en de schaarse ruimte in Nederland kernenergie een belangrijke rol kan vervullen bij de productie van waterstof. Het alternatief is nog meer wind op zee of waterstof te importeren. Dit laatste creëert afhankelijkheid van het buitenland.
- Weersafhankelijke bronnen als zon en wind zijn niet regelbaar en drukken, bij een ruim aanbod van zon en wind, kernenergie nu weg in de zogenaamde merit order (volgorde van verdiensten/afschakelen van beschikbare energiebronnen);
- kernenergie kan (als enige van de CO<sub>2</sub>-arme energiebronnen) op dit moment geen aanspraak maken op overheidssubsidies, ook niet van de SDE++;
- Met het gehele traject van vergunningverlening tot in gebruik nemen van een nieuwe kerncentrale is minimaal 10 jaar gemoeid, waarvan zeker drie jaar voor vergunningverlening (afhankelijk van de complexiteit en maturiteit van het ontwerp). Dit betekent dat dit meerdere kabinetsperiodes beslaat en dus een risico voor bedrijven indien volgende kabinetten een andere weg inslaan en er kapitaalvernietiging optreedt van gedane investeringen. De bedrijven zullen dit mogelijk op de overheid verhalen als er toezeggingen zijn gedaan in de vergunningverlening.
- Hiernaast:
- kernenergie hoeft niet duurder te zijn dan zonne- en windenergie, indien de systeemkosten worden meegerekend in de KWh-prijs van zonne- en windenergie. Deze systeemkosten, die onevenredig toenemen bij een hoger percentage zon en wind, komen nu voor rekening van de netbeheerder en worden vervolgens doorberekend aan de afnemers. Systeemkosten zijn bijvoorbeeld de extra kosten voor verzwaring van het netwerk, kosten voor balanceren van het net, aansluitingskosten.

## Vraag 8 A) Welke rol speelt CCS in de energietransitie

[NB: In dit stuk gaan we er vanuit dat Tata steel kiest voor de DRI-route met maximaal 1 Mton CCS, dat is nog niet zeker]

- IPCC<sup>12</sup>, het IEA<sup>13</sup> en PBL<sup>14</sup> geven aan dat CCS essentieel is om de 2030 doelstellingen te halen. CO<sub>2</sub>-afvang en opslag van fossiele CO<sub>2</sub> is een overgangstechnologie voor de verduurzaming van de industrie, totdat andere procestechnologieën beschikbaar zijn of dat CO<sub>2</sub> grootschalig kan worden hergebruikt (CCUS).. CCS is echter als technologie naar verwachting ook op de langere termijn nog onmisbaar ten behoeve van het realiseren van de noodzakelijke negatieve emissies (via BECCS<sup>15</sup>) om klimaatverandering tegen te gaan. De CCS-infrastructuur die nu in Nederland wordt ontwikkeld en aangelegd, kan daar ook in de toekomst voor ingezet worden.
- De totale uitstoot van de industrie is momenteel 55 Mt per jaar. Voor de 19,4 Mt reductie opgave van de industrie (5 Mt basispad +14,3 Mt klimaatakkoord) gaat CCS op korte termijn de grootste bijdrage leveren.
- Bij een 55%-reductiedoelstelling zal er naar schatting 8 Mton extra (Laura van Geest rapport) gereduceerd moeten worden in de ETS-sectoren (elektriciteit en industrie samen). Hiervan heeft PBL aangegeven dat enkele miljoenen tonnen (Mton) extra door de industrie voor 2030 kan worden gedaan.
- Indien de ETS-industrie een extra opgave krijgt voor 2030, zal dit, op basis van beschikbare technologie en economische haalbaarheid, naar verwachting voor een belangrijk deel door CCS worden ingevuld. Dit zijn de duurdere CCS-projecten (>125 euro per ton) die nog extra reductie kunnen leveren of projecten met negatieve emissies bijvoorbeeld bij Afvalverbrandingsinstallaties (AVI's). Daarbij moet opgemerkt worden dat het in ontwikkeling zijnde Porthos project van 2,5 Mton per jaar nu het grootste CCS-project te wereld is. De grootschaligheid waarmee CCS in Nederland naar verwachting de komende jaren ontwikkeld gaat worden is wereldwijd nog nergens gerealiseerd.
- Hoewel in het Klimaatakkoord een SDE++-subsidieplafond is opgenomen voor CCS (7,2 Mton voor de industrie en 3 Mton voor de elektriciteitssector), zal er waarschijnlijk meer CCS toegepast gaan worden omdat dit technisch en economisch het meest aantrekkelijk is. Alternatieve technologie is voorlopig nog onvoldoende ontwikkeld, vereisen grootschalig beschikbaarheid van duurzame elektriciteit of zijn omstreden (biomassa). De nieuwe Europese groene waterstofdoelen zullen naar verwachting maximaal enkele Mton reductie kunnen leveren in 2030.
- Extra reductie door CCS en meer financiële ondersteuning voor de grote vervuilers zal in bepaalde maatschappelijke groepen op weerstand stuiten i.v.m. het beeld dat CCS geen duurzame oplossing is en de grote vervuilers zelf te weinig (financieel) bijdragen. Tegelijkertijd is meer CCS goed verdedigbaar nu de opgave voor Nederland groter wordt.
  - CCS behoort tot de goedkoopste en tijdig beschikbare reductiemaatregelen en kan daardoor de maatschappelijke meerkosten van het behalen van de doelstellingen beperken.
  - Tevens wordt er met CCS tijd gewonnen voor de ontwikkeling van alternatieve duurzame oplossingen die momenteel nog niet voldoende beschikbaar zijn op de

---

<sup>12</sup> IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C

<sup>13</sup> IEA (2020): CCUS in clean energy transitions

<sup>14</sup> PBL, 2017: Verkenning van klimaatdoelen

<sup>15</sup> BECCS = bio-energie gecombineerd met CCS

markt voor alle industriële sectoren en toepassingen. Aan de afgesproken 'zeef' en 'horizon' (geen nieuwe SDE-beschikking na 2035) voor CCS kan worden vastgehouden. Dit laatste geeft investeringszekerheid voor bedrijven, maar geeft tegelijkertijd de prikkel dat het een tijdelijke maatregel is en er alternatieven onderzocht moeten worden.

- Het risico op lock-in, zoals vaak wordt aangedragen, is beperkt. De installaties en infrastructuur zullen gedurende de looptijd van de subsidie worden afgeschreven. En de aangelegde infrastructuur kan in de toekomst ook ingezet worden voor het behalen van negatieve emissies en voor hergebruik van CO<sub>2</sub> (CCU).
- Daarnaast kan een bedrijf dat CO<sub>2</sub> bij bepaalde processen afvangt, nog steeds andere verduurzamingstechnieken inzetten bij andere processen op de locatie. Niet alle CO<sub>2</sub>-emissies op een productielocatie zullen met CCS worden afgevangen.
- Om zicht op voldoende aanvullende emissiereductie in 2030 te houden, is het plafond recent verhoogd met 2,5 Mton. Het totale CCS plafond is nu 12,7 Mton (9,7 Mton voor de industrie).
- De meest recente inventarisaties van de Monitor Klimaatbeleid en Cluster Energie Strategieën geven tussen de 11 en 14 Mton aan CCS-projectenplannen<sup>16</sup> (excl. AVI's) voor de huidige opgave, wat kan oplopen tot 20 Mton in het geval de CO<sub>2</sub>-prijs verder stijgt en ook de AVI's verder ontsloten worden.
- Het maximale CCS-opslagvolume voor 2030 in Nederland wordt geschat op ~17,5 Mton per jaar. Meer CO<sub>2</sub>-opslag per jaar in 2030 is niet realistisch. Voor de 55%-doelstelling is mogelijk ook opslag in het buitenland nodig, dit zal dan bijvoorbeeld in Noorwegen of het VK kunnen gebeuren. Met Noorwegen worden reeds gesprekken gevoerd.
- De extra uitrol van CCS in het gegeven tijdsbestek (t/m 2030) is uitdagend. De kans is aanwezig dat er vertraging optreedt. Het is verstandig hier rekening mee te houden.

Randvoorwaarden voor realisatie van de extra reductie via zijn:

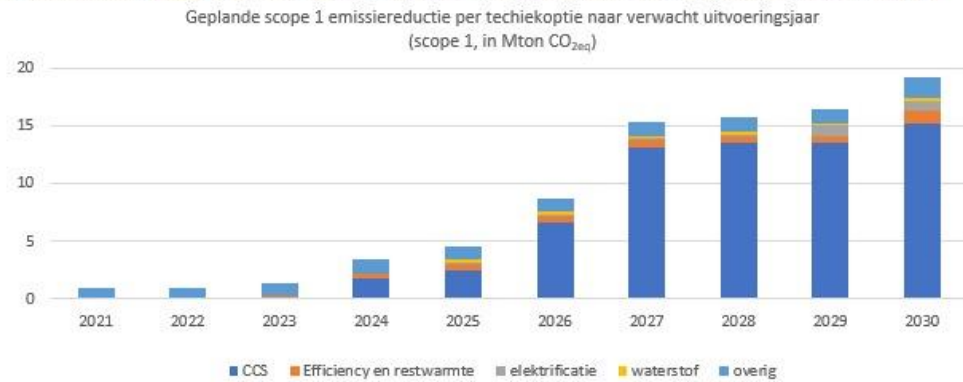
- Voldoende financiering in de SDE++ zodat de projecten tijdig kunnen starten om ook daadwerkelijk voor 2030 operationeel te zijn. Het opstarten en opschalen naar volledige capaciteit van het transportsysteem en de opslag duurt 1 – 2 jaar. CCS-projecten moeten daarom uiterlijk in 2028 operationeel zijn. Deze projecten hebben ~5 jaar voorbereidingstijd (investeringsbeslissing, bouw, vergunningen).
- De ontwikkeling en inpassing van een centrale CO<sub>2</sub>-transportinfrastructuur op de Noordzee welke een toekomstbestendige capaciteit heeft (groot genoeg).
- Het (deels) afdekken van het volloopriscio (eenmalig € 150 – 200 miljoen) voor een toekomstbestendige dimensionering van de centrale pijpleiding op de Noordzee (Aramis). (Hiermee is het mogelijk om in 2023 al een investeringsbeslissing te nemen voor de infrastructuur, zonder dat de beschikbare capaciteit al volledig gecontracteerd is.)

---

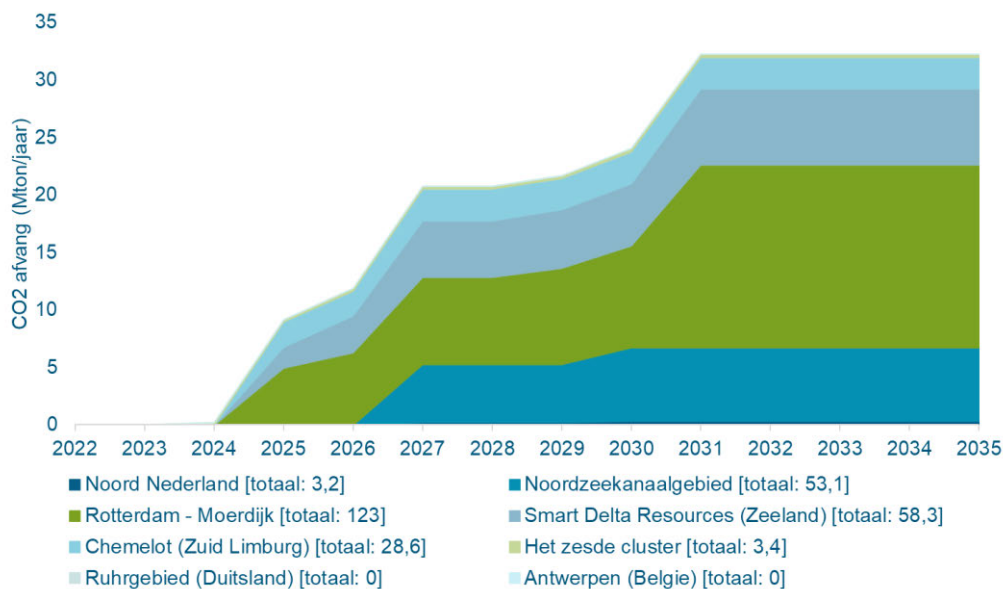
<sup>16</sup> Hierbij is DRI-route Tata al ingecalculleerd

## Grafieken ter informatie en als achtergrond

Figuur 2. Geplande scope 1 emissiereductie tot en met 2030 per techniekoctie verwacht uitvoeringsjaar op basis van bedrijfsinterviews in Mton CO<sub>2</sub>eq. De CCS-projecten (15,2 Mton) bestaan voor 9 Mton uit blauwe waterstofprojecten. Bron: RVO 2021, op basis van interviews.



Figuur 1: Resultaten van het Hoge ETS-prijs scenario



## Vraag 8 B) Welke rol spelen houtige biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte in de transitie richting 55%?

Het huidige demissionaire Kabinet heeft in het kader van de uitvoering van de moties Sienot c.s. (Kamerstuk 32813, nr. 537) en Van Esch c.s. (Kamerstuk 30175, nr. 372) onderzoeken uitgezet bij PBL en TNO om inzichtelijk te krijgen wat de consequenties zijn van het niet langer afgeven van nieuwe subsidiebeschikkingen ten bate van laagtemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen. Deze studies zijn bijgevoegd bij dit antwoord (zie separate bijlagen).

### Realiseerbaarheid 55%

- PBL constateert in haar studie dat, doordat alternatieve duurzame warmtebronnen (geothermie, aquathermie, e.v.) nog in de kinderschoenen staan, het niet aannemelijk is dat deze bronnen de rol van houtige biograndstoffen voor 2030 kunnen vervangen wanneer op korte termijn gestopt wordt met het toekennen van beschikkingen aan houtige biograndstoffen. PBL stelt vast dat dan *'De verduurzamingsambitie voor warmtenetten uit het Klimaatakkoord vermoedelijk moet worden losgelaten en die voor de hele gebouwde omgeving onzekerder wordt.'*
- PBL constateert verder dat het nu afremmen van de verduurzamingsroute met warmtenetten, risico's met zich meebrengt voor de transitie na 2030. Warmtenetten kennen immers een lange ontwikkeltijd en het nu onvoldoende ontwikkelen van deze netten, kan betekenen dat er na 2030 onvoldoende of louter veel duurdere verduurzamingsopties in de gebouwde omgeving beschikbaar zijn.
- PBL refereert hierbij aan de doelen uit het Klimaatakkoord die optellen tot 49% CO<sub>2</sub>-reductie.
- Bij een hogere reductiedoelstelling (bv. 55%) zal de opgave in de gebouwde omgeving omhoog gaan. Houtige biograndstoffen zijn hierbij onontbeerlijk in twee opzichten:
  - 1) ze zijn nodig om de huidige ambities met warmtenetten te halen en bij te dragen aan de eerste 49% CO<sub>2</sub>-reductie (cf. PBL) en
  - 2) ze zijn één van de best schaalbare en betaalbare warmtebronnen waarmee invulling gegeven zou kunnen worden aan de verhoogde opgave: de aanvullende 6%-punt.
- Ambtelijk luidt het advies om niet eerder dan 2030 te stoppen met het afgeven van nieuwe subsidiebeschikkingen ten bate van laagtemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen en reeds afgegeven beschikkingen te blijven respecteren.
  - Wanneer er een sterke politieke wens bestaat om voor 2030 reeds maatregelen te nemen, kan dit het beste gezocht worden in het instellen van een evaluatiemoment in (bv. ) 2025 om te evalueren of de afgifte van subsidies voor houtige biograndstoffen met de dan geldende stand der techniek nog nodig is.

### Kosten 55%

- TNO stelt, in lijn met PBL, vast dat de grootschalige toepassing van alternatieven voor houtige biomassa nog uitdagingen kent, waardoor de toepassing van deze alternatieven onzeker is met het oog op het realiseren van de Klimaatakkoorddoelen.
- In haar studie gaat TNO vervolgens uit van de hypothetische situatie dat deze alternatieven bronnen *wel* voldoende opschaalbaar zijn (waarvan ook PBL aangeeft dat dat tot 2030 niet het geval is). In een dergelijke hypothetische situatie zullen de kosten van het Rijk - om het doel van 49% te halen - naar verwachting stijgen met ca. 2,7 en 1,5 miljard Euro wanneer in respectievelijk 2020 en 2025 gestopt wordt met de subsidiëring van deze bronnen (ten

opzichte van een situatie waarin nieuwe subsidie-afgifte doorgaat tot 2030)<sup>17</sup>. Omdat SDE++ via de ODE op de energierekening gefinancierd wordt, zullen stijgende SDE++-uitgaven een stijgend effect hebben op de energierekening.

### Concept-tekst Regeerakkoord

- Ten aanzien van de concept-tekst inzake biograndstoffen t.b.v. het Regeerakkoord, geven we graag onderstaand ambtelijk advies mee.
- De tekst luidt: *We bouwen het gebruik van biomassa voor energiedoeleinden zo snel mogelijk af, waarbij we rekening houden met de kosteneffectiviteit. Biomassa wordt zo hoogwaardig mogelijk ingezet aan de hand van de cascaderingsladder. We staan alleen het gebruik van houtige biomassa geproduceerd in de Europese Unie toe, zodat we de naleving van duurzaamheidscriteria kunnen monitoren. We zorgen ervoor dat duurzame alternatieven voor warmte versneld ontwikkeld worden.*

#### Ambtelijke reactie:

- Zin 1: Energiedoeleinden is een brede term, die naast laagwaardige toepassingen als elektriciteit en lagetemperatuurwarmte, ook hoogwaardigere toepassingen als groen gas (ter vervanging van aardgas), duurzame energie voor de industrie (hogetemperatuurwarmte, bv. voor het bakken van bouwkeramiek) en geavanceerde biobrandstoffen (voor zwaar wegverkeer, zeevaart en luchtvaart) omvat. Voor laatstgenoemde (hoogwaardige) toepassingen heeft het vorige kabinet een beleid aangekondigd in het duurzaamheidskader gericht op het inzetten en stimuleren van deze energiebronnen totdat alternatieven op de langere termijn (richting 2050 en daarna) beschikbaar komen.
  - Ambtelijk wordt u geadviseerd de term 'laagwaardig' toe te voegen, zodat de zin luidt: *We bouwen het gebruik van biomassa voor laagwaardige energiedoeleinden zo snel mogelijk af, waarbij we rekening houden met de kosteneffectiviteit.*
  - Verder wordt u geadviseerd een duidelijke einddatum voor de subsidieafgifte voor lagetemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen toe te voegen middels de zin: Voor lagetemperatuurwarmte uit houtige biograndstoffen kiest het kabinet ervoor om per [PM] geen nieuwe subsidies meer af te geven.
- Zin 3: Het alleen toestaan van biograndstoffen uit de EU is niet mogelijk gezien de geldende WTO-regels. Binnen de WTO zijn non-discriminatie en gelijke behandeling basisprincipes. WTO-leden dienen binnenlands geproduceerde en geïmporteerde gelijke producten (nadat deze in het vrije verkeer zijn gebracht) gelijk te behandelen volgens het beginsel van nationale behandeling van de Algemene Overeenkomst over Tarieven en Handel (GATT). Verder kan een verbod op de import van biomassa van buiten de EU onze diplomatieke en handelsrelaties met derde landen (bv. de VS en Canada) schaden.
  - Ambtelijk wordt u ten zeerste afgeraden deze zin op te nemen, omdat zij ingaat tegen de internationale verdragsregels waaraan Nederland zich gecommitteerd heeft. Daarmee is dit beleidsvoornemen niet uitvoerbaar.
- Zin 4: Deze zin kan verder aangevuld worden met concrete voorbeelden van hoe een nieuw kabinet duurzame warmtebronnen gaat stimuleren.
  - Ambtelijk wordt voorgesteld de zin als volgt te verrijken: *We zorgen ervoor dat duurzame alternatieven voor warmte, zoals geothermie en restwarmte, versneld*

---

<sup>17</sup> De meerkosten zijn cumulatief tot 2045 vanwege de looptijd van de subsidiebeschikkingen.

ontwikkeld worden: naast financiële ondersteuning (innovatie, onrendabele top) vergt dit tijdige aanpassing van regelgeving (w.o. Mijnbouwwet, Warmtewet, Omgevingswet) en kortere doorlooptijden in de uitvoering (bijvoorbeeld vergunningen).



**Vraag 9 en 10 – Voortouw beantwoording bij IenW**

**Vraag 9. Wat zijn de voor- en nadelen van verschillende varianten van rekening rijden? Wanneer zijn deze varianten door te voeren? Wat moet daar in de komende kabinetsperiode voor in gang worden gezet?**

**Vraag 10. Wat is de feitelijke bijdrage van luchtvaart aan de klimaatproblematiek? Wat betekent dit voor Schiphol en Lelystad?**

**Twee aanvullende punten:**

**A. Ruimtelijke impact van de energietransitie**

*Antwoord volgt later dit weekend*

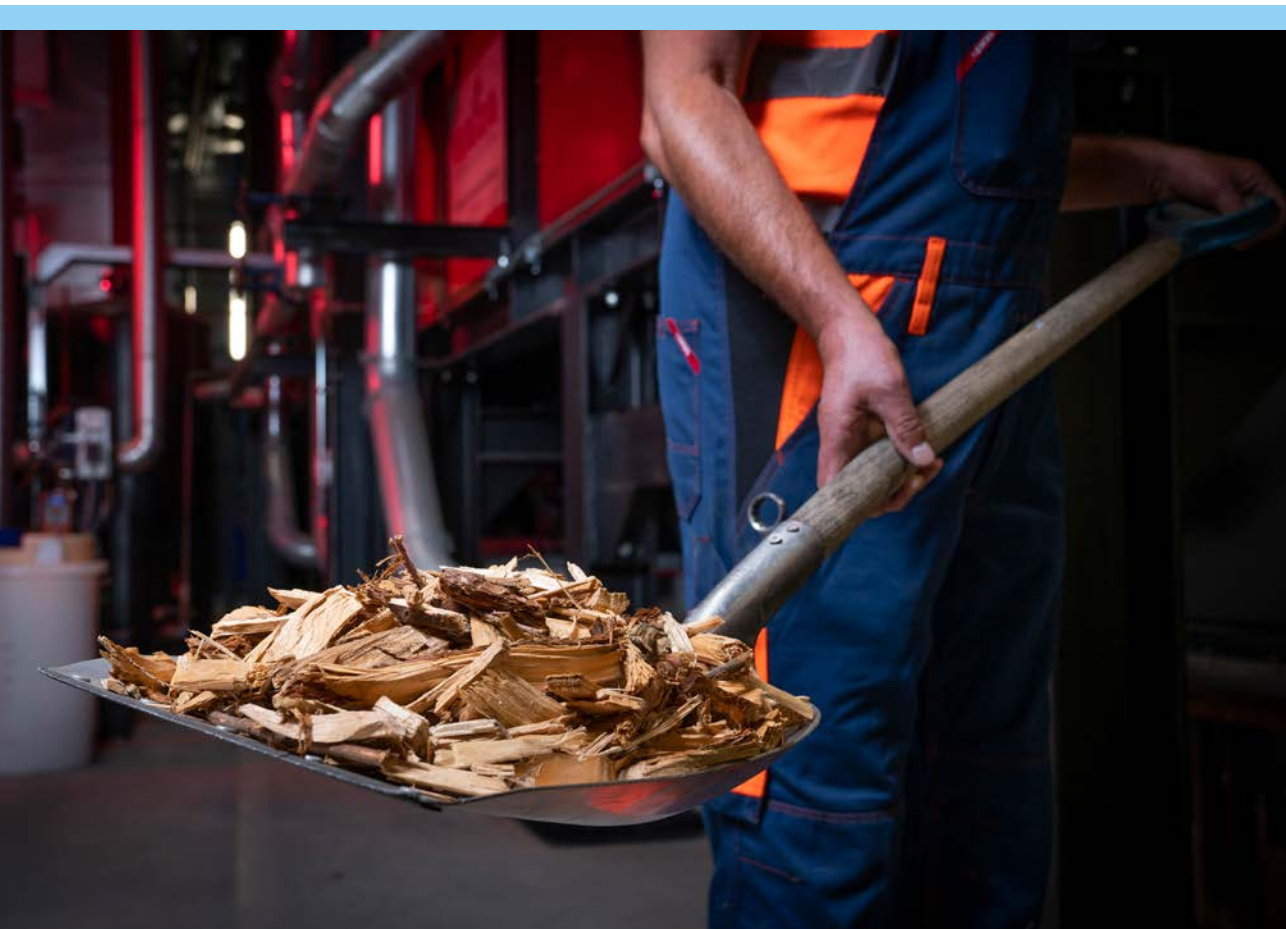


Planbureau voor de Leefomgeving

# ADVIES UITFASERING HOUTIGE BIOGRONDSTOFFEN VOOR WARMTETOEPASSINGEN

*Bart Strengers, Hans Elzenga en Michiel Hekkenberg*

*Met medewerking van RVO en TNO*





# **ADVIES UITFASERING HOUTIGE BIOGRONDSTOFFEN VOOR WARMTETOEPASSINGEN**

Bart Strengers, Hans Elzenga en Michiel Hekkenberg

Met medewerking van RVO en TNO

## **Advies uitfasering houtige biograndstoffen voor warmtetoepassingen**

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2020

PBL-publicatienummer: 4303

### **Contact**

bart.strengers@pbl.nl

### **Auteurs**

Bart Strengers, Hans Elzenga en Michiel Hekkenberg

### **Redactie figuren**

Beeldredactie PBL

### **Eindredactie en productie**

Uitgeverij PBL

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding:  
Strengers, B. et al. (2020), *Advies uitfasering houtige biograndstoffen voor warmtetoepassingen*,  
Den Haag: PBL.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

### **Foto's**

Louis Meulstee, tenzij anders vermeld

### **Omslagfoto**

*Een biomassacentrale in Lochem verstoekt houtsnippers voor stoomproductie. Hiermee wordt per jaar 1,8 miljoen kubieke meter aardgas uitgespaard. Het hout voor de houtsnippers is afkomstig van door boeren onderhouden houtwallen, hagen en bospercelen in de Achterhoek.*

# Inhoud

<b>Samenvatting</b>	<b>7</b>
<b>1 Inleiding</b>	<b>12</b>
<b>2 Inzet van biograndstoffen voor warmte</b>	<b>13</b>
2.1 Energieverbruik voor warmte	13
2.2 Huidig gebruik houtige biograndstoffen voor energie	14
2.2.1 Toepassingen houtige biograndstoffen	15
2.2.2 Bronnen van houtige biograndstoffen	16
2.2.3 Herkomst	17
2.2.4 Duurzaamheid	17
2.3 Biograndstoffen voor warmtenetten	18
<b>3 Houtige biograndstoffen in de SDE+</b>	<b>22</b>
3.1 Inleiding	22
3.2 Energieproductie, biograndstoffengebruik en kasuitgaven	25
3.3 Warmteproductie uit houtige biograndstoffen voor de gebouwde omgeving	29
<b>4 Uitfasering houtige biograndstoffen</b>	<b>32</b>
4.1 Uitgangspunten	32
4.1.1 Referentiescenario's	33
4.1.2 Uitfaseringsvarianten	34
4.1.3 Beschikbaarheid biograndstoffen	35
4.1.4 Import van biobrandstoffen	36
4.2 Resultaten uitfaseringsberekeningen	37
4.2.1 Referentiescenario's	40
4.2.2 Uitfasering in de gebouwde omgeving	41
4.2.3 Uitfasering in gebouwde omgeving, industrie en landbouw	43
<b>5 Alternatieve bronnen voor warmte</b>	<b>47</b>
5.1 Inleiding	47
5.2 Alternatieve warmtebronnen	47
5.2.1 Warmtebronnen voor warmtenetten	47
5.2.2 Gebouwegebonden verwarmingsbronnen	54
<b>6 Discussie en conclusies</b>	<b>59</b>
<b>Referenties</b>	<b>66</b>





# Samenvatting

## Inleiding

Het gebruik van biograndstoffen ten behoeve van de energietransitie en de circulaire economie is onderwerp van politieke en maatschappelijke discussie. Daarin worden verschillende argumenten naar voren gebracht om het gebruik van biograndstoffen te beperken of juist te stimuleren (Strengers & Elzenga, 2020). Een belangrijk twistpunt is de duurzaamheid van geïmporteerde houtpellets en in het verlengde daarvan van andere, vooral houtige biograndstoffen.<sup>1</sup>

De discussie leidt tot onzekerheid over het toekomstige duurzaamheidskader rond biograndstoffen en heeft vooral in het afgelopen jaar op lokaal niveau geleid tot uitstel en zelfs afstel van de bouw van nieuwe biomassa-centrales ten behoeve van de warmtevoorziening (bijvoorbeeld in Diemen (Vattenfall, 2020b), Helmond, Purmerend en Zaanstad). Dit heeft mogelijk negatieve gevolgen voor de verduurzaming van de warmtevraag in de gebouwde omgeving via warmtenetten, die in het Klimaatakkoord is afgesproken en ook voor de energietransitie op de langere termijn van belang is.

De Sociaal-Economische Raad (SER) heeft in 'Biomassa in Balans' geadviseerd het gebruik van houtige biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte<sup>2</sup> in de gebouwde omgeving af te bouwen, met een gelijktijdige opbouw van hoogwaardigere toepassingen, zoals in (bouw) materialen of als grondstof voor de chemische industrie, de lucht- en scheepvaart en voor hogetemperatuurwarmte in de industrie (SER, 2020). In veel van die hoogwaardigere toepassingen kan de vrijkomende koolstof ook (deels) worden opgevangen en opgeslagen, zodat er negatieve emissies kunnen worden gerealiseerd.

De ministeries van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) en Economische Zaken en Klimaat (EZK) hebben in hun brief aan de Tweede Kamer van 14 oktober 2020 over het duurzaamheidskader voor biograndstoffen de ambitie uitgesproken de subsidie op de inzet van

---

<sup>1</sup> Alle gesubsidieerde houtige biograndstoffen in Nederland voldoen aan strenge duurzaamheidscriteria, waaronder de eis dat gemiddeld over een jaar over de gehele keten ten minste 70% CO<sub>2</sub>-reductie ten opzichte van de EU-referentiewaarde moet worden gerealiseerd (RVO, 2020a). In de berekening van de CO<sub>2</sub>-reductie wordt de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de verbranding zelf niet meegerekend, omdat deze deel uitmaakt van een relatief korte cyclus. De discussie over duurzaamheid spitst zich onder andere toe op de vraag hoe kort (of lang) die cyclus feitelijk is en zou mogen zijn. De wetenschap laat zien dat de lengte daarvan afhankelijk is van vele factoren en aannames, waaronder de 'counterfactual' oftewel de vraag wat er zou zijn gebeurd als de betreffende biograndstof *niet* zou zijn gebruikt of geoogst voor, in dit geval, de productie van warmte.

<sup>2</sup> In deze studie wordt met 'laagtemperatuurwarmte' bedoeld: alle temperaturen die gebruikt worden voor lage-, midden- en hogetemperatuurwarmtenetten.

houtige biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte af te bouwen (EZK & IenW, 2020). Het PBL is om advies gevraagd over een te volgen uitfaseringsstrategie. Daarbij is mede in reactie op de motie-Sienot (Sienot et al., 2020) ook advies gevraagd over een eindjaar voor het afgeven van nieuwe subsidiebeschikkingen (EZK, 2020a), met als voorwaarde dat dit eindjaar de energietransitie niet in de weg mag staan. Zowel in het SER-advies als in de genoemde brief wordt benadrukt dat de benodigde tijd voor de opbouw van alternatieven voor (houtige) biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte betekent dat ze als overbruggingstoepassing nog nodig zouden kunnen zijn.

De modelanalyse in dit rapport laat zien dat de toepassing van houtige biograndstoffen voor hogetemperatuurwarmte in de industrie en biobrandstoffen (vooral bunkers) – binnen de gehanteerde modelcontext – kosteneffectievere opties zijn om CO<sub>2</sub>-emissies te reduceren dan toepassing ervan voor laagtemperatuurwarmte in de gebouwde omgeving.<sup>3</sup> Door te stoppen met het subsidiëren van houtige biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte kan ruimte worden gemaakt voor meer hoogwaardige toepassingen op de langere termijn. Echter, het op (te) korte termijn uitfaseren van houtige biograndstoffen voor warmte kan risico's opleveren voor het behalen van de verduurzamings-doelstellingen voor de gebouwde omgeving voor de korte *en* lange termijn. Onderstaande aandachtspunten zijn van belang bij de overwegingen rondom het kiezen van een eindjaar voor het toekennen van nieuwe subsidiebeschikkingen<sup>4</sup> voor biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte.

## Aandachtspunten

### ***Snelle opschaling van alternatieve warmtebronnen voor warmtenetten is niet aannemelijk***

De ambitie voor de uitbreiding en verduurzaming van warmtenetten zoals die voor 2030 is afgesproken in het Klimaatakkoord wordt volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2020 (KEV 2020, PBL, 2020b) ook mét de op basis van huidig beleid geraamde inzet van biograndstoffen nog niet bereikt (zie paragraaf 2.3).<sup>5</sup> Naarmate er minder biograndstoffen kunnen worden ingezet zal het beleidstekort groter worden; hoe eerder wordt gestopt met het afgeven van nieuwe subsidiebeschikkingen, hoe groter uiteraard het tekort. Indien al ruim vóór 2030 een einde wordt gemaakt aan het toekennen van nieuwe subsidiebeschikkingen

---

<sup>3</sup> Het gebruikte optimalisatiemodel (OPERA) berekent de laagst mogelijke *werkelijke* kosten voor de invulling van een opgelegd reductiedoel in een bepaald jaar voor het energiesysteem als *geheel*. In de huidige versie van het model spelen sectordoelen (zoals voor de gebouwde omgeving) en (SDE+)-subsidies geen rol. Ook worden toepassingen voor (bouw)materialen niet meegenomen. Het gebruik van biograndstoffen als feedstock voor de chemie is in een aantal berekeningen door de modelleers opgelegd.

<sup>4</sup> Een subsidiebeschikking heeft betrekking op een periode van 8 tot 12 jaar waarin de productie van duurzame energie (in dit geval duurzame warmte) wordt gesubsidieerd.

<sup>5</sup> Volgens het Klimaatakkoord zou in 2030 de warmtelevering door warmtenetten 40 PJ moeten zijn in combinatie met 70 procent CO<sub>2</sub>-reductie ten opzichte van gasketels. De KEV 2020 komt tot 27 PJ in 2030 waarvan ruim 11 petajoule op basis van biograndstoffen. Warmtenetten hebben een gemiddeld transportverlies van 26% zodat hiervoor ongeveer 15 PJ warmteproductie nodig zou zijn. Daarvan wordt in 2030 bijna 8 PJ afgedekt door de reeds afgegeven SDE-beschikkingen voor warmte op basis van houtige biograndstoffen (zie figuur 3.6 in paragraaf 3.3).

voor houtige biograndstoffen voor lagetemperatuurwarmte, is het niet aannemelijk dat alternatieve bronnen van warmte voor warmtenetten – zoals geothermie, industriële restwarmte en aquathermie – snel genoeg kunnen opschalen om dit te compenseren (zie hoofdstuk 5). De verduurzamingsambitie voor warmtenetten uit het Klimaatakkoord moet dan vermoedelijk worden losgelaten en die voor de hele gebouwde omgeving wordt onzekerder.

***Snelle opschaling van gebouwgebonden warmtebronnen met elektrische warmtepompen en duurzame gassen is evenmin aannemelijk***

In het Klimaatakkoord is naast de belangrijke rol van collectieve warmtevoorziening via warmtenetten, ook een belangrijke rol toebedacht aan een aanpak waarbij individuele huizen aardgasvrij worden door gebruik van warmtepompen. Sinds het opstellen van het akkoord hebben ook routes waarin groengas en CO<sub>2</sub>-vrije waterstof een belangrijke rol spelen, meer aandacht gekregen. We zijn nagegaan in hoeverre het aannemelijk is dat een kleinere bijdrage van de route via biograndstoffen kan worden opgevangen door versterking van de route via warmtepompen en/of CO<sub>2</sub>-vrije gassen. Uit onze studie blijkt dat de implementatie van de ‘all-electric’-route via warmtepompen in de bestaande gebouwde omgeving tot dusverre weerbarstig is. Deze route kent vooral in de bestaande bouw vooralsnog hoge kosten, kan flinke implicaties hebben voor de elektriciteitsnetwerken, en stelt eisen aan de beschikbare ruimte voor installaties en de isolatiegraad die niet voor alle woningen realiseerbaar lijken. De route met duurzame gassen – eventueel in combinatie met hybride warmtepompen – verkeert nog in de eerste beginfase en er bestaat daarom grote onzekerheid of er in 2030 voldoende groengas en – op de langere termijn – voldoende duurzame waterstof kan worden geproduceerd.

***Warmtenetten kunnen belangrijk zijn voor de verduurzamingsstrategie op de lange termijn***

Een expliciete keuze voor gebouwgebonden warmtebronnen kan belemmeringen opwerpen voor de warmtenettenroute. Hoe meer gebouwen in een wijk reeds op individuele wijze verduurzaamd zijn, hoe moeilijker het wordt om voor de overige gebouwen rendabel een warmtenet aan te leggen. Daardoor kan de keuze om biograndstoffen uit te faseren als warmtebron doorwerken op de verduurzamingsstrategie voor de lange termijn. De route via warmtenetten kan juist de druk op generieke duurzame energiedragers (electriciteit, duurzame gassen) en hun infrastructuur verlagen, doordat deze op de langere termijn lokaal beschikbare warmtebronnen (geothermie, aquathermie, restwarmte) kan ontsluiten. Lokale lagetemperatuurwarmte kan zo op systeemniveau een belangrijke rol vervullen. Ook voor de doelen na 2030 kan de bijdrage van de warmtenettenroute derhalve cruciaal blijken; de ontwikkeling daarvan afremmen voordat over de mogelijkheden van de alternatieven meer zekerheid is, is daarom ook vanuit langetermijnperspectief risicovol.



Biomassacentrale in werking. De temperatuur in deze vuurhaard is gemiddeld 900°C. De rookgassen gaan door een boiler en verhitten het water hierin tot 435°C. Vervolgens gaan de rookgassen door een economiser, die het voedingswater van de boiler tot 85°C voorverwarmt. Hierna gaan de rookgassen naar een elektrostatisch filter waar de stofdeeltjes worden uitgefilterd voordat ze de schoorsteen verlaten.

---

### ***Houtige biograndstoffen als overbruggingstoepassing?***

Gegeven deze belangrijke rol van warmtenetten voor het langetermijnsysteem perspectief komt de vraag op of houtige biograndstoffen – in lijn met het eerder genoemde SER-advies – voor specifieke toepassingen of voor een beperkte overbruggingsperiode toch hun nut kunnen hebben in de verduurzaming van de gebouwde omgeving. Voor het kunnen toepassen van geothermie in een warmtenet is bijvoorbeeld een bepaalde schaalgrootte nodig. Voordat een nieuw warmtenet deze schaalgrootte heeft, zal eerst een andere warmtebron nodig zijn. Op termijn kan een dergelijke rol wellicht door waterstof of groengas worden ingevuld, maar vooralsnog lijken vooral aardgas en/of biograndstoffen geschikt. Wanneer aardgas wordt gebruikt, zullen emissies initieel stijgen ten opzichte van hr-ketels, wat zowel voor de doelen op korte termijn als wellicht voor het draagvlak van de transitie naar andere warmtebronnen ongunstig is. Ook voor het invullen van de middenlast (vooral in de winter) en de piekvraag (op extra koude dagen) in warmtenetten zijn vooralsnog veel andere duurzame warmtebronnen niet geschikt. Afgewogen dient dus te worden hoe het nadeel van (tijdelijk en beperkt) biograndstoffengebruik opweegt tegen de tijdelijk hogere fossiele CO<sub>2</sub>-emissies.

### ***Duidelijk duurzaamheidskader essentieel***

Wanneer tijdelijke of piekinzet van houtige biograndstoffen om bovenstaande redenen toch geoorloofd wordt geacht, is het (vanwege de prioriteit voor hoogwaardigere toepassingen) zaak die inzet in omvang te beperken en die bovendien zo snel als mogelijk is te vervangen door andere warmtebronnen. Een ondubbelzinnige beschrijving in het verder te ontwikkelen duurzaamheidskader van welke houtige, al dan niet binnenlandse (rest)stromen wel en niet op welk moment zijn toegestaan is daarbij van belang; ook om onzekerheid bij investeerders over het beleid weg te nemen. Een langjarige exploitatiesubsidie zoals momenteel in de SDE++ stuurt niet op snelle vervanging. Om de omvang van activiteiten te beperken worden op andere beleidsterreinen bijvoorbeeld instrumenten als quota, verhandelbare rechten of normering toegepast, die ook hier overwogen kunnen worden.

## Conclusie

Bovenstaande overwegingen suggereren dat het stoppen met het toekennen van subsidiebeschikkingen en het uitfasen van houtige biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte *op termijn* passende stappen zijn in een klimaatstrategie. Het lijkt evenwel verstandig om de uitfasingsstrategie in integrale samenhang uit te werken met het overige beleid voor verduurzaming in de gebouwde omgeving en daarbij oog te houden voor de bredere systeemdoorwerkingen. Het vastleggen van een einddatum voor nieuwe subsidies vóór 2030, zonder zicht op de mogelijkheden van alternatieven, heeft grote risico's voor het bewerkstelligen van de afgesproken ambities in het Klimaatakkoord. Ook voor de haalbaarheid van de klimaatdoelen op lange termijn kan vroegtijdig uitfasen van biograndstoffen zonder zicht op het totaalbeeld negatieve consequenties hebben.

Pas wanneer duidelijker wordt welke opschaling met alternatieve opties te realiseren is, hoeveel emissiereductie dat oplevert, en hoe die beleidsmatig zal worden ondersteund, kan worden bepaald of een eventuele einddatum voor nieuwe subsidiebeschikkingen vóór 2030 samen zou kunnen gaan met het behalen van de beoogde reductie in 2030. Ook kan een beter beeld van de mogelijkheden van alternatieven meer zicht geven op de gewenste bijdrage van warmtenetten op de langere termijn en de eventuele rol van beperkte toepassing van houtige biograndstoffen daarin. Wanneer het beleidsmatig gewenst is om ondanks genoemde risico's op korte termijn een eindjaar vast te leggen, lijkt het raadzaam hierbij een voorbehoud op te nemen van afdoende zicht op de gunstige ontwikkeling van alternatieven.

# 1 Inleiding

In dit advies beziën we de rol van houtige biograndstoffen in de klimaat- en energietransitie en de gevolgen van het uitfaseren of beperken van verschillende warmtetoepassingen.

We kijken daarbij naar de huidige toepassing van houtige biograndstoffen, de verwachte ontwikkeling daarin bij uitvoering van de SDE-beschikkingen en het Klimaatakkoord, en de toepassing in transitie-scenario's voor de lange termijn.

De aanleiding is de motie-Sienot (Sienot et al., 2020), aangenomen door alle politieke partijen uitgezonderd de PVV, en het antwoord daarop van de minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) waarin hij aangeeft dat het PBL wordt gevraagd te adviseren over een 'uitfaseringsstrategie' (EZK, 2020a).

In het antwoord van minister Wiebes wordt de vraagstelling aan het PBL als volgt verwoord: 'Tot slot zal in het duurzaamheidskader voor biomassa een eindjaar worden opgenomen voor de subsidiëring van warmteproductie met vaste houtige biomassa en zal ik een uitfaseringsstrategie maken voor 2021. Uiteraard mag de gekozen einddatum de transitie naar een duurzame energievoorziening niet in de weg staan. In dat licht zal ik het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) vragen mij te adviseren over deze uitfaseringsstrategie.'

In dit antwoord wordt dus gesproken van een uitfaseringsstrategie voor warmte op basis van houtige biograndstoffen, *onafhankelijk* van de vraag waarvoor die warmte wordt gebruikt. In nader overleg met het ministerie van EZK is daarom besloten om in dit advies zowel te kijken naar de consequenties van uitfasering in de gebouwde omgeving als in andere sectoren (landbouw en industrie).

## Leeswijzer

In hoofdstuk 2 en 3 presenteren we het cijfermatige fundament waarop het advies is gebaseerd. De cijfers zijn belangrijk, omdat in het debat veel (en soms tegenstrijdige) getallen worden gebruikt, niet alleen wat betreft de huidige en toekomstige beschikbaarheid van biograndstoffen en de mate waarin import van belang is, maar ook het type houtige biograndstoffen dat wordt gebruikt (pellets of reststromen) en de (subsidie)kosten die daarmee zouden zijn gemoeid. Hoofdstuk 4 bevat een modelanalyse van de consequenties van uitfaseren van verschillende warmtetoepassingen in verschillende toekomstige jaren, binnen de context van de algehele energietransitie en in lijn met de gestelde randvoorwaarde dat deze transitie niet in gevaar mag komen. In hoofdstuk 5 gaan we in op de alternatieven voor (houtige biograndstoffen in) warmtenetten: op welke termijn is dit al dan niet mogelijk en tegen welke kosten? In hoofdstuk 6 bespreken we de conclusies – inclusief cijfermatige onderbouwing – die de basis vormen voor het meer kwalitatieve advies zoals gegeven in de samenvatting.

## 2 Inzet van biogrondstoffen voor warmte

De meeste hernieuwbare energie in Nederland, namelijk 59%, komt uit biogrondstoffen en 21% uit windenergie. De bijdrage van zonne-energie is in 2019 gestegen naar 11%. De overige bronnen, zoals waterkracht, bodemenergie en warmte uit de buitenlucht, droegen gezamenlijk 9% bij (CBS, 2020). De productie van elektriciteit uit biogrondstoffen is in 2019 met 24% toegenomen. De grootste productiestijgingen (relatief en absoluut) werden behaald bij de elektriciteitscentrales uit de meestook van biogrondstoffen (houtpellets) en met zonnepanelen.

### 2.1 Energieverbruik voor warmte

Ruim de helft van het finale energiegebruik in Nederland wordt gebruikt voor warmte. In 2019 was dat 976 PJ en dit daalt volgens de *Klimaat- en Energieverkenning 2020* (hierna KEV 2020) met voorgenomen beleid<sup>6</sup> naar 877 PJ in 2030 (PBL, 2020b). Bijna de helft van het finale energiegebruik voor warmte wordt gebruikt in de gebouwde omgeving, ruim 40% in de nijverheid en 10% in de landbouw (zie tabel 2.1). Deze verhouding in het finale energiegebruik voor warmte verandert volgens de KEV tot 2030 nauwelijks. Hernieuwbare energie (biomassa, geothermie, afvalverbrandingsinstallaties en restwarmte) was in 2019 goed voor 68 PJ of circa 7% van de warmtevoorziening. Dit aandeel hernieuwbare warmte stijgt in de raming met voorgenomen beleid naar 115 PJ of 13% in 2030. Dit betekent dus dat zelfs in 2030 nog 87% van de warmte op basis van fossiele brandstoffen (met name aardgas) zal worden geproduceerd.

---

<sup>6</sup> De KEV komt tot andere beleidseffecten dan de doorrekening van het Klimaatakkoord, omdat alleen wordt gekeken naar de effecten van dat deel van het beleid waarvan de uitwerking en vormgeving bekend waren op 1 mei 2020. Beleid gericht op het Urgenda-doel, het Schone Luchtakkoord, het stikstofpakket en het pakket om 1,5 miljoen aardgasvrije woningen te realiseren in 2030 zijn daarom *niet* meegenomen.

Tabel 2.1

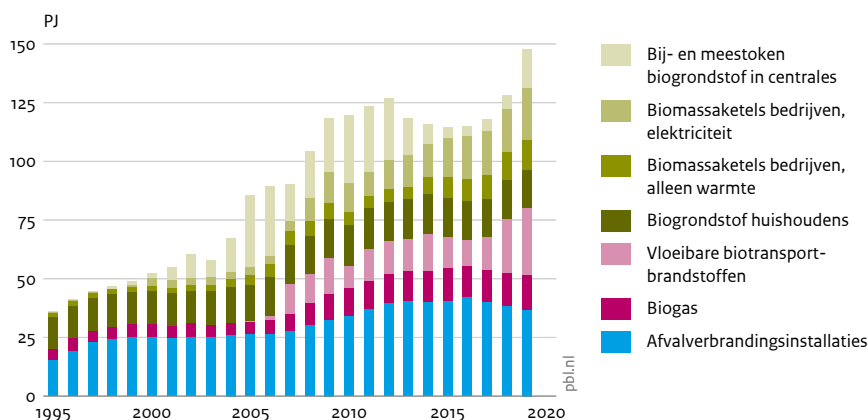
**Finaal energieverbruik in 2030 voor warmte volgens de KEV 2020 in PJ**

	2019	2030
Gebouwde omgeving	459	388
Industrie	420	392
Landbouw	97	97
Totaal	976	877
Hernieuwbaar	68 (7%)	115 (13%)

Bron: PBL (2020b); cijfers uit 2019 zijn gebaseerd op de Warmtemonitor 2019 (TNO & CBS, 2020).

Figuur 2.1

**Gebruik van biograndstoffen**



Bron: CBS

## 2.2 Huidig gebruik houtige biograndstoffen voor energie

Zoals weergegeven in figuur 2.1 werd in 2019 ruim 140 PJ biograndstoffen gebruikt voor de levering van 106 PJ in de verschillende energietoepassingen; dit is 58,5% van de totale hoeveelheid geproduceerde hernieuwbare energie in dat jaar (CBS, 2020).



Tabel 2.2

**Binnenlands verbruik van houtige biograndstoffen in PJ voor energietoepassingen over de periode 2013-2018**

Eenheid: PJ	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Houtpellets	12,1	4,5	1,4	1,7	1,5	3,9	16,0
Houtchips en schoon resthout	5,6	6,3	7,6	7,6	8,0	11,2	23,0
Restproducten uit primaire landbouw	3,2	3,0	3,0	3,3	2,8	2,1	
Restproducten uit agro-industrie	3,4	3,2	4,0	3,3	3,2	1,6	
Afvalhout voor opwekking elektriciteit	6,6	8,4	9,7	11,5	9,2	8,4	
Afvalhout bij huishoudens	2,8	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Verse houtblokken (huishoudens)	14,0	13,9	13,7	13,6	13,5	13,5	13,5
<b>Totaal</b>	<b>48</b>	<b>42</b>	<b>42</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>43</b>	<b>55</b>

Bron: CBS (2020); cijfers voor 2019 zijn een schatting op basis van PBE (2020) en CE Delft (2020) en onder de aanname dat het gebruik van hout in huishoudens niet is veranderd.

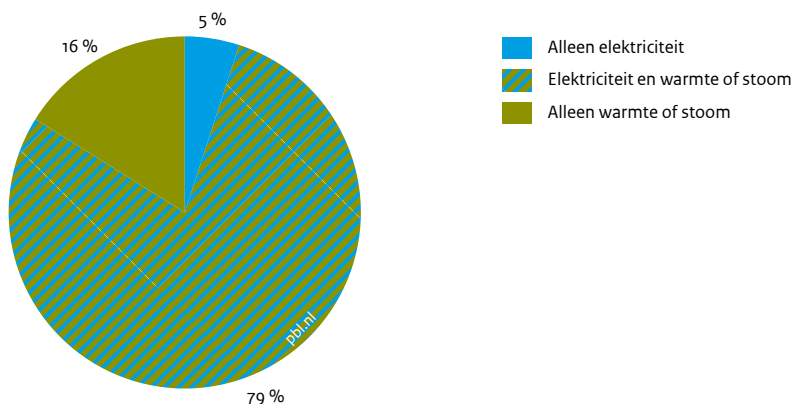
In dezelfde publicatie wordt het binnenlandse verbruik van de verschillende vormen van *houtige* biograndstoffen in de periode van 2013 tot 2018 weergegeven, dat over die periode tamelijk constant is gebleven (zie tabel 2.2). Voor 2019 heeft het Platform Bio-Economie op basis van een inventarisatie bij 40 bedrijven (inclusief de elektriciteitscentrales) vastgesteld dat deze bedrijven 2,6 miljoen ton of 35,5 PJ houtige biograndstoffen voor energiedoeleinden gebruikten (PBE, 2020). Dit is een toename van bijna 1 miljoen ton ten opzichte van 2018. Op basis van een gemiddelde vochtinhoud van ongeveer 25% is 2,0 miljoen ton droge houtige biograndstoffen verbruikt in 2019. De geïnventariseerde bedrijven vertegenwoordigen samen meer dan 90% van het totale verbruik. Daaruit volgt dat het totale gebruik van houtige biograndstoffen voor energieopwekking in 2019 uitkomt op 2,9 miljoen ton (39 PJ) ofwel 2,2 miljoen ton in droge vorm.

### 2.2.1 Toepassingen houtige biograndstoffen

De toename in het gebruik van houtige biograndstoffen in 2019 kwam voor het grootste deel door de bij- en meestook, waarvoor in 2019 ruim 826 kton (16 PJ) aan biograndstoffen, hoofdzakelijk houtpellets, werd gebruikt (CE Delft, 2020). De meestvoorkomende toepassing (79% of ruim 2 miljoen ton van de genoemde 2,6 miljoen ton) betrof het gebruik in installaties bij bedrijven voor de productie van elektriciteit en warmte (zogenoemde warmte-krachtkoppeling of WKK). De productie van uitsluitend warmte of stoom (16%) of uitsluitend elektriciteit (5%) kwam veel minder voor (zie figuur 2.2).

Figuur 2.2

### Inzet van houtige biogrondstoffen, 2020



Bron: PBE 2020

Bijna de helft van de houtige biogrondstoffen (47%) werd gebruikt voor de productie van elektriciteit en warmte in biomassacentrales met een vermogen van meer dan 10 MW. Biomassacentrales kleiner dan 10 MW gebruikten voor de productie van elektriciteit en warmte slechts 5% van de houtige biogrondstoffen. Installaties voor de productie van warmte en stoom gebruikten 15% (2% voor installaties kleiner dan 10MW en 13% voor groter dan 10 MW).

Samenvattend werd de meeste biomassa in 2019 dus gebruikt in biomassacentrales die zowel elektriciteit als stoom of warmte (voor onder andere warmtenetten, zie paragraaf 2.3) produceren. De grotere centrales waren verantwoordelijk voor bijna de helft van het totale biogrondstoffengebruik. Het verbruik van de kleine centrales en de warmtecentrales was naar verhouding gering.

#### 2.2.2 Bronnen van houtige biogrondstoffen

Volgens de inventarisatie van PBE (2020) was in 2019 ruim een derde van de houtige biogrondstoffen afkomstig uit reststromen uit bos-, natuur- en landschapsbeheer (34%). Belangrijke andere bronnen waren B-hout, ingezameld bij bedrijven en consumenten (32%), en reststromen uit de agro-, food- en houtindustrie (22%) en overige houtige reststromen waaronder papierslib (12%). In termen van gewicht werd een derde van de houtige biogrondstoffen in 2019 verhandeld in de vorm van houtpellets (32%). Houtchips en shreds waren verantwoordelijk voor 38% van het totaal en de rest kwam uit overige bronnen zoals zaagsel, houtmot, houtsnippers en papierslib. De totale inzet aan biogrondstoffen voor bij- en meestook bestond in 2019 bijna volledig uit houtpellets, waarvan 60% uit biogene rest- en afvalstromen (categorie 5 volgens het verificatieprotocol (RVO, 2020b)), 38% uit houtige biogrondstoffen uit bosbeheereenheden kleiner dan 500 hectare (categorie 2) en 2% uit hout uit boseenheden groter dan 500 hectare (categorie 1) (CE Delft, 2020).

Tabel 2.3

**Herkomst van biograndstoffen (voor bijna 99% houtpellets) voor bij- en meestook in 2019**

Regio	Hoeveelheid (kton)	Aandeel (%)
Europa (EU)	544,5	66%
Europa (niet-EU)	119,1	14%
Noord-Amerika	152,6	18%
Zuid-Amerika	10,1	1%

Bron: CE Delft (2020).

### 2.2.3 Herkomst

Het overgrote deel (61%) van de houtige biograndstoffen was in 2019 afkomstig uit Nederland en daarnaast nog 8% uit de buurlanden Duitsland en België (zie ook tabel 2.3). De rest kwam, hoofdzakelijk in de vorm van houtpellets, uit de Europese Unie (met name de Baltische Staten en een klein deel uit andere EU-landen zoals Portugal), andere Europese landen die niet tot de Unie behoren (waaronder Belarus en Rusland), Noord-Amerika en Zuid-Amerika. Voor lokale warmte- en warmte-krachtproductie komt zelfs 89% uit Nederland en de rest uit de buurlanden.

### 2.2.4 Duurzaamheid

In principe moeten alle gesubsidieerde houtige biograndstoffen in Nederland aan strenge duurzaamheidscriteria voldoen (RVO, 2020a) waaronder de eis dat gemiddeld over een jaar over de gehele keten ten minste 70% CO<sub>2</sub>-reductie ten opzichte van de EU-referentiewaarde moet worden gerealiseerd.<sup>7</sup> In de berekening van de CO<sub>2</sub>-reductie wordt de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de verbranding zelf niet meegerekend omdat deze deel uitmaakt van een relatief korte cyclus. De discussie over duurzaamheid spitst zich onder andere toe op de vraag hoe kort (of lang) die cyclus feitelijk is en zou mogen zijn gezien de urgentie van het klimaatprobleem. De wetenschap laat zien dat de lengte van die cyclus (ofwel de terugverdientijd en daaraan gerelateerd de koolstofschuld) afhankelijk is van vele factoren en aannames waaronder de 'counterfactual' ofwel de vraag wat er zou zijn gebeurd als de betreffende biograndstof niet zou zijn gebruikt of geoogst voor, in dit geval, de productie van warmte. In Strengers en Elzenga (2020) wordt hier uitgebreid op ingegaan.

In de laatste jaren is het gebruik van duurzaamheidsrapportages en -verificatie sterk toegenomen en ten opzichte van 2018 zelfs verdubbeld. De houtpellets voor bij- en meestook voldeden in 2019 volledig aan de eis voor broeikasgasemissiereducties op basis van verificatie.<sup>8</sup> Ongeveer 3,5% (afkomstig uit de bosbeheereenheden) voldeed niet aan

<sup>7</sup> Voor warmte impliceert dit een maximale uitstoot van 32 kg CO<sub>2</sub> per GJ.

<sup>8</sup> Met het Better Biomass-certificaat (ADBE, 2019) kunnen wel de broeikasgasemissie(deel)eisen over individuele leveringen van houtpellets worden aangetoond, maar niet de (deel)eisen over de gemiddelde uitstoot van alle leveringen tezamen (RVO, 2020a).

de wettelijke eisen rond (bodem)koolstof en verandering in landgebruik en duurzaam bosbeheer. Ruim de helft van deze 3,5% bestond uit FSC-gecertificeerde biomassa, welke nog niet formeel is goedgekeurd (CE Delft, 2020). Voor de overige installatietypen is certificering op vrijwillige basis en dit vindt plaats in iets minder dan de helft van de gevallen (47%).

## 2.3 Biograndstoffen voor warmtenetten

Uit de Warmtemonitor 2019 (TNO & CBS, 2020) kan worden afgeleid dat de totale productie van warmtenetten stijgt van bijna 23 PJ in 2018 naar ruim 26 PJ in 2023 (zie tabel 2.4).<sup>9</sup> Het aandeel biograndstoffen zal in dezelfde periode stijgen van 8% (1,7 PJ) in 2018 naar 28% (7,4 PJ) in 2023. De primaire behoefte aan biograndstoffen zal bij een verondersteld warmteverlies bij transport van 26% en een efficiëntie bij verbranding van 90% stijgen, van 2,6 PJ in 2018 tot ruim 11 PJ in 2023.

Het aandeel houtpellets binnen warmtenetten in 2018 was nul en stijgt van 21% in 2019 (1,1 PJ) tot meer dan de helft in 2023 (5,7 PJ). Bijna twee derde deel daarvan (3,5 PJ) wordt dan verstoekt door RWE in de Amercentrale ten behoeve van het warmtenet dat bijna 37.000 huishoudens in Tilburg en Breda voorziet van warmte. RWE onderzoekt of, nadat de huidige SDE-subsidiebeschikkingen zijn afgelopen, overgestapt kan worden op bagasse, een reststroom uit de rietsuikerteelt. Het resterende deel betreft de 120 MW Diemencentrale van Vattenfall, waartegen veel publieke weerstand bestaat (Vattenfall, 2020a, 2020b; zie tekstkader). De overige warmtenetten waarvoor biograndstoffen worden gebruikt maken gebruik van reststromen zoals afvalhout, houtsnippers, snoeiafval en shreds.

---

<sup>9</sup> In tabel 2.4 is de warmtelevering in de grote warmtenetten uit de Warmtemonitor vermenigvuldigd met het aandeel biograndstoffen uit de warmte-etiketten, opgegeven door de warmteleverancier uit de tekstuele beschrijving uit diezelfde Warmtemonitor. Door rekening te houden met gemiddeld 26% warmteverlies in warmtenetten is de totale warmteproductie met biograndstoffen geschat. Door te delen door een rendement van 90% voor die warmteproductie is de totale biograndstoffeninzet berekend. De totale warmteproductie met biomassagrondstoffen in tabel 2.4 wijkt af van het door CBS berekende totaal in tabel 3.2 van de Warmtemonitor. Dit CBS-totaal is samengesteld op basis van vertrouwelijke energiedata per warmtenet uit de Rendementsmonitor van de ACM. Er zit blijkbaar een verschil tussen de berekening van CBS en de berekening in de warmte-etiketten. Dit verschil is in de Warmtemonitor niet onderzocht. Toch worden de cijfers in tabel 2.4 vermeld omdat dit inzicht geeft in welke warmtenetten biomassagrondstoffen worden verstoekt en hoe dat zich volgens de beschrijving in de Warmtemonitor tot 2023 naar verwachting zal ontwikkelen.

## Biomassacentrale Diemen

Energiebedrijf Vattenfall stelt een definitieve investeringsbeslissing voor de bouw van de biomassacentrale in Diemen uit tot na de zomer van 2021. In verband met de toenemende weerstand tegen biograndstoffen, wil het bedrijf nog een keer met alle stakeholders in gesprek voordat een onherroepelijke beslissing wordt genomen. Hiermee lijkt onzeker te worden hoe Amsterdam en Almere hun stadsverwarming aan de praat kunnen houden. Er is een warmtewet in de maak waarin normen zullen komen voor de uitstoot van CO<sub>2</sub> waaraan een gasgestookte stadsverwarming niet kan voldoen. Vattenfall wil in Diemen het warmtenet, dat nu gevoed wordt door een gascentrale, verduurzamen. Het bedrijf onderzoekt daarvoor verschillende opties, maar ziet biograndstoffen als enige optie die op korte termijn grootschalig beschikbaar is. De plannen voor een biomassacentrale van zo'n 120 MW in Diemen zijn vergevorderd. De vergunningen zijn verleend en de benodigde SDE+-subsidie is al toegezegd. Door juridische procedures die tegen de bouw van de centrale zijn aangespannen, zou de bouw hoe dan ook al vertraging oplopen.

Het Klimaatakkoord geeft aan dat de warmtebedrijven een toename in het aantal aansluitingen zouden moeten realiseren, oplopend naar circa 80.000 woningequivalenten per jaar in 2025, om dit niveau vervolgens tot en met 2030 vol te houden. Dit resulteert in een warmtevraag van 40 PJ in 2030. Volgens de Warmtemonitor was de toename in het aantal aansluitingen 11.500 in 2019, en loopt dit op naar 16.500 in 2023. Daarmee is de opschaling naar 80.000 in 2025 ambitieus. Ook wordt aangegeven dat de exacte mix van de benodigde warmtebronnen in 2030 afhankelijk is van ontwikkelingen in toekomstige beschikbaarheid, (integrale) kosten en inpasbaarheid. Er wordt dus niet expliciet benoemd hoeveel biograndstoffen benodigd zullen zijn, behalve dat de groengassector de ambitie heeft om 70 PJ (of 2 miljard m<sup>3</sup>) groengas te realiseren in 2030, waarvan een 'substantieel deel' kan worden ingezet voor de gebouwde omgeving (via direct invoeden in het gasnet, hybride warmtepompen of via het warmtenet). Zoals ook beschreven in de Startanalyse (PBL, 2020d) en de bijbehorende achtergrondrapportage (PBL, 2020c) lijkt ook dit nogal ambitieus. Tevens is niet duidelijk welk aandeel van dit gas geproduceerd zal worden uit houtige biograndstoffen. De Startanalyse rekent daarom met 2 miljard m<sup>3</sup> in 2050, waarvan 0,5 miljard wordt ingezet voor hulpketels.

In de KEV 2020 (PBL, 2020b) wordt daarom op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid geconstateerd dat de warmtenetten in 2030 ongeveer 27 PJ zullen leveren aan de gebouwde omgeving, waarvan ruim 11 PJ op basis van biograndstoffen. Bij het genoemde warmteverlies van 26% zal hiervoor een warmteproductie van 15 PJ nodig zijn op basis van bijna 17 PJ biograndstoffen (bij een verbrandingsefficiëntie van 90%), een toename van ruim 50% ten opzichte van 2023.



De aanleg van een warmtenet.

Foto: PureBudget

---

Tabel 2.4

## Warmtelevering door warmtenetten en het gebruik van biograndstoffen in de periode 2018-2023

Warmtenet	Biograndstof	2018			2019			2020			2023		
		#aansluit X1000	PJ	PJ bio	#aansluit X1000	PJ	PJ bio	#aansluit X1000	PJ	PJ bio	#aansluit X1000	PJ	PJ bio
Utrecht (Eneco)	Shreds	56,1	3,0	-	54,4	2,9	0,6	54,0	3,3	0,7	58,0	3,3	1,3
R'dam (Eneco)	Afvalhout	50,0	3,2	0,4	50,6	3,2	0,4	51,4	3,4	0,4	54,0	3,3	0,4
R'dam (Vattenfall)	-	5,2	0,2	-	5,3	0,2	-	5,3	0,2	-	9,0	0,4	-
B3-hoek (Eneco)	Houtsnippers en shreds	0,1	1,8	0,1	0,1	1,6	0,1	0,1	2,0	0,1	0,1	2,0	0,1
Den Haag (Eneco)	-	6,3	1,1	-	6,6	1,1	-	9,0	1,2	-	13,8	1,3	-
Ypenburg (Eneco)	-	10,2	0,3	-	10,2	0,3	-	10,1	0,3	-	10,1	0,3	-
A'dam Z&O (Vattenfall)	Houtpellets	19,0	1,7	0,0	25,0	1,8	0,0	26,3	2,0	0,0	31,6	2,2	0,8
A'dam N&W (WPW)	Vergass. Resthout	15,1	0,9	-	17,4	1,0	-	19,0	1,1	?	28,2	1,4	?
Almere	Houtpellets	51,6	1,9	0,0	52,4	1,9	0,0	52,9	2,0	0,0	57,0	2,0	0,7
Lelystad (Vattenfall)	Houtchips	4,8	0,2	0,2	4,8	0,2	0,2	4,8	0,2	0,2	4,8	0,2	0,2
Leiden (Uniper)	-	9,0	0,7	-	9,3	0,7	-	9,8	0,7	-	10,6	0,7	-
Arnhem/Duiven (Vattenfall)	-	15,2	0,7	-	15,7	0,7	-	16,1	0,8	-	17,5	0,9	-
Nijmegen (Vattenfall)	-	5,9	0,2	-	6,3	0,2	-	6,7	0,2	-	9,2	0,3	-
Breda-Tilburg (RWE)	Houtpellets	35,2	2,5	0,0	35,7	2,4	0,7	36,2	2,6	2,1	36,9	2,6	2,3
Enschede	Afvalhout (en GFT)	4,7	0,5	-	5,0	0,5	0,4	7,0	0,5	0,4	7,6	0,6	0,4
Helmond	Snoeihout	6,4	0,2	-	6,4	0,3	-	6,4	0,3	-	7,0	0,3	-
Eindhoven (Ennatuurlijk)	Houtchips en snoeihout	2,4	0,2	0,1	2,6	0,2	0,1	3,6	0,2	0,1	6,6	0,3	0,1
Alkmaar (HVC)	Afvalhout (en slib)	5,4	0,2	0,2	5,7	0,4	0,3	6,5	0,4	0,3	9,5	0,6	0,3
Purmerend (SVP)	Houtsnippers, snoeihout	26,3	0,9	0,6	26,9	0,8	0,6	28,2	0,9	0,6	30,0	1,0	0,6
Dordrecht	-	-	-	-	-	-	-	1,6	0,2	-	3,1	0,2	-
Kleine netten gecombineerd	-	64	2,4	0,2	64	2,4	0,2	64	2,4	0,2	64	2,4	0,2
Totaal		393	22,8	1,7 <sup>a</sup>	404	22,8	3,6 <sup>a</sup>	419	24,9	5,0	469	26,3	7,4
Primaire biograndstoffen bij 67% overall efficiency <sup>5</sup>				2,6			5,4			7,5			11,1
Aandeel houtpellets in biograndstoffen				0%			21%			42%			52%

Bron: afgeleid van TNO &amp; CBS (2020)

<sup>a</sup> Let op: de optelsom van het aandeel biograndstoffen in de warmtelevering zoals benoemd bij de afzonderlijke warmtenetten in de Warmtemonitor telt niet helemaal op tot het totaal zoals ingeschat door het CBS (zie voetnoot 5 van dit rapport en tabel 3.2 van de Warmtemonitor); 2,9 PJ in 2018 en 4,1 in 2019.

# 3 Houtige biograndstoffen in de SDE+

## 3.1 Inleiding

Als startpunt van de analyse van de mogelijke gevolgen van het uitfaseren van gesubsidieerd biograndstoffengebruik voor warmte is onderzocht hoeveel er in de komende 15 jaar op basis van de reeds uitgegeven SDE+-beschikkingen naar verwachting met biograndstoffen wordt opgewekt, hoeveel ton biograndstoffen daarvoor worden ingezet en welke subsidiebedragen (kasuitgaven) daarmee gemoeid zijn. Daarbij is gebruikgemaakt van een door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) verstrekt gedetailleerd overzicht<sup>10</sup> van alle SDE+-beschikkingen die in de periode 2009 tot voorjaar 2020 zijn afgegeven voor de inzet van biograndstoffen voor warmte- en elektriciteitsopwekking. Er is zowel gekeken naar het totale gesubsidieerde gebruik van biograndstoffen voor warmte- en elektriciteitslevering aan alle sectoren, als naar het gebruik van alleen houtige biograndstoffen voor warmtelevering aan alleen de gebouwde omgeving.

Het RVO-overzicht bevat 400 individuele SDE+-beschikkingen die in de periode 2009 tot voorjaar 2020 zijn afgegeven voor de biograndstoffencategorieën 'verbranding', 'ketels', 'afvalverbrandingsinstallaties', 'bij- en meestook' en 'vergassing'. De categorie 'verbranding' is na 2017 niet meer opengesteld voor nieuwe subsidieaanvragen. Het is overigens onduidelijk waarin 'verbranding' zich onderscheidt van de categorie 'ketels': in sommige gevallen zal het gaan om directe ondervuring in de industrie, maar in de gebouwde omgeving zal het in alle gevallen gaan om de productie van heet water in ketels voor levering aan een warmtenet.

Tabel 3.1 geeft een overzicht van het totale aantal beschikkingen per categorie en het daarmee overeenkomende cumulatieve vermogen, alsmede een onderverdeling naar gerealiseerde en niet-gerealiseerde projecten. Niet-gerealiseerde projecten hebben wel een beschikking, maar waren op 1 juli 2020 nog niet in bedrijf.

---

<sup>10</sup> Een openbaar overzicht van alle SDE+-beschikkingen is te vinden op <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/sde/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen>. Voor dit rapport zijn additionele gegevens opgevraagd, die vanwege de vertrouwelijkheid daarvan niet openbaar worden verstrekt. De in dit rapport getoonde gegevens zijn niet herleidbaar tot individuele bedrijven, met uitzondering van de bij- en meestook in de Amercentrale van RWE.





Biomassacentrale in Lochem.

Tabel 3.1

**Afgegeven SDE-beschikkingen 2009-2020 (peildatum 1 juli 2020)**

Categorie	Totaal aantal projecten	Totaal vermogen (MW)	Maximaal subsidiabele productie in subsidieperiode (PJ)	Totaalbedrag committering in subsidieperiode (miljoen euro)	Aantal gerealiseerde projecten	Vermogen gerealiseerd (MW)	Aantal niet-gerealiseerde projecten	Vermogen niet-gerealiseerd (MW)
Verbranding	56	1.087	230	3.144	47	971	9	117
Ketels	321	1.983	335	3.672	169	834	152	1.149
AVI's	12	813	110	729	12	813	-	-
Bij- en meestook	7*	1.283	194	3.637	4	891	3	392
Vergassing	4	133	42	683	1	19	3	113
<b>Totaal</b>	<b>400</b>	<b>5.299</b>	<b>912</b>	<b>11.765</b>	<b>233</b>	<b>3.528</b>	<b>167</b>	<b>1.771</b>

\* Bij bij- en meestook kunnen per centrale meerdere beschikkingen zijn afgegeven. Het vermogen betreft het elektrisch vermogen.

Bij de berekening van de jaarlijkse energieproductie, biograndstoffeninzet en kasuitgaven in de periode 2020-2035 zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- Volgens RVO blijkt dat in de praktijk jaarlijks gemiddeld 70% van de maximaal subsidiabele productie van installaties daadwerkelijk wordt benut. Daarom is de som van respectievelijk de energieproductie, de biograndstoffeninzet en de kasuitgaven met 30% verlaagd. Daarbij is een uitzondering gemaakt voor bij- en meestook: bij die categorie is 100% benutting verondersteld.
- Om de warmtelevering van de Amercentrale aan de gebouwde omgeving te bepalen, is gebruikgemaakt van informatie die door RWE is aangeleverd, en niet van de informatie uit het door RVO aangeleverde bestand. De energieproductiecijfers van de Amercentrale in het door RVO aangeleverde bestand konden namelijk niet worden uitgesplitst naar elektriciteit en warmte.
- Bij alle projecten is ervan uitgegaan dat de officiële subsidieperiode – 12 jaar voor verbranding, ketels en vergassing, 8 jaar voor bij- en meestook en 15 jaar voor afvalverbrandingsinstallaties – met een jaar wordt verlengd, omdat tijdens de officiële subsidieperiode doorgaans niet de maximaal subsidiabele productie wordt gehaald. De SDE+ voorziet in die gevallen in verlenging met een jaar.
- Het startjaar van projecten die in de jaren 2016-2019 zijn beschikt maar nog niet zijn opgestart, is in alle gevallen op 2021 gesteld. Het startjaar van projecten die in de voorjaarsronde van 2020 zijn beschikt is in alle gevallen op 2022 gesteld.
- Voor projecten die nog niet zijn gerealiseerd is rekening gehouden met uitval als gevolg van het intrekken van de vergunning door de vergunningaanvrager of de vergunningverlener (RVO). Op basis van historische gegevens tot en met 2017 zijn door RVO voor de categorieën verbranding en ketels specifiek intrekkingpercentages berekend, te weten 38% voor verbranding en 22% voor ketels. Bij bij- en meestook is verondersteld dat de 3 beschikte projecten die nog niet zijn gerealiseerd alle zullen doorgaan. Voor vergassing is vanwege het kleine aantal projecten geen historisch intrekkingpercentage berekend. Ook hier is verondersteld dat de 3 vergassingsprojecten die nog niet zijn gerealiseerd alle zullen doorgaan. Voor afvalverbrandingsinstallaties geldt dat alle beschikte projecten al in bedrijf zijn.

De werkelijke energieproductie en inzet van biograndstoffen kunnen in de komende 15 jaar groter of kleiner zijn dan gepresenteerd in de figuren hierna. Het gaat hier immers alleen om de huidige beschikkingen; er is niet gepoogd om een schatting te maken van de hoeveelheid biograndstoffen, opgewekte energie en subsidie die gemoeid zijn met SDE+-beschikkingen die in de komende jaren nog zullen worden afgegeven. Anderzijds is ook niet geprobeerd in te schatten in hoeverre het huidige negatieve sentiment rond de inzet van biograndstoffen voor warmte- en elektriciteitsopwekking kan leiden tot intrekking door de exploitanten van lopende of nog niet gerealiseerde beschikkingen.

## 3.2 Energieproductie, biograndstoffengebruik en kasuitgaven

Figuur 3.1 en figuur 3.2 tonen de totale energieproductie op basis van alle uitgegeven SDE+-beschikkingen voor de in tabel 3.1 genoemde categorieën op basis van inzet van *alle* soorten biograndstoffen (houtig en niet-houtig<sup>11</sup>). Daarbij zijn de in paragraaf 3.1 genoemde uitgangspunten toegepast. In figuur 3.1 is de energieproductie toegeedeeld naar verschillende biograndstoffensoorten, en in figuur 3.2 naar de verschillende SDE+-categorieën. De scherpe stijging tussen 2020 en 2021 wordt veroorzaakt door het uitgangspunt dat projecten die in de periode 2016-2019 zijn beschikt, maar per 1 juli 2020 nog niet waren gestart, alle in 2021 in bedrijf komen (waarbij rekening is gehouden met de genoemde gemiddelde intrekkingpercentages voor verbranding en ketels). De kleinere toename tussen 2021 en 2022 is het gevolg van het uitgangspunt dat beschikkingen die in het voorjaar van 2020 zijn afgegeven, in 2022 gerealiseerd worden.

Figuur 3.1 laat zien dat de totale energieproductie met biograndstoffen in de periode 2022-2025 58,1 PJ bedraagt. Volgens een analyse van RVO is daarvan 1,9 PJ hogetemperatuurwarmte (stoom) in de industrie, het overige deel betreft lagetemperatuurwarmte. Pellets (met name in bij- en meestook) leveren aan de genoemde 56 PJ de grootste bijdrage (27,7 PJ), gevolgd door snoeihout, chips, shreds, snippers en houtmot (17,6 PJ), niet-houtige biograndstoffen (9,6 PJ) en ten slotte A- en B-hout (3,3 PJ). Figuur 3.2 laat zien dat de SDE+-categorieën verbranding en ketels samen<sup>12</sup> het grootst zijn (26,9 PJ), gevolgd door bij- en meestook (24,2 PJ), afvalverbrandingsinstallaties (4,7 PJ)<sup>13</sup> en vergassing (2,3 PJ).

Na 2025 neemt de energieproductie op basis van de huidige subsidiebeschikkingen snel af door het aflopen van subsidieperiodes van projecten. De subsidies voor afvalverbrandingsinstallaties en het gebruik van pellets voor bij- en meestook zijn in 2029 goeddeels afgelopen, en die voor verbranding in 2034. Voor deze categorieën zullen – anders dan voor ketels en vergassing – geen nieuwe beschikkingen worden afgegeven. Afvalverbrandingsinstallaties zullen naar verwachting ook zonder subsidie doordraaien, aangezien er vaak warmteleveringscontracten zijn afgesloten met looptijden tot wel 30 jaar; dit geldt ook voor een deel van de bij- en meestook.<sup>14</sup>

De gesubsidieerde energieproductie over de hele periode 2020-2035 bedraagt 690 PJ. Dat 76% van de maximaal subsidiabele productie in deze periode (912 PJ, zie tabel 3.1).

<sup>11</sup> Zoals bio-olie, dierlijke vetten, koffiedik, slib, kippenmest, champost en stro.

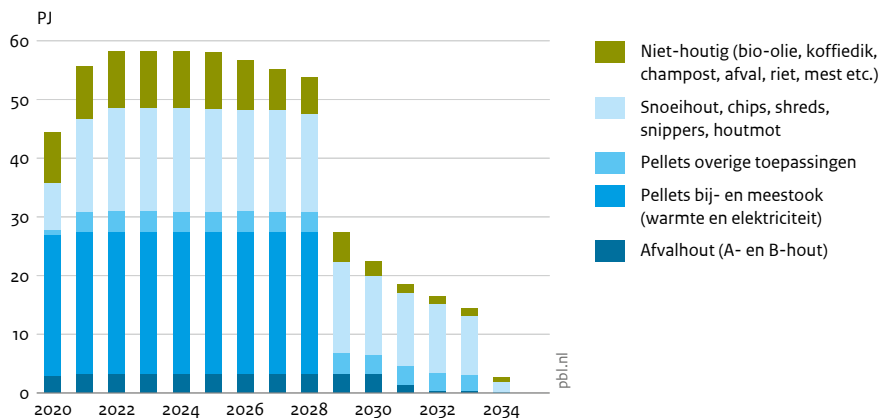
<sup>12</sup> Deze worden samengenomen omdat het zoals gezegd bij 'verbranding' meestal zal gaan om ketels, met name in de gebouwde omgeving.

<sup>13</sup> Hierbij gaat het alleen om biogene warmte.

<sup>14</sup> Dit wordt verder behandeld bij de bespreking van de plannen van de Amercentrale in paragraaf 3.3.

Figuur 3.1

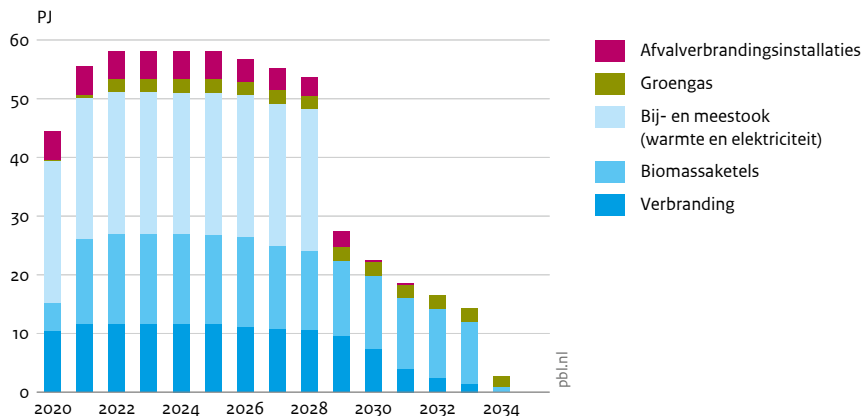
Energieproductie uit houtige en niet-houtige biogrondstoffen op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)



Bron: RVO.nl

Figuur 3.2

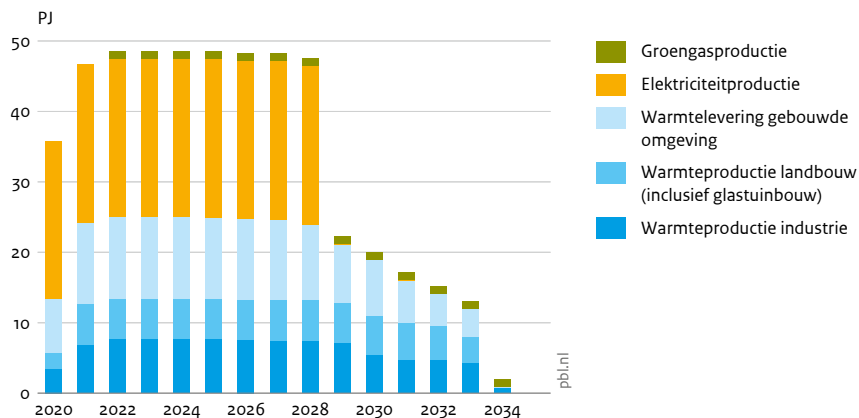
Energieproductie uit biogrondstoffen per SDE-categorie op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)



Bron: RVO.nl

Figuur 3.3

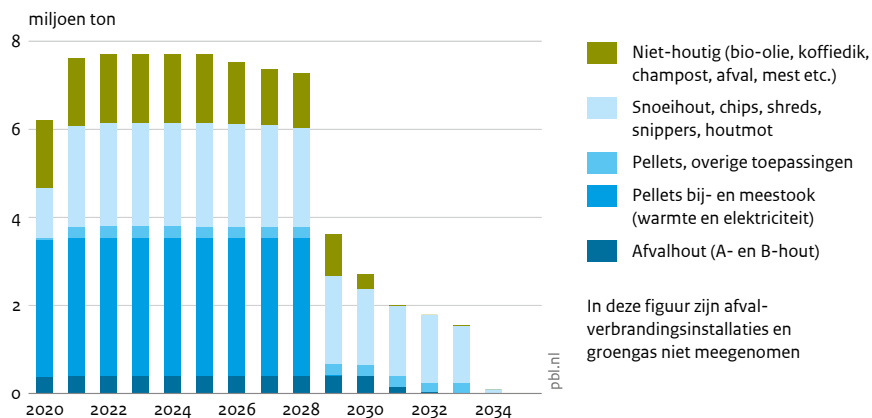
Energieproductie uit houtige biogrondstoffen per sector op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)



Bron: RVO.nl

Figuur 3.4

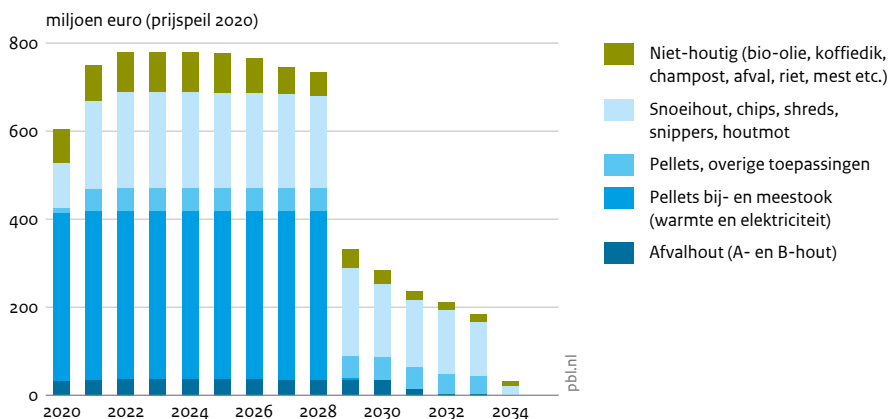
Inzet houtige en niet-houtige biogrondstoffen op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)



Bron: RVO.nl

Figuur 3.5

### Kasuitgaven voor houtige en niet-houtige biograndstoffen op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)



Bron: RVO.nl

Figuur 3.3 toont de energieproductie op basis van alleen houtige biograndstoffen. De warmteproductie is toegedeeld naar de gebouwde omgeving, industrie en landbouw. Voor de elektriciteits- en groengasproductie is geen toedeling naar sectoren mogelijk.

Figuur 3.4 toont de totale inzet van biograndstoffen voor alle sectoren in miljoenen tonnen, toegedeeld naar biograndstoffensoorten<sup>15</sup>. De biograndstoffeninzet van afvalverbrandingsinstallaties en vergassing is hierin niet meegenomen omdat RVO die voor deze categorieën niet specificeert (wel de energieproductie en kasuitgaven). Tussen 2021 en 2025 wordt jaarlijks in totaal 7,7 miljoen ton biograndstoffen ingezet. De relatieve aandelen van de verschillende biograndstoffensoorten zijn globaal – niet precies<sup>16</sup> – hetzelfde als in figuur 3.1.

Figuur 3.5 toont de kasuitgaven in miljoenen euro's, toegedeeld naar biograndstoffensoorten. Tussen 2022 en 2025 zijn de totale kasuitgaven jaarlijks 780 miljoen euro. De cumulatieve kasuitgaven over de hele periode 2020-2035 bedragen 8 miljard euro. Dat is 68% van het totaal gecommiteerde bedrag (11,8 miljard euro, zie tabel 3.1). Net als in figuur 3.4 zijn de relatieve aandelen van de verschillende biograndstoffensoorten in figuur 3.5 globaal hetzelfde als in figuur 3.1.

<sup>15</sup> Om het totale aantal figuren te beperken, worden de biograndstoffeninzet en de kasuitgaven niet toegedeeld naar SDE+-categorieën.

<sup>16</sup> Het energetische rendement zal immers per biograndstoffensoort kunnen verschillen.

### 3.3 Warmteproductie uit houtige biograndstoffen voor de gebouwde omgeving

Figuur 3.6 tot en met figuur 3.8 tonen de SDE+-gesubsidieerde warmtelevering (in PJ) via warmtenetten aan de gebouwde omgeving op basis van de inzet van alleen houtige biograndstoffen, alsmede de daarvoor ingezette hoeveelheden houtige biograndstoffen en kasuitgaven. Van de bij- en meestookinstallaties levert alleen de Amercentrale warmte aan de gebouwde omgeving. De categorieën ‘afvalverbrandingsinstallaties’ en ‘vergassing’ zijn in deze figuren buiten beschouwing gelaten, omdat bij de afvalverbrandingsinstallaties niet bekend is welk deel van het verbrande afval uit houtige biomassa bestaat, en bij vergassing door RVO niet gespecificeerd is aan welke sectoren het geproduceerde groengas wordt geleverd.

Tussen 2022 en 2025 is de warmteproductie voor de gebouwde omgeving op basis van houtige biograndstoffen 11,5 PJ per jaar. Volgens een analyse van RVO gaat het daarbij volledig om basislast- en niet om pieklastvoorzieningen zoals hulpketels in warmtenetten. Van die 11,5 PJ wordt 2,5 PJ geleverd door bij- en meestook van pellets in de Amercentrale. Deze centrale levert die warmte aan ruim 36.000 huishoudens in Breda en Tilburg.<sup>17</sup> De beschikkingen stoppen per 2028. Daarom is RWE in 2018 begonnen met voorbereidingen om over te schakelen op de inzet van bagasse (uit Brazilië), een vezelachtig restproduct dat overblijft na seizoensgebonden rietsuikerteelt (RWE, 2020).

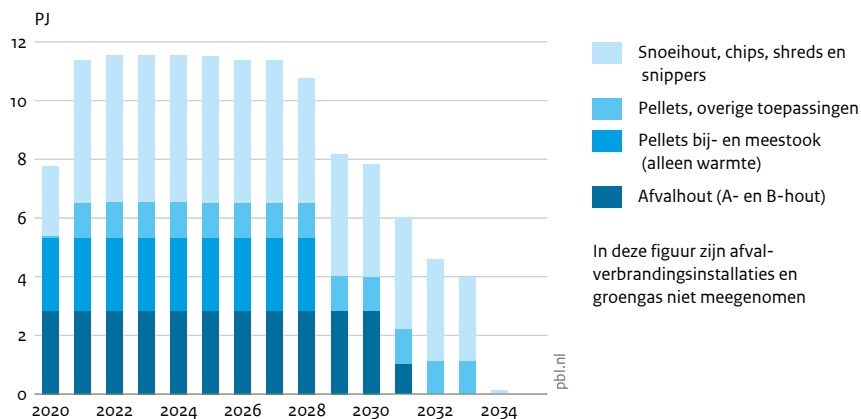
In de periode 2022-2027 wordt bijna een derde (5,0 PJ van in totaal 17,6 PJ per jaar, zie figuur 3.1 en 3.6) van het snoeihout, chips, shreds, snippers en houtmot ingezet in de gebouwde omgeving; dat geldt eveneens voor het gebruik van houtpellets voor overige toepassingen (1,2 PJ van in totaal 3,5 PJ). A- en B-hout wordt grotendeels voor de gebouwde omgeving ingezet (in de periode 2022-2025 2,8 PJ per jaar van 3,3 PJ).

---

<sup>17</sup> De energieproductiecijfers van de Amercentrale hebben ook betrekking op elektriciteit die aan andere sectoren dan de gebouwde omgeving wordt geleverd. Op basis van de gegevens van RVO is het niet mogelijk om warmte- en elektriciteitsproductie uit te splitsen.

Figuur 3.6

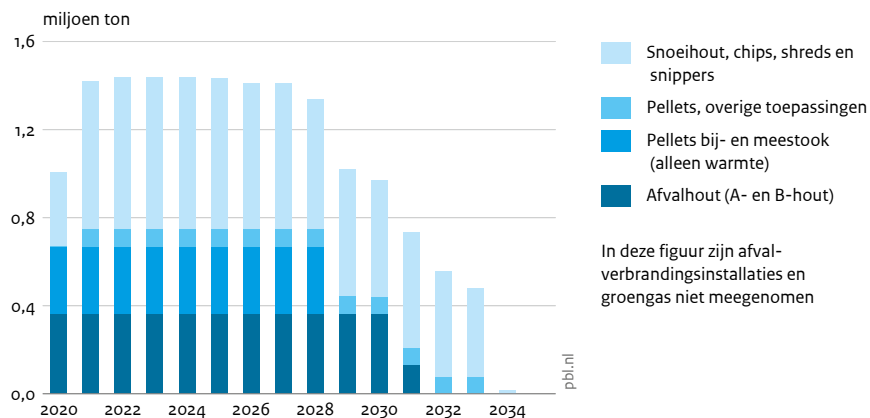
Energieproductie uit houtige biogrondstoffen voor gebouwde omgeving op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)



Bron: RVO.nl

Figuur 3.7

Inzet houtige biogrondstoffen voor gebouwde omgeving op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)

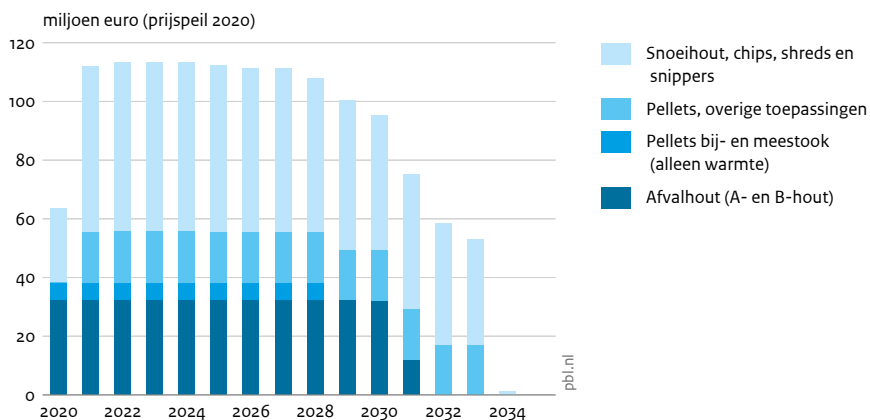


Bron: RVO.nl



Figuur 3.8

**Kasuitgaven voor houtige biograndstoffen voor gebouwde omgeving op basis van SDE-beschikkingen (peildatum 1 juli 2020)**



Bron: RVO.nl

Figuur 3.7 toont de SDE+-gesubsidieerde inzet van houtige biograndstoffen voor de warmtelevering aan de gebouwde omgeving. Voor die warmtelevering wordt in de periode 2022-2027 jaarlijks 1,4 miljoen ton houtige biograndstoffen ingezet. De aandelen van de inzet van de verschillende houtsoorten zijn globaal hetzelfde als in figuur 3.6.

Figuur 3.8 laat de kasuitgaven zien voor houtige biograndstoffen voor de warmtelevering aan de gebouwde omgeving. Deze bedragen in de periode 2022-2027 jaarlijks 113 miljoen euro. De aandelen van de inzet van de verschillende houtsoorten zijn globaal hetzelfde als in figuur 3.6.

# 4 Uitfasering houtige biograndstoffen

## 4.1 Uitgangspunten

Teneinde een beeld te krijgen van de consequenties van uitfasering van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving en eventueel andere sectoren zijn een aantal berekeningen uitgevoerd met het OPERA-model.<sup>18</sup> Hierbij moet goed in het oog worden gehouden dat het model niet de ‘werkelijkheid’ representeert, maar slechts weergeeft wat er zou *kunnen* gebeuren indien de kosten van een opgelegde emissiereductie voor het energiesysteem als geheel worden geminimaliseerd, uitgaande van de aannames zoals deze gelden binnen het betreffende scenario.

Als startpunt zijn twee recent uitgebrachte scenario’s voor een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 gebruikt: ADAPT en TRANSFORM (TNO, 2020a). In beide scenario’s worden de klimaatdoelen gehaald, maar ze verschillen in de veronderstelde intrinsieke motivatie van burgers en bedrijven. In het ADAPT-scenario bouwt Nederland voort op zijn huidige economische sterktes en kiest het voor zekerheid en behoud van de huidige levensstijl. In het TRANSFORM-scenario is Nederland bereid tot gedragsverandering door burgers en bedrijven en wordt er overgeschakeld op een schone, energiezuinige economie, met nieuwe innovatieve technologieën. In TRANSFORM wordt dus verondersteld dat veel veranderingen bottom-up tot stand gekomen. De overheid is meer een volger van de transitie dan een aanjager. In ADAPT is dat andersom. Het is belangrijk dit verschil in het achterhoofd te houden bij de interpretatie van de uitfaseringsscenario’s. Hierdoor wordt Nederland minder energie-intensief. En ook voor biograndstoffen wordt er in TRANSFORM van uitgegaan dat daar minder van beschikbaar is, zowel wat betreft de binnenlandse beschikbaarheid als de maximale import (zie ook paragraaf 4.1.3).

In TNO (2020b) wordt een overzicht gegeven van de uitgangspunten die zijn gehanteerd voor de uitfaseringberekeningen, inclusief een tweetal overzichtstabellen van alle relevante inputwaardes. In dit hoofdstuk behandelen we de belangrijkste uitgangspunten en resultaten.

---

<sup>18</sup> Het OPERA-model (‘Option Portfolio for Emissions Reduction Assessment’) is een integraal optimalisatiemodel voor het Nederlandse energiesysteem, de bijbehorende broeikasgasemissies en –optioneel – luchtverontreinigende emissies. Zie <https://www.pbl.nl/modellen/opera>.

#### 4.1.1 Referentiescenario's

Voor de uitfaseringsberekeningen zijn allereerst twee referentiescenario's berekend. Hierin worden houtige biograndstoffen dus *niet* actief uitgefaseerd (zie figuur 4.1). Deze referentiescenario's komen grotendeels overeen met de hiervoor genoemde ADAPT- en TRANSFORM-scenario's, behalve voor een aantal aannames gerelateerd aan houtige biograndstoffen:

- Het gebruik van hout voor haarden en kachels in huishoudens is constant gehouden, op ruim 15 PJ conform de KEV 2020 (PBL, 2020b). Hoewel tamelijk inefficiënt en vervuilend (mede afhankelijk van het type kachel) wordt ervan uitgegaan dat dit niet aan banden wordt gelegd.<sup>19</sup>
- Een minimaal gebruik van houtige biograndstoffen voor de diensten<sup>20</sup>- en energiesector (=warmtenetten)<sup>21</sup> in 2030 en 2035, overeenkomstig de KEV 2020.
- Een minimaal gebruik van houtige biograndstoffen in de landbouw in 2030, op basis van de reeds afgegeven SDE-beschikkingen (zie figuur 3.3) en op basis van de KEV 2020 in 2035.
- De vervanging van olie door houtige biograndstoffen als feedstock in de chemie in het TRANSFORM-scenario vanaf 2030 tot uiteindelijk 30% (141 PJ) van de totale feedstock.<sup>22</sup> Dit is in lijn met het SER-advies 'Biomassa in Balans' (SER, 2020) en zoals uitgewerkt in de Kamerbrief over het op te stellen duurzaamheidskader (EZK & IenW, 2020) waarin wordt aangegeven dat biograndstoffen zo hoogwaardig mogelijk ingezet moeten worden. Vanuit de doelstelling in 2050 klimaatneutraal te zijn, zou een hoger percentage gewenst kunnen zijn (zie bijvoorbeeld de routekaart chemie (Ecofys & Berenschot, 2018)). De genoemde 30% vereist in 2050 echter in het TRANSFORM-scenario meer dan 85% van de beschikbare binnenlandse en geïmporteerde houtige biograndstoffen. In die scenariocontext is het dus niet aannemelijk dat dit percentage veel hoger zal liggen.<sup>23</sup>
- Minimaal 61,7 PJ biobrandstoffen in 2030 op basis van het Klimaatakkoord. Daarin wordt uitgegaan van 27 PJ boven op de KEV 2019. Daarbij wordt er tevens van uitgegaan dat de hoeveelheid eerstegeneratie-biobrandstoffen (6,5 PJ in 2019) niet zal toenemen. Overigens wordt die 61,7 PJ door vele partijen als erg ambitieus en optimistisch beschouwd.
- Een maximale hoeveelheid van 0,5 PJ waterstof voor warmte in 2030 in de gebouwde omgeving, gebaseerd op het Klimaatakkoord.

---

<sup>19</sup> Het gebruik van hout door huishoudens wordt niet gesubsidieerd en ligt al jaren op ongeveer hetzelfde niveau. Het stopzetten van subsidies voor warmte heeft dus geen invloed op deze toepassing.

<sup>20</sup> Het gebruik van houtige biograndstoffen in de 'dienstensector' betreft stand-alone installaties voor bijvoorbeeld zwembaden en kantoorgebouwen.

<sup>21</sup> De 'energiesector' in OPERA levert warmte aan warmtenetten op basis van vooral boilers of warmteketels. Een klein deel (<10% in 2035) wordt geleverd door WKK. Het grootste deel van de warmte gaat naar huishoudens en de dienstensector (ongeveer 85%) en de rest naar de landbouw (met name de glastuinbouw).

<sup>22</sup> In de huidige versie van OPERA wordt aan de vervanging van olie als feedstock voor de chemie door biograndstoffen geen emissiereductie toegekend. Daarnaast wordt ongeveer driekwart van de chemische producten geëxporteerd, waardoor de emissiereductie in de huidige berekeningswijze niet toegekend kan worden aan Nederlands grondgebied.

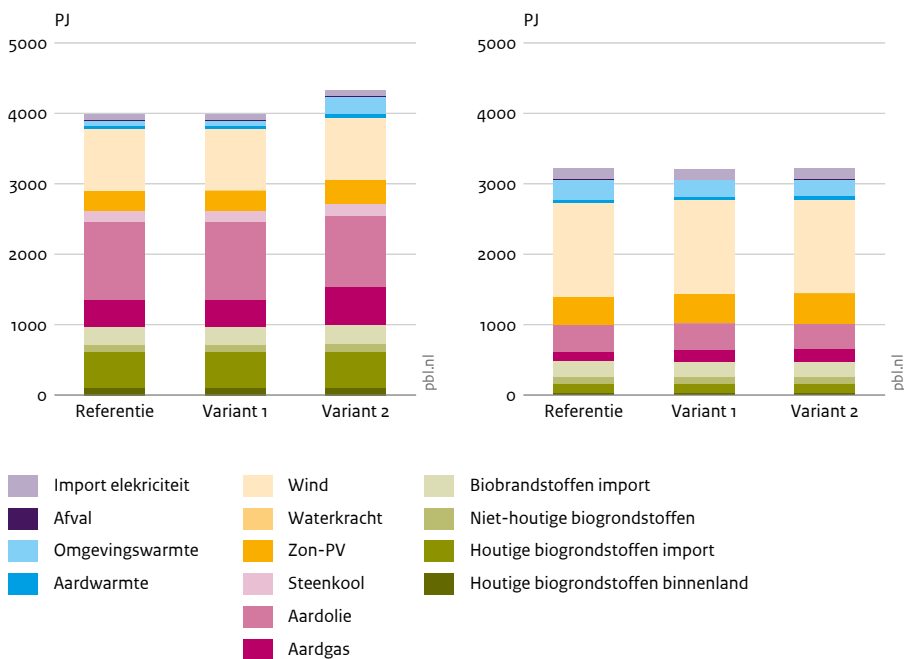
<sup>23</sup> Voor klimaatneutraliteit is het niet noodzakelijk dat de feedstock voor de chemie volledig bio-based is indien bij de afvalverbranding CCS wordt toegepast. Het gebruik van biograndstoffen kan dan zelfs tot negatieve emissies leiden.

Figuur 4.1

### Primair energiegebruik in eindbeeld van energietransitie, 2050

ADAPT-scenario

TRANSFORM-scenario



Variant 1: Uitfasering in gebouwde omgeving

Variant 2: Uitfasering in gebouwde omgeving, industrie en landbouw

Bron: TNO

In figuur 4.1 heeft de import van houtige biograndstoffen vooral betrekking op houtpellets. Binnenlandse houtige biograndstoffen betreffen vooral snoeihout en andere houtige reststromen. Het gebruik van houtige biograndstoffen in TRANSFORM is lager dan in ADAPT doordat het potentieel lager is (zie paragraaf 4.1.3).

#### 4.1.2 Uitfaseringsvarianten

Vervolgens zijn voor elk van de twee referentiescenario's twee uitfaseringsvarianten doorgerekend:

- Variant 1 (v1): Uitsluiting van het gebruik van houtige biograndstoffen voor de gebouwde omgeving op verschillende momenten in de tijd – namelijk 2035, 2040 en 2050 –, afhankelijk van de gehanteerde uitfaseringsstrategie. In de uitfaseringsberekening is dit geïmplementeerd door het gebruik van houtige biograndstoffen op genoemde tijdstippen op nul te zetten.

- Variant 2 (v2): Uitsluiting van het gebruik van houtige biograndstoffen in 2035, 2040 en 2050 voor zowel de gebouwde omgeving als de landbouw en de industrie. In deze variant wordt de inzet van houtige biograndstoffen voor warmte dus *volledig* uitgefaseerd.

Om het aantal berekeningen te beperken, zijn de varianten niet apart doorgerekend voor de verschillende jaren van uitfasering. De optimalisatieresultaten voor 2040 en 2050 worden geïnterpreteerd alsof op dat moment – en dus niet eerder – de inzet van houtige biograndstoffen nul zou zijn. Deze interpretatie is geoorloofd omdat het voor de situatie in 2040 en 2050 weinig uitmaakt of er al eerder is gestopt met houtige biograndstoffen voor warmte.

Aangezien de huidige SDE-beschikkingen impliceren dat het gebruik van houtige biograndstoffen nog zo'n 10 jaar doorgaat (met nog een uitloop van een aantal jaar voor stromen anders dan houtpellets, zie hoofdstuk 3) komen de onder variant 1 genoemde jaartallen van uitfasering ongeveer overeen met het stopzetten van SDE-subsidies rond respectievelijk 2025, 2030 en 2040.<sup>24</sup>

#### 4.1.3 Beschikbaarheid biograndstoffen

Zoals beschreven in (Strengers & Elzenga, 2020) laat de (wetenschappelijke) literatuur een grote bandbreedte zien in de potentiële beschikbaarheid van biograndstoffen in 2030 en daarna. Dit komt doordat de geraamde potentiële sterk afhankelijk zijn van de onderliggende aannames. Denk daarbij aan land- en bosbouwproductiviteit, het beschikbare areaal, beleid in de herkomstlanden, de hoeveelheid restmateriaal dat op land- en bosbouwgrond moet achterblijven, de mate waarin gedegradeerde en marginale gronden worden gebruikt voor biomassateelt en de waterbeschikbaarheid. Daarnaast bepaald het perspectief of wereldbeeld van waaruit stakeholders redeneren in hoge mate in welke keuzes of aannames men zich kan vinden en in welke niet, en daarmee ook of zij lage dan wel hoge potentieelramingen aannemelijk vinden.

Figuur 4.2 toont de veronderstelde beschikbaarheid van biograndstoffen in de ADAPT en TRANSFORM scenario's. In het ADAPT-scenario wordt er van uitgegaan dat de binnenlandse beschikbaarheid stabiel blijft en dat de maximale import van houtige biograndstoffen hoog zal zijn, terwijl het TRANSFORM-scenario een afname veronderstelt in de binnenlandse beschikbaarheid en de mogelijke import slechts beperkt laat groeien. ADAPT schetst daarmee een wereld waarin men optimistisch is ten aanzien van de beschikbaarheid van duurzame biograndstoffen, terwijl men in TRANSFORM veel terughoudender is.

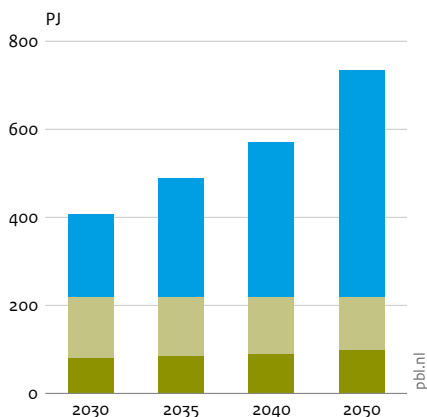
---

<sup>24</sup> OPERA is een optimalisatiemodel en berekent alleen een kostenoptimale invulling van een opgelegd reductiedoel in een bepaald jaar van het *gehele* energiesysteem op basis van de werkelijke kosten. (SDE)-subsidies spelen daarin dus geen rol.

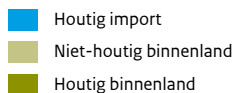
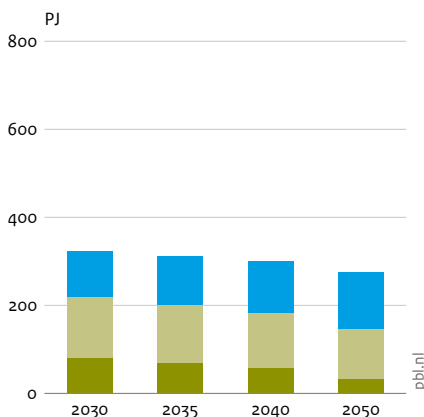
Figuur 4.2

### Beschikbaarheid van biograndstoffen

ADAPT-scenario



TRANSFORM-scenario



Bron: TNO

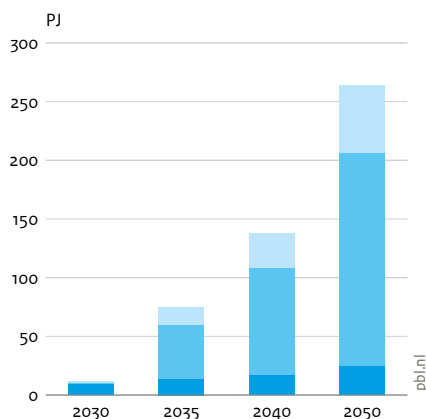
#### 4.1.4 Import van biobrandstoffen

In OPERA kunnen biobrandstoffen voor verschillende doelen worden ingezet: personenvervoer, zwaar transport, bunkers (zeescheepvaart en luchtvaart), machines en als grondstof voor de chemische industrie. De biobrandstoffen kunnen binnen Nederland worden geproduceerd op basis van verschillende biograndstoffen (waaronder houtige) of worden geïmporteerd. Binnen ADAPT en TRANSFORM zijn bovengrenzen gesteld aan de import van biobrandstoffen (figuur 4.3). Bovendien wordt binnen TRANSFORM aangenomen dat in 2050 95% CO<sub>2</sub>-emissiereductie ook moet worden gehaald door de zeescheepvaart en luchtvaart. Binnen ADAPT is dit 50%. Deze aannames zijn ongewijzigd overgenomen uit de oorspronkelijke analyse (TNO, 2020a).

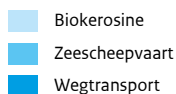
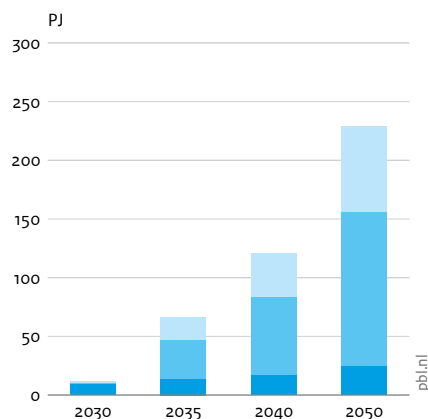
Figuur 4.3

### Bovengrenzen van import van biobrandstoffen

ADAPT-scenario



TRANSFORM-scenario



Bron: TNO

## 4.2 Resultaten uitfaseringsberekeningen

In deze paragraaf beschrijven we de resultaten van de modelberekening meer in detail. Maar allereerst kan op hoofdlijnen het volgende worden geconstateerd. Daarbij moet in het achterhoofd worden gehouden dat het model de kosten van het reductiedoel voor het energiesysteem als geheel in het betreffende jaar minimaliseert binnen de grenzen van de geldende aannames zoals beschreven in de voorgaande paragraaf:

- Zoals getoond in figuur 4.4 faseren de inzet van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving 'vanzelf' uit richting 2050. Dit komt doordat binnen het model het gebruik van houtige biograndstoffen in andere sectoren kosteneffectiever is.
- In de referentiescenario's, dus indien niet wordt uitgefaseerd, wordt na 2035 het gebruik van houtige biograndstoffen een steeds belangrijkere kosteneffectieve optie voor het reduceren van CO<sub>2</sub>-emissies in de industrie (in ADAPT gecombineerd met CCS hetgeen leidt tot negatieve emissies).
- Het gevolg is dat uitfasering van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving ertoe leidt dat deze vervolgens voornamelijk worden ingezet in de industrie teneinde de reductiedoelen te halen.

- De industrie levert vervolgens meer warmte aan de gebouwde omgeving waardoor indirect nog steeds houtige biograndstoffen worden gebruikt. Andere alternatieven voor warmtetten worden niet of nauwelijks ingezet, omdat ze minder kosteneffectief zijn en/of omdat er (op tijd) onvoldoende alternatieven beschikbaar zijn (zie ook hoofdstuk 5).
- Eenzelfde soort effect speelt nog sterker als tevens wordt uitgefaseerd in de industrie in ADAPT in 2040, maar vooral in 2050 wanneer grote hoeveelheden groengas (255 PJ) worden geproduceerd uit houtige biograndstoffen en worden bijgemengd in het gasnet.
- Indien houtige biograndstoffen in 2035 worden uitgefaseerd in de gebouwde omgeving dan leidt dit tot een kleine afname van het totale gebruik van houtige biograndstoffen omdat een deel niet elders wordt ingezet. Als in 2035 ook het gebruik in de industrie wordt uitgefaseerd, dan is deze afname groter (rond 50%). Andere opties voor het reduceren van CO<sub>2</sub>-emissies zijn in dat jaar kosteneffectiever (zoals het overschakelen op elektrische auto's waardoor de vraag naar biobrandstoffen lager is dan in 2030).
- Gezien de relatief beperkte omvang van de toepassing in de gebouwde omgeving binnen het gehele energiesysteem is het effect van uitfasering binnen alleen deze toepassingen op de totale systeemkosten<sup>25</sup> beperkt.
- Het eveneens uitfaseren van houtige biograndstoffen in de industrie en de landbouw verschuift de toepassing naar de productie van biobrandstoffen en, in ADAPT, de productie van groengas. In de industrie wordt de warmteproductie gecompenseerd door aardgas met CCS en daarnaast warmtepompen, Mechanical Vapor Recompression (MVR) en elektrische boilers.
- Het effect op de systeemkosten (zie figuur 4.5) is in dat geval groter omdat de productie van biobrandstoffen en groengas op basis van houtige biograndstoffen een duurdere route is om CO<sub>2</sub> te reduceren dan toepassing in de industrie.
- In het algemeen kan worden geconstateerd dat het model de beschikbare biograndstoffen bijna altijd volledig inzet omdat dit op systeemniveau kosteneffectiever is dan het inzetten van andere opties (zoals synthetische bio-kerosine op basis van CO<sub>2</sub> en groene waterstof).

Het gebruik van houtige biograndstoffen voor uitsluitend elektriciteit is in alle scenario's nul en dus niet weergegeven in figuur 4.4. De sterke afname van het gebruik van houtige biograndstoffen voor de genoemde toepassingen in TRANSFORM komt doordat de toepassing als feedstock voor de chemie in TRANSFORM sterk toeneemt tot 30% van de totale input in 2050 (zie paragraaf 4.1.1).

---

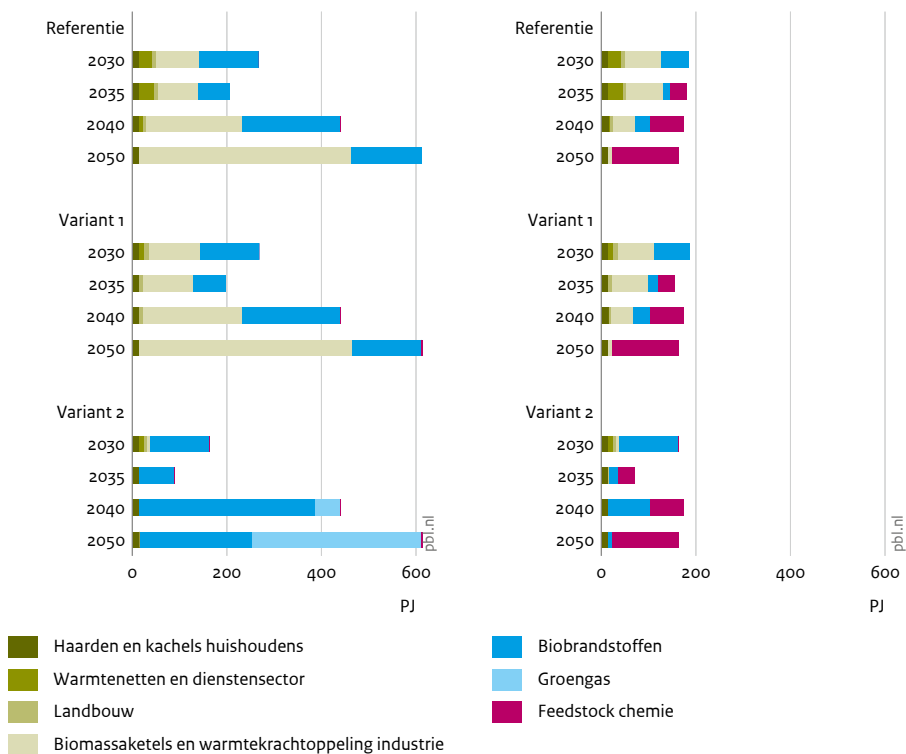
<sup>25</sup> Systeemkosten zijn kosten die gemaakt moeten worden om alle diensten en producten te leveren waarmee energieconsumptie gepaard gaat.



Figuur 4.4  
**Toepassing van houtige biograndstoffen**

ADAPT-scenario

TRANSFORM-scenario



Variant 1: Uitfasering in gebouwde omgeving

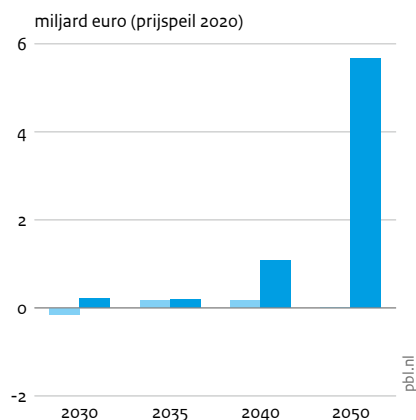
Variant 2: Uitfasering in gebouwde omgeving, industrie en landbouw

Bron: TNO

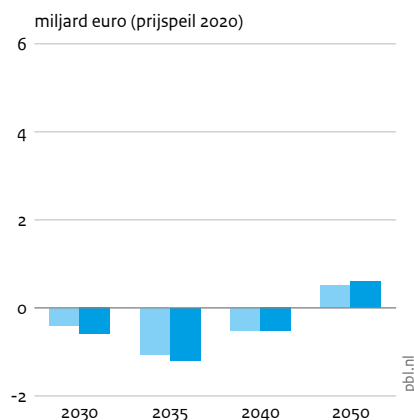
Figuur 4.5

### Verandering in systeemkosten ten opzichte van referentie door uitfasering houtige biogrondstoffen

ADAPT-scenario



TRANSFORM-scenario



- Uitfasering in gebouwde omgeving (variant 1)
- Uitfasering in gebouwde omgeving, industrie en landbouw (variant 2)

Bron: TNO

#### 4.2.1 Referentiescenario's

Opvallend is dat de inzet van houtige biogrondstoffen in de gebouwde omgeving al in de referentiescenario's afneemt tot nul in 2050. Voor 2030 en 2035 volgen ze het voorgeschreven pad (zie paragraaf 4.1.1). Feitelijk vindt uitfasering dus al plaats zonder dat dit wordt opgelegd, tenminste in de modelberekening waarin wordt geoptimaliseerd op basis van een opgelegd reductie voor het systeem als geheel; er worden dus geen reductiedoelen gehanteerd voor afzonderlijke sectoren. In het algemeen geldt in OPERA dat de inzet van houtige biogrondstoffen voor het reduceren van CO<sub>2</sub> in andere sectoren kosteneffectiever is dan in de gebouwde omgeving. De warmtenetten zelf als warmtebron voor de gebouwde omgeving groeien wel door, zeker na 2035, maar worden dan vooral gevoed door (rest)warmte uit de industrie. Geothermie heeft een bescheiden rol binnen OPERA: het potentieel loopt op van 65 PJ in 2030 naar 120 PJ in 2050, waarvan slechts een kleine 40% wordt gebruikt (44 PJ).

In het ADAPT-scenario is het aantrekkelijk houtige biogrondstoffen te gebruiken in de industrie voor het realiseren van negatieve emissies (BECCS). Ook neemt de vraag naar biobrandstoffen toe, waardoor de houtige biogrondstoffen nodig zijn voor de productie daarvan.

In het TRANSFORM-scenario gaat de afname van het gebruik van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving zelfs nog iets sneller. Dit komt door een combinatie van factoren. Ten eerste wordt een steeds groter deel van de beschikbare houtige biograndstoffen gebruikt als grondstof voor de chemische industrie (zie figuur 4.4, feedstocks) terwijl de beschikbaarheid zelf kleiner is (zie figuur 4.2). Daarnaast is er een strikter doel dan in ADAPT voor het internationale transport (bunkers) waardoor er een hogere vraag is naar biobrandstoffen.

In alle scenario's is er overigens een afname van de productie van biobrandstoffen in 2035 ten opzichte van 2030. De reden is dat voor 2030 wordt aangenomen dat het doel uit het Klimaatakkoord van 27 PJ boven op de KEV 2019 wordt gehaald. In 2035 is er een sterke toename van elektrische auto's en is het doel in de lucht- en scheepvaart nog niet zo streng waardoor minder biobrandstoffen nodig zijn. Dit legt ook een minder groot beslag op het gebruik van houtige biograndstoffen.

#### 4.2.2 Uitfasering in de gebouwde omgeving

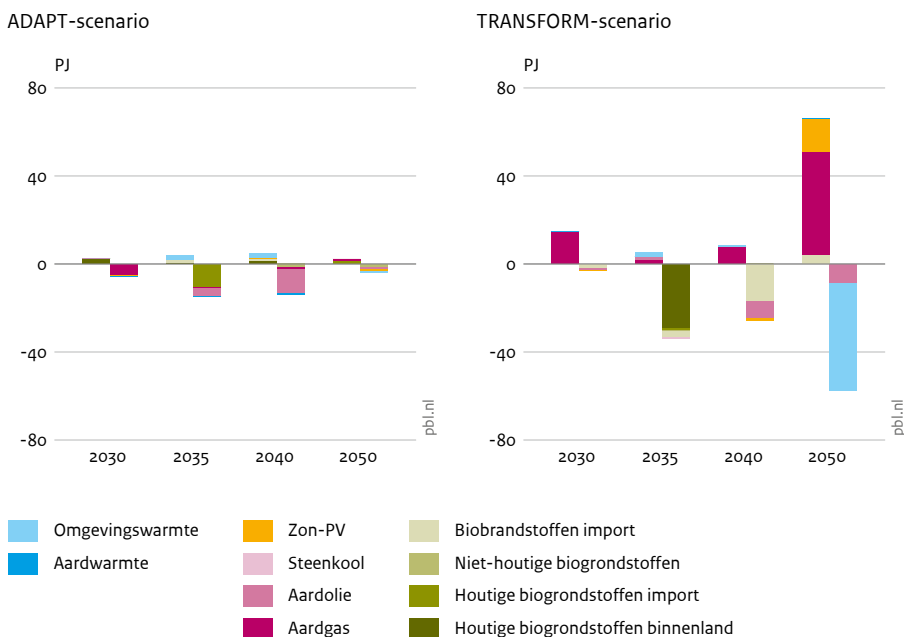
Zoals hiervoor is aangegeven, is in OPERA het gebruik van houtige biomassa in de gebouwde omgeving voor het reduceren van CO<sub>2</sub>-emissies minder kosteneffectief dan het inzetten in andere sectoren. Daardoor is ook de impact van het uitfaseren daarvan beperkt.

Als in 2035 wordt uitgefaseerd – wat overeenkomt met het stopzetten van het afgeven van beschikkingen in 2025 – voor de gebouwde omgeving (variant 1), dan worden de vrijkomende biograndstoffen (31 PJ) in ADAPT voor een groot deel (ongeveer twee derde) ingezet in de industrie, in combinatie met CCS waardoor negatieve emissies worden gerealiseerd. Het restant krijgt geen andere bestemming omdat er in 2035 nog voldoende andere opties zijn om de dan geldende doelen (op weg naar klimaatneutraal in 2050) te halen. In TRANSFORM worden de vrijkomende houtige biograndstoffen voor een klein deel (20%) ingezet voor biobrandstoffen. Dit is in dit scenario effectiever dan in de industrie omdat binnen TRANSFORM geen CCS wordt toegepast. Het gebruik van houtige biograndstoffen in andere sectoren blijft op hetzelfde niveau. Binnen het gegeven reductiedoel en de aanname in het TRANSFORM-scenario dat Nederland minder energie-intensief wordt is het dus minder nodig de vrijkomende houtige biograndstoffen elders te gebruiken. Meer specifiek ligt de oorzaak in dat jaar in een sterke toename in kostencompetitieve elektrische auto's.

Als in 2040 wordt uitgefaseerd dan is de situatie anders omdat de reductiedoelen (richting CO<sub>2</sub>-neutraal in 2050) zodanig limiterend zijn dat alle beschikbare houtige biograndstoffen worden ingezet. In ADAPT worden de vrijkomende houtige biograndstoffen (8 PJ) grotendeels ingezet in de industrie (in combinatie met CCS). In TRANSFORM wordt de nog kleinere hoeveelheid die vrijkomt (4 PJ) volledig aangewend voor de productie van biobrandstoffen doordat het reductiedoel voor de bunkers in TRANSFORM strenger is dan in ADAPT. Sterker nog, zelfs een klein deel van de houtige biograndstoffen in de industrie (2 PJ van 47 PJ) wordt ingezet voor de productie van biobrandstoffen.

Figuur 4.6

### Verandering in primair energiegebruik ten opzichte van referentie door uitfasering houtige biograndstoffen in gebouwde omgeving (variant 1)



Bron: TNO

Uitfasering in 2050 heeft geen gevolgen voor de gebouwde omgeving aangezien in beide referentiescenario's de houtige biograndstoffen dan al uitgefaseerd zijn. Vooral in TRANSFORM zijn wat grotere veranderingen zichtbaar in primair energieverbruik (zie figuur 4.6), maar die zijn niet direct gerelateerd aan de uitfasering maar het gevolg van een optimalisatie door OPERA die iets afwijkt van het referentiescenario.

Een ander belangrijk resultaat is dat binnen de gebouwde omgeving het wegvallen van de houtige biograndstoffen grotendeels wordt gecompenseerd door de levering van (rest) warmte door de industrie. Omdat de houtige biograndstoffen die vrijkomen in ADAPT-2035 en 2040 vooral richting de industrie gaan, komt het er dus op neer dat die via een omweg toch weer gebruikt worden voor warmtenetten. Waarschijnlijk is dit niet in de geest van de motie-Sienot (zie hoofdstuk 6 voor een discussie daarover) en daarom is het interessanter om te analyseren wat er gebeurt als houtige biograndstoffen eveneens worden uitgefaseerd voor warmtetoepassingen in de industrie (zie paragraaf 4.2.3).

Wat betreft kosten zien we in ADAPT weinig effect van het uitfaseren van houtige biograndstoffen in alleen de gebouwde omgeving (zie figuur 4.5). In TRANSFORM is het effect wat

groter, waarbij tot aan 2040 sprake is van een *afname* van de systeemkosten tot ruim 1 miljard euro per jaar in 2035 (overeenkomend met ongeveer 1% van de totale systeemkosten). Dit komt doordat er in de referentie van wordt uitgegaan dat het vastgestelde en voorgenomen beleid zoals beschreven in de KEV 2020 wordt uitgevoerd, wat leidt tot een inzet van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving van bijna 26 PJ in 2030 en 28 PJ in 2035 (zie ook paragraaf 4.1). Wanneer de toekenning wordt overgelaten aan het model, dan leidt dit ertoe dat de houtige biograndstoffen kosteneffectiever worden ingezet in andere sectoren, met name voor de productie van geavanceerde biobrandstoffen.

Samenvattend komt het erop neer dat uitfasering van houtige biograndstoffen in uitsluitend de gebouwde omgeving een beperkte impact heeft op (de veranderingen in) het energiesysteem als geheel (zie figuur 4.6). Enerzijds omdat toepassing van houtige biobrandstoffen vanuit kosten oogpunt niet de meest voor de hand liggende optie is (biobrandstoffen, maar vooral de industrie zijn aantrekkelijker). Anderzijds omdat diezelfde houtige biograndstoffen via een omweg, de industrie, toch weer worden ingezet voor de gebouwde omgeving.

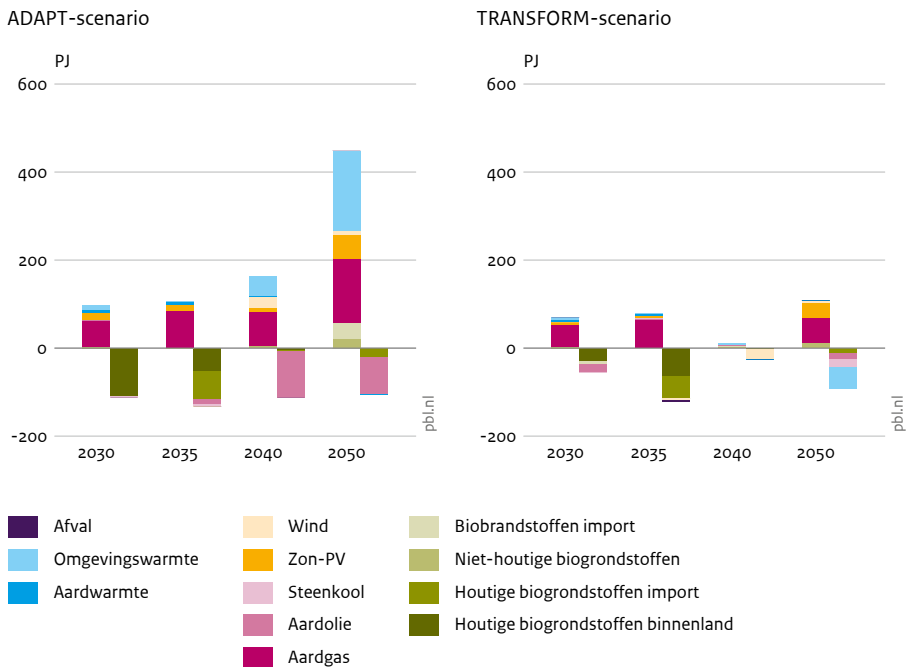
#### 4.2.3 Uitfasering in gebouwde omgeving, industrie en landbouw

Als houtige biograndstoffen ook uitgefaseerd worden in de industrie, dan heeft dat uiteraard meer impact. Als al in 2035 wordt uitgefaseerd, dan worden de vrijkomende biograndstoffen (bijna 110 PJ waarvan ongeveer de helft import in de vorm van houtpellets, zie figuur 4.7) in zowel ADAPT als TRANSFORM vrijwel niet elders ingezet, waardoor het totale gebruik van houtige biograndstoffen ten opzichte van de referentie meer dan halveert. Binnen de industriële warmteproductie wordt vooral overgeschakeld van houtige biograndstoffen zonder CCS op aardgas dat in ADAPT wordt gecombineerd met CCS. In TRANSFORM wordt ook vooral overgeschakeld op aardgas, maar aangezien CCS in dit scenario als ongewenst wordt beschouwd, zijn andere systeemveranderingen nodig om de toename in CO<sub>2</sub>-emissies te compenseren. Zo worden stoomkrakers geëlektrificeerd, wat resulteert in een kleinere rol voor afvalgassen die een hogere emissiefactor hebben dan gas. Ook wordt er een grotere reductie gerealiseerd van de niet-CO<sub>2</sub> broeikasgassen.

Als in 2040 wordt uitgefaseerd, dan worden de vrijkomende houtige biograndstoffen (bijna 450 PJ) vooral ingezet voor de productie van biobrandstoffen voor alle modaliteiten (bunkers, personenvervoer, vrachtovervoer, enzovoort). In ADAPT wordt tevens ruim 50 PJ houtige biograndstoffen vergast voor de productie van groengas (bio-SNG of biomethaan) dat wordt bijgemengd in het gasnet. Doordat meer biobrandstoffen en groengas worden geproduceerd neemt in ADAPT de consumptie van olie af (zie figuur 4.7), terwijl de industriële warmteproductie vooral overschakelt op aardgas met CCS, elektrische boilers, warmtepompen en Mechanical Vapor Recompression (MVR). Bijmenging van dit groengas in het gasnet leidt er dus toe dat houtige biograndstoffen via een omweg toch weer gebruikt worden voor warmte voor de gebouwde omgeving. In TRANSFORM zijn de veranderingen veel kleiner omdat het gebruik van houtige biograndstoffen voor de chemie sterk toeneemt (tot 72 PJ in 2040), terwijl de totale beschikbaarheid van houtige biograndstoffen veel lager is dan in ADAPT (174 PJ versus 442 PJ, zie figuur 4.2), waardoor er dus veel minder overblijft om de productie van biobrandstoffen op te voeren.

Figuur 4.7

**Verandering in primair energiegebruik ten opzichte van referentie door uitfasering houtige biograndstoffen in gebouwde omgeving, industrie en landbouw (variant 2)**



Bron: TNO

Als in 2050 wordt uitgefaseerd, dan neemt in ADAPT eveneens het gebruik van olie af dat wordt vervangen door aardgas; daarmee wordt een deel van de extra waterstof (250 PJ ten opzichte van de referentie) geproduceerd op basis van SMR waarbij de CO<sub>2</sub> wordt afgevangen. Ongeveer de helft van de extra waterstof (124 PJ) wordt bijgemengd in het gasnet (en de rest wordt gebruikt voor zwaar transport en ammoniaproductie). Een groot verschil met 2040 is dat de vrijkomende houtige biograndstoffen (waarvan er nu nog meer beschikbaar zijn, zie figuur 4.2) voor slechts 20% worden ingezet voor de productie van biograndstoffen (90 PJ). De rest (358 PJ) gaat naar de productie van groengas dat eveneens wordt bijgemengd in het gasnet, waardoor dan ruim 25% groengas stroomt (255 PJ). Hierdoor worden dus indirect nog meer houtige biograndstoffen ingezet voor de gebouwde omgeving dan in 2040. De toename van warmteproductie uit warmtepompen ('omgevingswarmte' in figuur 4.7) vindt met name plaats in de industrie. Tevens is er een significante toename in zon-PV tot het maximale potentieel van 107 GW, waarvan de opbrengst vooral wordt ingezet in de landbouw en voor een kleiner deel in de gebouwde omgeving en de industrie ten behoeve van warmtepompen.

In TRANSFORM leidt uitfasering in 2050 wederom tot minder veranderingen dan in ADAPT omdat het overgrote deel van de beschikbare houtige biograndstoffen (163 PJ) wordt ingezet als biograndstoffen voor de chemie (141 PJ, zie ook paragraaf 4.1.1). Daarnaast wordt 15 PJ hout gebruikt voor haarden en kachels in de gebouwde omgeving, en blijft er dus een kleine 7 PJ over. Dit wordt ingezet voor de binnenlandse productie van een kleine hoeveelheid biobrandstoffen. De kleine verschuivingen die verder te zien zijn in figuur 4.7 ten opzichte van het referentiescenario hebben niet zo veel te maken met het uitfaseren van houtige biograndstoffen, maar met het feit dat het model een net iets ander kosteneffectief optimum vindt (met wat meer zon en aardgas en minder omgevingswarmte, kolen en olie).

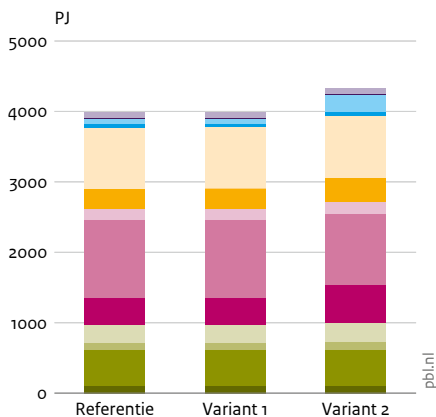
Wat betreft de kosten zien we in TRANSFORM weinig verandering ten opzichte van uitfasering in alleen de gebouwde omgeving (zie figuur 4.5). Dit komt met name doordat de beschikbare houtige biograndstoffen in 2040 en vooral in 2050 voor een groot deel al worden gebruikt als grondstof voor de chemie, waardoor uitfasering in de industrie en landbouw weinig additioneel effect heeft. In ADAPT is er wel een significantere kostentoeename van bijna 6 miljard euro per jaar in 2050. Dit wordt onder andere veroorzaakt door de beschreven sterke toename van waterstofproductie met CO<sub>2</sub>-afvang op basis van aardgas en de vergassing van houtige biograndstoffen. Beide zijn relatief dure technieken. Daarnaast moet er in andere sectoren meer gereduceerd worden, inclusief de reductie van andere broeikasgassen dan CO<sub>2</sub>.

Samenvattend: indien houtige biograndstoffen ook worden uitgefaseerd in de industrie, dan heeft dat vooral in ADAPT impact omdat in dat scenario een grote hoeveelheid houtige biograndstoffen (450 PJ) die voorheen werd gebruikt in de industrie in combinatie met CCS, wordt ingezet voor de productie van groengas in combinatie met CCS. Dit gas wordt bijgemengd in het gasnet waardoor via een omweg toch weer houtige biograndstoffen worden ingezet in de gebouwde omgeving, maar op inefficiëntere wijze en tegen hogere kosten. In TRANSFORM zijn de veranderingen voor het totale energiesysteem ten opzichte van de referentie beperkt aangezien het overgrote deel van de beschikbare houtige biograndstoffen uiteindelijk wordt ingezet als feedstock voor de chemie. Dit beeld komt ook naar voren als wordt gekeken naar de inzet van primaire energie in het eindbeeld van de transitie in 2050 (zie figuur 4.8). Alleen indien wordt uitgefaseerd in zowel de gebouwde omgeving als de industrie, is in ADAPT een significante verandering zichtbaar (meer aardgas, meer omgevingswarmte, meer zon-PV en iets minder olie). In alle andere gevallen zijn de veranderingen marginaal.

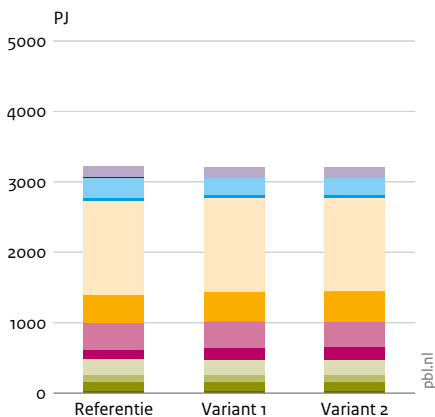
Figuur 4.8

Primair energiegebruik in eindbeeld van energietransitie, 2050

ADAPT-scenario



TRANSFORM-scenario



- Import elektriciteit
- Afval
- Omgevingswarmte
- Aardwarmte
- Wind
- Waterkracht
- Zon-PV
- Steenkool
- Aardolie
- Aardgas
- Biobrandstoffen import
- Niet-houtige biogrondstoffen
- Houtige biogrondstoffen import
- Houtige biogrondstoffen binnenland

Variant 1: Uitfasering in gebouwde omgeving

Variant 2: Uitfasering in gebouwde omgeving, industrie en landbouw

Bron: TNO



# 5 Alternatieve bronnen voor warmte

## 5.1 Inleiding

In de KEV 2020 wordt de verduurzaming van warmtenetten vooral ingevuld door biograndstoffen. Als biograndstoffen niet of minder gebruikt zouden mogen worden, zal de verduurzaming dus mogelijk vertraging oplopen. Dit is in lijn met de bevindingen van het rapport 'Inventarisatie duurzaamheid warmtenetten' dat in opdracht van EZK is uitgevoerd (Greenvis, 2020). Daarin wordt op basis van interviews geconstateerd dat de rol van biograndstoffen cruciaal is in de verduurzaming van warmtenetten. Indien houtige biograndstoffen niet of minder gebruikt zouden mogen worden dan zal de verduurzaming anders ingevuld moeten worden om aan de nieuwe Warmtewet-2 te voldoen. Die wet stelt dat warmtebedrijven in 2022 per geproduceerde GJ warmte 40 kilo CO<sub>2</sub> mogen uitstoten, en dat dit lineair moet dalen met 1,9 kilo CO<sub>2</sub> per jaar naar 25 kilo CO<sub>2</sub> per GJ in 2030. Als dit gerealiseerd moet worden zonder houtige biograndstoffen, dan zullen alternatieve warmtebronnen zoals geothermie, industriële restwarmte, aquathermie en zonthermie versneld ontwikkeld moeten worden. Als dat op bepaalde plaatsen niet mogelijk is, kan dat tot gevolg hebben dat plannen voor nieuwe warmtenetten niet (kunnen) doorgaan. In dat geval zullen duurzame gebouwgebonden warmtebronnen moeten worden ingezet, waarbij soms extra isolatie nodig is. In dit hoofdstuk geven we een overzicht van de alternatieven voor duurzame warmteopwekking anders dan biograndstoffen: wat is de stand der techniek, hoe snel kunnen deze alternatieven worden uitgerold en wat zijn de kosten?

## 5.2 Alternatieve warmtebronnen

### 5.2.1 Warmtebronnen voor warmtenetten

In plaats van biograndstoffen kunnen warmtenetten in principe gebruikmaken van verschillende alternatieve CO<sub>2</sub>-neutrale of -arme warmtebronnen, zoals geothermie, industriële restwarmte, aquathermie en zonthermie.

#### **Productiekosten**

Volgens de kostencijfers uit het 'Eindadvies SDE++ 2020' (PBL, 2020a) zijn de productiekosten per vermeden ton CO<sub>2</sub> van warmte uit met B-hout gestookte biomassacentrales het laagst (119 euro/ton CO<sub>2</sub>), gevolgd door die van industriële restwarmte zonder warmtepomp (148 euro/ton CO<sub>2</sub>), diepe geothermie met een vermogen van 24 MW (191 euro/ton CO<sub>2</sub>) en met snoeihout gestookte biomassacentrales (195 euro/ton CO<sub>2</sub>) (zie figuur 5.1 en tabel 5.1).

De productiekosten van de overige warmtebronnen – waaronder met pellets gestookte biomassacentrales – zijn allemaal hoger dan 200 euro/ton CO<sub>2</sub>. De technieken met erg hoge kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub> – zoals aquathermie, zonthermie en ondiepe geothermie – lopen de kans geen subsidie uit het SDE++-budget te krijgen, omdat de toekenning geschied op volgorde van technieken met de laagste subsidie-intensiteit (oftewel de grootste CO<sub>2</sub>-reductie per subsidie-euro). Sommige warmtebronnen worden in figuur 5.1 meer dan één keer genoemd, met verschillende vermogens, vollasturen en productiekosten. In het algemeen geldt dat de productiekosten van bronnen hoger zijn als het vermogen kleiner is en/of er minder vollasturen worden gemaakt. Dat geldt vooral als de investeringskosten zwaarder in de productiekosten meetellen dan de operationele kosten (waaronder grondstofkosten).

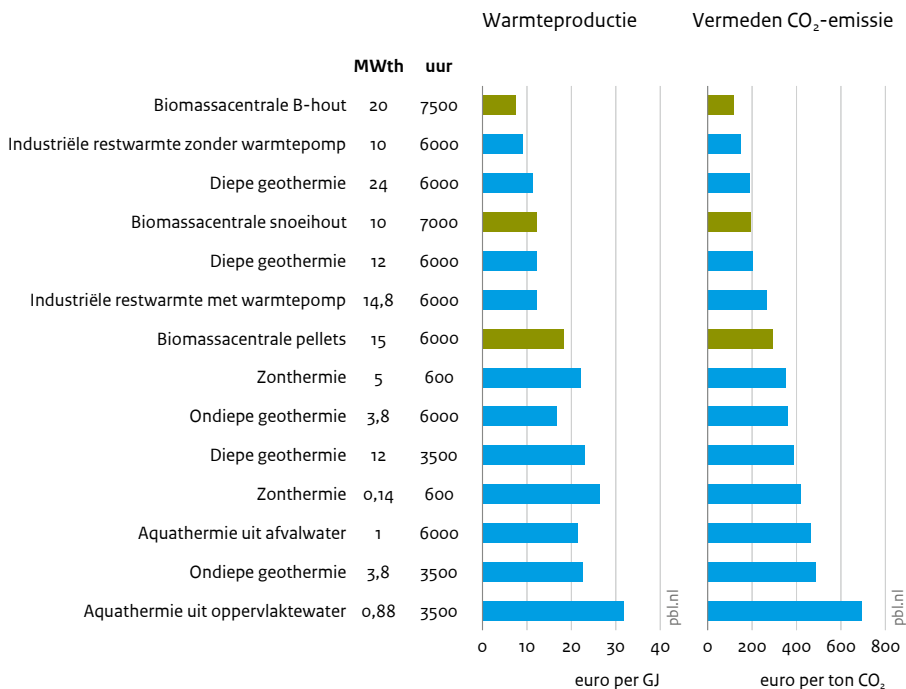
De in figuur 5.1 en tabel 5.1 genoemde vermogens van de technieken zijn gebruikt als referentievermogen bij de berekening van de productiekosten in het SDE-eindadvies (PBL, 2020a), en geven een indicatie van de typische schaalgrootte van de verschillende technieken. Met name ondiepe geothermie, aquathermie en zonthermie hebben een relatief laag vermogen per project ten opzichte van biomassacentrales, diepe geothermie en industriële restwarmte. Er wordt dus per project minder CO<sub>2</sub>-vrije of -arme energie opgewekt. Alleen al om die reden is het lastiger om met die technieken een hoog verduurzamingstempo te realiseren.

### ***Beschikbaarheid en toepasbaarheid***

Naast de productiekosten zijn ook – of vooral – de toekomstige beschikbaarheid en toepasbaarheid van de verschillende warmtebronnen relevant. Met toepasbaarheid wordt bedoeld dat een warmtebron weliswaar ter plekke beschikbaar kan zijn, maar bijvoorbeeld een te laag temperatuurniveau heeft om geschikt te zijn voor invoeding op een bestaand hogetemperatuurwarmtenet. In dat geval is de warmtebron niet toepasbaar voor dat net, maar wellicht wel voor een lagetemperatuurwarmte-net. Daarvan zijn er echter nog weinig in Nederland. In 2030 zullen de beschikbaarheid en toepasbaarheid van de meeste alternatieve warmtetechnieken nog beperkt zijn. Hieronder wordt per techniek besproken wat de stand der techniek is en hoe groot de waarschijnlijkheid is dat die na 2030 een substantiële bijdrage kan leveren aan de duurzame warmtevoorziening van warmtenetten. In het algemeen geldt dat dat sterk afhankelijk is van hoe zwaar de komende jaren wordt ingezet op de verdere ontwikkeling van die technieken.

Figuur 5.1

Kosten uit rangschikkingstabel eindadvies 2020 SDE++



Bron: PBL

**Diepe geothermie**

Bij diepe geothermie wordt heet water (warmer dan 70 °C) uit de diepe ondergrond<sup>26</sup> gebruikt als warmtebron voor de glastuinbouw of voor een warmtenet voor de gebouwde omgeving. In grote delen van Nederland is nog nauwelijks onderzocht of de ondergrond geschikt is om geothermie te leveren; bepaalde delen van Zuid-Holland, Noord-Holland, Noord-Brabant, Friesland en Groningen hebben wel potentie.<sup>27</sup> Volgens Berenschot & Panterra (2020) kan geothermie op termijn 88 PJ aan warmte leveren voor de gebouwde omgeving, waarbij het voor 38 PJ de goedkoopste duurzame optie is en voor 50 PJ aanvullend kan zijn op technieken die ter plaatse het goedkoopste alternatief zijn (zoals industriële restwarmte). Deze studie is echter gebaseerd op een technisch-economische analyse en geeft niet aan wanneer deze potentiëlen gerealiseerd kunnen worden.

<sup>26</sup> Vanaf de basis van de Noordzee Groep tot 4.000 meter (PBL, 2020a). De Noordzee Groep is de bovenste aardlaag onder Nederland. De diepte van de basis (onderkant) van de Noordzee Groep varieert onder Nederland tussen 1.000 en 1.800 meter.

<sup>27</sup> Zie: <https://www.thermogis.nl/mapviewer>.

Tabel 5.1

### Investerings- en productiekosten voor verschillende warmtebronnen voor warmtenetten, exclusief kosten warmtenet

Techniek	Referentie- vermogen (MWth)	Temperatuur (°C)	Investerings- kosten (miljoen € per MWth)	Productie- kosten (€ per GJ warmte- input)	Vollasturen	Productie- kosten (€ per vermeden ton CO <sub>2</sub> )
Diepe geothermie	24	70 - 90	0,86	11,4	6.000	191
Diepe geothermie	12	70 - 90	1,36	12,2 23,1	6.000 3.500	202 390
Ondiepe geothermie	3,8	75	1,26*	16,7 22,5	6.000 3.500	361 488
Aquathermie oppervlaktewater	0,88	50 - 75	2,4**	31,9	3.500	693
Aquathermie afvalwater	1	50 - 75	1,9*	21,4	6.000	463
Industriële restwarmte	10	75	1,4	9,2	6.000	148
Industriële restwarmte	14,8	75	1,0*	12,2	6.000	267
Zonthermie	0,14	n.b.	0,53	26,4	600	420
Zonthermie	5	n.b.	0,42	22,2	600	354
Biomassacentrale snoeihout	10	90 of hoger	0,66	12,2	7.000	195
Biomassacentrale B-Hout	20	90 of hoger	0,88	7,5	7.500	119
Biomassacentrale houtpellets	15	90 of hoger	0,56	18,3	6.000	292

Bron: PBL (2020a)

\*Inclusief (collectieve) warmtepomp

\*\*Inclusief collectieve warmtepomp en WKO

De techniek is – afhankelijk van het vermogen van de bron – voorbehouden voor het leveren van basislast aan warmtenetten met minimaal 4.000 tot 10.000 aansluitingen<sup>28</sup> (ECW, 2020b). Door het grote aantal benodigde aansluitingen lijkt de techniek vooral geschikt voor stedelijke gebieden met een bestaand warmtenet en/of voor bedrijventerreinen met een groot aantal utiliteitsgebouwen. De hoge temperatuur van het opgepompte water maakt dat een diepe geothermiebron rechtstreeks kan invoeden op bestaande warmtenetten.

<sup>28</sup> Bij een kleine bron van 7 MW gaat het om ongeveer 4.000 woningen, bij een grotere bron van 20 MW om ongeveer 10.000 woningen.



Het aanboren van een geothermiebron.  
Foto: PureBudget

Als er een nieuw warmtenet wordt ontwikkeld in combinatie met de bouw van nieuwbouwwoningen zal het geruime tijd duren voordat het vereiste aantal afnemers is gehaald. Gedurende die ‘vollooperperiode’ zal gebruik moeten worden gemaakt van een andere (tijdelijke) warmtebron. Als die bron duurzaam moet zijn, komt daarvoor waarschijnlijk alleen een biomassacentrale in aanmerking.

In de praktijk is er in Nederland nog nauwelijks ervaring met geothermie in de gebouwde omgeving. De 19 werkende Nederlandse geothermiebronnen – met een totale warmteproductie van 5,6 PJ in 2019 – worden vooral voor het verwarmen van kassen gebruikt (PBL, 2020b). In de gebouwde omgeving is dat minder dan 0,1 PJ. Alleen in Den Haag en Leeuwarden wordt op korte termijn waarschijnlijk geothermie in de gebouwde omgeving toegepast. Die projecten hebben een lange doorlooptijd gehad: in Leeuwarden is in 2013 gestart en in Den Haag in 2010 (Agentschap NL, 2011). De verwachting is dat de doorlooptijd van eventuele toekomstige geothermieprojecten minstens 5 tot 8 jaar zal zijn; door het grote aantal betrokken partijen zijn geothermieprojecten organisatorisch complex en duren vergunningstrajecten vaak lang. De KEV 2020 raamt daarom dat de warmteproductie voor stadsverwarming uit geothermie in 2030 is toegenomen tot slechts 2 PJ. In de glastuinbouw zal het gebruik van geothermie naar verwachting toenemen van 5,6 PJ in 2019 naar 15 PJ in 2030.

### **Ondiepe geothermie**

Bij ondiepe geothermie wordt warm water uit aardlagen vanaf 500 meter tot de Noordzee Groep gebruikt als warmtebron. Het typische vermogen per bron is 3,8 MW (zie tabel 5.1). De temperatuur van het opgepompte water bedraagt 20 tot 55 °C. Om geschikt te zijn voor ruimteverwarming zijn warmtepompen nodig in combinatie met goede isolatie en lagetemperatuurverwarming. De temperatuur kan ook met een collectieve warmtepomp worden verhoogd tot 50 tot 70 °C. Ondiepe geothermie is door het relatief lage vermogen en de relatief lage temperatuur vooral geschikt voor gebouwen of kleine lagetemperatuurwarmtenetten, en niet voor bestaande hogetemperatuurnetten (90-120 °C).

### **Industriële restwarmte**

Industriële restwarmte is warmte die niet meer binnen een bedrijf zelf kan worden gebruikt. De hoeveelheid restwarmte uit de industrie die aan stadsverwarmingsnetten wordt geleverd, was in 2019 nog beperkt (PBL, 2020b). Bestaande projecten zijn de levering van warmte door Shell aan het warmtenet in Rotterdam en levering vanuit Chemelot aan Het Groene Net in Sittard-Geleen. Verder zijn er bij diverse datacenters plannen om restwarmte te gaan leveren (ECW, 2020b). Dat is lagetemperatuurrestwarmte die nog moet worden opgewaardeerd om bruikbaar te zijn voor het verwarmen van woningen. De temperatuur en de afstand tot een (bestaand) warmtenet zijn belangrijke factoren voor de haalbaarheid van een restwarmteproject.

Het Expertise Centrum Warmte (ECW) verwacht dat de groei vooral komt vanuit de grote industriële clusters, maar dat er ook bij de meer solitaire industrieën kansen zijn, zeker als er dichtbij al een warmtenet ligt. Restwarmte zou in Zuid-Holland ongeveer 4 PJ kunnen bijdragen, waarvan 1 PJ in bestaande netten, en 3 PJ nieuwe warmtenetten (Bolscher et al., 2020). De warmterotonde – een transportleiding die het Rijnmondgebied verbindt met diverse steden – speelt daarbij een belangrijke rol. In andere provincies met een industrieel cluster (Zeeland, Groningen, Limburg) ontbreekt een dergelijke transportinfrastructuur vooralsnog. De KEV 2020 geeft aan dat het onzeker is wat de toekomstige bijdrage is van restwarmte uit de industrie. Dit hangt onder andere af van de vraag of een koppeling tot stand kan komen van de industrie aan warmtenetten, zoals via WarmtelinQ<sup>29</sup> in Zuid-Holland. In de raming van de KEV 2020 is dit nog niet meegenomen omdat nog onderzocht wordt of WarmtelinQ technisch, financieel en commercieel haalbaar is.

### **Aquathermie**

Bij aquathermie wordt warmte of koude met een warmtepomp uit oppervlaktewater, afvalwater van een rioolwaterzuiveringsinstallatie (RWZI) of drinkwater gewonnen. Deze technologie kan dus alleen in de nabijheid van oppervlaktewater, een RWZI of een drinkwaterstation worden toegepast. De gewonnen warmte of koude wordt in de bodem opgeslagen om op een ander tijdstip beschikbaar te zijn (WKO). Voor een rendabel project

---

<sup>29</sup> WarmtelinQ staat ook wel bekend als Leiding door het Midden. Het loopt van de Rotterdamse haven naar het centrum van Den Haag en heeft bij Delft een aftakking naar het Westland en de kassen (<https://www.gasunie.nl/expertise/warmte/warmtelinq>).

zijn minimaal 50 woningen nodig en een minimale bebouwingsdichtheid van circa 20 woningen per hectare (ECW, 2020b). Bij gebruik in een lagetemperatuurwarmtenet (circa 40 °C) moeten de woningen goed geïsoleerd zijn en is een lagetemperatuur-afgiftesysteem nodig. Om warm tapwater te maken is een individuele warmtepomp nodig. Bij een middentemperatuurwarmtenet (circa 70 °C)<sup>30</sup> gelden minder hoge eisen voor de isolatie en zijn de al aanwezige radiatoren meestal afdoende. Er is dan wel een collectieve warmtepomp nodig die de temperatuur van het water verhoogt tot het gewenste niveau.

Op [www.aquathermie.nl](http://www.aquathermie.nl) wordt een overzicht gegeven van 61 aquathermieprojecten, met een warmtelevering die varieert van minder dan 100 tot 50.000 GJ. Het merendeel van de projecten levert minder dan 10.000 GJ en voorziet een paar honderd huizen van warmte. Vanwege de relatief hoge productiekosten (zie figuur 5.1) en de kleinschaligheid van aquathermie is het aannemelijk dat deze techniek ook in de toekomst een bescheiden bijdrage zal leveren aan de warmtevoorziening met warmtenetten. De KEV 2020 veronderstelt in 2030 nog geen substantiële bijdrage van aquathermie.

### **Zonthermie**

Zonthermie is de benutting van de energie van de zon in de vorm van warmte. Als de temperatuur niet hoog genoeg is, kan zonnewarmte gecombineerd worden met een warmtepomp (ECW, 2020b). De techniek lijkt om meerdere redenen niet erg kansrijk om in de toekomst een substantiële bijdrage te leveren aan de warmtevoorziening van warmtenetten: de techniek is relatief duur (zie figuur 5.1), het aantal vollasturen is laag en bovendien geconcentreerd in de zomer als er weinig warmtevraag is, en er zijn voor collectieve installaties tamelijk grote oppervlaktes nodig. Een installatie met een vermogen van 140 kilowatt heeft een oppervlakte van 200 m<sup>2</sup>. Een installatie van 5 MW heeft dus een oppervlakte van 0,7 hectare nodig.<sup>31</sup> De KEV 2020 raamt voor de gebouwde omgeving (woningen, diensten) 1,4 PJ in 2030, maar dit zijn vooral individuele systemen op daken van woningen en gebouwen en dus geen collectieve systemen.

### **Hulpketels en warmtepompen**

De hier besproken technieken zijn vooral geschikt om basislast te leveren als het buiten niet te koud is. Om in de piekvraag te voorzien op koude winterdagen, zijn hulpketels noodzakelijk. Deze leveren normaal gesproken 20-25% van de totale warmtevraag. De huidige hulpketels worden meestal gestookt met aardgas. Als CO<sub>2</sub>-neutrale brandstof voor hulpketels komt – naast biograndstoffen – in principe groengas in aanmerking, maar de beschikbaarheid

---

<sup>30</sup> De temperatuur moet dan met een collectieve warmtepomp worden verhoogd.

<sup>31</sup> In de wijk Noorderplassen West in Almere levert een zonnecentrale, bestaande uit 520 grondgebonden zonnecollectoren met een totaal oppervlak van 7000 m<sup>2</sup>, warmte aan ongeveer 300 woningequivalenten. De zonnecentrale is daarmee goed voor levering van ongeveer 10% van de warmtevraag van de wijk Noorderplassen West (TNO & CBS, 2020).

daarvan is beperkt. In de verdere toekomst zal mogelijk groene of blauwe waterstof<sup>32</sup> kunnen worden ingezet; de ontwikkeling daarvan is echter nog in de opstartfase.

Bij een aantal van de besproken warmtebronnen – met name restwarmte van datacenters, ondiepe geothermie, aquathermie en zonthermie – is de temperatuur te laag om direct warm tapwater te maken, en ook voor ruimteverwarming is het vaak nodig om de temperatuur te verhogen (ECW, 2020a). De warmte kan collectief, of individueel per woning, met warmtepompen op een voldoende hogere temperatuur worden gebracht. Als daarvoor elektriciteit van het elektriciteitsnet wordt gebruikt zal dat – zolang er in de elektriciteitssector gas- en kolencentrales worden ingezet – leiden tot CO<sub>2</sub>-emissies. Volgens de KEV 2020 zal het aandeel hernieuwbare elektriciteit in 2030 naar verwachting 75% bedragen en daarna verder toenemen.

### 5.2.2 Gebouwbonden verwarmingsbronnen

Bij bestaande warmtenetten ligt het niet voor de hand om het warmtenet te verwijderen als biograndstoffen als warmtebron wegvallen, maar eerder om over te schakelen op een andere – duurzame of niet-duurzame – warmtebron. Bij warmtenetten die nog moeten worden aangelegd, kan het wegvallen van biograndstoffen als warmtebron wel aanleiding zijn om de verduurzamingsopgave in plaats van met een warmtenet met gebouwbonden maatregelen te realiseren. Mogelijk is dit zelfs noodzakelijk als er ter plaatse geen alternatieve duurzame warmtebronnen voor het beoogde warmtenet beschikbaar zijn. Technieken waar al ervaring mee is opgedaan zijn warmtepompen, groengas en hybride systemen (warmtepomp in combinatie met gas). Voor de verdere toekomst (na 2030) wordt gedacht aan groene of blauwe waterstof. Deze technieken worden hieronder besproken.

Een relevante vraag is of het mogelijk is het uitroltempo zodanig te verhogen dat daarmee het eventuele wegvallen van duurzame warmtenetten als gevolg van het uitfasen van biograndstoffen kan worden gecompenseerd. Net als bij de hiervoor behandelde warmtebronnen zal dit sterk afhangen van hoe zwaar er wordt ingezet op de ontwikkeling en uitrol van de gebouwbonden opties.

#### **All-electric**

Door over te schakelen op elektrische warmtepompen en inductiekookplaten kunnen woningen van het aardgas worden afgekoppeld en volledig op elektrisch verwarmen en koken overgaan. Een warmtepomp bespaart energie, maar is – zolang elektriciteit van het net deels fossiel is – alleen CO<sub>2</sub>-neutraal als er voldoende zonnepanelen op de woning worden geïnstalleerd om op jaarbasis de benodigde elektriciteit op te wekken.<sup>33</sup>

---

<sup>32</sup> Groene waterstof is via elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit uit water geproduceerd; blauwe waterstof is geproduceerd uit een fossiele brandstof (bijvoorbeeld aardgas), waarbij de CO<sub>2</sub> wordt afgevangen en opgeslagen (CCS).

<sup>33</sup> Zonnepanelen produceren vooral in de zomer en warmtepompen verbruiken vooral in de winter, maar zolang de elektriciteit van particuliere zonnepanelen mag worden gesaldeerd maakt het voor het individuele huishouden niet uit op welk moment in het jaar de elektriciteit is geproduceerd. Voor het energiesysteem uiteraard wel.



Zoals gezegd zal volgens de KEV 2020 het aandeel hernieuwbare elektriciteit in 2030 naar verwachting 75% bedragen en daarna verder toenemen.

De elektrificatie van een gangbare bestaande tussenwoning vereist niet alleen isolatie naar label B en een – in vergelijking tot een hr-ketel dure – warmtepomp, maar ook vervanging van gewone radiatoren door een lagetemperatuursysteem (zoals vloer- en muurverwarming). Als de benodigde elektriciteit met eigen zonnepanelen wordt opgewekt kan de totale investering voor een label D woning oplopen tot 40.000 euro (Schilder & van der Stark, 2020). Volgens de Startanalyse zullen de kosten in 2030 door leereffecten wel aanzienlijk lager zijn: de gemiddelde kosten voor het all-electric maken van een rijwoning die tussen 1946 en 1964 is gebouwd<sup>34</sup> bedragen volgens de Startanalyse (afgerond) 15.000 tot 22.000 euro (PBL, 2020d). Daarin zijn uitgespaarde kosten voor de vermeden aanschaf van een nieuwe hr-ketel meegenomen. Bij een groot aandeel all-electric in een wijk kan verzwaring van het elektriciteitsnet nodig zijn. De nationale kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub> voor het gebruik van all-electric dat in bestaande wijken wordt aangelegd zijn daarbij meestal ongeveer vergelijkbaar met die van het gebruik van een nieuw warmtenet dat in een bestaande wijk is aangelegd.<sup>35</sup> Overigens zal het in oude stadswijken met veel monumentale gebouwen niet altijd mogelijk zijn om de voor all-electric vereiste isolatiegraad te halen, maar zal ook de aanleg van een warmtenet problematisch kunnen zijn. In dat geval komt feitelijk alleen groengas – of op de langere termijn mogelijk groene of blauwe waterstof – als verduurzamingsoptie in aanmerking. In situaties waarbij een nieuwe wijk wordt gebouwd zullen de kosten voor all-electric aanzienlijk lager zijn, maar dat geldt ook voor de aanleg van een warmtenet. Informatie over de hoogte van die kosten is niet gevonden.

Volgens de KEV 2020 waren in 2020 bijna 260.000 nieuwbouwwoningen all-electric, een toename van 125.000 ten opzichte van 2015. Er waren 8.000 bestaande woningen gerenoveerd tot all-electric. Voor 2030 raamt de KEV 2020 ongeveer 665.000 all-electric nieuwbouwwoningen en 35.000 all-electric bestaande woningen. Om een eventueel verlies van duurzame warmte uit warmtenetten door het uitfasen van biograndstoffen te compenseren, zullen echter nog (veel) hogere groeitempo's moeten worden gerealiseerd.

### **Hybride warmtepomp**

De hybride warmtepomp bestaat uit een kleine elektrische luchtwarmtepomp in combinatie met een cv-ketel op gas. De warmtepomp kan als apart systeem toegevoegd worden aan de bestaande cv-ketel of als één geïntegreerd toestel aangeschaft worden bij vervanging van de cv-ketel. De installatie bestaat uit een binnen- en een buitenunit. Tot een buitenlucht-

---

<sup>34</sup> Met gemiddeld label D. Voor oudere woningen zijn de investeringskosten iets hoger, voor nieuwere woningen zijn ze aanmerkelijk lager.

<sup>35</sup> Ter illustratie: volgens de Startanalyse aardgasvrije buurten (versie 2020) zouden de nationale kosten voor warmtepompen in de wijk Buiten Wittevrouten 511 euro/ton CO<sub>2</sub> bedragen, en die voor een middentemperatuurwarmtenet met geothermie 445 euro/ton CO<sub>2</sub>. In nationale kosten worden overdrachten zoals energiebelasting en eventuele subsidies niet meegenomen. Daardoor wijken ze af van – waarschijnlijk zijn ze lager dan – de werkelijke kosten voor de eindgebruiker. De Startanalyse vermeldt niet hoe hoog de eindgebruikerskosten zijn.

temperatuur van circa 2 °C wekt de warmtepomp efficiënt de benodigde warmte op. Is het kouder of als er warm tapwater nodig is, dan springt de gasketel bij (ECW, 2020b). Een hybride systeem stelt minder zware eisen aan de isolatie en het warmteafgiftesysteem van een woning, waardoor de totale investeringskosten lager zijn dan bij all-electric. Afhankelijk van de isolatiegraad en het warmteafgiftesysteem verbruikt een hybride systeem ongeveer 40 tot 80% minder aardgas dan een conventionele hr-ketel (PBL, 2014). Voor echte verduurzaming zou voor de gasketel groengas of CO<sub>2</sub>-neutraal waterstof moeten worden gebruikt. De beschikbaarheid van deze gassen vormt voorlopig nog een knelpunt, zoals hierna wordt besproken.

### **Groengas**

Groengas is gas uit biograndstoffen dat opgewerkt is tot aardgaskwaliteit en via het bestaande gasnet naar de gebouwen kan. Op dit moment wordt groengas meestal geproduceerd op basis van vergistingsprocessen van onder meer slib, afval van stortplaatsen, tuinafval, groente- en fruitafval, en dierlijke restproducten zoals koeienmest of varkensmest. Maar het kan ook worden verkregen door vergassing van houtige biograndstoffen of door superkritische vergassing van natte biograndstoffenstromen, technieken die nu in ontwikkeling en nog nauwelijks beschikbaar zijn. Voor de gebruiker is groengas gelijk aan aardgas en zijn er geen aanpassingen nodig in gasteinstellen. Groengas is beperkt beschikbaar: de productie bedraagt op dit moment 180 miljoen m<sup>3</sup> (5,7 PJ) per jaar, oftewel 0,4% van het huidige totale aardgasverbruik in Nederland. In het (nog te publiceren) achtergrondrapport van de Startanalyse is een overzicht gegeven van ramingen voor de groengasproductie in 2030 in verschillende studies. De ramingen variëren van jaarlijks 300 miljoen m<sup>3</sup> (11 PJ) tot 3.000 miljoen m<sup>3</sup> (106 PJ). Bij de lage ramingen wordt groengas vooral via vergisting geproduceerd, bij de hoge ramingen wordt ook vergassing van biograndstoffen ingezet. Volgens het achtergrondrapport staat vergassing nog aan de start van haar ontwikkeling en is het daarmee nog onzeker hoe deze technologie zich verder gaat ontwikkelen. In het Klimaatakkoord wordt een beeld geschetst dat er op de lange termijn 2 miljard m<sup>3</sup> groengas beschikbaar komt voor de gebouwde omgeving. De Startanalyse schat in dat daarvan 0,5 miljard m<sup>3</sup> kan worden benut om hulpketels van warmtenetten te verduurzamen, waardoor er 1,5 miljard m<sup>3</sup> overblijft voor verwarming van gebouwen (woningen en bedrijven). Groengas zou dan bij voorkeur moeten worden ingezet in buurten waar andere verduurzamingsopties erg duur zijn.



Biogasinstallatie in Well (Limburg) waar uit groentereststromen (vooral wortels) door vergisting biogas wordt gemaakt. Dit gaat naar een opwerkingsinstallatie waarin het biogas wordt gescheiden in aardgas (CH<sub>4</sub>) en vloeibare kooldioxide. De kooldioxide wordt onder andere toegepast in tuinderskassen.

### ***CO<sub>2</sub>-neutrale of -arme waterstof***

Waterstofgas kan aardgas vervangen met beperkte aanpassingen aan het gasnet en de gasapparatuur in de woningen. Binnen een buurt moet in één keer worden omgeschakeld als het bestaande gasnetwerk voor waterstof gebruikt wordt. Bij de eindgebruikers zal alle gasapparatuur aangepast moeten worden.

CO<sub>2</sub>-neutrale of -arme waterstof speelt in de periode tot 2030 naar verwachting geen significante rol in de verduurzaming van de gebouwde omgeving (ECW, 2020b). Zowel groene als blauwe waterstof wordt nog niet op enige schaal in Nederland of elders geproduceerd. Er zijn weliswaar plannen van grote bedrijven om dat de komende jaren te gaan doen, maar het is onzeker in hoeverre die plannen doorgaan. Vooral de productie van groene waterstof via elektrolyse is momenteel dermate duur dat de SDE++ niet de volledige onrendabele top vergoedt. Volgens het eindadvies van de SDE++ 2020 (PBL, 2020a) bedragen de gemiddelde productiekosten van groene waterstof in de periode 2020 tot 2035 bij continubedrijf (ongeveer 8.000 uur per jaar) ongeveer 5 euro per kilogram (oftewel 35 euro per GJ).<sup>36</sup> Bij continubedrijf is elektriciteit van het net in die periode echter nog niet CO<sub>2</sub>-vrij. De SDE++ subsidieert alleen – gedeeltelijk – de waterstof die geproduceerd wordt op de momenten dat de elektriciteit wel CO<sub>2</sub>-vrij is; de 2.000 tot 3.000 uur waarin er

<sup>36</sup> Eén kilogram waterstof heeft een energie-inhoud van 141 MJ higher heating value (HHV). Dat is vergelijkbaar met de energie-inhoud van ongeveer 4 m<sup>3</sup> aardgas.

voldoende aanbod is van zonne- en windstroom. De productiekosten bedragen dan meer dan 10 euro per kilogram waterstof; daarvan wordt minder dan 30% gesubsidieerd (EZK, 2020b). Ook de productie uit aardgas in combinatie met CCS (zogenoemde blauwe waterstof) is voorlopig aanzienlijk duurder dan het rechtstreekse gebruik van aardgas in de gebouwde omgeving. Volgens het eindadvies van de SDE++ 2020 bedroegen de productiekosten van waterstof uit aardgas in 2019 1,33 euro per kilogram waterstof. De kosten voor het afvangen van de CO<sub>2</sub> die daarbij vrijkomt<sup>37</sup> zijn 1,03 euro per kilogram waterstof. De totale kosten (exclusief opslag) zijn dus 2,36 euro per kilogram waterstof, oftewel bijna 17 euro per GJ. Alleen voor het CCS-deel kunnen bedrijven meedingen in de SDE++, in dit geval voor de volledige onrendabele top.

Na 2030 voorziet de Startanalyse een grotere beschikbaarheid van blauwe en/of groene waterstof. Hoewel ook sectoren zoals de industrie of het zware transport gebruik zullen willen maken van waterstof, kan volgens de Startanalyse een aanzienlijk deel van de warmtevraag in de gebouwde omgeving worden ingevuld tegen de laagste nationale kosten (PBL, 2020c).

---

<sup>37</sup> Per kilogram waterstof komt 9 kilogram CO<sub>2</sub> vrij.

# 6 Discussie en conclusies

Het kabinet heeft de ambitie om ‘zo snel als dat haalbaar en betaalbaar mogelijk is, de subsidiëring van houtige biograndstoffen voor laagtemperatuurwarmte te beëindigen en hiertoe de komende jaren een actief beleid te voeren voor een voortvarend afbouwpad met een gelijktijdige opbouw van alternatieven’. Het kabinet beoogt hiermee de ‘infasering’ van het gebruik van biograndstoffen ten behoeve van laagwaardige toepassingen te voorkomen, opdat dit gebruik niet op een later moment weer uitgefaseerd hoeft te worden. Deze ambitie is beschreven in de Kamerbrief over het duurzaamheidskader voor biograndstoffen van 16 oktober 2020 (EZK & IenW, 2020).

Het kabinet geeft daarmee een vervolg op een eerdere brief (van 1 juli 2020) waarin het, in reactie op de motie-Sienot (Sienot et al., 2020), had aangekondigd een eindjaar voor de subsidiëring van warmteproductie met vaste houtige biomassa op te nemen in het duurzaamheidskader voor biomassa. Daarnaast wilde het kabinet een uitfaseringsstrategie opstellen waarin op hoofdlijnen wordt toegelicht hoe het gebruik van vaste houtige biomassa voor warmte wordt afgebouwd. Het kabinet kondigde in deze brief tevens aan het PBL om advies te vragen over deze uitfaseringsstrategie.

De toevoeging dat het bij de uitfasering zou gaan om toepassing voor laagtemperatuurwarmte stond nog niet in de brief van juli. Ook is in die brief sprake van het afbouwen van het gebruik van houtige biograndstoffen in plaats van het beëindigen van de subsidiëring. In dit advies gaan we daarom niet alleen in op de gevolgen voor de verduurzaming van de gebouwde omgeving, maar ook kort op de gevolgen voor de verduurzaming van de industrie. Daarnaast bespreken we zowel het stoppen van subsidies als het uitfaseren van het gebruik van houtige biograndstoffen, waarbij zowel naar de gevolgen voor de doelen op korte termijn (2030) als die op de langere termijn (tot 2050) is gekeken. We komen tot de onderstaande bevindingen.

## ***De huidige inzet van houtige biograndstoffen in warmtenetten is beperkt en betreft vooral reststromen uit Nederland***

Het totale gebruik van houtige biograndstoffen is in 2019 ongeveer 55 PJ (zie tabel 2.2). Het gebruik van (hoofdzakelijk houtige) biograndstoffen voor de levering van warmte door warmtenetten is beperkt: zo’n 20% van de totale warmtelevering (zie hoofdstuk 2). Hiervan bestaat bijna 80% uit houtige reststromen uit Nederland, en het overige deel uit geïmporteerde houtpellets. De grootste inzet van houtpellets is in de bij- en meestook in elektriciteitscentrales (16 PJ in 2019, toenemend tot ruim 24 PJ in 2021, zie figuur 3.1), waarbij één centrale – de Amercentrale van RWE – tevens warmte levert voor meer dan

36.000 huishoudens. Het kabinet heeft reeds aangegeven voor deze toepassing geen nieuwe subsidiebeschikkingen meer af te geven. Na het aflopen van de subsidieperiode tussen 2027 en 2029 zal de bij- en meestook van houtpellets naar verwachting worden gestaakt. Overigens is het gebruik van vers hout en afvalhout voor kachels en haarden in huishoudens in 2019 ruim 16 PJ, dus net zoveel als de bij- en meestook.

### ***Bij ongewijzigd beleid zullen de inzet van houtige biograndstoffen en het relatieve aandeel van houtpellets in warmtenetten de komende jaren stijgen***

Bij ongewijzigd beleid zal het gebruik van (vooral houtige) biograndstoffen in warmtenetten tot 2023 stijgen tot ruim 11 PJ (ruim 30% van de warmteproductie voor warmtenetten), waarvan meer dan de helft geïmporteerde houtpellets (zie tabel 2.4). In de jaren daarna is een verdere stijging te verwachten ten einde te voldoen aan de afspraken uit het Klimaatakkoord en de (nog vast te stellen) Warmtewet 2.0. Het Klimaatakkoord stelt dat warmtebedrijven een groei in stadswarmte zullen realiseren die resulteert in een warmtelevering van 40 PJ in 2030 (=53 PJ warmteproductie bij een warmteverlies van 25%), waarbij 70% emissiereductie moet worden behaald (tot 18,9 kg CO<sub>2</sub>/GJ in 2030). Zonder restricties zal de inzet van houtige biograndstoffen daarin een belangrijke rol spelen. In het Klimaatakkoord zijn daar geen expliciete afspraken over gemaakt, maar op basis van de verwachte situatie in 2023 en de KEV 2020 zal de warmteproductie op basis van biograndstoffen in 2030 minimaal 15 PJ zijn (overeenkomend met ruim 11 PJ warmtelevering). Daarvoor zullen bijna 17 PJ biograndstoffen nodig zijn (op basis van een verbrandingsefficiëntie van 90%). Voor een deel van deze warmteproductie zijn reeds subsidiebeschikkingen afgegeven (ongeveer 8 PJ, zie figuur 3.3). Mede gezien de lopende discussies over de (on)wenselijkheid van het toepassen van houtige biograndstoffen is het echter niet zeker dat de betreffende installaties ook werkelijk zullen worden gerealiseerd.

### ***Als alternatieven onvoldoende worden gestimuleerd, zal het beperken van de subsidiëring van biograndstoffen voor warmtenetten het verduurzamingstempo vertragen***

Alternatieven zoals industriële (rest)warmte, geothermie, zonthermie en aquathermie zijn niet overal beschikbaar en in veel gevallen duurder dan houtige biomassa (zie figuur 5.1). Maar belangrijker is dat in 2030 de beschikbaarheid van de meeste alternatieve warmtebronnen beperkt zal zijn. Zo gaat de KEV 2020 voor 2030 uit van 2 PJ warmtelevering aan de gebouwde omgeving door geothermie. Geothermie is weliswaar in de glastuinbouw een bewezen techniek, maar in de gebouwde omgeving worden de komende jaren pas de eerste twee projecten uitgevoerd<sup>38</sup>, na een voorbereiding van circa 10 jaar. Naast het feit dat het in grote delen van Nederland nog onbekend is in hoeverre geothermie beschikbaar zal kunnen komen, is de verwachting dat de doorlooptijd van toekomstige geothermieprojecten minimaal 5 tot 8 jaar zal zijn vanaf het moment dat de seismische data beschikbaar zijn. Dit komt door de (organisatorische) complexiteit, met een lang vergunningstraject en veel betrokken partijen. Afhankelijk van het vermogen van de bron is geothermie voornamelijk (als basislasttechniek) voorbehouden aan warmtenetten met minimaal 4.000 tot 10.000 aansluitingen. Bij nieuwe warmtenetten die in het begin nog weinig aansluitingen hebben,

<sup>38</sup> In Den Haag en Leeuwarden.

bieden houtige biograndstoffen de mogelijkheid het warmtenet gradueel uit te bouwen tot het moment dat geothermie toegepast kan worden. Als dat niet meer mogelijk is, zouden de toekomstmogelijkheden van geothermie nadelig beïnvloed kunnen worden, tenzij voor de overbruggingsperiode gebruik wordt gemaakt van aardgas, met hogere emissies tot gevolg.

Het gebruik van industriële (rest)warmte is vooral in de provincie Zuid-Holland kansrijk, omdat warmte via de warmterotonde over grote afstanden kan worden getransporteerd. In andere provincies met een industrieel cluster ontbreekt een dergelijke ‘backbone’ vooralsnog. Wat betreft aquathermie zijn al ruim 60 kleinschalige projecten opgezet en worden op veel plekken verkennende studies uitgevoerd, maar onzeker is of en wanneer die projecten doorgang vinden. In de KEV 2020 wordt daarom tot en met 2030 nog geen substantiële bijdrage van aquathermie verondersteld. Een additioneel punt is dat lage-temperatuurbronnen (aquathermie, restwarmte datacenters, ondiepe geothermie) vaak moeten worden gecombineerd met warmtepompen om de voor warm tapwater en ruimteverwarming vereiste temperatuur te bereiken. Dit leidt tot additioneel elektriciteitsgebruik en dus CO<sub>2</sub>-uistoot, omdat volgens de Warmtewet 2.0 gerekend moet worden met een emissie-intensiteit van elektriciteit die weliswaar daalt, maar in 2030 nog 120 kg CO<sub>2</sub> per MWh bedraagt. Daarnaast leidt dit tot een zwaardere belasting van het elektriciteitsnet in de winter en een grote piekbelasting op dagen met lage buitentemperaturen. Op termijn kan in nieuwe warmtenetten wellicht met lagere temperaturen worden volstaan, maar dat vereist verregaande isolatie en andere aanpassingen (bijvoorbeeld vloerverwarming) in woningen.

***Binnen de modelcontext van de uitgevoerde analyse leidt kostenoptimalisatie van het behalen van het gewenste nationale emissiereductiedoel in 2040 en 2050 tot inzet van houtige biograndstoffen in vooral andere sectoren dan de gebouwde omgeving***

Uit de modelanalyse zoals beschreven in hoofdstuk 4 blijkt dat *indien* het behalen van een nationaal emissiereductiedoel uitsluitend op basis van laagste kosten<sup>39</sup> geoptimaliseerd zou worden voor het gehele energiesysteem<sup>40</sup>, de inzet van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving sterk zou kunnen afnemen richting 2040 en vrijwel nul zou kunnen zijn in het eindbeeld van de transitie in 2050. Dit komt doordat volgens het model na 2035 het gebruik van houtige biograndstoffen een steeds belangrijkere kosteneffectieve optie wordt voor het reduceren van CO<sub>2</sub>-emissies in met name de industrie, eventueel in combinatie met CCS, waardoor negatieve emissies worden gerealiseerd. Indien houtige biograndstoffen in 2035 worden uitgefaseerd (en er dus 10 tot 12 jaar *daarvoor* wordt gestopt met het afgeven van subsidiebeschikkingen), dan zullen de vrijkomende houtige biogrand-

---

<sup>39</sup> Het gaat hier om *werkelijke* kosten, dus zonder rekening te houden met eventuele subsidies.

<sup>40</sup> Het model representeert dus niet de ‘werkelijkheid’, maar geeft slechts weer wat er zou *kunnen* gebeuren indien de kosten van een opgelegde emissiereductie voor het energiesysteem als geheel – er is dus niet gerekend met sectorale emissiereductiedoelen – worden geminimaliseerd, uitgaande van de aannames zoals deze gelden binnen het betreffende scenario. In die zin is het model een *hulpmiddel* in het denken over de energietransitie op basis van de daarin verwerkte data en kennis van het energiesysteem.

stoffen volgens de modelanalyse voor het grootste deel worden ingezet in de industrie. Maar omdat de industrie restwarmte levert aan warmtenetten, zal deze warmte via een omweg nog steeds voor een deel op houtige biograndstoffen zijn gebaseerd. Andere duurzame alternatieven voor warmtenetten worden in het model niet of nauwelijks ingezet omdat deze minder kosteneffectief zijn.

De modelanalyse laat zien dat er in 2030 en 2035 op systeemniveau goedkopere emissie-reductiemogelijkheden zijn dan het toepassen van houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving. Uitfaseren van de in de referentie veronderstelde biograndstoffen in de gebouwde omgeving betekent dat reductieopties in andere sectoren worden ingezet om wel een gelijke emissiereductie te behalen. Daardoor leidt uitfaseren in het model tot slechts beperkt hogere of zelfs lagere kosten in de genoemde jaren. Het betekent uiteraard wel dat er dan minder reductie in de gebouwde omgeving plaatsvindt. Het model is vooralsnog niet geschikt voor het analyseren van (de kosten van) reductiedoelen binnen afzonderlijke sectoren. Er kon daarom niet worden onderzocht wat uitfasering zou betekenen bij de veronderstelling dat de reductie in de gebouwde omgeving gelijk dient te blijven.

***De modelanalyse laat daarnaast zien dat wanneer houtige biograndstoffen voor energietoepassingen niet worden ingezet voor warmte in de gebouwde omgeving, landbouw en industrie, de toepassing kan verschuiven naar de productie van geavanceerde biobrandstoffen - in lijn met het SER-advies 'Biomassa in Balans'.***

Gezien de maatschappelijke en politieke discussie rond de (on)wenselijkheid van het inzetten van houtige biograndstoffen voor warmte in het algemeen, is – naast de gebouwde omgeving – ook gekeken naar het effect van uitfasering in de landbouw en de industrie. Binnen de modelcontext verschuift in dat geval de toepassing naar de productie van geavanceerde biobrandstoffen (vooral bunkers) en groengas, terwijl in de industrie de warmteproductie wordt overgenomen door aardgas (eventueel met CCS) en daarnaast warmtepompen, Mechanical Vapor Recompression (MVR) en elektrische boilers. Er is dan geen afname in het totale gebruik van houtige biograndstoffen, maar er is wel een verplaatsing naar een toepassing (bunkers) die in lijn met het SER-advies 'Biomassa in Balans' (SER, 2020) als meer gewenst kan worden gezien<sup>41</sup>. De kosten van de energietransitie zullen daardoor wel stijgen, omdat de productie van biobrandstoffen en groengas op basis van houtige biograndstoffen een duurdere route is om CO<sub>2</sub> te reduceren dan toepassing in de industrie.

Meer in het algemeen is het beeld dat wanneer wordt uitgegaan van kostenoptimalisatie, een grotere hoeveelheid beschikbare biograndstoffen leidt tot een hogere inzet ervan. Dat komt doordat biograndstoffen in beginsel in verschillende (meer of minder gangbare) energiedragers kunnen worden omgezet en daardoor in veel verschillende toepassingen

---

<sup>41</sup> Dit advies geeft ook aan dat inzet in de chemie prioritair zou moeten zijn. In de modelanalyse wordt aan de vervanging van olie als feedstock voor de chemie door biograndstoffen echter geen emissiereductie toegekend. Wel is geanalyseerd wat het betekent als een groot deel van de houtige biograndstoffen aan de chemie wordt toegewezen (zie hoofdstuk 4).



oplossingen kunnen bieden. Maar er is vooralsnog grote onzekerheid over de uiteindelijke beschikbaarheid en prijs van duurzaam gewonnen (houtige) biograndstoffen. Wanneer wordt uitgegaan van beperkte beschikbaarheid, kent de toepassing van houtige biomassa daarbij een prioriteitsvolgorde, zoals ook uiteengezet in het SER-advies. De toepassing in materialen (de bouw) en als grondstof voor de chemie hebben daarbij volgens de SER de hoogste prioriteit, de toepassing voor warmte in de gebouwde omgeving (en voor elektriciteitsproductie) de laagste. Beperking van de toepassing van biograndstoffen voor warmte in de gebouwde omgeving past dus bij de inzichten in het SER-advies over de rol van biograndstoffen op de lange termijn. Toepassing van biograndstoffen voor hogetemperatuurwarmte in de industrie blijkt in langetermijnsenario's vaak wel van belang vanwege de mogelijkheid daarbij CO<sub>2</sub> af te vangen en op te slaan, waardoor negatieve emissies kunnen worden gerealiseerd.

***De ambitie voor warmtenetten uit het Klimaatakkoord zal waarschijnlijk niet worden waargemaakt als op korte termijn wordt gestopt met het toekennen van subsidiebeschikkingen voor de toepassing van houtige biograndstoffen voor warmte in de gebouwde omgeving.***

Op basis van het voorgaande kan worden geconcludeerd dat wanneer er vóór 2030 zou worden gestopt met het toekennen van subsidiebeschikkingen voor de toepassing van houtige biograndstoffen voor warmte in de gebouwde omgeving, het doel voor 2030 uit het Klimaatakkoord (40 PJ warmtelevering, 70% CO<sub>2</sub>-reductie) – dat hoe dan ook al ambitieus is<sup>42</sup> – waarschijnlijk niet zal worden gehaald. Alternatieve warmtebronnen voor warmtenetten zijn waarschijnlijk niet op tijd in voldoende mate beschikbaar om de verminderde inzetbaarheid van biograndstoffen te kunnen compenseren.

***Mogelijkheden voor opschaling vóór 2030 van alternatieven voor biograndstoffen in de gebouwde omgeving zijn ongewis.***

De gewenste bijdrage aan het emissiereductiedoel voor 2030 door de gebouwde omgeving die de uitbreiding en verduurzaming van warmtenetten zou moeten opleveren, kan in theorie ook worden ingevuld via extra inspanningen om individuele gebouwen aardgasvrij te maken (zie paragraaf 5.2.2). Echter, het all-electric maken van bestaande woningen is ingewikkeld en duur; daarvoor zijn ingrijpender en vaak kostbaardere aanpassingen aan schilisolatie en het warmteafgiftesysteem van woningen en gebouwen nodig, alsook een actievere medewerking van individuele gebouweigenaren. De route met hybride warmtepompen vereist in bestaande woningen en gebouwen minder ingrijpende en dure aanpassingen en kan daardoor laagdrempeliger zijn, maar leidt pas tot volledige verduurzaming als groengas en/of groene of blauwe waterstof voldoende beschikbaar zijn. Op de termijn tot 2030 is dat niet het geval. Gegeven het 'gat' tussen het bestaande ambitieniveau voor 2030 en het tot dusverre gerealiseerde tempo van deze route is het niet aannemelijk dat de voor het halen van het reductiedoel vereiste opschaling haalbaar is. Daarmee lijken de twee sporen voor

---

<sup>42</sup> In het Klimaatakkoord wordt gesteld dat 40 PJ vereist dat 80.000 woningen per jaar op een warmtenet worden aangesloten vanaf 2025. In 2023 zal dit aantal waarschijnlijk 16.500 bedragen. De KEV 2020 gaat er mede daarom van uit dat de warmtelevering door warmtenetten aan huishoudens en de dienstensector in 2030 niet hoger is dan 27 PJ.

verduurzaming in de gebouwde omgeving die in het Klimaatakkoord zijn uitgezet, weinig houvast te kunnen bieden voor het invullen van het gat dat ontstaat wanneer er al vóór 2030 geen nieuwe subsidietoekenningen meer zijn voor het toepassen van biograndstoffen voor warmte in de gebouwde omgeving.

***Met het oog op investeringszekerheid is het van belang in het duurzaamheidskader ondubbelzinnig aan te geven welke houtige, al dan niet binnenlandse (rest)stromen wel en niet op welk moment wenselijk zijn.***

In de huidige biograndstoffendiscussie brengen sommige partijen naar voren dat de uitfasering van houtige biograndstoffen voor laagwaardige warmte niet ten doel moet hebben om over te schakelen naar hoogwaardiger toepassingen, omdat de winning (en daarmee de inzet) van houtige biograndstoffen voor energietoepassingen volgens hen hoe dan ook niet gewenst is. Redenaties die tot een dergelijk standpunt leiden, zijn beschreven in de recente factfindingstudie van Strengers en Elzenga (2020). Hoewel het kabinet dit standpunt niet als zodanig uitdraagt en ook het recente SER-advies gestoeld is op het principe te streven naar zo hoogwaardig mogelijke toepassing, lijkt het feit dat dit standpunt boven de markt hangt nu al investeringen in de toepassing van houtige biograndstoffen te compliceren. Dat geldt zelfs voor de toepassing van houtige reststromen (snoeihout, afvalhout) die – indien ze niet mogen worden gebruikt voor energietoepassingen – per definitie in relatief korte tijd worden omgezet in CO<sub>2</sub>. Dergelijke ontwikkelingen kunnen, boven op de eventuele effecten van een stop op de uitgifte van subsidiebeschikkingen, de voortgang van de verduurzaming in de gebouwde omgeving (en eventueel andere sectoren) verder vertragen. Om investeringszekerheid te bieden, is het van belang om in het duurzaamheidskader een ondubbelzinnige beschrijving te geven van welke houtige (rest)stromen wel en niet op welk moment wenselijk zijn.

***Ook zonder subsidie kan de toepassing van houtige biograndstoffen aantrekkelijk zijn.***

Het stopzetten van de subsidiëring van houtige biograndstoffen voor warmteopwekking houdt niet per definitie in dat ook de toepassing zal stoppen. Opgelegde emissiereductie-eisen voor de gebouwde omgeving (zoals gesteld in de Warmtewet 2.0) kunnen er immers toe leiden dat houtige biograndstoffen ook zonder subsidie een aantrekkelijke route blijven. Zowel in bestaande als in nieuwe warmtenetten zouden op die wijze toch houtige biograndstoffen kunnen worden toegepast. Ook inzet van biograndstoffen via ‘omzettingsroutes’ blijft dan mogelijk, zoals die van groengas gemaakt uit houtige biograndstoffen. Met een subsidiestop wordt begrenzing van de totale hoeveelheid houtige biograndstoffen in de gebouwde omgeving (of andere sectoren zoals de industrie waarbinnen de toepassing van houtige biograndstoffen nog aantrekkelijker is), dus niet noodzakelijkerwijs afgedwongen.

***Uitfasering van houtige biograndstoffen in de industrie leidt mogelijk tot hogere emissie-reductiekosten die ongunstig kunnen uitpakken voor de concurrentiepositie van bedrijven.***

In de analyse van het Klimaatakkoord (PBL, 2019a) is uitgegaan van vooral de inzet van de meest kosteneffectieve technologieën. Zoals ook naar voren komt uit de modelanalyse in hoofdstuk 4, zal het toepassen van alternatieven in de regel hogere kosten met zich

brenge. Bovendien doet de toepassing van biograndstoffen geen aanspraak op het voor de industriële verduurzaming geormerkte SDE+-subsidiebudget van 550 miljoen euro dat in het Klimaatakkoord is afgesproken. Wanneer de uitfaseringsstrategie niet alleen de toepassing van houtige biograndstoffen voor warmte in de gebouwde omgeving maar ook die in de industrie betreft, zullen dus duurdere technieken moeten worden ingezet, die wél aanspraak maken op het voor de industrie geormerkte subsidiebudget. Dat verkleint de kans dat dit budget toereikend is om de gewenste reductie in de industrie te dekken. Omdat naast het beschikbaar stellen van subsidie voor de industrie tevens een CO<sub>2</sub>-heffing is geïntroduceerd, worden industriële bedrijven toch geprikkeld om hun emissies te reduceren. Wanneer het subsidiebudget niet toereikend is, zullen meer bedrijven hiervoor echter hogere kosten moeten maken, of ervoor kiezen liever het heffingstarief te betalen. Op deze wijze kan de uitfasering ongunstig uitpakken voor de concurrentiepositie van deze bedrijven. Overigens kunnen bedrijven in beginsel ook zonder subsidie overgaan tot of doorgaan met het toepassen van houtige biograndstoffen als emissiereductiemaatregel.

***Een uitfaseringsstrategie voor houtige biograndstoffen vraagt een simultane infaseringstrategie voor alternatieven als onderdeel van een integrale strategie voor de gebouwde omgeving.***

De wijze waarop in de loop der tijd de toepassing van houtige biograndstoffen vervangen kan worden door alternatieve toepassingen krijgt tot dusverre in de discussie nog (te) weinig aandacht, terwijl dat in principe hand in hand zou moeten gaan. Zo kan het nadrukkelijk inslaan van de gebouwgebonden routes belemmeringen opwerpen voor de warmtenettenroute. Hoe meer gebouwen in een wijk reeds op individuele wijze verduurzaamd zijn, hoe moeilijker het wordt om voor de overige gebouwen rendabel een warmtenet aan te leggen. Er is daarom ten minste op hoofdlijnen een integrale strategie nodig voor het verduurzamen van warmtebronnen voor lagetemperatuuroepassingen, zodat daarbinnen de rol van houtige biograndstoffen gebalanceerd kan worden vormgegeven. Het is bijvoorbeeld denkbaar (ook in lijn met het SER-advies) dat de inzet van houtige biograndstoffen, ondanks de wens tot een beperking daarvan, in de toekomst een belangrijke rol kan hebben bij het aanleggen van nieuwe warmtenetten of op specifieke (piek- of back-up)momenten. Bijvoorbeeld om – zoals eerder aangegeven – initieel de warmte te verzorgen totdat voldoende schaalgrootte is bereikt om over te stappen op een geothermiebron. Ook is het mogelijk dat er op de lange termijn situaties blijven bestaan waarin houtige biograndstoffen op beperkte schaal noodzakelijk of kosteneffectiever zijn. Wanneer wordt gestopt met het afgeven van subsidiebeschikkingen is voor een dergelijke rol wellicht ander stimuleringsbeleid nodig. En tegelijk kan dan beleid nodig zijn om de totale inzet beperkt te houden. Het lijkt zodoende voor het realiseren van de klimaatdoelen op de langere termijn risicovol om elke verdere toepassing van houtige biograndstoffen voor lagetemperatuurwarmte uit te sluiten. Een advies over een uitgebalanceerde inzet van verschillende, hier genoemde stimulerings-elementen vereist echter meer onderzoek dan voor deze notitie mogelijk was.

# Referenties

- ADBE (2019). *Public report on the assessment of certification scheme Better Biomass for solid biomass for energy applications* (Issue April). <https://www.adviescommissiedbe.nl/file/download/50707642/Better+Biomass+Public+assessment+report+%282019-04%29.pdf%0D>
- Agentschap NL (2011). *De kunst van duurzame energietransitie*. [https://www.rvo.nl/sites/default/files/bijlagen/De\\_kunst\\_van\\_duurzame\\_energietransitie\\_2EGOG1101\\_-\\_compleet.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/bijlagen/De_kunst_van_duurzame_energietransitie_2EGOG1101_-_compleet.pdf)
- Berenschot & Panterra (2020). *WARM - Waarde van Aardwarmte en Regionale Mogelijkheden. Een studie naar de potentie van aardwarmte als duurzame warmte voor de gebouwde omgeving, glastuinbouw en industrie*. <https://kennisbank.ebn.nl/eindrapport-warm/>
- Bolscher, H., Metz, B., & Schöne, S. (2020). *Zijn er voldoende duurzame alternatieven voor (houtige) biomassa bij de verwarming van woningen?* <https://www.hieropgewekt.nl/kennisdossiers/houtige-biomassa-in-warmtenetten-zijn-er-voldoende-duurzame-alternatieven>
- CBS (2020). *Hernieuwbare energie in Nederland 2019*. <https://www.cbs.nl/nl-nl/publicatie/2020/40/hernieuwbare-energie-in-nederland-2019>
- CE Delft (2020). *Convenant Duurzaamheid Biomassa. Jaarrapportage 2019 en mid-term evaluatie*. <https://www.ce.nl/publicaties/2490/convenant-duurzaamheid-biomassa-jaarrapportage-2019-en-mid-term-evaluatie>
- Ecofys & Berenschot (2018). *Chemistry for Climate. Acting on the need for speed. Roadmap for the Dutch Chemical Industry towards 2050*. [https://www.vnci.nl/Content/Files/file/Downloads/VNCI\\_Routekaart-2050.pdf](https://www.vnci.nl/Content/Files/file/Downloads/VNCI_Routekaart-2050.pdf)
- ECW (2020a). *Strategiefactsheets*. <https://expertisecentrumwarmte.nl/themas/de+leidraad/strategiefactsheets/default.aspx>
- ECW (2020b). *Technieffactsheets energiebronnen en -draggers. Versie 22 mei 2020*. Expertise Centrum warmte (ECW). <https://www.expertisecentrumwarmte.nl/themas/technische+oplossingen/technieffactsheets+energiebronnen/default.aspx>
- EZK (2020a). *Brief van de minister van EZK inzake SER-advies duurzaamheidskader biomassa en reactie motie Sienot c.s.(Kamerstuk 32813, nr. 537)*. In *Stand* (p. 2). <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/moties/detail?id=2020D27534>
- EZK (2020b). *Kabinetvisie waterstof* (pp. 1–20). Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/03/30/kamerbrief-over-kabinetvisie-waterstof>
- EZK & IenW. (2020). *Duurzaamheidskader biograndstoffen*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/10/16/duurzaamheidskader-biograndstoffen>
- Greenvis (2020). *Inventarisatie duurzaamheid warmtenetten. Normstelling CO<sub>2</sub>-emissie Wet collectieve Warmtevoorziening*. <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2020/11/05/greenvis-rapport-inventarisatie-duurzaamheid-warmtenetten>
- PBE (2020). *PBE Jaarrapportage 2019 – Nederlandse biomassa volledig lokaal benut*. <https://platform-bioeconomie.nl/2020/09/09/nederlandse-biomassa-volledig-lokaal-benut/>

- PBL (2014). *De rol van de elektrische warmtepomp in een klimaatneutrale woningvoorraad* (Issue december). <https://www.pbl.nl/publicaties/de-rol-van-de-elektrische-warmtepomp-in-een-klimaatneutrale-woningvoorraad>
- PBL (2019a). *Effecten ontwerp klimaatakkoord*. <https://www.pbl.nl/publicaties/effecten-ontwerp-klimaatakkoord>
- PBL (2019b). *Effecten van het klimaatakkoord op het fossiel en hernieuwbaar energieverbruik in 2030*. [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-effecten-van-het-klimaatakkoord-op-het-fossiel-en-hernieuwbaar-energieverbruik-in-2030\\_4018.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-effecten-van-het-klimaatakkoord-op-het-fossiel-en-hernieuwbaar-energieverbruik-in-2030_4018.pdf)
- PBL (2019c). *Klimaat en Energieverkenning 2019*. <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2019>
- PBL (2020a). *Eindadvies basisbedragen SDE++2020*. <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-2020>
- PBL (2020b). *Klimaat- en Energieverkenning 2020*. <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2020>
- PBL (2020c). *Startanalyse aardgasvrije buurten. Achtergrondrapport*. <https://www.pbl.nl/publicaties/achtergrondrapport-bij-de-startanalyse-aardgasvrije-buurten>
- PBL (2020d). *Startanalyse aardgasvrije buurten*. <https://www.pbl.nl/publicaties/startanalyse-aardgasvrije-buurten-2020>
- RVO (2020a). *Duurzaamheidseisen vaste biomassa SDE++*. <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/stimulering-duurzame-energietransitie/aanvragen-sde/biomassa/duurzaamheidseisen>
- RVO (2020b). *Verificatieprotocol duurzaamheid vaste biomassa voor energietoepassingen. Versie januari 2020*. <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/stimulering-duurzame-energieproductie-en-klimaattransitie-sde/aanvragen-sde/biomassa/duurzaamheidseisen>
- RWE (2020). *Duurzame biogrondstoffen vormen belangrijke pijler onder CO<sub>2</sub> neutrale biobased economy* (p. 3). [https://www.tweedekamer.nl/debat\\_en\\_vergadering/commissievergaderingen/details?id=2020A03564](https://www.tweedekamer.nl/debat_en_vergadering/commissievergaderingen/details?id=2020A03564)
- Schilder, F., & van der Stark, M. (2020). *Woonlastenneutraal koopwoningen verduurzamen*. <https://www.pbl.nl/publicaties/woonlastenneutraal-koopwoningen-verduurzamen>
- SER (2020). *Biomassa in balans. Een duurzaamheidskader van biogrondstoffen*. <https://www.ser.nl/nl/Publicaties/biomassa-in-balans>
- Sienot, M., Dik-Faber, C., Mulder, A., & Harbers, M. (2020). *Gewijzigde motie het lid Sienot c.s. over geen nieuwe subsidiebeschikkingen voor verbranding van houtachtige biomassa t.v.v. 32813-510*. <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/moties/detail?id=2020Z12293&did=2020D26309>
- Strengers, B. & Elzenga, H. (2020). *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>
- TNO (2020a). *Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem. Slimme combinaties van energie-opties leiden tot duurzame en betaalbare energiehuishouding*. <https://www.tno.nl/nl/over-tno/nieuws/2020/5/scenario-s-toekomstig-duurzaam-en-betaalbaar-energiesysteem/>
- TNO (2020b). *The impact of phasing out woody biomass for heat generation in the ADAPT and TRANSFORM scenarios*.

TNO & CBS (2020). *Warmtemonitor 2019*. <https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2020/35/warmtemonitor-2019>

Vattenfall (2020a). *Biomassa: een weloverwogen tussenstap naar CO<sub>2</sub>-vrije stadsverwarming*. <https://www.vattenfall.nl/producten/stadsverwarming/biomassa/>

Vattenfall (2020b). *Inbreng Vattenfall ten behoeve van het rondetafelgesprek biomassa* (p. 3). [https://www.tweedekamer.nl/debat\\_en\\_vergadering/commissievergaderingen/details?id=2020A03564](https://www.tweedekamer.nl/debat_en_vergadering/commissievergaderingen/details?id=2020A03564)



## Planbureau voor de Leefomgeving

Postadres:  
Postbus 30314  
2500 GH Den Haag

[www.pbl.nl](http://www.pbl.nl)  
[@leefomgeving](https://twitter.com/leefomgeving)

2020



**EnergieTransitie**  
Radarweg 60  
1043 NT Amsterdam

## TNO-rapport

www.tno.nl

### TNO 2021 P10963

T +31 88 866 50 10

# Alternatieven voor warmtelevering in de gebouwde omgeving en glastuinbouw bij uitfasering houtige van biograndstoffen - Inzicht in de kosten

Datum	31 mei 2021
Auteur(s)	Martin Scheepers, Luuk Beurskens, Frank Lenzenmann
Aantal pagina's	31 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	1
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectnaam	Kosten alternatieven uitfasering biograndstoffen warmte
Projectnummer	060.47791/01.08

Met dank aan: Marijke Menkveld en Ruud van den Brink van TNO en Nico Hoogevorst en Bart Strengers van het Planbureau voor de Leefomgeving voor hun constructieve commentaar.

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2021 TNO

## Samenvatting

Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat heeft TNO verzocht een onderzoek uit te voeren naar de kosten (betaalbaarheid) van alternatieve technologieën bij een uitfasering van lage temperatuur warmteproductie met houtige biograndstoffen. Dit onderzoek sluit aan op een eerder advies dat het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) in 2020 heeft uitgebracht over uitfasering van houtige biograndstoffen en dat zich met name richtte op de haalbaarheid van de uitfasering.

Het onderzoek is uitgevoerd als quick-scan waarbij een schatting is gemaakt van de kosten vanuit nationaal kostenperspectief en de kosten voor het Rijk. Deze kosten zijn bepaald voor toepassing van alternatieven in vergelijking met warmteproductie met houtige biograndstoffen in warmtenetten voor de *gebouwde omgeving* en bij de warmtevoorziening voor de *glastuinbouw*.

### Aanpak

#### *Baseline*

Voor de berekeningen is uitgegaan van een baseline voor de groei van warmtelevering via warmtenetten en duurzame warmteproductie voor die warmtenetten. Deze baseline is gebruikt om de nationale kosten en uitgaven voor het Rijk te bepalen voor de referentie (warmteproductie met houtige biograndstoffen) en de alternatieven. De baseline sluit aan bij de ambities van het Klimaatakkoord en veronderstelt:

- een groei van de warmtelevering aan de *gebouwde omgeving* van 20 PJ in 2019 naar 40 PJ in 2030, waarbij 70% van de warmtelevering afkomstig is van hernieuwbare bronnen.
- een groei van de warmtelevering aan de *glastuinbouw* van 3 PJ in 2019 naar 10 PJ in 2030. Voor dit onderzoek is aangenomen dat deze 10 PJ geheel met hernieuwbare bronnen wordt ingevuld.

In de Klimaat- en energieverkenning 2020 (KEV 2020) wordt in 2030 32 PJ aan warmtelevering verwacht, 27 PJ voor de *gebouwde omgeving* en 5 PJ voor de *glastuinbouw*. Hiervan zal naar verwachting volgens de KEV 2020 15 PJ afkomstig zijn uit duurzame warmtebronnen, waarvan 11,25 PJ houtige biograndstoffen (bij 25% warmteverlies bedraagt de productie met houtige biograndstoffen 15 PJ). In de baseline is verondersteld dat het verschil tussen de KEV 2020-verwachting en de Klimaatakkoord-ambitie ingevuld wordt met houtige biograndstoffen. Houtige biograndstoffen is op dit moment de enige hernieuwbare bron waarover zekerheid bestaat dat daarmee de groei van de warmteproductie kan worden gerealiseerd. Voor de *gebouwde omgeving* is de additionele inzet met houtige biograndstoffen ten opzichte van de KEV-verwachting 22,8 PJ (rekening houdend met energieverlies van warmtenetten is dit 17,1 PJ warmtelevering) en voor de *glastuinbouw* 8,3 PJ. Onderstaande tabel toont een overzicht.

Warmte in 2030 (in PJ)	Gebouwde omgeving	Glas-tuinbouw	Totaal
<b>Warmtelevering KEV 2020</b>	<b>27</b>	<b>5</b>	<b>32</b>
waarvan duurzaam	11,25	3,75	15
waarvan houtige biograndstoffen	9,15 <sup>a</sup>	2,1 <sup>a</sup>	11,25
<b>Baseline (quick-scan)</b>			
Warmtelevering	<b>40<sup>b</sup></b>	<b>10<sup>b</sup></b>	<b>50</b>
additionele inzet houtige biobrandstoffen t.o.v. KEV 2020	17,1		
totaal houtige biobrandstoffen	26,25		
Warmteproductie			
additionele inzet houtige biobrandstoffen t.o.v. KEV 2020	22,8 <sup>c</sup>	7,4 <sup>d</sup>	30,2
totaal houtige biobrandstoffen	35,0 <sup>c</sup>	11,1 <sup>d</sup>	46,1

<sup>a</sup> verdeling warmtelevering aan *gebouwde omgeving* en *glastuinbouw* is een veronderstelling voor deze studie

<sup>b</sup> ambitie Klimaatakkoord

<sup>c</sup> warmtelevering + 25% energieverlies warmtenet

<sup>d</sup> voor totale warmtevoorziening *glastuinbouw*, inclusief warmtelevering door warmtenetten en energieverlies daarbij. Warmteproductie houtige biograndstoffen volgens KEV 2020 is 2,8 PJ.

### Alternatieven

Voor warmtelevering aan de *gebouwde omgeving* zijn twee alternatieve routes onderzocht:

1. Een mix van drie technologie-alternatieven voor warmtelevering aan warmtenetten: geothermie, restwarmte met warmtepomp en aquathermie.
2. In plaats van uitbreiding of nieuwe warmtenetten, wordt voor individuele woningen gekozen voor een volledige elektrische warmtevoorziening met warmtepomp en na-isolatie tot schillabel B (bij warmtenetten wordt schillabel D verondersteld) en voor utiliteitsgebouwen eveneens een volledig elektrische warmtevoorziening met een warmtepomp.

Verondersteld is dat bij warmtelevering aan de *gebouwde omgeving* zowel houtige biograndstoffen en de alternatieven alleen worden gebruikt voor basislast. De piekvraag wordt voorzien met aardgas. Hoewel met biomassaketels de piekvraag gedekt kan worden, is deze veronderstelling gemaakt omdat dit met de alternatieve technologieën technisch moeilijker is.

Bij de alternatieve warmteproductie voor de *glastuinbouw* is uitgegaan van een mix van diepe geothermie, restwarmte met warmtepomp en aquathermie.

### *Beleidsvarianten voor uitfasering*

Voor de uitfasering van SDE++-subsidie voor warmteproductie met houtige biograndstoffen in warmtenetten zijn twee beleidsvarianten toegepast:

- Beleidsvariant 2020: na 2020 geen nieuwe SDE++-beschikkingen, d.w.z. dat in 2021 geen nieuwe beschikkingen zullen worden afgegeven.
- Beleidsvariant 2025: na 2025 geen nieuwe SDE++-beschikkingen.

## **Resultaten**

### *Nationale kosten*

Met de nationale kosten worden de kosten in beeld gebracht van maatregelen van alle partijen in Nederland gezamenlijk, zonder rekening te houden met subsidies, belastingen en heffingen. Voor bepaling van de verandering in de nationale kosten is gebruik gemaakt van gegevens uit de Startanalyse aardgasvrije buurten van PBL. De Startanalyse geeft aan welke strategie vanuit nationale kostenperspectief de laagste kosten heeft om een buurt op lange termijn volledig aardgasvrij te maken. De kosten worden gepresenteerd voor 2030 en alleen voor de *gebouwde omgeving*. Het verschil in nationale kosten is niet bepaald voor de *glastuinbouw*, omdat hiervoor geen bruikbare gegevens voorhanden waren.

Vanuit nationaal kostenperspectief:

- is er, gezien de onzekerheidsmarge (M€ -190 tot +290 in 2030), geen significante verandering in de kosten bij warmteproductie van warmtenetten voor de *gebouwde omgeving* als in plaats van verbranding van houtige biograndstoffen in een biomassaketel een *mix van alternatieve SDE++-technologieën (restwarmte, geothermie, aquathermie)* wordt toegepast.
- nemen de kosten in 2030 met M€ 130 toe (onzekerheidsmarge M€ 35-230) bij toepassing van *elektrische warmtepompen* in de *gebouwde omgeving* ten opzichte van warmtenetten als na 2020 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt. De kosten nemen in 2030 met toe M€ 75 (onzekerheidsmarge M€ 20-130) als na 2025 geen nieuw SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt.

Het kostenverschil is voor één jaar (2030) berekend. Over meerdere jaren kan dat kostenverschil aanzienlijk groter zijn.

### *Kosten Rijk*

Voor alternatieve warmteproductie voor warmtenetten en voor *glastuinbouw* gaat het om een verschil in uitgaven voor SDE++-subsidies van de alternatieve technologieën ten opzichte van de subsidie-uitgaven voor verbranding van houtige biograndstoffen in een biomassaketel. In verband met de looptijd van SDE++-subsidies (12 jaar voor een biomassaketel en 15 jaar voor de alternatieve SDE++-technologieën) zijn uitgaven berekend tot 2045. Er is geen rekening gehouden met vervangingsinvesteringen.

Als voor warmteproductie van warmtenetten voor de *gebouwde omgeving* en bij *glastuinbouw* een mix van alternatieve technologieën (restwarmte, geothermie, aquathermie) wordt toegepast in plaats van verbranding van houtige biograndstoffen in biomassaketels, dan nemen de kasuitgaven aan SDE++-subsidies over de periode 2021-2045 toe:

- met MLD € 2,7 (onzekerheidsmarge MLD € 2,3-4,0), als na 2020 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt.

- met MLD € 1,5 (onzekerheidsmarge MLD € 1,3-2,3), als na 2025 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt.

De onzekerheid in de bedragen wordt bepaald door onzekerheden in energieprijzen en investeringskosten, en de technologiemix. De verhouding waarin alternatieve technologieën worden toegepast heeft invloed op de grootte van het kostenverschil. Het is niet te zeggen wat de verhouding van deze mix zal kunnen worden, al is het waarschijnlijk dat alle drie de technologie-opties zullen worden toegepast. In de berekeningen is in eerste instantie uitgegaan van een gelijke verdeling tussen de drie alternatieve technologieën.

Voor het alternatief waarbij woningen en utiliteitsgebouwen van warmte worden voorzien met een elektrische warmtepomp is geen redelijk schatting te geven van de kostenverschillen. De onzekerheden ten aanzien van beleid en wet- en regelgeving over zo'n lange termijn is daarvoor te groot. Om dezelfde reden is ook afgezien van een berekening van de eindgebruikerskosten.

#### *Kanttekeningen*

Bij de resultaten over het effect op kosten van alternatieve technologieën bij een uitfasering van lage temperatuur warmteproductie met houtige biograndstoffen, gelden de volgende kanttekeningen:

- *Extra kosten flankerende beleid zijn niet opgenomen in de kostenschattingen*  
Voor grootschalige toepassing van de alternatieve technologieën is stimulering met alleen de daarvoor beschikbare subsidie-instrumenten waarschijnlijk niet voldoende. Elk van de alternatieve technologieën kent de komende jaren nog eigen uitdagingen. Die variëren van (aanvankelijk nog) hoge investeringskosten tot aanpassingen in wet- en regelgeving, vergunningprocedures en organisatorische uitdagingen. Voor een versnelde implementatie van alternatieve technologieën is mogelijk flankerend beleid nodig. Daarmee kunnen extra kosten gemoeid zijn die niet zijn opgenomen in de kostenschattingen.
- *Behalen ambities van Klimaatakkoord over duurzame warmtelevering onzeker*  
Door de uitdagingen die grootschalige implementatie van de alternatieve warmtebronnen met zich meebrengt, is het niet zeker of de ambities van het Klimaatakkoord ten aanzien van de groei van duurzame warmtelevering via warmtenetten kan worden gerealiseerd. Als de beoogde groei van de warmtenetten niet tot stand komt, kan ook het potentieel aan duurzame warmtebronnen na 2030 onvoldoende worden benut.

# Inhoudsopgave

	<b>Samenvatting .....</b>	<b>2</b>
<b>1</b>	<b>Inleiding .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Aanpak .....</b>	<b>8</b>
2.1	Ambities en verwachtingen.....	8
2.2	Baseline en varianten .....	8
2.3	Alternatieven voor warmtevoorziening .....	11
2.4	Bepaling kosten .....	15
<b>3</b>	<b>Resultaten .....</b>	<b>18</b>
3.1	Nationale kosten .....	18
3.2	Kosten Rijk.....	19
3.3	Kanttekeningen en discussie van de resultaten .....	22
<b>4</b>	<b>Conclusies.....</b>	<b>25</b>
	<b>Referenties.....</b>	<b>27</b>
	<b>Bijlage(n)</b>	
	A Gebruikte parameters in de berekeningen	

# 1 Inleiding

In 2020 heeft de Tweede Kamer de regering verzocht een eindjaar vast te stellen voor de subsidiëring van het verbranden van houtige biomassa voor warmteopwekking (Sienot, 2020). Als reactie daarop heeft de toenmalige minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) een brief naar de Tweede Kamer gestuurd waarin hij toezegt een uitfaseringstrategie te maken voor lage temperatuur warmteproductie met houtige biograndstoffen (EZK, 2020). De Minister van EZK heeft vervolgens het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) gevraagd te adviseren over deze uitfaseringsstrategie. Eind 2020 heeft PBL dit advies uitgebracht (Strengers, 2020). PBL concludeert dat het vastleggen van een einddatum voor nieuwe subsidies vóór 2030, zonder zicht op de mogelijkheden van alternatieven een groot risico vormt voor het realiseren van de afgesproken ambities in het Klimaatakkoord. Eén van de argumenten die PBL hierbij geeft is dat alternatieve warmtebronnen (industriële (rest)warmte, geothermie, zonthermie en aquathermie) niet snel genoeg kunnen opschalen om de verminderde inzet van houtige biograndstoffen te compenseren.

Het PBL-rapport gaat in op de haalbaarheid van de uitfasering, maar geeft geen informatie over de kosten (betaalbaarheid) van toepassing van alternatieve technologieopties die nodig zijn om de ambities van het Klimaatakkoord (Klimaatakkoord, 2019) te realiseren als de subsidie voor houtige biograndstoffen voor warmteproductie vóór 2030 wordt beëindigd. Het ministerie van EZK heeft daarom TNO gevraagd in een quick-scan de omvang van de kosten te ramen.

## *Onderzoeksvraag en scope*

De te beantwoorden vraag luidt: wat zijn de nationale kosten en de kosten voor het Rijk bij toepassing van alternatieven ter vervanging van houtige biograndstoffen voor de warmtelevering – middels warmtenetten – aan de *gebouwde omgeving* en *glastuinbouw*?

Deze quick-scan gaat vooral in op het kostenaspect. Voor grootschalige toepassing van alternatieve technologie-opties zijn er nog een aantal andere uitdagingen. Deze uitdagingen worden per alternatieve technologie beknopt aangegeven.

Ten opzichte van een volledige kwantitatieve analyse zijn de uitgevoerde berekeningen in de quick-scan op een aantal punten vereenvoudigd. Onder meer is voor bepaalde parameters gewerkt met gemiddelden.

## *Leeswijzer*

In Hoofdstuk 2 wordt de aanpak van de quick-scan toegelicht. De resultaten worden gepresenteerd in Hoofdstuk 3, inclusief de gevoeligheid van de resultaten voor een aantal veronderstellingen en aannames. Tenslotte worden in Hoofdstuk 4 conclusies geformuleerd.

## 2 Aanpak

### 2.1 Ambities en verwachtingen

Er zijn ambities en verwachtingen over de ontwikkeling van warmtelevering via warmtenetten aan de gebouwde omgeving en glastuinbouw en de inzet van houtige biograndstoffen daarbij. In het Klimaatakkoord is een ambitie overeengekomen over de groei van warmtelevering aan woningen en utiliteitsgebouw: een warmtelevering van 40 PJ via warmtenetten in 2030 waarbij een gemiddelde CO<sub>2</sub>-emissiereductie wordt gerealiseerd van 70% in 2030 ten opzichte van een cv-ketel op aardgas (Klimaatakkoord, 2019). Deze CO<sub>2</sub>-emissiereductie kan worden gerealiseerd met duurzame warmtebronnen. Voor de glastuinbouw is de ambitie voor 2030 een externe warmtelevering van 10 PJ op jaarbasis. Hierbij is voor de glastuinbouw geen specifiek CO<sub>2</sub>-emissiereductiedoel bepaald.

Met de Klimaatakkoord-ambities voor warmtelevering wordt bijgedragen aan de doelstelling om in 2030 49% van de broeikasgasemissies te reduceren ten opzichte van het emissieniveau in 1990. Deze doelstelling voor Nederland zal worden aangescherpt om te voldoen aan de 55%-reductiedoelstelling voor de EU in 2030 (Van Geest, 2021). Het is nog niet bekend wat deze aanscherping betekent voor de warmtelevering-ambities van de gebouwde omgeving en de glastuinbouw. Tegelijkertijd wordt er met de ambities ook een aanzienlijke uitbreiding van de warmtenetten beoogd. Daardoor kunnen warmtenetten een systeemrol gaan vervullen in de duurzame energievoorziening. Bovendien kan met warmtenetten het potentieel van verschillende duurzame warmtebronnen verder worden ontsloten, zoals geothermie, aquathermie, zonthermie en restwarmte.

De Klimaat- en Energieverkenning 2020 (KEV, 2020) verwacht, op basis van het bestaande beleid en beleid dat voldoende is uitgewerkt, dat warmtelevering uit warmtenetten in 2030 voor de gebouwde omgeving uitkomt op 27 PJ (17 PJ warmtelevering aan huishoudens en 10 PJ aan utiliteitsgebouwen) en 5 PJ warmtelevering aan de glastuinbouw (KEV, 2020), in totaal 32 PJ. De KEV 2020 verwacht dat in 2030 de warmtelevering aan de gebouwde omgeving en glastuinbouw voor 15 PJ afkomstig is van duurzame bronnen: 1,8 PJ biogene deel afvalverbrandingsinstallaties (AVI's), 11,25 PJ houtige biograndstoffen, 1,5 PJ geothermie en 0,45 PJ warmte- en koude opslag. Het aandeel houtige biograndstoffen in de warmtelevering via warmtenetten aan gebouwde omgeving en glastuinbouw is dan 35%.

Ook de warmtebedrijven hebben een verwachting gepubliceerd over de ontwikkelingen van de warmtelevering in 2030 aan woningen (19,5 PJ), utiliteitsgebouwen (16,5 PJ) en glastuinbouw (3 PJ) (DNE-Research, 2021), in totaal 39 PJ.

### 2.2 Baseline en varianten

#### *Gebouwde omgeving*

Voor de kostenberekening met betrekking tot alternatieven voor warmtelevering voor de gebouwde omgeving is een baseline opgesteld die er van uit gaat dat warmteproductie met houtige biograndstoffen SDE++-subsidie ontvangt tot en met



2030. Voor de baseline wordt er van uitgegaan dat de warmtelevering aan de gebouwde omgeving door middel van warmtenetten geleidelijk groeit van 20 PJ in 2019 tot 40 PJ<sup>1</sup> in 2030 (ambitie Klimaatakkoord). De warmtelevering in de baseline ligt in 2030 13 PJ boven de verwachting van KEV 2020. Het is mogelijk dat de warmtelevering na 2030 nog verder toeneemt. Veronderstellingen daarover zijn voor deze studie echter niet relevant en zijn daarom niet gemaakt.

Tabel 2.1 laat een overzicht zien van de veronderstellingen voor de baseline voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving in vergelijking tot de verwachtingen van de KEV 2020. Van de 15 PJ duurzame warmtelevering die de KEV 2020 verwacht voor 2030 aan gebouwde omgeving en glastuinbouw gezamenlijk, is voor deze studie verondersteld dat 11,25 PJ bestemd is voor de gebouwde omgeving, zie hiervoor Tabel 2.2.

Voor de inzet van houtige biograndstoffen wordt uitgegaan van de afgegeven SDE++-beschikkingen die in 2020 bekend waren (Strengers, 2020) en is verondersteld dat het aandeel houtige biograndstoffen in de warmtelevering vanaf 2021 lineair toeneemt tot een niveau waarbij in 2030 een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 70% wordt bereikt ten opzichte van een cv-ketel op aardgas, conform de afgesproken ambitie van het Klimaatakkoord. Houtige biobrandstoffen is op dit moment de enige hernieuwbare bron waarover zekerheid bestaat dat daarmee de groei van de warmteproductie kan worden gerealiseerd. In 2030 is de inzet van houtige biograndstoffen voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving 26,25 PJ, d.w.z. 17,1 PJ meer dan de KEV 2020 verwachting. In de baseline bedraagt het aandeel houtige biograndstoffen in de warmtelevering in 2030 66%.

Tabel 2.1 Veronderstellingen over warmtelevering door warmtenetten aan gebouwde omgeving voor de baseline en volgens verwachting van KEV 2020.

Warmtelevering gebouwde omgeving	Bron	PJ	%
2019	KEV 2020	20	
2030	KEV 2020	27	
waarvan totaal duurzaam	KEV 2020	11,25 <sup>a</sup>	42%
waarvan houtige biobrandstoffen	KEV 2020	9,15 <sup>a</sup>	34%
2030	Baseline	40 <sup>b</sup>	
waarvan totaal duurzaam	Baseline	28,35	71%
waarvan houtige biobrandstoffen	Baseline	26,25	66%

<sup>a</sup> verdeling duurzame warmtebronnen over warmtelevering aan gebouwde omgeving en glastuinbouw is voor deze studie een veronderstelling gemaakt, zie Tabel 2.2.

<sup>b</sup> conform doelstelling Klimaatakkoord.

<sup>1</sup> Dit is gelijk aan 53,3 PJ warmteproductie, rekening houdend met 25% energieverliezen in de warmtenetten.

Tabel 2.2 Verdeling duurzame warmtelevering via warmtenetten in 2030 (PJ)

	Warmtelevering in 2030 (KEV, 2020)	Bestemd voor gebouwde omgeving	Bestemd voor glastuinbouw
Houtige biograndstoffen	11,25	9,15	2,1
Geothermie	1,5	0,75	0,75
Warmte/koude opslag	0,45	0,45	
AVI (biogene deel)	1,8	0,9	0,9
Totaal	15	11,25	3,75

### *Glasiuinbouw*

De warmtelevering aan de glasiuinbouw was 4 PJ in 2019 (Segers, 2020). In deze studie wordt er van uitgegaan dat de warmtelevering aan de glasiuinbouw groeit naar 10 PJ, de afgesproken ambitie in het Klimaatakkoord. De KEV 2020 verwacht 3,75 PJ duurzame warmtelevering in 2030, waarvan voor deze studie 2,1 PJ houtige biograndstoffen is verondersteld (zie Tabel 2.2). De uitfasering van houtige biograndstoffen heeft voor de glasiuinbouw zowel betrekking op de biomassaketels voor warmtelevering via een warmtenet als voor biomassaketels die individuele tuinbouwkassen verwarmen. Om die reden wordt in deze quick-scan geen apart onderscheid gemaakt naar warmtelevering voor glasiuinbouw, maar is een baseline gemaakt voor de gehele warmtevoorziening van de glasiuinbouw (gebaseerd op KEV 2020 met een extrapolatie na 2030) en de inzet van houtige biograndstoffen daarbij. Op basis van de in 2020 bekende SDE-beschikkingen (Strengers, 2020) wordt in 2019 2% en in 2020 5% van de warmtevraag in de glasiuinbouw gedekt door houtige biograndstoffen. Voor de ontwikkeling van het aandeel houtige biograndstoffen is verondersteld dat vanaf 2021 het aandeel houtige biograndstoffen lineair groeit tot 12% in 2030, zodat de totale warmteproductie uit duurzame bronnen gelijk is aan 10 PJ CO<sub>2</sub>-vrije warmtelevering aan de glasiuinbouw, rekening houdend met warmtelevering uit andere duurzame bronnen (zie Tabel 2.2) en energieverliezen van warmtenetten.

Tabel 2.3 Veronderstellingen over warmtelevering door warmtenetten aan de glastuinbouw en totale warmtevoorziening van de glastuinbouw volgens verwachting van KEV 2020 en voor de baseline.

	Bron	PJ	%
<b>Glastuinbouw – levering warmtenetten</b>			
2019	Segers, 2020	4	
2030	KEV 2020	5	
waarvan totaal duurzaam	KEV 2020	3,75 <sup>a</sup>	75%
waarvan houtige biobrandstoffen	KEV 2020	2,1 <sup>a</sup>	42%
2030	Baseline	10 <sup>b</sup>	
<b>Glastuinbouw – totale warmtevoorziening, incl. warmtelevering<sup>c</sup></b>			
2020	KEV 2020	88	
waarvan houtige biobrandstoffen	Strengers, 2020	4,5	5%
2030	KEV 2020	93	
waarvan houtige biobrandstoffen	Baseline	11,1	12%

<sup>a</sup> verdeling duurzame warmtebronnen over warmtelevering aan gebouwde omgeving en glastuinbouw is voor deze studie een veronderstelling gemaakt, zie Tabel 2.2.

<sup>b</sup> conform doelstelling Klimaatakkoord.

<sup>c</sup> inclusief 25% energieverlies warmtenetten.

#### *Warmtevoorziening met houtige biogrondstoffen*

Bij de baseline voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving is verondersteld dat de houtige biogrondstoffen gebruikt worden in een biomassaketel uit SDE++ categorie  $\geq 5$  MW<sub>th</sub> en voor basislast (6000 uur) (Lensink, 2021). De piekvraag wordt voorzien met aardgas. Hoewel met biomassaketels de piekvraag gedekt kan worden, is deze veronderstelling gemaakt omdat dit met de alternatieve technologieën technisch veel moeilijker is. Andere alternatieven voor dekking van de piekvraag (electro boilers, piekketels gestookt met groen gas of waterstof) zijn niet beschouwd. In het algemeen zijn de kosten voor pieklast hoger dan die van basislast.

Voor de glastuinbouw is in de baseline uitgegaan van dezelfde categorie biomassaketel.

#### *Beleidsvarianten*

Voor de uitfasering zijn twee beleidsvarianten toegepast:

- Beleidsvariant 2020: geen nieuwe SDE++-beschikkingen na 2020, d.w.z. dat in 2021 geen nieuwe beschikkingen zullen worden afgegeven.
- Beleidsvariant 2025: geen nieuwe SDE++-beschikkingen na 2025.

De analyse in deze quick-scan geldt voor het beleid tot en met 2030. In verband met de looptijd van SDE++-subsidies worden de kosten (en baten) in beeld gebracht tot 2045. Er wordt geen rekening gehouden met vervangingsinvesteringen.

## **2.3 Alternatieven voor warmtevoorziening**

Om de doelstellingen voor warmtelevering gebouwde omgeving en glastuinbouw te realiseren zullen duurzame alternatieven nodig zijn als eerder dan in 2030 de subsidieverlening voor houtige biogrondstoffen wordt beëindigd.

### *Gebouwde omgeving*

Voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving zijn twee alternatieve routes onderzocht (zie voor overzicht Tabel 2.4):

#### 1. *Alternatieve duurzame warmteproductie voor bestaande en nieuwe warmtenetten.*

Hierbij wordt uitgegaan van een mix van drie alternatieven<sup>2</sup>: geothermie (ondiepe geothermie en diepe geothermie  $\geq 20$  MW<sub>th</sub>), restwarmte met warmtepomp (restwarmte van industrie en datacenters) en aquathermie (thermische energie uit afvalwater, TEA)<sup>3</sup>. Voor al deze technologieën zijn er uitdagingen ten aanzien van grootschalige implementatie (zie paragraaf 3.3). Voor geothermie en aquathermie heeft dit te maken met de status van de technologieontwikkeling en de praktijkervaring. Bij de ontwikkeling van restwarmte vormen het beschikbaar maken van de restwarmte en afspraken met de restwarmteleverancier een uitdaging. Hierdoor is het onzeker in welke omvang de drie alternatieve technologieën zullen worden geïmplementeerd. Voor de quick-scan is een mix aangenomen van 1/3 restwarmte (met warmtepomp), 1/6 ondiepe geothermie, 1/6 diepe geothermie en 1/3 aquathermie.

Bij de alternatieven wordt uitgegaan van warmteproductie voor de basislast (aardgas voorziet in de piekwarmtevraag), omdat ook in de baseline biomassacentrales voorzien in de basislast van de warmtenetten. De beschouwde alternatieve SDE++-technologieën leiden bij dezelfde hoeveelheid warmte tot een lagere CO<sub>2</sub>-emissiereductie door extra energiegebruik, zoals elektriciteit voor warmtepompen. Om met de alternatieven dezelfde CO<sub>2</sub>-emissiereductie te realiseren, is gecorrigeerd<sup>4</sup> voor het verschil in CO<sub>2</sub>-emissiereductie van de alternatieven ten opzichte van de CO<sub>2</sub>-emissiereductie van een biomassaketel met houtige biogrondstoffen<sup>5</sup>. Hierdoor is de warmtelevering van de alternatieven 31% groter dan de warmtelevering op basis van de biomassacentrales in de baseline. De alternatieve technieken zullen zowel bij bestaande als nieuw aan te leggen warmtenetten worden toegepast. In de analyse wordt dit echter niet expliciet onderscheiden.

#### 2. *Gebouw gebonden warmtevoorziening voor woningen en utiliteitsgebouwen in plaats van aansluiting op warmtenetten.*

In plaats van uitbreiding of nieuwe warmtenetten, wordt gekozen voor individuele warmtevoorziening voor woningen met een elektrische

<sup>2</sup> Het aantal mogelijke alternatieven is groter. Voor deze quick-scan is bewust gekozen voor een beperkt aantal alternatieven. Andere alternatieven, zoals biomassareststromen, zonthermie, WKO en e-boiler zijn buiten beschouwing gelaten, onder meer vanwege beperkingen ten aanzien van het technische potentieel of een relatief groot extra elektriciteitsgebruik.

<sup>3</sup> Voor aquathermie worden verschillende SDE++-categorieën onderscheiden: thermische energie uit afvalwater (TEA), uit oppervlakte water (TEO, basislast en directe toepassing) en uit mijnwater (nieuw en uitbreiding). Voor de gebouwde omgeving is in deze studie gekozen voor de techniek met de laagste kosten die in principe overal in Nederland kan worden toegepast: thermische energie uit afvalwater (TEA).

De warmteproductie voor elk van de alternatieve technologieën is aangepast door de warmteproductie te vermenigvuldigen met de emissiefactor voor de biomassaketel gedeeld door de emissiefactor van de alternatieve techniek. Zie de Appendix voor de gebruikte emissiefactoren.

<sup>5</sup> CO<sub>2</sub>-emissiesreductie die wordt gerealiseerd door aardgas bij warmteproductie te vervangen door een hernieuwbare energiebron (Lensink, 2021). De CO<sub>2</sub>-uitstoot van de verbranding van de houtige biogrondstoffen worden zelf niet meegerekend, omdat deze deel uitmaakt van een relatief korte koolstofcyclus.

warmtepomp<sup>6</sup> en na-isolatie tot schillabel B en een elektrische warmtepomp voor utiliteitsgebouwen. Bij Beleidsvariant 2025 zal nog sprake zijn van een groei bij de warmtenetten tot 30 PJ; bij Beleidsvariant 2020 zal geen uitbreiding van warmtelevering via warmtenetten plaatsvinden. De warmteproductie bij warmtenetten zal plaatsvinden met houtige biograndstoffen (op basis van bestaande SDE++-beschikkingen en nog enkele jaren nieuwe beschikkingen bij Beleidsvariant 2025), met andere duurzame bronnen volgens de verwachting van KEV 2020 en met aardgasgestookte ketels en WKK-installaties. Op basis van de warmtevraag per woning wordt het aantal woningen bepaald die worden voorzien van een elektrische warmtepomp, zodat dezelfde CO<sub>2</sub>-reductie wordt gerealiseerd als in de baseline. In de baseline wordt verondersteld dat woningen een isolatiegraad hebben dat overeenkomt met schillabel D.

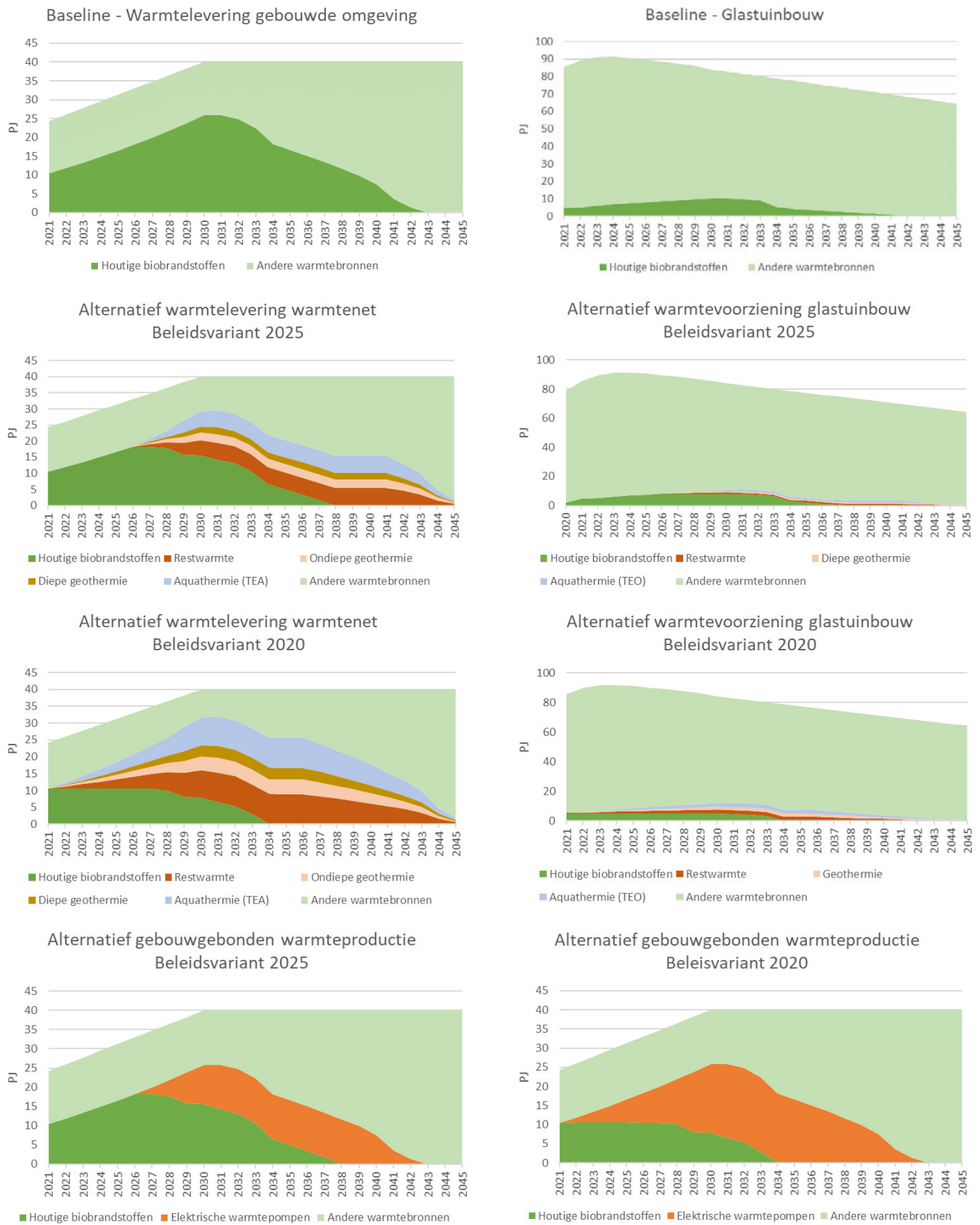
### *Glastuinbouw*

Bij de alternatieve warmteproductie voor de glastuinbouw is uitgegaan van een mix van geothermie (diepe geothermie < 20MW<sub>th</sub>), restwarmte met warmtepomp (restwarmte van industrie, datacenters) en aquathermie (thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing TEO-d). Om dezelfde reden als bij warmtelevering aan de gebouwde omgeving is uitgegaan van een gelijke verdeling in de mix: 1/3-1/3-1/3. De totale CO<sub>2</sub>-emissiereductie van de alternatieven moet gelijk zijn aan die van de inzet van houtige biograndstoffen in de baseline. Per geleverde hoeveelheid warmte stoten de alternatieve technologieën echter meer CO<sub>2</sub> uit dan de warmteproductie uit houtige biograndstoffen, onder meer door energiegebruik van warmtepompen. Door een correctie voor het verschil in CO<sub>2</sub>-emissiereductie voor SDE++-technologieën is de warmteproductie uit duurzame bronnen 26% groter dan in de baseline.

Figuur 2.1 toont een grafische weergave van de baseline en de beleidsvarianten voor uitfasering van houtige biograndstoffen voor de warmtelevering aan de gebouwde omgeving en de warmteproductie voor de tuinbouw. Hierin is ook de ontwikkeling van de alternatieve technologieën weergegeven. Met 'andere warmtebronnen' wordt bedoeld: warmte uit WKK's, AVI's, aardgas gestookte ketels en duurzame bronnen zoals aangegeven in Tabel 2.2

---

<sup>6</sup> Bij de keuze van dit alternatief voor gebouwgebonden warmtevoorziening is uitgegaan van de lange termijn ontwikkeling. Van de verschillende strategieën om de gebouwde omgeving aardgasvrij te maken en volledige CO<sub>2</sub>-emissiereductie te realiseren zijn de alternatieve strategieën voor warmtelevering: elektrische warmtepompen, groen gas en waterstof (Startanalyse PBL, 2020). Bij groen gas en waterstof wordt een HR-ketel of hybride warmtepomp toegepast. De strategie met groen gas is kosteneffectief waardoor naar verwachting de beschikbare hoeveelheid groen gas volledig zal worden benut en er geen ruimte is voor verdere toename. De beschikbaarheid van waterstof voor de warmtevoorziening is onzeker. Het scenario met elektrische warmtepompen is daarom gekozen als alternatief, omdat daarvoor minder beperkingen gelden.



Figuur 2.1 Baseline voor warmtelevering aan gebouwde omgeving en warmteproductie in de glastuinbouw en alternatieven en beleidsvarianten. NB: Figuren geven herinvestering in duurzame warmteproductie na 2030 niet weer. In werkelijkheid zal dit wel gebeuren, waardoor de duurzame warmteproductie niet zal dalen.

De productievolumes voor de verschillende technologieën zijn vergeleken met informatie over beschikbare potentiëlen. Voor aquathermie uit afvalwater, diepe geothermie en restwarmte met warmtepomp vallen de volumes binnen het beschikbare technisch potentieel voor Nederland (Kruit, 2018) (Masterplan Aardwarmte Nederland, 2018) (Deltares en CE Delft, 2018) (Kampman & Nieuwenhuijse, 2019). Voor aquathermie uit oppervlaktewater voor de glastuinbouw en ondiepe geothermie ontbreekt deze informatie, maar hiervoor kan, gelet op de aard van de warmtebronnen, er van worden uitgegaan dat de volumes binnen het technisch beschikbare potentieel vallen.

Tabel 2.4 Technologieën voor warmteproductie in baseline en alternatieve scenario's

	Gebouwde omgeving	Glastuinbouw
Baseline	Biomassaketel	Biomassaketel
Alternatief SDE++ technologieën	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ondiepe geothermie (1/6)</li> <li>• diepe geothermie <math>\geq 20</math> MWth (1/6)</li> <li>• restwarmte met warmtepomp (1/3)</li> <li>• thermische energie uit afvalwater, TEA (1/3)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• diepe geothermie &lt; 20MWth (1/3)</li> <li>• restwarmte met warmtepomp (1/3)</li> <li>• thermische energie uit oppervlaktewater voor directe toepassing, TEO-d (1/3)</li> </ul>
Alternatief gebouwgebonden warmteproductie	Elektrische warmtepomp + isolatie schillabel B	

## 2.4 Bepaling kosten

Voor de twee alternatieve routes en twee beleidsvarianten worden de kosten geschat voor twee perspectieven:

### 1. Nationale kosten

Met nationale kosten worden kosten van investeringen (geannualiseerd op basis van de levensduur) en jaarlijkse gebruikskosten van het energiesysteem weergegeven (productie van energie, transport van energiedragers, energieverbruiksinstallaties en isolatiemaatregelen) voor alle partijen gezamenlijk, exclusief belastingen, heffingen en subsidies. Voor bepaling van de verandering in nationale kosten is gebruik gemaakt van gegevens uit de Startanalyse aardgasvrije buurten (PBL, 2020). De Startanalyse geeft aan welke strategie vanuit nationale kostenperspectief de laagste kosten heeft om een buurt op lange termijn volledig aardgasvrij te maken. De kosten worden gepresenteerd voor 2030 en alleen voor de gebouwde omgeving. De nationale kosten zijn niet bepaald voor de glastuinbouw, omdat hiervoor geen bruikbare gegevens voorhanden waren.

- Voor alternatieve warmteproductie in warmtenetten is, voor buurten met woningen met schillabel D waarvoor de strategie warmtenetten met houtige biograndstoffen het meest kosteneffectief is (strategie S2d<sup>7</sup>), de strategie gewijzigd in een mix (1/3-1/3-1/3) van warmtenet met restwarmte (strategie

<sup>7</sup> Bij strategie S2d gaat het om warmtenetten die voorzien worden met restwarmte en/of warmte van biomassa-warmtecentrales. De Startanalyse maakt geen expliciet onderscheid tussen deze warmtebronnen. Voor buurten waarvoor strategie S2d het meest kosteneffectief is de omvang van de warmtevraag in 2050 ca. 53 PJ.

S2d), warmtenet met geothermie (s2f) en warmtenet met aquathermie (strategie s3f<sup>8</sup>).

- Voor het gebouwgebonden alternatief (elektrische warmtepomp) is, voor buurten met woningen<sup>9</sup> met schillabel D waarvoor strategie warmtenetten met houtige biograndstoffen het meest kosteneffectief is (strategie S2d), de strategie gewijzigd in elektrische warmtepompen en schillabel B (strategie S1a).

## 2. Kosten Rijk

- Voor alternatieve warmteproductie voor warmtenetten en voor glastuinbouw gaat het om een verschil in uitgaven voor SDE++-subsidie van de alternatieve technologieën<sup>10</sup> met de SDE++-subsidie-uitgaven voor verbranding van houtige biograndstoffen in een biomassaketel. De subsidie-uitgaven zijn bepaald op basis van de SDE++-tarieven voor 2021 (basis- en correctiebedrag). Mogelijke toekomstige wijzigingen in deze tarieven zijn opgenomen in een onzekerheidsbandbreedte.

De kosten voor het Rijk zijn niet bepaald voor het gebouwgebonden alternatief (elektrische warmtepomp). Zo'n analyse kan alleen gemaakt worden onder aannames over beleid op lange termijn, omdat SDE++-subsidie-uitgaven in de baseline zich tot 2042 uitstrekken. De onzekerheid over het beleid en de wet- en regelgeving voor de gebouwde omgeving, c.q. kleinverbruikers op de lange termijn zijn groot. Zo zal de regelgeving voor de warmtetarieven wijzigen<sup>11</sup> en kunnen subsidies voor warmtepompen en na-isolatie worden aangepast. Omdat bij dit alternatief de uitkomsten sterk beïnvloed worden door aannames over beleid, is van een kwantificering van de kosten voor het Rijk in deze quick-scan afgezien.

De kosten voor eindgebruikers zijn ook niet bepaald. Hiervoor zijn verschillende redenen:

- Het effect voor alternatieve warmteproductie voor warmtenetten is nihil zolang de wijze van warmteproductie geen effect heeft op het warmtetarief dat eindgebruikers betalen. Dat is nu het geval met het niet-meer-dan-anders principe<sup>12</sup>. Dit principe wordt bij bepaling van het warmtetarief in de toekomst waarschijnlijk losgelaten. Het is nog onvoldoende duidelijk hoe het warmtetarief dan zal worden bepaald.
- Sommige kosten blijven bij de eindgebruikersmethode buiten beeld, zoals de onrendabele top van warmtenetten (kosten die niet door het aansluittarief en het warmtetarief worden gedekt) en de (toerekening van) kosten van verzwaring van de elektriciteitsnetten bij de elektrische warmtepomp.

<sup>8</sup> De capaciteit van een aquathermiebron kan onvoldoende groot zijn om de volledige warmtevraag van de buurt te dekken. In de Startanalyse wordt de warmteproductie dan aangevuld met individuele elektrische warmtepompen. In deze quick-scan is deze verfijning niet toegepast: er is verondersteld dat de aquathermiebron voldoende warmte kan leveren.

<sup>9</sup> De Startanalyse rekent met woningequivalenten. Utiliteitsgebouwen in de buurten zijn omgerekend naar woningequivalenten, waarbij 1 woningequivalent gelijk staat aan een utiliteitsgebouw met een oppervlak van 130 m<sup>2</sup>.

<sup>10</sup> Hierbij wordt ervan uitgegaan dat de genoemde alternatieven voor SDE++-subsidie in aanmerking komen.

<sup>11</sup> Aankomende Wet Collectieve Warmte

<sup>12</sup> Het warmtetarief mag niet hoger zijn dan wanneer warmte wordt opgewekt met een aardgasgestookte HR ketel.



- Aanpassingen in beleid en wet- en regelgeving hebben grote invloed op de berekeningsresultaten en de onzekerheden in de uitkomsten zijn daardoor te groot.

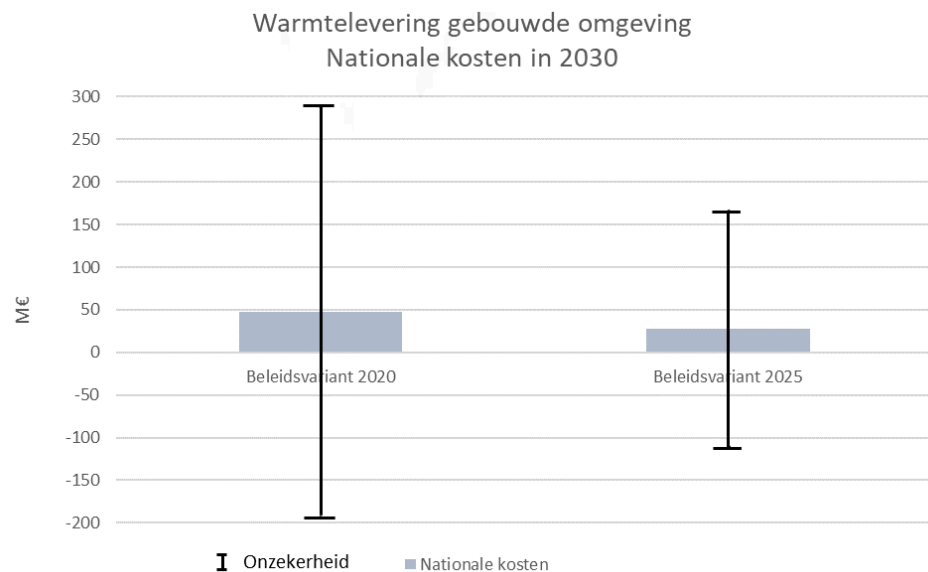
De gebruikte parameters in de berekening worden weergegeven in de Appendix van dit rapport. Naast een middenwaarde worden in de Appendix voor de belangrijkste parameters ook hoge en lage waarden weergegeven die gebruikt zijn om een schatting te maken van de onzekerheidsmarge.

## 3 Resultaten

### 3.1 Nationale kosten

#### *Alternatieven voor warmteproductie warmtenetten gebouwde omgeving*

Voor warmteproductie voor warmtenetten ten behoeve van warmtelevering aan de gebouwde omgeving zijn de nationale kosten in 2030 bepaald met behulp van cijfers uit de Startanalyse aardgasvrije buurten (PBL, 2020). Figuur 3.1 laat zien dat, als rekening wordt gehouden met de onzekerheidsmarge, de nationale kosten van een warmtenet met de veronderstelde mix van alternatieve warmteproductietechnologieën in 2030 niet significant verschillen van die van een warmtenet waarbij de warmte wordt geproduceerd met houtige biogrondstoffen. Ook het verschil in nationale kosten tussen de beide beleidsvarianten is onderling niet significant. Het kostenverschil wordt in Figuur 3.1 maar voor één jaar (2030) weergegeven. Over een langere periode kan dat kostenverschil aanzienlijk groter zijn. Echter, in de periode vóór en na 2030 kunnen de kosten van de technologieën en de prijs van biomassa anders zijn, waarbij overigens de kosten van innovatieve technologie in de loop van de tijd waarschijnlijk zullen dalen. De onzekerheden over technologiekosten en biomassaprijs is opgenomen in de onzekerheidsbandbreedte. De relatief grote onzekerheidsbandbreedte is het gevolg van het verschil tussen twee grote bedragen<sup>13</sup> die ieder een eigen onzekerheid hebben.



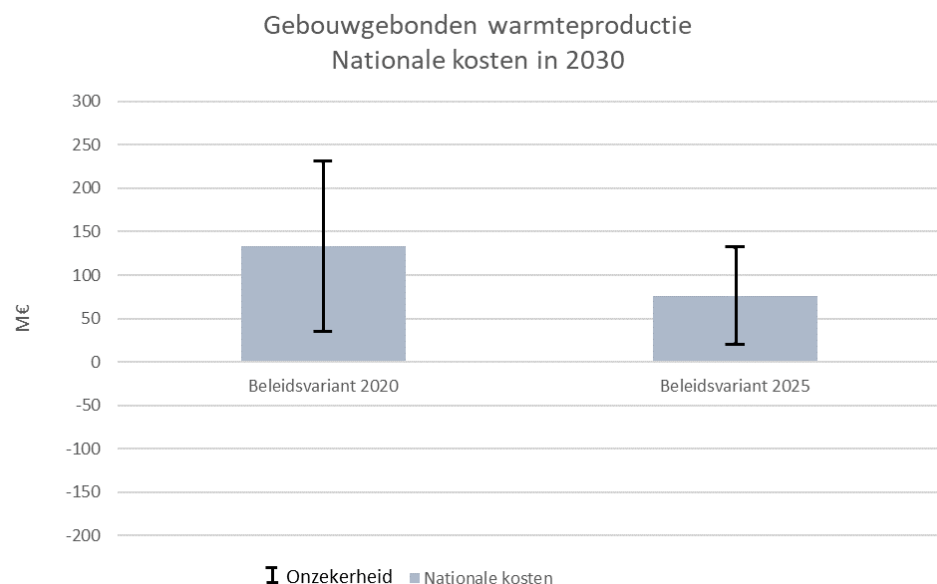
Figuur 3.1 Verandering in de nationale kosten voor warmtelevering met warmtenetten aan de gebouwde omgeving bij een mix van alternatieve warmteproductietechnologieën voor twee beleidsvarianten ten opzichte van warmtelevering met houtige biogrondstoffen

<sup>13</sup> Voor Beleidsvariant 2020 zijn de nationale kosten van de mix van alternatieven M€ 1.230 en voor warmtelevering met houtige biogrondstoffen M€ 1180. Voor Beleidsvariant 2025 zijn de bedragen resp. M€ 675 en M€ 700.

### *Gebouwgebonden alternatief (elektrische warmtepompen)*

Ook voor de gebouwgebonden warmteproductie met elektrische warmtepompen zijn de nationale kosten bepaald met behulp van cijfers uit de Startanalyse aardgasvrije buurten (PBL, 2020). Figuur 3.2 laat zien dat als woningen en utiliteitsgebouwen in buurten waarvoor een aansluiting op een warmtenet het meest kosteneffectief is, worden verwarmd met een elektrische warmtepomp de nationale kosten toenemen. De kosten nemen in 2030 met M€ 130 toe (onzekerheidsmarge M€ 35-230) bij toepassing van elektrische warmtepompen in de gebouwde omgeving ten opzichte van warmtenetten als na 2020 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biogrondstoffen meer worden verstrekt. De kosten nemen in 2030 met toe M€ 75 (onzekerheidsmarge M€ 20-130) als na 2025 geen nieuw SDE++-beschikkingen voor houtige biogrondstoffen meer worden verstrekt.

De nationale kosten nemen bij Beleidsvariant 2020 meer toe dan bij Beleidsvariant 2025 omdat bij Beleidsvariant 2020 een groter aantal woningen en utiliteitsgebouwen wordt voorzien van een elektrische warmtepomp. Het kostenverschil wordt in Figuur 3.2 maar voor één jaar (2030) weergegeven. Over een langere periode is kostenverschil aanzienlijk groter.



Figuur 3.2 Verandering in de nationale kosten voor warmtevoorziening met een elektrische warmtepomp ten opzichte van warmtelevering middels warmtenetten met houtige biogrondstoffen

## 3.2 Kosten Rijk

### *Alternatieven warmteproductie voor warmtenetten gebouwde omgeving*

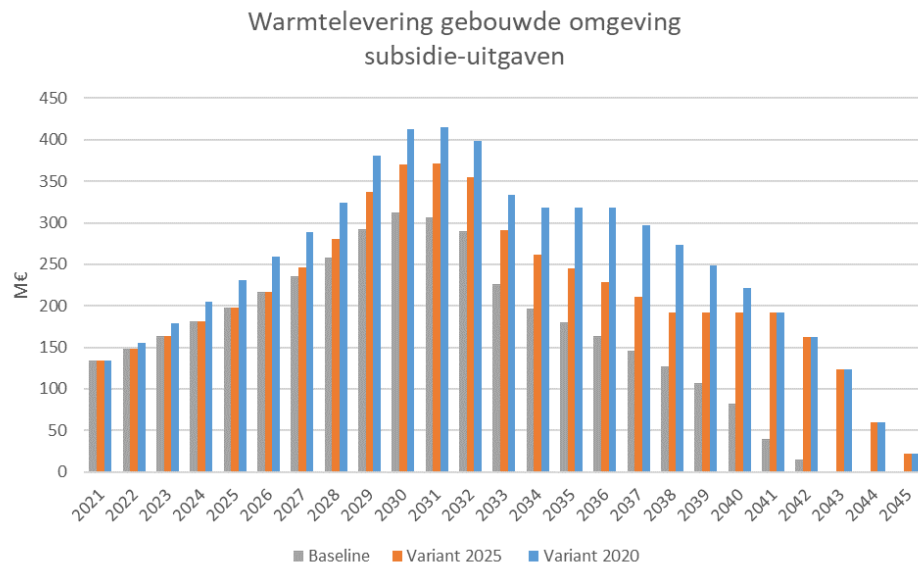
Voor warmteproductie voor warmtenetten ten behoeve van warmtelevering aan de gebouwde omgeving toont Figuur 3.3 de jaarlijkse kasuitgaven van het Rijk aan SDE++-subsidies voor de baseline en voor de twee beleidsvarianten. Voor Beleidsvariant 2020 zijn de kasuitgaven vanaf 2022 hoger dan de baseline<sup>14</sup>. Voor

<sup>14</sup> Verondersteld is dat de productie van duurzame warmte en daaraan verbonden subsidieuitgaven plaatsvindt één jaar na verlenen van de subsidiebeschikking.

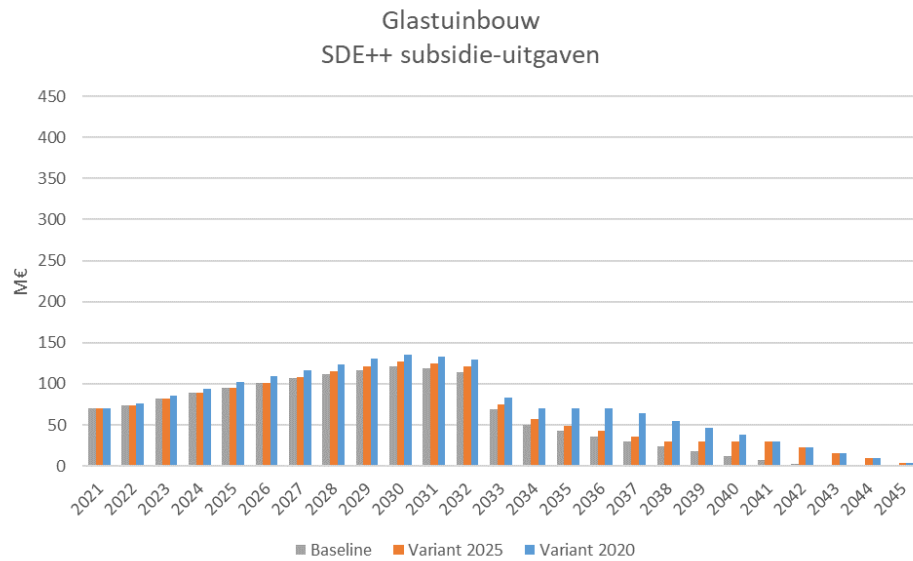
Beleidsvariant 2025 zijn de kasuitgaven aanvankelijk gelijk aan die van de baseline, maar nemen toe vanaf 2027. De looptijd van de SDE++-subsidies is voor de alternatieve technologieën 15 jaar in plaats van 12 jaar voor warmteproductie met houtige biograndstoffen. Hoewel in deze analyse de verstrekking van subsidiebeschikkingen na 2030 ophoudt, lopen de kasuitgaven hierdoor door tot en met 2042 bij de baseline en tot en met 2045 bij de beleidsvarianten. Daarbij nemen de verschillen in subsidie-uitgaven toe.

#### *Alternatieven warmteproductie glastuinbouw*

Voor warmteproductie in de glastuinbouw toont Figuur 3.4 de jaarlijkse kasuitgaven van het Rijk aan SDE++-subsidies voor de baseline en voor de twee Beleidsvarianten. De kasuitgaven voor de SDE++-subsidies in de Beleidsvarianten 2020 en 2025 zijn aanvankelijk nauwelijks hoger dan in de baseline. Dit komt omdat het SDE++-tarief (middenwaarde) voor de mix van de alternatieven slechts 2% hoger is dan die van de biomassaketel (restwarmte is 35% lager, diepe geothermie < 20 MWth 10% hoger en aquathermie uit oppervlakte water 31% hoger). Dit verandert na 2033. Evenals bij de subsidie-uitgaven voor warmteproductie voor warmtenetten gebouwde omgeving, worden de uitgaven voor de glastuinbouw hoger dan die van de baseline vanwege de langere looptijd van de subsidies van de alternatieven.



Figuur 3.3 Jaarlijkse uitgaven van het Rijk aan SDE++-subsidie voor de baseline en de Beleidsvarianten 2020 en 2025 voor warmtelevering gebouwde omgeving



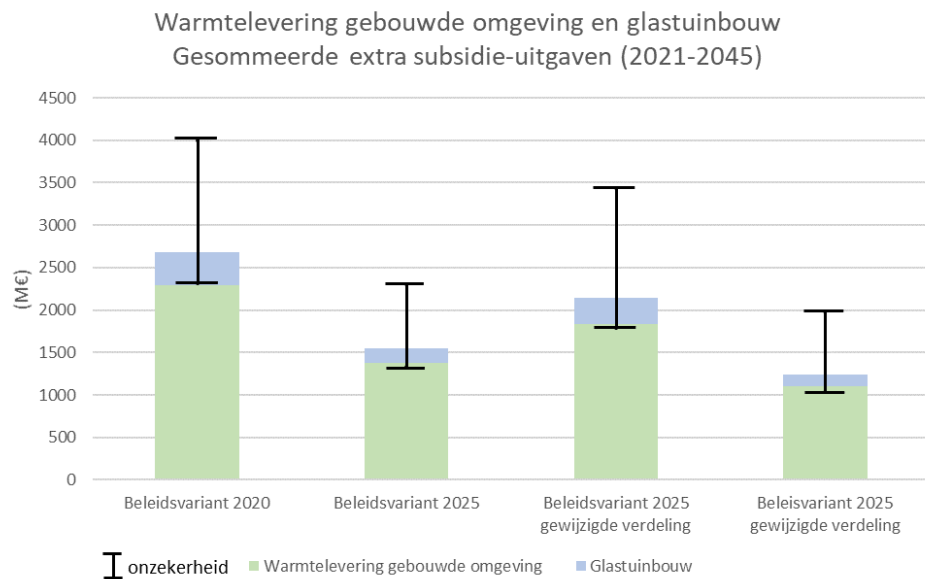
Figuur 3.4 Jaarlijkse uitgaven van het Rijk aan SDE++-subsidie voor de baseline en de Beleidsvarianten 2020 en 2025 voor warmteproductie in glastuinbouw.

#### *Totale kosten Rijk*

Het verschil in SDE++-subsidieuitgaven tussen de Beleidsvarianten en de baseline is gesommeerd over de periode 2021 tot en met 2045. Figuur 3.5 laat hiervan het resultaat zien. Ook wordt een onzekerheidsmarge getoond die de onzekerheid over de energieprijzen en de investeringkosten in de SDE++-tarieven weergeeft (zie paragraaf 3.3 en Appendix bij dit rapport). De onzekerheidsmarge is naar boven groter dan naar beneden. Dit komt omdat de onzekerheden in de parameters van de SDE++-technologieën verschillend zijn en de variatie ten opzichte van de middenwaarde naar boven en naar onder ongelijk is.

Voor Beleidsvariant 2020 nemen de kasuitgaven aan SDE++-subsidies over de periode 2021-2045 toe met MLD € 2,7 (onzekerheidsmarge MLD € 2,3-4,0). De toename van de kasuitgaven aan SDE++-subsidies voor Beleidsvariant 2025 is MLD € 1,5 (onzekerheidsmarge MLD € 1,3-2,3).

Als de veronderstelling over de mix van de alternatieve duurzame warmteproductie-technologieën wordt gewijzigd, heeft dat een directe invloed op de subsidie-uitgaven. Ook dat laat Figuur 3.5 zien. Bij de gewijzigde verdeling is verondersteld dat aquathermie minder goed van de grond komt en dat dit wordt gecompenseerd met meer restwarmte en geothermie (verhouding warmtelevering gebouwde omgeving is dan restwarmte 2/5, ondiepe geothermie 1/5, diepe geothermie 1/5, aquathermie 1/5 en bij glastuinbouw: restwarmte: 2/5, diepe geothermie 2/5, aquathermie 1/5).



Figuur 3.5 Gesommeerde extra uitgaven van het Rijk over periode 2021-2045 voor twee beleidsvarianten met gelijke verdeling over technologie-alternatieven en gewijzigde verdeling

### 3.3 Kanttekeningen en discussie van de resultaten

#### *Kanttekeningen bij grootschalige toepassing van de alternatieve technologieën*

In haar adviesrapport over uitfasering houtige biograndstoffen voor warmtetoepassingen concludeert PBL dat een snelle opschaling van alternatieve duurzame warmtebronnen voor warmtenetten niet aannemelijk is en dat ook een snelle opschaling van gebouwgebonden warmtebronnen met elektrische warmtepompen niet aannemelijk is (Strengers, 2020). In deze quick-scan is het kostenaspect van deze uitfasering onderzocht. Het is belangrijk om te realiseren dat grootschalige toepassing van de alternatieve technologieën niet alleen afhankelijk is van stimulering met de beschikbare subsidie-instrumenten. Voor het realiseren van de beleidsambities is ook aandacht nodig voor specifieke uitdagingen die gelden voor elk van de technologieën. Hiermee kunnen extra kosten zijn gemoeid.

Gebruik van houtige biograndstoffen voor warmteproductie van warmtenetten is een goed ontwikkelde technologie en is geschikt voor grootschalige inzet bij verduurzaming van de warmtenetten. Ook gelden voor houtige biograndstoffen geen geografische beperkingen. In vergelijking daarmee zijn de alternatieve technologieën minder ver ontwikkeld, zijn deze duurzame warmtebronnen niet overal beschikbaar en kent elke technologie nog uitdagingen:

- Bij geothermie is ervaring opgedaan voor het verwarmen van tuinbouwkassen. De ontwikkeling van geothermie voor warmtelevering aan de gebouwde omgeving is nog maar beperkt op gang gekomen en kent uitdagingen op het gebied van onder meer, technologie (geologie en ondergrond), wet- en regelgeving, vergunningen, subsidiëring en financiering, en draagvlak (Geothermie Nederland, 2021).
- Aquathermie wordt op ruim 60 plaatsen in Nederland (vooral bij nieuwbouw) toegepast, waarbij de schaalgrootte van projecten ligt tussen 100 en 1000 woningen per project (Netwerk Aquathermie, 2020). Deze geringe

schaalgrootte en relatief hoge kosten vormen een uitdaging voor grootschalige toepassing van deze technologie.

- Op verschillende plaatsen wordt restwarmte van industrie en datacenters toegepast als warmtebron voor warmtenetten (Expertise Centrum Warmte, 2021). Uitdagingen liggen bij deze technologie vooral op organisatorisch vlak. Er is medewerking nodig van bedrijven die restwarmte beschikbaar maken en het vooruitzicht dat de bron lange tijd beschikbaar zal blijven. Complicaties hierbij kunnen een hindernis vormen voor de grootschalige toepassing van deze technologie.
- Bij het gebouwgebonden alternatief kent de toepassing van elektrische warmtepomp hoge up-front investeringskosten voor de woningeigenaar, niet alleen voor de warmtepomp, maar ook voor isolatie van de woning en aanpassingen in het warmteafgiftesysteem. Hoewel de verwachting is dat deze kosten de komende jaren zullen dalen, zullen aanvankelijk hoge kosten een hindernis kunnen vormen voor grootschalige implementatie. De huidige elektriciteitsnetten zijn niet geschikt om de extra energie te leveren voor de elektrische warmtepompen. Realisatie van de noodzakelijk netverzwaring vormt een extra uitdaging<sup>15</sup>.

Bovengenoemde uitdagingen maken de grootschalige toepassing van de alternatieve warmtebronnen onzeker en daarmee ook de realisatie van de ambities van het Klimaatakkoord ten aanzien van de groei van duurzame warmtelevering via warmtenetten. Als de beoogde groei van de warmtenetten niet tot stand komt, kan ook het potentieel aan duurzame warmtebronnen na 2030 onvoldoende worden benut.

#### *Invloed alternatieve technologiemix bij warmtelevering voor de kostenschattting*

De veronderstellingen ten aanzien van de mix van alternatieven voor warmtelevering zijn beperkt voor de nationale kosten, maar hebben grote invloed op de uitkomsten voor de kosten van het Rijk. In Figuur 3.5 is het effect van een gewijzigde mix aangegeven. De mix kan echter nog verder worden gewijzigd, waarbij er twee extremen bestaan:

1. Als alleen restwarmte als alternatief wordt toegepast, met een lager SDE++-subsidietarief dan een biomassaketel, dan zijn de getotaliseerde extra kosten voor het Rijk over de hele periode M€ 10 tot MLD € 1,8 (afhankelijk van beleidsvariant en onzekerheidsmarge).
2. Is aquathermie met een hoger subsidietarief het enige alternatief, dan zijn de getotaliseerde extra kosten MLD € 2,9-6,8 (afhankelijk van beleidsvariant en onzekerheidsmarge).

Deze extremen zijn theoretisch en niet erg realistisch. De technologie-opties zullen niet overal kunnen worden toegepast vanwege lokale beperkingen in de beschikbaarheid van de warmtebronnen. Een mix van drie technologieën is dan meer waarschijnlijk, al is niet te zeggen wat de verhouding van deze mix zal worden.

#### *Onzekerheden in de kostenschattting*

Bij de kostenanalyse is aangegeven hoe onzekerheden van de belangrijkste gebruikte parameters doorwerken op het resultaat van de berekeningen (zie ook

<sup>15</sup> Ook is netverzwaring nodig voor energielevering voor elektrische auto's en transport van lokaal opgewekte zonne-energie.

Appendix). Voor bepalen van de nationale kosten is gebruik gemaakt van uitkomsten van de Startanalyse van PBL waarmee de kosten van de verschillende strategieën voor aardgasvrije buurten zijn berekend. Voor de onzekerheidsbandbreedte zijn deze kosten +/- 10% gevarieerd. Het is niet bekend of de onzekerheid binnen deze 10% bandbreedte ligt. Als de onzekerheidsbandbreedte groter is kan de ondergrens onder de nul komen te liggen. De nationale kosten voor de strategie elektrische warmtepomp zijn dan in het onderste extreem niet hoger dan die van een warmtenet met houtige biograndstoffen. Het verschil in nationale kosten is niet bepaald voor de glastuinbouw, omdat hiervoor geen bruikbare gegevens voorhanden waren.

Voor de uitgaven van het Rijk zijn de onderliggende parameters van de SDE++-subsidietarieven (investeringskosten, energiekosten) gevarieerd. Voor het bepalen van de onzekerheidsmarge zijn de kostenveranderingen kruislings toegepast, d.w.z. de hoge kosten van de alternatieven zijn gecombineerd met de lage kosten van de baseline en visa versa. Hierdoor is de onzekerheidsmarge relatief groot in vergelijking met het initieel berekende kostenverschil. De variatie van de parameters naar boven en onder ten opzichte van de middenwaarde is niet gelijk voor elke technologie (dit hangt onder meer samen met onzekerheid van de kostenreductiepotentie van een technologie) en kan ook in omvang per technologie verschillend zijn.

De kostenschattingen voor het Rijk hebben alleen betrekking op de basislast van de warmtenetten. Verondersteld is dat de pieklast wordt voorzien met aardgas. Verduurzaming van de piekvraag is in de analyse buiten beschouwing gebleven (zie paragraaf 2.2). Duurzame alternatieven voor biomassaketels waarmee in de piekvraag kan worden voorzien (electro boilers, piekketels gestookt met groen gas of waterstof) kunnen tot extra kostenverhoging leiden.

#### *Inkomsten uit elektriciteit bij SDE++-technologieën*

Bij de meeste alternatieve SDE++-technologieën wordt elektriciteit gebruikt, zoals voor warmtepompen bij toepassing van aquathermie. Door dit elektriciteitsgebruik ontvangt het Rijk extra inkomsten uit energiebelasting (EB) en Opslag Duurzame Energie (ODE) die bij inzet van houtige biograndstoffen in de biomassaketel niet plaatsvindt. Als hiermee rekening wordt gehouden, verlaagt dit de extra kasuitgaven die bij toepassing van de alternatieven ontstaat. De hoogte van de EB- en ODE-tarieven, die van toepassing zijn voor de verschillende SDE++-technologieën, zijn op lange termijn echter onzeker en daarmee ook de hoogte van deze extra inkomsten.



## 4 Conclusies

Op basis van een quick-scan naar de kosten bij toepassing van alternatieve technologieopties ten opzichte van toepassing van houtige biograndstoffen voor warmtenetten voor de gebouwde omgeving en bij de warmtevoorziening voor de glastuinbouw, kunnen de volgende conclusies worden geformuleerd:

### ***Extra inspanning nodig om ambities Klimaatakkoord te realiseren***

Voor de warmtevoorziening van de gebouwde omgeving en glastuinbouw is in het Klimaatakkoord een dubbele ambitie geformuleerd: het vergroten van de warmtelevering via warmtenetten en de verduurzaming daarvan. Met warmtenetten kan het potentieel van verschillende duurzame warmtebronnen, zoals geothermie, aquathermie, zonthermie en restwarmte, verder worden ontsloten. Met de verduurzaming van de warmtenetten wordt een CO<sub>2</sub>-reductie gerealiseerd die bijdraagt aan het behalen van de reductiedoelstelling van het Klimaatakkoord. De KEV 2020 verwacht dat de ambities van het Klimaatakkoord niet gehaald zullen worden: in 2030 27 PJ warmtelevering aan de gebouwde omgeving (13 PJ onder de ambitie) en 5 PJ warmtelevering aan de glastuinbouw (5 PJ onder de ambitie). Van deze 32 PJ wordt verwacht dat 15 PJ zal worden ingevuld met duurzame warmtebronnen. Om de ambities van het Klimaatakkoord te realiseren zal een extra (beleids-)inspanning nodig zijn om:

- 13 PJ meer warmte te leveren aan de gebouwde omgeving.
- 17,1 PJ meer warmtelevering te verduurzamen voor de gebouwde omgeving.
- 7,35 PJ extra warmteproductie te verduurzamen voor de glastuinbouw.

### ***Er zijn verschillende alternatieven denkbaar voor duurzame warmteproductie als houtige biograndstoffen worden uitgefaseerd***

De toepassing van houtige biograndstoffen in biomassaketels is een goed ontwikkelde techniek om warmtenetten te verduurzamen en kan goed worden opgeschaald. Als houtige biograndstoffen voor warmteopwekking van warmtenetten en voor glastuinbouw eerder worden uitgefaseerd door de verstrekking van SDE++-subsidiebeschikkingen te beëindigen, zijn er in principe verschillende alternatieve technologieopties denkbaar voor verduurzaming van de warmtevoorziening. Voor warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving zijn in deze quick-scan de volgende opties beschouwd: restwarmte uit industrie of datacenters (met warmtepomp), ondiepe en diepe geothermie, aquathermie uit afvalwater en, als alternatief voor gebouwgebonden warmteproductie, de elektrische warmtepomp. Voor warmtevoorziening van de glastuinbouw zijn de beschouwde alternatieven: restwarmte uit industrie of datacenters (met warmtepomp), diepe geothermie en aquathermie uit oppervlaktewater.

### ***De kosten vanuit nationaal perspectief veranderen niet significant of nemen toe, afhankelijk van het scenario***

Vanuit nationaal kostenperspectief (waarbij gekeken wordt naar de kosten van alle partijen in Nederland gezamenlijk, zonder rekening te houden met subsidies, belastingen en heffingen):

- is er, gezien de onzekerheidsmarge (M€ -190 tot +290 in 2030), geen significante verandering in de kosten bij warmteproductie van warmtenetten voor de gebouwde omgeving als in plaats van verbranding van houtige

- biograndstoffen in een biomassaketel een *mix van alternatieve SDE++-technologieën (restwarmte, geothermie, aquathermie)* wordt toegepast.
- nemen de kosten toe bij toepassing van *elektrische warmtepompen* in de gebouwde omgeving ten opzichte van warmtenetten. Als na 2020 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt is dit M€ 130 in 2030 (onzekerheidsmarge M€ 35-230) en als na 2025 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt is dit M€ 75 in 2030 (onzekerheidsmarge M€ 20-130).

***De kosten voor het Rijk nemen toe bij alternatieven voor warmteproductie warmtenetten en voor glastuinbouw***

Als voor warmteproductie van warmtenetten voor de gebouwde omgeving en bij glastuinbouw een *mix van alternatieve technologieën (restwarmte, geothermie, aquathermie)* wordt toegepast in plaats van verbranding van houtige biograndstoffen in biomassaketels, dan nemen de uitgaven aan SDE++-subsidies over de periode 2021-2045 toe:

- met MLD € 2,7 (onzekerheidsmarge MLD € 2,3-4,0) als na 2020 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt.
- met MLD € 1,5 (onzekerheidsmarge MLD € 1,3-2,3) als na 2025 geen nieuwe SDE++-beschikkingen voor houtige biograndstoffen meer worden verstrekt.

De verhouding waarin alternatieve technologieën worden toegepast heeft invloed op de grootte van het kostenverschil. Het is niet te zeggen wat de verhouding van deze mix zal worden, al is het waarschijnlijk dat alle drie technologie-opties zullen worden toegepast. De SDE++-uitgaven dalen bij een groter aandeel restwarmte en stijgen bij een groter aandeel aquathermie.

***Grootschalige toepassing van alternatieve technologieën kent verschillende uitdagingen en is onzeker***

Voor grootschalige toepassing van de alternatieve technologieën is stimulering met alleen de daarvoor beschikbare subsidie-instrumenten waarschijnlijk onvoldoende. Elk van de alternatieve technologieën kent de komende jaren nog eigen uitdagingen. Die variëren van (aanvankelijk nog) hoge investeringskosten tot aanpassingen in wet- en regelgeving, vergunningprocedures en organisatorische uitdagingen. Voor een versnelde implementatie van alternatieve technologieën is mogelijk flankerend beleid nodig. Daarmee kunnen extra kosten gemoeid zijn die niet zijn opgenomen in de kostenschattingen. Deze uitdagingen maken de grootschalige toepassing van de alternatieve technologieën onzeker en daarmee ook de realisatie van de ambities van het Klimaatakkoord. De beoogde groei van de warmtenetten is met houtige biograndstoffen goed mogelijk. Met de alternatieve technologieën bestaat het risico dat de opschaling niet tot stand komt met als gevolg dat het potentieel aan duurzame warmtebronnen na 2030 onvoldoende worden benut. PBL komt tot een vergelijkbare conclusie in het Advies uitfasering houtige biograndstoffen voor warmtetoepassingen (Strengers, 2020).

## Referenties

- Deltares en CE Delft. (2018). *Verkenning warmtelozing en duurzaam hergebruik restwarmte*. <https://ce.nl/publicaties/restwarmte-de-stand-van-zaken>
- DNE-Research. (2021). *Nationaal warmtenet trendrapport*. Stichting Warmtenetwerk. <https://www.warmtenetrendrapport.nl/>
- ECW. (2021). *Dataset met de uitkomsten van de Startanalyse op buurtniveau*. Expertise Centrum Warmte.
- Expertise Centrum Warmte. (2021). <https://www.expertisecentrumwarmte.nl/themas/technische+oplossingen/techniefactsheets+energiebronnen/restwarmte+nieuw/default.aspx>
- EZK. (2020). Kamerbrief uitvoering motie gebruik vaste houtige biomassa voor energietoepassingen. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.
- Geothermie Nederland. (2021). *Adviesrapport Geothermie in de Gebouwde Omgeving*. Geothermie Nederland, Stichting Warmtenetwerk, EBN, EZK. [https://geothermie.nl/images/bestanden/Adviesrapport\\_Geothermie\\_in\\_de\\_Gebouwde\\_Omgeving.pdf](https://geothermie.nl/images/bestanden/Adviesrapport_Geothermie_in_de_Gebouwde_Omgeving.pdf)
- Kampman, B., & Nieuwenhuijse, I. (2019). *Restwarmte, de stand van zaken - Een verkenning van beleid, kansen en barrières*. CE Delft 19.3T32.024. <https://ce.nl/publicaties/restwarmte-de-stand-van-zaken/>
- KEV. (2020). *Klimaat- en Energieverkenningen*. PBL. <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2020>
- Klimaatakkoord. (2019). Den Haag.
- Kruit, K. B. (2018). *Nationaal potentieel van aquathermie - analyse en review van mogelijkheden*. CE Delft, Deltares, 18.5574.116. <https://www.ce.nl/publicaties/2171/nationaal-potentieel-van-aquathermie>
- Lensink, S. K. (2021). *Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2021*. PBL. <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021>
- Masterplan Aardwarmte Nederland. (2018). Stichting Platform Geothermie, DAGO, Stichting Warmtenetwerk, EBN. <https://kennisbank.ebn.nl/het-masterplan-aardwarmte-nederland>
- Netwerk Aquathermie. (2020). *Aquathermie in de praktijk - eerste conclusies en inzichten*. Netwerk Aquathermie i.s.m. Deltares. <https://www.aquathermie.nl/bibliotheek/handlerdownloadfiles.ashx?idnv=1563686>
- PBL. (2020). *Startanalyse aardgasvrije buurten (versie 24 september 2020)*. PBL. [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-startanalyse-aardgasvrije-buurten-versie\\_2020-24-september-2020\\_4038.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-startanalyse-aardgasvrije-buurten-versie_2020-24-september-2020_4038.pdf)
- Pișcă, I. A. (2021). *Definitieve correctiebedragen 2020 voor de SDE++*. TNO, PBL. <https://www.pbl.nl/publicaties/definitieve-correctiebedragen-2020-voor-de-sde-plus-plus>
- Segers, R. R. (2020). *Warmtemonitor 2019*. TNO 2020 P11264.
- Sienot, M. D.-F. (2020). Gewijzigde motie het lid Sienot c.s. over geen nieuwe subsidiebeschikkingen voor verbranding van houtachtige biomassa t.v.v. 32813-510. Den Haag: Tweede Kamer.

- Strengers, B. H. (2020). *Advies uitfasering houtige biograndstoffen voor warmtetoepassingen*. PBL.  
<https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-advies-uitfasering-houtige-biograndstoffen-voor-warmtetoepassingen-4303.pdf>
- Van Geest, L. (2021). *Bestemming Parijs - Wegwijzer voor klimaatkeuzes 2030, 2050*.

## A Gebruikte parameters in de berekeningen

### A.1 Nationale kosten

De parameters voor nationale kosten zijn ontleend aan de “Startanalyse voor aardgasvrije buurten” van PBL (PBL, 2020). Tabel A.1 geeft de gemiddelde nationale kosten weer per woning per jaar in 2030 voor de buurten waarvoor op lange termijn een warmtenet met restwarmte of biomassaketel en woningen met schillabel D (Strategievariant S2d) het meest kosteneffectief is. Voor dezelfde buurten geeft de tabel ook de gemiddelde nationale kosten in 2030 per jaar en per woning voor de alternatieve strategieën: elektrische luchtwarmtepompen en schillabel B (S1a).

De waarden voor nationale kosten zijn gevoelig voor veranderingen in investeringskosten en kosten voor energiedragers. De invloed van verandering in investeringskosten en kosten energiedragers is echter niet nader onderzocht. Voor de onzekerheidsbandbreedte is een spreiding in de parameters van +/-10% gehanteerd.

Tabel A.1 Gemiddelde waarde voor nationale kosten in 2030 in €<sub>2020</sub> per jaar per woning (ECW, 2021)

Strategievariant	Midden	Hoog	Laag
Warmtenet met biomassaketel en woningen met schillabel D (S2d)	827	908	744
Warmtenet met geothermie (s2f)	919	1011	827
Warmtenet met aquathermie (s3f)	797	877	717
Elektrische luchtwarmtepomp en woningen met schillabel B (S1a)	1088	1197	979

### A.2 SDE++

In de berekening zijn de meest recente SDE++-tarieven gebruikt gebaseerd op (Lensink, 2021) (Pișcă, 2021). De parameters zijn weergegeven in onderstaande tabel. De waarden ‘Hoog’ en ‘Laag’ zijn bepaald door de investeringen 5% hoger respectievelijk lager te kiezen en te variëren op de prijs voor elektriciteit voor de warmtepompen (bereik 40 tot 58 €/MWh, middenwaarde 45 €/MWh). De biomassaprijs is bij ‘Hoog’ 10% hoger en bij ‘Laag’ 5% lager. De correctiebedragen betreffen gemiddelden en zijn bepaald op basis van prijzen uit KEV 2020. Ze hebben betrekking op warmte-middelgroot voor ondiepe geothermie en warmte-groot voor de andere categorieën. Voor de biomassa-ketel is het correctiebedrag bepaald over een periode van 12 jaar, voor de andere categorieën is dat 15 jaar. Merk op dat in Tabel A.2 de varianten ‘Hoog’ en ‘Laag’ voor de onrendabele top samengesteld zijn uit kruislings verbonden waarden voor basis- en correctiebedrag.

Om dezelfde CO<sub>2</sub>-emissiereductie te realiseren als bij inzet van houtige biobrandstoffen is de warmteproductie door alternatieve SDE++ technologieën gecorrigeerd voor het verschil in CO<sub>2</sub>-emissiereductie. Hiervoor zijn de netto-emissiefactoren gebruikt, waarbij rekening is gehouden met het interne

energiegebruik van de technologie, bijv. elektriciteitsgebruik van een warmtepomp. Voor de emissies van het elektriciteitsgebruik wordt daarbij gerekend met de gemiddelde emissiefactor van de marginale productie-eenheid in 2030. Tabel A.3 toont de emissiefactoren van de verschillende SDE++-technologieën. (Lensink, 2021).

Tabel A.2 Basisbedragen, correctiebedragen en onrendabele top (basisbedrag minus correctiebedrag) voor SDE++-technologieën (€2020/kWh). De varianten 'Hoog' en 'Laag' voor de onrendabele top zijn samengesteld uit kruislings verbonden waarden voor basis- en correctiebedrag: onrendabele top hoog is basisbedrag hoog minus correctiebedrag laag

	Basisbedrag	Correctie-bedrag	Onrendabele top
<b>Midden</b>			
Biomassaketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5$ MWth (6000 uur)	0,048	0,019	0,029
Restwarmte met warmtepomp	0,039	0,020	0,019
Ondiepe geothermie	0,071	0,031	0,040
Diepe geothermie < 20MWth	0,052	0,020	0,032
Diepe geothermie $\geq 20$ MWth	0,047	0,020	0,027
Aquathermie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	0,058	0,020	0,038
Aquathermie uit afvalwater (TEA)	0,068	0,020	0,048
<b>Hoog</b>			
Biomassaketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5$ MWth (6000 uur)	0,051	0,023	0,037
Restwarmte met warmtepomp	0,045	0,023	0,031
Ondiepe geothermie	0,076	0,035	0,056
Diepe geothermie < 20MWth	0,054	0,023	0,041
Diepe geothermie $\geq 20$ MWth	0,051	0,023	0,037
Aquathermie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	0,063	0,023	0,050
Aquathermie uit afvalwater (TEA)	0,074	0,023	0,060
<b>Laag</b>			
Biomassaketel op vaste of vloeibare biomassa $\geq 5$ MWth (6000 uur)	0,046	0,014	0,023
Restwarmte met warmtepomp	0,037	0,014	0,023
Ondiepe geothermie	0,067	0,021	0,033
Diepe geothermie < 20MWth	0,050	0,014	0,027
Diepe geothermie $\geq 20$ MWth	0,046	0,014	0,023
Aquathermie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	0,056	0,014	0,033
Aquathermie uit afvalwater (TEA)	0,064	0,014	0,041

Tabel A.3 CO<sub>2</sub>-emissiefactoren SDE++-technologieën (kg CO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub>)

	Netto emissiefactor
Biomassaketel op vaste of vloeibare biomassa ≥ 5 MWth (6000 uur)	0,226
Restwarmte met warmtepomp	0,165
Ondiepe geothermie	0,166
Diepe geothermie < 20MWth	0,218
Diepe geothermie ≥ 20MWth	0,213
Aquathermie uit oppervlaktewater voor directe toepassing (TEO-d)	0,166
Aquathermie uit afvalwater (TEA)	0,166

**VRAAG:**

**In hoeverre is het beschreven beleid op hoofdlijnen, obv verdere uitwerking, voldoende om 55% te reduceren?**

**ANTWOORD:**Aanname over sectorale verdeling bij 55%

We maken hierna een zeer grove ambtelijke inschatting, waarbij we de vraag stellen of de hoofdlijnen 'compleet' zijn, d.w.z. voldoende aangrijpingspunten bieden om na een verdere uitwerking tot doelbereik te komen. Het concept met het beschreven beleid op hoofdlijnen is nog niet duidelijk over het doel. Dat is wel nodig om een inschatting te maken of doelbereik binnen bereik kan komen. We doen hiervoor dan ook een aanname die we baseren op Van Geest.

Het meest uitgebreide indicatieve pakket in het rapport van van Geest is bedoeld om min of meer aan te sluiten op een nationaal doel van 55% met onderstaande verdeling. Deze verdeling is gemaakt o.b.v. een kosteneffectieve verdeling rekening houdend met reductiepotentieel per sector en er is getracht te komen tot een realistische en haalbare opgave per sector. De informatie uit de tabel sluit aan op de tabel in het antwoord op vraag 2 in set antwoorden verzonden d.d. 30-10). Uit die antwoorden blijkt ook dat er op basis van de raming in de KEV 2021 voor 2030 om 55% te realiseren er een reductie nodig is van 17 Mton - 39 Mton.

Op de volgende pagina's is steeds per sector een vergelijking gemaakt van het indicatieve beleidspakket zoals dat in van Geest is voorgesteld en het beleidspakket dat afgeleid kan worden uit de concept-teksten van de zijtafel Klimaat. Kantekening daarbij is dat er zeker voor de kleinere maatregelen alternatieven denkbaar zijn voor de maatregelen uit het van Geest beleidspakket.

	<b><u>Indicatieve opgave op basis van de 55%-variant uit het rapport van van Geest</u></b>
<u>Gebouwde omgeving</u>	<u>-4 Mton ESR</u>
<u>Landbouw (excl landgebruik)</u>	<u>-7 Mton ESR</u>
<u>Mobiliteit</u>	<u>-5 Mton ESR</u>
<u>Industrie (ESR + ETS)</u>	<u>-2 Mton ESR - 6 ETS</u>
<u>Elektriciteit (ETS)</u>	<u>-2 Mton ETS</u>



### Belangrijkste aandachtspunten uitwerking op hoofdlijnen per sector

- Het studiegroeprapport “Bestemming Parijs” bevatte geen precieze doorrekening van de afzonderlijke maatregelen maar ambtelijke inschattingen. Voor elke pakket geldt dat interacties tussen maatregelen – positief danwel negatief – nog niet in kaart te brengen zijn. Dat zorgt voor significante onzekerheid over de totale opbrengst, deze is pas te reduceren door doorrekening door het PBL.
- De ervaring leert dat ambtelijke aannames over reductiepotentieel dikwijls te optimistisch blijken.
- Om te vermijden dat er over de komende jaren telkens top ups nodig zijn is het aan te raden om met een marge in Mton te werken in het nu samen te stellen pakket, of afspraken te maken over een borgingsmechanisme wat in werking treedt indien blijkt dat het doel buiten bereik raakt. Onderstaand overzicht houdt nog geen rekening met deze benodigde marge.
- Het pakket van Geest geeft aan dat er een goede balans tussen investeringen enerzijds en normering en beprijzing anderzijds noodzakelijk is om de aangescherpte doelen te behalen. Een aantal normerings- en beprijzingsmaatregelen ontbreken in het concept formatiestuk of zijn nog onzeker. De maatregelen die nu zijn opgenomen in het concept tellen niet op tot 55%.
  - Gedragsverandering is noodzakelijk om de (hogere) klimaatdoelen te halen. Het beprijzen van de CO2-uitstoot is een effectief instrument om dit te realiseren. Een aanscherping van het beprijzings- en normeringsinstrumentarium leidt daarnaast alleen tot effectieve CO<sub>2</sub>-reductie als ook de randvoorwaarden gereed zijn. Zo moet er tijdig duidelijkheid zijn over de beschikbare benodigde infrastructuur en moet deze tijdig gereed zijn.
  - Met beprijzen is een structurele reeks opbrengst mogelijk die ingezet kan worden voor een terugsluis of als financiering voor investeringen. De genoemde beprijzingsmaatregelen zijn slechts een onderdeel van fiscale vergroening. Het is aan te bevelen ook integraal naar het fiscale stelsel te kijken, waarbij bijvoorbeeld verdere fiscale vergroening wordt gecombineerd met een verlaging van de lasten elders (bijv. lasten op arbeid).

Beeld bij instrumentering & doelbereik per sector, obv hoofdlijnen in het concept codering:

	<u>Instrumentering duidelijk</u>
	<u>Instrumentering moet nader worden ingevuld</u>
?	<u>Belangrijke maatregel ontbreekt</u>

## Elektriciteit

Potentiële maatregelen 'Bestemming Parijs'	CO2-effect van maatregel(en) in 2030 zoals uitgewerkt in Bestemming Parijs	Maatregelen uit concept formatie	Indicatie CO2-effect 2030 o.b.v. concept	Aandachtspunten
<i>Stimulering hernieuwbare elektriciteit</i>	0 Mton, noodzakelijk voor CO2-reductie andere sectoren	Stevige inzet wind op zee en zon op dak.	0 Mton	Instrumentarium en maatvoering ontbreekt. Vraagontwikkeling onvoldoende zeker en stimulering elektrificatie vraagzijde ontbreekt. Bovenop de extra 10GW WOZ is nog extra verder potentieel WoZ in 2030 niet reëel. Netinpassing zon op dak problematisch (wind op land technisch beter in te passen, niet echter qua draagvlak). Grote inzet op netuitbreiding, opslag en variabele vraag noodzakelijk.
		Striktere inpassingseisen hernieuwbaar op land, zoals afstandnormen; ZOL alleen multifunctioneel, zoals bij Rijksgronden	Let op: mogelijk hogere uitstoot, als hernieuwbare opties worden uitgesloten	Inzet ambitie HOL niet duidelijk Praktische uitvoering via vergunningen (rol mede-overheden). Afstandsnorm leidt tot minder innovatie (geen prikkel stillere turbines). Naast afstand zijn omgevingsfactoren (zoals bomen) of atmosferische omstandigheden belangrijk. Cf. motie wordt extern rapport gemaakt over afstandsnorm versus geluidsnorm. En nieuwe plan-MER regels in voorbereiding n.a.v. RvS uitspraak (Nevele). Passend om link daarmee te leggen. Praktische uitvoering via vergunningen (rol mede-overheden).
Stimulering CO2-vrij regelbaar vermogen	2 Mton		?	Regelbaar vermogen is niet ingevuld Kan bestaan uit biomassa-bijstook, gascentrales plus CCS of via gascentrales op waterstof. Kerncentrales kunnen na 2030 hierbij een optie zijn.
TOTAAL:	2 Mton	TOTAAL:	0 Mton, of stijging uitstoot	

## Industrie

Potentiële maatregelen 'Bestemming Parijs'	CO2-effect van maatregel(en) in 2030 zoals uitgewerkt in Bestemming Parijs	Maatregelen uit concept formatie	Indicatie CO2-effect 2030 o.b.v. concept	Aandachtspunten
<i>Aanscherping CO2-heffing op aanvullende reductie 6 mton</i>	6 mton	Verhoging marginale heffing is gesprekspunt	Mogelijk 6 mton	Keuze nodig <sup>1</sup>
Verhogen SDE++, met hoger budget voor industrie				SDE++/budget (in aanvulling op augustusbesluitvorming) wordt niet genoemd. Instrumentarium ontbreekt voor maatwerk afspraken (NIKI/DEI XL), VEKI instrument voor procesefficiency
Loslaten CCS-plafond		Behoud plafond, met aanpassing voor doelstelling		Hogere en snellere ambitie is technologisch niet haalbaar met het huidige CCS plafond. Extra reductie vraagt om toepassing van meer CCS (mogelijk in combinatie met negatieve emissies). Meer CCS resulteert in hogere prijs van CO2-levering aan de glastuinbouw
		Introductie vlakke heffing is gesprekspunt		Vlakke heffing bovenop marginale heffing heeft effect op internationaal speelveld en weglekeffecten industrie
		Bindende maatwerkafspraken		Borging en instrumentering maatwerk- afspraken is nog niet duidelijk. <sup>2</sup> Wat krijgt voorrang: groene industriepolitiek (emissiereductie na 2030) of kosteneffectieve reductie (m.n. door extra CCS)

<sup>1</sup> Daarnaast kan ook worden gekeken naar het verlengen van de CO2-heffing naar de periode tot 2040. Dit geeft meer lange termijn zekerheid aan de industrie.

<sup>2</sup> Het is onduidelijk hoe veel extra reductie maatwerk oplevert, ook gezien de reductie die al in het basispad zit bij deze bedrijven a.g.v. ETS en nationaal beleid (zoals CO2-heffing). Deze maatregel is niet eerder doorgerekend.

Aanpassingen EB (hogere tarieven, afschaffen vrijstellingen, beperken inputvrijstelling)	2 Mton		Mogelijk 2 mton	Met name voor het niet-ETS deel van de industrie kan via de energiebelasting de prikkel tot energiebesparing en verduurzaming worden vergroot. Dit deel valt namelijk grotendeels niet onder de nationale CO2-heffing. Een verhoging van tarieven op aardgas i.c.m. verlaging tarieven elektriciteit stimuleert elektrificatie. Aansluiten bij voorstellen EUCie voor aanscherping Energy Taxation Directive
Circulair: ontwikkeling & opschaling recycling, verplicht % recycleat bouwmaterialen		Extra onderzoek en innovatie in circulaire economie, Rijksinkoop		Aanzet voor regulering, stimulering (scope 3) op CE-terrein ontbreekt
Toezicht en handhaving energiebesparingsplicht				Al opgenomen in augustuspakket (miljoenennota 2021)
		Inzicht en advies voor mkb		Ook fin. Ondersteuning?
TOTAAL:	8 Mton, wv 2 ESR		TOTAAL: Minder dan 8 Mton	

## Gebouwde Omgeving

Potentiële maatregelen 'Bestemming Parijs'	CO2-effect van maatregel(en) in 2030 zoals uitgewerkt in Bestemming Parijs	Maatregelen uit concept formatie	Indicatie CO2-effect 2030 o.b.v. concept	Aandachtspunten
Aanpassing Energiebelasting	1,5 Mton	Geen voorstellen in paragraaf GO	Mogelijk 1,5 Mton, afhankelijk van de maatvoering/middelen en keuzes bij inzet Verhuurderheffing.	EB wordt niet genoemd maar is wel belangrijke verduurzamingsprikkel.
Nationaal Isolatieprogramma koop + huur		Nationaal Isolatieprogramma; normering voor verhuurders		Geen normering van koopwoningen. Dat is op termijn wel gewenst. Bij sociale en particuliere huur verplichtingen/prestatieafspraken die verder gaan dan uitfaseren van slechte energielabels ( <i>niet genoemd, wel noodzakelijk voor doelbereik</i> )
Stimulering hybride warmtepomp		Normering bij leveranciers, subsidie voor meerkosten huishoudens		Aanvullend op augustusbesluitvorming. Normering is wel mogelijk op apparaten, maar norm kan niet worden gericht op leveranciers.
Verduurzaming utiliteit waaronder Maatschappelijk vastgoed	0,5 Mton		?	Maatschappelijk vastgoed niet genoemd; wordt pakket prinsjesdag doorgetrokken naar 2030? Komt er een aanvullend pakket bovenop?
Stimulering duurzame warmte	0,9 Mton	Realisatie collectieve warmtenetten daar waar kosteneffectief, ORT uit nationale tenderregeling	Mogelijk 1 Mton	Wetgeving belangrijk (zowel marktordening en tariefregulering als wetgeving t.b.v. de wijkaanpak) Maatvoering ontbreekt. 4,3 mld voor volledige onrendabele top tot 2030. Bij gedeeltelijke subsidiëring volstaat lager bedrag, maar moet kostendaling voor doelbereik zorgen. Randvoorwaarde is middelen voor opschaling duurzame warmte SDE++ ter voeding warmtenetten. Daarnaast zijn de uitvoeringskosten van medeoverheden randvoorwaardelijk voor de energietransitie in de gebouwde omgeving, waaronder de wijkaanpak.
Stimulering groen gas en bijmengverplichting	1 Mton	Bijmengverplichting voor groen gas in het gasnet.	0,9 Mton Theoretisch mogelijk: Bijmengen max 1,4 Mton Subsidie max 0,4 Mton. Maar groengas is ook in andere sectoren nodig, kan maar deels naar de GO.	

Innovatie en kostenreductie bouw		Innovatieprogramma slim, betaalbaar en opschaalbaar verduurzamen	0,2 Mton	Programmatische inzet op kostenreductie is noodzakelijk om de energietransitie in de gebouwde omgeving betaalbaar te maken.
TOTAAL:	4 Mton	TOTAAL:	Maximaal 4 Mton	Let op: dubbelstellingen indien afzonderlijke componenten worden opgeteld

## Mobiliteit

Potentiële maatregelen 'Bestemming Parijs'	CO2-effect van maatregel(en) in 2030 zoals uitgewerkt in Bestemming Parijs	Maatregelen uit concept formatie	Indicatie CO2-effect 2030 o.b.v. concept	Aandachtspunten
Stimulering EV-personenvervoer 2026-2030	2,1 Mton	EV wordt gestimuleerd, ook tweedehandsmarkt, maar overstimulering wordt voorkomen	Mogelijk 2,1 Mton	Voor doelbereik is gewenst: mix van normeren (o.a. verplicht aandeel EV in zakelijk wagenpark), beprijzen (o.a. BPM-verhoging fossiele personenauto's) en stimuleren (o.a. verlengen van de korting op de bijtelling en aanschafsubsidie voor particulieren die een nieuwe of tweedehands EV aanschaffen).
Stimulering EV bestel- en vrachtwagens	1 Mton (0.3 vracht, 0.7 bestel)	Alleen genoemd wordt dat vrachtverkeer ondersteuning krijgt	Mogelijk 1 Mton	Vrachtverkeer: subsidies voor de periode tot en met 2025. Daarna vrachtwagenheffing + terugsluis. Bestelauto's: Geleidelijke afbouw bpm-vrijstelling voor nieuwe bestelauto's met fossiele verbrandingsmotor voor ondernemers in combinatie met aanschafsubsidie emissieloze bestelauto's en laadinfrastructuur op eigen terrein, gewichtscorrectie in mrb voor EV.
Stimulering Biobrandstoffen	0,3	Bijmenging biobrandstoffen wordt gestimuleerd, maar onduidelijk hoe	Mogelijk 0,3 Mton	Om CO2-reductie te realiseren moet de jaarverplichting verder worden verhoogd tov het klimaatakkoord.
Betalen naar gebruik	0-4	Is nog een gesprekspunt	Mogelijk 0-4 Mton	Besluit betalen naar gebruik <b>heeft effect na 2030</b> vanwege invoeringstermijn. Afhankelijk van de vormgeving levert het meer of minder CO2 op. <sup>3</sup> Ter indicatie: een vlak tarief met emissiedifferentiatie zou tot 4 Mton kunnen opleveren, BNG invoeren enkel voor EV's levert 0 Mton op.
		De uitrol van laadinfrastructuur wordt versneld		Zowel voor personenvervoer als voor de logistieke sector is een versnelde uitrol van laadinfrastructuur een

<sup>3</sup> Ook met 100% EV nieuwverkoop in 2030 is groot deel van wagenpark nog lang fossiel. Om de klimaatdoelen te halen is daarom een beprijzing van het aantal gereden kilometers nodig voor het hele wagenpark.

				essentiële voorwaarde. Ook waterstofinfrastructuur heeft <b>tijdige en voldoende investeringen</b>
		Walstroom voor schepen wordt in de havens uitgerold		Zorgt voor een reductie van stikstof, CO2, fijnstof en geluid. Met het Fit for 55-pakket stelt de Europese Commissie voor om in Europa meer gebruik te maken van walstroom, zowel via opbouw van de vraag vanuit het zeeschip (FuelEUmaritime) als het aanbod in zee- en binnenhavens (Alternative Fuel Infrastructure Regulation)
TOTAAL:	3,4 – 7.4 Mton		TOTAAL:	Minder dan 5 mton



## Landbouw & Landgebruik

Potentiële maatregelen 'Bestemming Parijs'	CO2-effect van maatregel(en) in 2030 zoals uitgewerkt in Bestemming Parijs	Maatregelen uit concept formatie	Indicatie CO2-effect 2030 o.b.v. concept	Aandachtspunten
Emissieheffing of rechtensysteem Veehouderijen uitkopen Uitbreiden budget omschakelprogramma	5 Mton	Geen. Doorverwijzing naar stikstofzijtafel	?	Emissieheffing Is geen onderdeel van de stikstofaanpak. Vergt verdere juridische uitwerking en is vaag opgenomen als mogelijke 'stok' in het klimaatakkoord als afspraken niet worden gerealiseerd.  Reductiepotentieel afhankelijk van uitvoering stikstofaanpak. <sup>4</sup> Productierechten die door pensionering of stoppen weer in de markt terecht kunnen komen kunnen op dit 'natuurlijk' moment uit de markt gehaald worden.
Stimulering warmte glastuinbouw Beperken inputvrijstelling WKK-energiebelasting	1 Mton	"We creëren de randvoorwaarden (stimuleren, en normeren/beprijzen) om de	Mogelijk 1 mton	Afhankelijk van invulling pakket stimuleren, en normeren en beprizen. Dient generiek te gelden

<sup>4</sup> Voor stikstof zijn er pakketten die ca. 4-5 Mton opleveren (quick scan PBL). De grootste win-win zit in opkoop; wat potentie biedt voor verdere opbrengstmaximalisatie (waarbij het vooral voor stikstof uitmaakt *waar* je opkoopt). Een expliciete weging is nodig of het stikstofpakket voldoende klimaatwinst realiseert, ook met het oog op de 2050-doelstelling van klimaatneutraliteit. Co2-effect is nu waarschijnlijk onvoldoende om de indicatieve doelstelling van 6 Mton in te vullen.

Het is daarnaast verstandig een stok achter de deur te ontwikkelen (zoals een beprizings systematiek), als de vrijwillige/stimulerende maatregelen leiden tot een tegenvallend doelbereik. Huidige systematiek met covenant over individueel Co2 sector systeem werkt niet. Co2 heffing voor glastuinbouw ala industrie( margeheffing) zorgen voor daadwerkelijke reductie

Tot slot is het aan te bevelen ook te kijken naar het gemeenschappelijk landbouwbeleid. Hiermee gaat jaarlijks een groot bedrag aan subsidies naar de landbouwsector. Hoe deze middelen de komende periode zullen worden ingezet (bijv. door meer tegenprestaties op vlak van stikstof en klimaat te vragen) dient dit jaar te worden bepaald.

Afschaffen verlaagd tarief in EB voor glastuinbouw		overgang naar verduurzaming van glastuinbouw te maken.” Elementen benoemd, maatvoering onduidelijk.		(niet alleen glastuinbouw). WKK's in glastuinbouw spelen rol bij opvangen pieken in vraag in het elektriciteitsnet.  Afschaffen verlaagd tarief EB heeft alleen reductie-effect als het onderdeel is van algeheel aanpassen EB.
Intensiveren vitaliseren bestaand bos en aanleg nieuw bos	1,2 Mton Reducties landgebruik	Geen. Bij stikstof?	?	Kan onderdeel zijn van gebiedsgerichte aanpak stikstof.  Met het oog op de doelstelling van klimaatneutraliteit in 2050 en de Europese LULUCF-doelstelling is het belangrijk dat ook de landgebruikemissies dalen, hoewel dit niet meetelt voor het nationale emissiedoel voor 2030.
Naar voren halen aanpak veenweidegebieden		Geen. Bij stikstof?	?	Kan onderdeel zijn van gebiedsgerichte aanpak stikstof.
Totaal	6 Mton + 1,2 Mton landgebruik		Mogelijk 1 mton + ?	

De vergelijking met Van Geest levert het volgende beeld van normerings en beprijzingsmaatregelen die ontbreken of onzeker zijn, en belangrijk voor het doelbereik van het pakket:

Sector en ontbrekende of onzekere maatregelen	CO2 impact NL 2030
<b>Industrie en circulaire economie (ETS &amp; NON-ETS)</b>	
Toezicht en handhaving energiebesparingsplicht	< 0,5
Aanscherpen CO2-heffing industrie <b>[onderwerp van gesprek]</b>	4
Tariefstructuur energiebelasting gas en elektriciteit aanpassen in 2e, 3e en 4e schijf: minder degressief maken en meer in balans met CO2-waarde [taakstellend bedrag]	< 0,5
Afschaffen vrijstellingen industriële processen – energiebelasting	< 0,5
Beperken inputvrijstelling WKK - energiebelasting: alleen gas waarmee elektriciteit voor levering aan het net wordt opgewekt blijft vrijgesteld (dubbele EB voorkomen)	< 0,5
<b>Gebouwde omgeving</b>	
Sneller naar isolatienorm koop - (20% van >E) <b>[norm huur wel opgenomen]</b>	0,3
Schuif Energiebelasting 1e schijf gas (+10,46 ct) en elektriciteit (-5,23 ct)	1,9
<b>Mobiliteit</b>	
Betalen naar gebruik (budgetneutraal) <b>[onderwerp van gesprek]</b>	3 - 4,5
Pakket EV PA 2026-2030: normeren en beprijzen (budgetneutraal): geen bijtellingskorting EV, kilocorrectie mrb (25%), normering zakelijk wagenpark en bpm verhoging met 10% per jaar vanaf 2025. Dekking via accijnsverhoging (3 cent benzine en 1 cent diesel in 2030) en generieke MRB-verhoging van circa 21%. <b>[onderwerp van gesprek]</b>	1,8
Vrijstelling bpm bestelauto ondernemer afbouwen naar 0% in 2030 in combinatie met vrijstelling in bpm voor emissievrije bestelauto's en gewichtscorrectie van 25% in mrb voor EV <b>[alleen vrachtverkeer genoemd]</b>	0,7
<b>Landbouw en landgebruik</b>	
Stalemissiebelasting (ammoniak en methaan) <b>[mogelijk op stikstofafel]</b>	2
Beperken inputvrijstelling WKK - energiebelasting: alleen gas waarmee elektriciteit voor levering aan het net wordt opgewekt blijft vrijgesteld (dubbele EB voorkomen) <b>[onderwerp van gesprek]</b>	1
Afschaffen verlaagd tarief in EB voor glastuinbouw <b>[onderwerp van gesprek]</b>	

## Vraag uit de formatie balans vraag en aanbod

2) Hoe is de balans tussen vraag en aanbod, hoeveel importeren we dan (2030 ev). Kijken of we inzichtelijk kunnen maken energiemix gekoppeld aan importafhankelijkheid.

### *Theorie - scenario's*

In een scenariostudie<sup>1</sup> voor 2050 schetsen Berenschot en Kalavasta vier mogelijke toekomstbeelden voor een klimaatneutrale energievoorziening in 2050 met 100% CO<sub>2</sub> reductie. Hieraan is apart een scenario met 9 GW kernenergie in 2050<sup>2</sup> toegevoegd als variant op een van de vier scenario's. Deze scenario's schetsen op basis van verschillende uitgangspunten hoe de energievraag en het energieaanbod er richting 2050 uit kan zien. Deze scenario's geven daarmee geen toekomstprojectie, maar geven de zogenoemde 'hoekpunten van het speelveld' weer. Er valt niet uit deze scenario's te kiezen. De scenario's bieden het inzicht om opties te ontwikkelen die in alle vier de scenario's noodzakelijk zijn of meerwaarde hebben

1. In het scenario "regionale sturing", ligt de nadruk op sturing vanuit lokale gemeenschappen en burgers en een hoge mate van autonomie en een flinke invloed van circulariteit. Warmtenetten gevoed door geothermie en een forse elektrificatie kenmerken het scenario. Er is een stevige groei van zonne- en windenergie. Samen met een daling van de industriële activiteit leidt dit tot een Nederland dat vrijwel geheel zelfvoorzienend in energie is. Gas blijft aanwezig als piekvoorziening (hulpketels en centrales) in de vorm van groen gas uit lokale biomassa en "groene" waterstof uit voornamelijk wind en zon met elektrolyse.

2. Het scenario "nationale sturing", waarin de nationale overheid de regie heeft, heeft minder groei in warmtenetten, maar een zeer sterke elektrificatie in alle verbruikssectoren. Het scenario kent een zeer omvangrijk zon- en windvermogen, het grootste van alle scenario's. Ook is er import mede vanwege een stabiele industriële sector, die verduurzaamt door elektrificatie. In dit scenario blijft gas nodig voor voeding van back-up centrales en industrie, door middel van groen gas en "groene" waterstof.

3. In het scenario "Europese CO<sub>2</sub>-sturing", vindt de sturing vooral plaats door een Europese CO<sub>2</sub>-heffing die geldt voor alle sectoren. Dit werkt uit in een grotere nadruk op groen gas in verschillende sectoren. Er is een stevige groei van zonne- en windenergie. In dit scenario groeit de industrie, maar zonder CO<sub>2</sub>-uitstoot door een combinatie van hybride elektrificatie en CCS, waaronder de productie van "blauwe" waterstof. Mede vanwege de hybridisering geeft dit scenario een gematigde elektriciteitspiekvraag. Er is meer import, dan in de vorige twee scenario's en een blijvende rol voor gas in de wijken en andere sectoren. Dit alles in de vorm van groen gas en een mix van "blauwe" en import van "groene" waterstof.

4. In het scenario "Internationale sturing", regeert de markt en zoeken we internationaal naar de opties met de laagste kosten. In dit scenario wordt veel waterstof geïmporteerd uit landen waar dit wellicht makkelijker te produceren is. Er is minder inzet van groen gas, maar wel een sterke hybridisering met vooral waterstof als back-up, dit ook ter ondersteuning van de groei van de industrie. Door de waterstofimport is er minder windvermogen nodig voor nationale elektrolyse, en daarom is dit scenario het laagste in nationale duurzame elektriciteitsproductie. Desondanks is er nog steeds een stevige groei van de nationale elektriciteitsproductie tussen Klimaatakkoord 2030 niveau en 2050. Gas wordt voornamelijk voorzien in de vorm van geïmporteerde waterstof.

---

<sup>1</sup> <https://zoek.officiëlebevestigingen.nl/blg-930033>

<sup>2</sup> <https://zoek.officiëlebevestigingen.nl/blg-930035>

In onderstaande tabel wordt het resultaat van deze scenario's voor het energievraag en het energieaanbod weergegeven.

Tabel 6 Geselocteerde uitkomsten 2020 Klimaatneutrale energiescenario's 2050

2020 Klimaatneutrale energiescenario's 2050	Regionale sturing	Nationale sturing	Europese CO2- sturing	Internationale sturing
Elektriciteitsverbruik (PJ)	690	763	863	842
Waterstofeindverbruik (PJ)	121	266	421	518
Waterstofinzet centrales (PJ)	145	64	0	73
Windvermogen (GW)	63	92	52	48
Zon-PV vermogen (GW)	125	106	42	38
Backup vermogen (GW)	38-42	39-45	45-53	46-53

De eerste twee van de vier scenario's (regionale en nationale sturing) komen op een (zeer hoge mate van) zelfvoorziening in combinatie met krimp of maximaal gelijk blijven van de energie-intensieve industrie. De andere twee scenario's (Europese en internationale sturing) gaan uit van een groeiende energie-intensieve industrie, ruimte voor CO<sub>2</sub>-opslag (CCS) en een wereldwijde waterstof- en biomassamarkt en import van waterstof en elektriciteit. De huidige elektriciteitsvraag is circa 430 PJ en de scenario's gaan dus uit van een 60 tot 100 procent groei van de elektriciteitsvraag in 2050.

In alle scenario's zijn de resulterende vermogens aan zon en wind in 2050 hoog. Er staat nu circa 11 GW zon en dat is volgens de klimaat en energieverkenning 2021 25 GW in 2030. Er staat nu 7 GW windvermogen, 4,2 op land en 2,5 op zee. In 2030 is dat volgens de klimaat en energieverkenning 2021 19 GW, 7,2 op land en 11,6 op zee. In de scenario's waarin Nederland grotendeels zelfvoorzienend is, is 9 tot 13 keer zoveel windvermogen nodig als nu (of 3 tot 5 keer meer dan dat er volgens de klimaat en energieverkenning 2021 in 2030 staat), waar in de scenario's met meer internationale samenwerking circa 7 keer zoveel windvermogen nodig is (of 2,5 keer meer dan dat er volgens de klimaat en energieverkenning 2021 in 2030 staat).

Op het moment dat kernenergie (+ 9 GW) wordt toegevoegd, is er minder behoefte aan back-up vermogen (-9 GW) en windvermogen (-9 GW<sup>3</sup>).

In alle scenario's, ook die waarin Nederland grotendeels zelfvoorzienend is, vindt er import van energie en grondstoffen plaats. Voor brandstoffen voor internationaal scheep- en luchtvaart wordt in alle vier de scenario's uitgegaan van grote importen (410-954 PJ) aan synthetische brandstoffen.

De scenario's laten onder andere zien dat op het moment dat wordt ingezet op een hoge mate van elektrificatie en gebruik van waterstof in combinatie met een groeiende industrie, een grotere mate van internationale samenwerking/import van energie en grondstoffen benodigd is. De inzet van kernenergie beperkt dit, maar niet geheel. Scenario's die uitgaan van een van de situatie waarin Nederland grotendeels zelfvoorzienend is gaan uit van een gelijkblijvende of krimpende industrie.

#### *Praktijk – werking van de markt*

Bovengenoemde scenario's schetsen een theoretische ontwikkeling van de energievoorziening. Een groot deel van de energiemarkten werkt Europees en/of internationaal. Zo is er voor de elektriciteitsmarkt sprake van een Europese interne markt. Dit betekent onder andere dat op het moment dat de elektriciteit of waterstof elders in de EU - of voor waterstof mogelijk daarbuiten<sup>4</sup> - goedkoper geproduceerd kan worden (incl. transportkosten/mogelijkheden), zal een hoge mate van

<sup>3</sup> Afhankelijk van de (meer of minder continue) inzet van kerncentrales en de verhouding tussen de inzet van wind en backup vermogen, kan 9 GW kernenergie 9 tot maximaal 18 GW windvermogen vervangen.

<sup>4</sup> Voor elektriciteit is ook import van buiten de EU uit Noorwegen en het VK mogelijk met rechtstreekse interconnectoren.

zelfvoorziening subsidie vergen om producenten van elektriciteit of waterstof toch te verleiden in Nederland te investeren. De elektriciteitsprijzen zijn in Europa immers steeds meer aan elkaar gelijk. Steeds meer gelijke Europese (mogelijk zelfs wereld-)prijzen worden net als nu voor aardgas, in de toekomst ook voor waterstof verwacht. Ook kan de in Nederland geproduceerde elektriciteit en waterstof aan gebruikers buiten Nederland worden verkocht.

De ontwikkeling van de vraag en het aanbod van waterstof in het komend decennium zal vooral afhangen van de uitkomsten van de onderhandelingen over het deze zomer gepresenteerde Europese Klimaatpakket. De Europese Commissie stuurt daarbij aan op een grote rol voor waterstof uit hernieuwbare elektriciteit, met een enorme opschaling van de Europese elektrolysecapaciteit (van niks naar 40 GW in 2030) en een vergelijkbare hoeveelheid aan import van buiten de EU.

Als de voorgestelde bindende doelen de onderhandelingen doorstaan zal Nederland dus voor 2030 al een flinke elektrolysecapaciteit moeten realiseren (tot 10 GW) of een deel van de waterstof moeten importeren. Daarbij gaan we uit van een vraag naar hernieuwbare waterstof tussen de 50 en 100 PJ (ongeveer 50% van het huidige fossiele waterstofgebruik). Dit kan nog veel hoger uitvallen als de Duitse import (deels) via Nederland loopt of bijvoorbeeld TATA voor 2030 op hernieuwbare waterstof overschakelt (TATA is goed voor circa 50 PJ per jaar, gelijk aan 5-6 GW).

Als Nederland in 2030 een substantiële elektrolysecapaciteit (5 GW; 50 PJ) en importfaciliteiten van een vergelijkbare omvang (50 PJ) heeft, belemmert dat niet de inpassing van kernenergie of andere bronnen in het energiesysteem. De beschikbare elektrolysecapaciteit kan juist gunstig zijn voor de business case van een kerncentrale doordat deze installaties de kans op lage en negatieve elektriciteitsprijzen verkleinen (hoewel het nog onzeker is hoe de prijs van waterstof geproduceerd uit kernenergie zich zou verhouden tot de prijs van waterstof geïmporteerd uit landen met een groot potentieel voor duurzame energie). De importfaciliteiten bieden Nederlandse en Duitse afnemers van waterstof de kans om strategische voorraden aan te leggen zodra de mondiale prijzen relatief laag zijn (diversificatie) en bijt daarmee niet met kernenergie.

Op het moment dat er meer duidelijkheid is over de doelen in het Europese klimaatpakket, zullen politieke afwegingen moeten worden gemaakt, bijvoorbeeld over de mate waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn.. Afwegingen rond zelfvoorzienendheid worden naast kostenoverwegingen beïnvloed door de beschikbaarheid van ruimte (voor wind/zon, back-up en/of kernenergie) en geopolitieke overwegingen ten aanzien van de exporterende landen van elektriciteit en waterstof in de EU of daarbuiten.

## Vragen formatie 2021 Betalen naar gebruik IenW

### 1. Introductie

U heeft gevraagd om een beschrijving van de drie varianten uit het onderzoek Betalen naar Gebruik (BNG) dat het kabinet eind 2020 aan de Kamer heeft gestuurd, aangevuld met een beschrijving van variant P18 uit de studie Kansrijk Mobiliteitsbeleid van de planbureaus en aangevuld met een beschrijving van de variant van de 'maatschappelijke alliantie'.<sup>1</sup>

### 2. Varianten betalen naar gebruik

Hieronder wordt nader ingaan op de verschillende BNG-varianten als ook andere gevraagde varianten. In alle varianten BNG is uitgegaan van het belasten van kilometers op alle wegen, waarbij de motorrijtuigenbelasting (mrb) en de provinciale opcenten zijn omgezet in een tarief per kilometer voor alle voertuigen onder 3,5 ton. In alle varianten zijn keuzes gemaakt om de varianten op hun effecten door te kunnen rekenen. Andere keuzes zijn mogelijk.

#### **Variant 0: Een vlakke heffing voor het gehele wagenpark (personenauto's en bestelauto's).**

- Er wordt een vlak kilometertarief voor alle personen- en bestelauto's ingevoerd, dat niet is gedifferentieerd naar tijd, plaats of emissies.
- Voor diesel- en lpg-personeel- en bestelauto's geldt een opslag op het vlakke kilometertarief om te compenseren voor de lagere accijnsdruk op deze brandstoffen.
- De heffing geldt op alle wegen in Nederland
- In het tarief wordt geen onderscheid gemaakt tussen personen- en bestelauto's.
- De mrb (rijksdeel en provinciale opcenten) wordt budgettair neutraal omgezet in een kilometertarief. De in- en uitvoeringskosten worden gedekt uit de opbrengst van de heffing.
- De bpm, de bijtelling en de accijnzen blijven ongewijzigd t.o.v. huidige systeem in alle varianten, met uitzondering van variant 1, waar ook de (vaste voet van de) bpm wordt afgeschaft voor elektrische voertuigen.

#### **Variant 1: Betalen naar gebruik voor alleen elektrische voertuigen (EV)\***

- Het fiscale instrumentarium voor voertuigen op fossiele brandstoffen blijft gelijk.
- De mrb en vaste voet bpm voor EV's worden omgezet in een kilometertarief voor alleen EV's.
- Variant a bevat een tijdelijke en aflopende korting van 10 jaar op het kilometertarief om de ingroei van EV te stimuleren.
- Variant b is budgettair neutraal vormgegeven door de korting te laten vervallen.

#### **Variant 2: Tijd en plaatsgebonden heffing voor het gehele wagenpark**

- Deze variant is in de basis gelijk aan variant 0, aangevuld met:
  - een differentiatie tussen overdag versus nacht;
  - een differentiatie stedelijke gebieden versus overig.
- In deze variant is geen sprake van een spitsheffing.

#### **Variant 3: Emissie, tijd en plaatsgebonden heffing voor het gehele wagenpark**

- *Variant 3a differentiatie naar voertuigemissies*
  - Basis tarief voor alle voertuigen;
  - Brandstofvoet voor LPG- en dieselveertuigen;
  - Stikstofvoet voor dieselveertuigen die niet voldoen aan de euro 6d temp richtlijn;
  - CO<sub>2</sub>-voet voor alle voertuigen op fossiele brandstoffen.
- *Variant 3b differentiatie naar voertuigemissie en een opslag naar plaats en tijd*
  - De emissiedifferentiatie gelijk aan 3a;
  - De opslag naar tijd en plaats is gelijk aan variant 2 (overdag versus nacht; stedelijke gebieden versus overig).
- *Variant 3c eveneens differentiatie naar voertuigemissie en opslag naar tijd en plaats*
  - De emissiedifferentiatie is gelijk aan 3a;

---

<sup>1</sup> Dit stuk is daarmee gebaseerd op stand december 2020, er zijn geen nieuwe modelberekeningen gemaakt.

- De opslag naar tijd en plaats is vormgegeven als een aanvullende heffing voor gebruik van specifieke weggedelen in de spits.

\* Variant 1 (alleen emissievrije voertuigen) is na publicatie van de herziene Eurovignetrichtlijn niet mogelijk. In de zomer van 2021 is een politiek akkoord bereikt tussen de Raad, het EP en de CIE inzake de herziening van de Eurovignetrichtlijn. Volgens deze herziene richtlijn is het niet toegestaan om een systeem in te voeren voor een subcategorie van voertuigen zoals emissievrije personenauto's te laten. Momenteel wordt de richtlijn afgerond en publicatie van de herziene richtlijn wordt verwacht 1<sup>e</sup> kwartaal 2022.

Volledigheidshalve wordt opgemerkt dat een separaat regime voor emissievrije voertuigen wel mogelijk is, als er sprake is van een voertuigbelasting zoals de mrb (en dus geen tol). De Eurovignetrichtlijn is dan niet van toepassing. Financiën en IenW hebben gekeken naar een "mrb plus" variant, waarbij de mrb gebaseerd wordt op de gereden afstand, met de volgende conclusie: Op basis van de bestaande kilometertellerregistratie een belasting heffen, kent een groot frauderisico en wordt in de huidige systematiek afgeraden. Met mitigerende maatregelen kan het frauderisico verkleind worden., Door de daartoe benodigde extra apparatuur kunnen de kosten en de invoeringstermijn in de buurt van een BNG-systeem komen zoals beschreven in de rapportage van KPMG over technische- en invoeringsaspecten van BNG. Dit moet nader (extern) worden onderzocht.

#### **Variant P18 a/b uit Kansrijk Mobiliteitsbeleid 2020**

- De mrb blijft in stand
- Geen basisheffing zoals in variant 3c BNG (tarief op basis van emissies, met daarop een toeslag voor drukke wegen in de spits), dus enkel een congestietarief.
- Congestieheffing op een aantal wegen gedurende de spits, waarbij afhankelijk van plaats en tijd het tarief 5, 10 of 15 cent per kilometer bedraagt. Er zijn 2 subvarianten uitgewerkt waarbij de mate van tariefdifferentiatie en het aantal wegen waar de heffing betaald moet worden, verschilt.
- Opgemerkt wordt dat de herziene Eurovignetrichtlijn regels stelt t.a.v. een zelfstandige congestieheffing, waaronder dat deze op alle voertuigen moet zien, dus ook op vrachtwagens. Tevens worden regels gesteld over de prijsverhouding tussen soort wegen en de voertuigen. Hoe groter het voertuig, hoe hoger de heffing.

#### **Variant Maatschappelijke Alliantie (Bovag, RAI, VNA, Natuur en Milieu)**

- BNG is volgens de Alliantie het beste instrument om de CO<sub>2</sub>-emissie te reduceren. De Alliantie pleit daarom voor een zo snel mogelijke invoering van BNG, met de volgende aandachtspunten:
  - Leg de invoering van een BNG-systeem alvast in een Kaderwet vast.
  - Kiest voor een systeem met een tarief per kilometer gebaseerd is op de emissie van de auto. Dit betreft een BNG-variant die op hoofdlijnen vergelijkbaar met variant 3a (tarief op basis van voertuigemissie).  
Houdt hierbij rekening met voortschrijdend inzicht in de techniek (o.a. rondom connectiviteit voertuigen en met een eventuele doorontwikkeling met dynamische beprijzing.
  - Ook moeten de schokeffecten in de markt door de overgang naar BnG, voorkomen worden door onder meer een geleidelijke overgang en een lastenneutrale invoering voor de consument.
  - Verder pleit de alliantie om de invoeringskosten niet uit de opbrengst van de heffing te dekken - waardoor deze variant niet budgetneutraal is - maar vanuit een centraal mobiliteitsfonds.

### **3. Beleidseffecten, MKBA en koopkrachteffecten**

#### *Beleidseffecten*

In het onderzoek betalen naar gebruik zijn de drie varianten uit het Klimaatakkoord doorgerekend op de gevraagde aspecten voor het zichtjaar 2030. De onderstaande tabel geeft deze resultaten. Een belangrijke kanttekening bij deze tabel is dat voor deze doorrekening technisch is aangenomen dat het systeem van Betalen naar Gebruik in 2026 werd ingevoerd. Volgens het onderzoek van KPMG naar de technische en invoeringsaspecten van BNG is deze termijn niet



haalbaar. (zie onder 3).

De samenstelling van het wagenpark verandert (meer EV's) waardoor de effecten op de EV-ingroei en CO<sub>2</sub>-reductie kunnen wijzigen bij een latere invoeringsdatum. Omdat het uitgangspunt bij alle varianten (behalve bij variant 1a die in 2030 ca. 1 mld. euro kost) een budgetneutrale omzetting van de mrb was, inclusief in- en uitvoeringskosten, zijn de tarieven in de doorrekening zodanig vastgesteld dat deze budgetneutraliteit bereikt werd. De tarieven zijn daarom ook een uitkomst van de doorrekening.

Tabel 1: beleidseffecten varianten betalen naar gebruik

	Basis pad (niveau)	Effect t.o.v. basispad						
		V0 Vlak	V1a Alleen EVa	V1b Alleen EVb	V2 Tijd /plaats	V3a Emissie	V3b Emissie+ tijd/ plaats1	V3c Emissie+ tijd/ plaats2
<b>2030</b>								
<b>Effectief km.tarief (ct/km)</b>								
Personenauto benzine	-	6,2	-	-	6,2	7,2	7,2	7,4
Personenauto diesel	-	9,4	-	-	9,3	10,7	10,6	10,9
Personenauto elektrisch	-	6,2	3,5	9,1	6,2	4,1	4,1	4,3
Personenauto totaal	-	6,4	0,5	0,8	6,4	6,8	6,8	7,0
Bestelauto totaal	-	9,0	0,4	0,7	8,9	11,4	11,3	11,7
Personen- + bestelauto	-	6,8	0,5	0,8	6,7	7,5	7,4	7,7
Spitstarief <sup>c</sup>	-	-	-	-	-	-	-	7,0
<b>Wagenpark personenauto's<sup>a</sup></b>								
Omvang (miljoen)	9,7	+3%	+0%	-1%	+3%	+1%	+1%	+1%
Aandeel EV nieuwverkoppen	34%	+6%pt	+8%pt	-3%pt	+6%pt	+15%pt	+15%pt	+15%pt
<b>Verkeer</b>								
<i>Voertuigkilometers (miljard)<sup>a</sup></i>								
Personenauto benzine	98,0	-19%	-2%	+2%	-19%	-26%	-27%	-27%
Personenauto diesel/lpg	8,7	-26%	-8%	+2%	-27%	-36%	-36%	-36%
Personenauto elektrisch	16,0	-5%	+8%	-39%	-6%	+20%	+19%	+19%
Personenauto plug-in hybride	2,2	+1%	-2%	+5%	+1%	-1%	-2%	-2%
Bestelauto's	19,1	-8%	-1%	-1%	-8%	-9%	-10%	-10%
Totaal (personen- + bestelauto)	143,9	-16%	-1%	-3%	-17%	-19%	-20%	-20%
<i>Gem. ritafstand personenauto<sup>b</sup></i>	35,3 km	-12%	-1%	-	-13%	-14%	-14%	-15%
<i>Reizen<sup>b</sup> (miljoen)</i>								
Autobestuurder	9,5	-4%	-0%	-	-4%	-6%	-6%	-6%
Autopassagier	2,3	-1%	-0%	-	-0%	+0%	+0%	+0%
OV	1,8	+0%	-0%	-	+1%	+1%	+2%	+2%
Fiets	8,2	+2%	+0%	-	+2%	+3%	+3%	+3%
Totaal	25,4	-0%	-0%	-	-0%	-1%	-1%	-1%
<i>Congestie hoofdwegennet (index)<sup>b</sup></i>								
Voertuigverliesuren ochtendspits	100	-37%	-3%	-8% <sup>d</sup>	-40%	-43%	-48%	-66%
Voertuigverliesuren avondspits	100	-47%	-4%	-8% <sup>d</sup>	-50%	-54%	-58%	-72%
Voertuigverliesuren etmaal	100	-43%	-4%	-8% <sup>d</sup>	-46%	-49%	-53%	-68%
<b>Leefbaarheid</b>								
CO <sub>2</sub> (mton) <sup>a</sup>	18,6	-17%	-2%	+1%	-17%	-24%	-24%	-24%
NO <sub>x</sub> (stikstofoxide, kton) <sup>a</sup>	14,6	-17%	-3%	+1%	-17%	-23%	-24%	-24%
<b>Overheidsfinanciën (miljard)<sup>a</sup></b>								
Uitgaven	-	+0,75	+0,30	+0,30	+0,75	+0,75	+0,75	+0,75
Inkomsten totaal	16,58	+0,72	-0,70	+0,30	+0,58	+0,70	+0,53	+0,78
w.v. inkomsten km.tarief	-	+8,2	+0,7	+1,1	+8,1	+8,7	+8,6	+8,9
w.v. spitsheffing	-	-	-	-	-	-	-	+0,3
Totaal	16,58	-0,03	-1,00	+0,00	-0,17	-0,05	-0,22	+0,03

De belangrijkste beleidseffecten van variant P18 uit de studie Kansrijk Mobiliteitsbeleid zijn in de tabel hieronder aangegeven. Opgemerkt wordt dat deze effecten door andere uitgangspunten niet één op één vergelijk zijn met de effecten uit de tabel S2 BNG.

Tabel 2: beleidseffecten variant P18a en P18b uit Kansrijks mobiliteitsbeleid 2020 (nb opgesteld t.b.v. antwoord op vragen formatie).

Beleidseffecten variant P18a/b (congestieheffing)	Minimaal (variant 18a bij lage groei)	Maximaal (variant 18b bij hoge groei)
<b>Voertuigkilometrage</b>	-1%	-4,8%
<b>Congestie</b>	-17%	-45%
<b>CO2</b>	-0,15 Mton	-0,7 Mton
<b>NOx</b>	-0,075 Kton	+0,37 Kton
<b>overheidsinkomsten</b>	+ 70 mln/jaar	+210 mln/jaar

#### MKBA

In het onderzoek Betalen naar gebruik is tevens een MKBA opgesteld. Uit de MKBA komt dat de maatschappelijke kosten in alle varianten groter zijn dan de maatschappelijke baten. Dit komt doordat de winst bij verkeersveiligheid, congestie en CO2-reductie niet opweegt tegen het verlies aan mobiliteit (minder reizen) en de in- en uitvoeringskosten. Bij deze uitkomst is gerekend met een CO2-prijs conform de langetermijnsenarios van de planbureaus. Uit de gevoeligheidsanalyse blijkt namelijk dat indien gerekend wordt met een fors hogere CO2-prijs zoals in sommige klimaatscenario's, de maatschappelijke baten de maatschappelijke kosten ruim overschrijden.

Tabel 3: uitkomsten MKBA varianten betalen naar gebruik

Variant	V0	V1	V2	V3a	V3b	V3c
<b>Saldo van kosten en baten (in mld euro netto contante waarde)</b>	-5,5	-3,4	-4,9	-6,7	-6,4	-3,6

#### Effecten op koopkracht en lasten.

- De effecten van de BNG-varianten hangen voor individuele burgers vooral samen met het jaarkilometrage en brandstofsoort. Veelrijders die ook na invoering veel kilometers blijven rijden zullen meer gaan betalen, mensen die weinig blijven rijden gaan juist minder betalen. Hier staat tegenover dat veelrijders bijvoorbeeld ook het meeste profijt hebben van een betere doorstroming.
- De gemiddelde koopkrachteffecten van de BNG-varianten worden bepaald door twee aspecten van de in dit fiche geïllustreerde vormgeving. Allereerst worden de eenmalige investerings- en structurele uitvoeringskosten verdisconteerd in het tarief. Dat verslechtert de koopkracht. Tegelijkertijd is er echter sprake van een lastenverschuiving van personenauto's naar bestelauto's van 1 à 1,5 miljard euro, omdat in het kilometertarief geen onderscheid wordt gemaakt tussen bestelauto's- en personenauto's, terwijl bestelauto's van ondernemers nu een korting op de mrb krijgen. Dit zorgt voor een lastenschuif van personenauto's naar bestelbusjes en daarmee van huishoudens naar bedrijven. Deze verschuiving leidt per saldo tot een positief effect van 0,4% op de gemiddelde inkomenseffecten voor huishoudens.
- Bij de Kansrijk-varianten P18a en P18b is er sprake van een additionele belasting omdat de mrb in stand blijft. Het CPB schat in dat de congestieheffing naar verwachting leidt tot een toename van de lasten voor huishoudens (met 120 tot 390 mln. euro) en bedrijven (met 0 tot 100 mln. euro).

#### 4. Technologische- en invoeringsaspecten (stappen, termijn, kosten, technologie)

U heeft gevraagd naar de invoeringstermijn, wat nodig is om een systeem van BNG in te voeren per 2030 en welke stappen de volgende kabinetsperiode gezet moeten worden.

- Het invoeren van een systeem van Betalen naar gebruik is een complexe, meerjarige operatie. Daarbij geldt dat hoe helderder het principebesluit is geformuleerd (zowel op beleid als op

ontwerpprincipes), hoe minder risico er is op latere obstakels. Ook de keuzes voor de te hanteren techniek zijn van belang voor de complexiteit.

- Ten behoeve van het onderzoek 'betalen naar gebruik' heeft KPMG onderzoek gedaan naar het implementatiepad en de implementatietermijn:
  - Het door KPMG onderzochte implementatiepad bestaat uit 15 processtappen. Een schematische weergave hiervan is opgenomen in de bijlage. In de komende kabinetsperiode zouden volgens dit implementatiepad met de eerste negen stappen gestart kunnen worden. Voor de stappen 7, 8 en 9 geldt dat deze (op basis van de door KPMG opgestelde planning) mogelijk niet binnen één Kabinetsperiode (vier jaar) afgerond kunnen worden. Na het afronden van stap 9, kan gestart worden met de realisatie van het systeem.
  - KPMG benoemt als realistische termijn voor het invoeren van een landelijk dekkend BNG systeem circa 8,5 jaar gevolgd door 2,5 jaar gefaseerde ingebruikname van het systeem. Uitgaande van een Regeerakkoord begin 2022, kan dan begonnen worden met de gefaseerde ingebruikname medio 2030 en zal het systeem volledig operationeel zijn in 2033.
  - In de KPMG rapportage worden de eenmalige realisatiekosten geschat op 160-200 mln., de exploitatiekosten op 354-443 mln. Deze kosten zijn gebaseerd op gebruik van 80% smartphones en 20% boordapparatuur in het voertuig (Onboardunit zoals bij de vrachtwagenheffing). Mogelijk kan enige winst in invoeringstijd behaald worden indien de stappen die KPMG benoemd meer simultaan worden opgepakt. Dit neemt niet weg dat de termijn van KPMG als realistisch wordt gezien.  
Het gebruik van smartphones voor deze toepassing is nog geen "proven technology" waardoor de toepassing van deze techniek kan tegenvallen en meer gebruik gemaakt zal moeten worden van in het voertuig ingebouwde apparatuur. De kosten zullen dan hoger liggen.
- In variant p18 van kansrijk mobiliteitsbeleid wordt uitgegaan van een specifieke weg van het hoofdwegennet en het onderliggend wegennet, waarop een congestietarief geldt.
  - PBL gaat uit van een andere technologie dan bij BNG, bijv. ANPR (nummerbordherkenning) aan de kant van de weg. Door de beperkte wegen en de keuze voor weggantapparatuur vallen de kosten lager uit. Eenmalige investeringskosten van 150 mln. euro (18a) en 700 mln. (18b). PBL schat in dat invoering enige jaren duurt en dat het enige jaren kost voordat de gedragseffecten volledig hun beslag krijgen.
  - Opgemerkt wordt dat de termijn niet consistent is met de benodigde stappen in de KPMG onderzoek.
  - De in nabije toekomst herziene eurovignetrichtlijn bevat specifieke bepalingen betreffende een zelfstandige congestieheffing, waaronder dat deze alle voertuigen moet betreffen, dus ook vrachtwagens. Ook worden regels gesteld t.a.v. het tarief afhankelijk van de weg en van het voertuig. Hoe zwaarder/ groter het voertuig, hoe hoger de congestietoeslag.

## 5. Regionale verschillen

U heeft gevraagd wat de varianten betekenen voor regio's buiten de randstand en regio's met een beperkter aanbod van openbaar vervoer. In de BNG varianten zijn alle lichte voertuigen meegenomen. Veelrijders betalen dan meer en weinig rijders betalen minder, ongeacht waar ze zijn gebaseerd. In stedelijke gebieden zijn meer modaliteiten voorhanden (frequenter en bus/tram/trein) dan in de periferie, waar de afhankelijkheid van een auto groter kan zijn. Het is echter niet zo dat mensen die in de periferie wonen per definitie met BNG slechter af zijn. Alleen veelrijders, die meer dan het gemiddelde van 13.000 km jaarlijks rijden, gaan meer betalen met BNG dan de huidige autolasten. De regio is niet per definitie de woonplaats van de veelrijder. In het algemeen leidt betalen naar gebruik tot minder gereden kilometers door kortere routes. In veel mindere mate is sprake van een afname van het aantal reizen.

Variant 2 BNG bevat een differentiatie naar stedelijke en niet-stedelijke gebieden, als ook tussen dag en nacht. Het tarief wordt daarmee in de stad overdag 125% en 's nachts in rurale gebieden 75%. Er is hierbij nadrukkelijk niet sprake van een spitsheffing. Daarmee komt deze variant tegemoet aan de wens om regio's waarbij het aanbod van openbaar vervoer beperkt is te ontzien.

De effecten van variant 2 zijn opgenomen in tabel 1 van dit document (dit is tabel s2 van de effectrapportage BNG). Het gaat dan om landelijk gemiddelde effecten.

Variante P18 uit de studie Kansrijk Mobiliteitsbeleid kent alleen een congestieheffing op drukke wegen. In de beperkte variant is deze congestieheffing hoofdzakelijk beperkt tot de randstad, zoals uit de onderstaande figuur blijkt.

**Figuur 1**  
**Tarieven voor congestieheffing ochtendspits, 2030**



Bron: Rijkswaterstaat; bewerking PBL

Tenslotte kan met een Cordonheffing een regionale differentiatie worden aangebracht. Een cordonheffing is een specifieke heffing rond een stad of voor een duidelijk afgebakende zone. De heffing is gericht op het verbeteren van de lokale luchtkwaliteit (fijnstof, stikstof, vb. milieuzone Berlijn), oplossen van de lokale congestie (Stockholm, Londen of Singapore), of inkomsten heffen t.b.v. alternatieve infrastructuur.

In de studie Kansrijk mobiliteitsbeleid 2020 is een Cordonheffing onderzocht (variant P19). Hieruit blijkt dat een cordonheffing niet leidt tot een afname van de CO<sub>2</sub>-emissies. Volgens de studie zal congestie naar verwachting binnen het cordon afnemen, maar kan deze buiten het cordon stijgen. Een aandachtspunt bij een cordonheffing is (toekomstige) incompatibiliteit met een landelijk systeem van betalen naar gebruik, als ook het beperkte aantal voertuigen dat deelneemt (zie ook aandachtspunten).

## **6. Voor- en nadelen van de verschillende varianten**

U heeft gevraagd om een overzicht van de voor- en nadelen van de varianten. Met een systeem van betalen naar gebruik kunnen verschillende beleidsdoelen worden nagestreefd: CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>-reductie, het oplossen van de grondslagerosie in de autobelastingen en congestie.

*Congestie:* Met bijna alle BNG varianten (behalve variant 1) kan er een sterke afname (tussen -12% en -15%) van het aantal voertuigkilometers bij personen- en bestelauto's worden gerealiseerd. In de varianten 0 en 2 daalt het aantal voertuigkilometers het meest (met circa -17%). Nadeel van variant 1 is dat hier geen afname maar sprake is van een toename van het aantal voertuigkilometers (+2%).

*Emissies:* Verder leidt bij bijna alle varianten (behalve bij variant 1b) er met de toename van het aantal elektrische auto's eveneens tot een aanzienlijke daling in de CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> emissies (tussen -17% en -24%). Met de varianten 1, 3a, 3b en 3c kan de afname van emissies versterkt worden tot ruim 24% reductie in variant 3c, hetgeen meer is dan de daling van de voertuigkilometers. Variant 3c leidt met ongeveer 4,6 Mton reductie tot de grootste afname van de CO<sub>2</sub> emissies in 2030. Bij variant 1a is dit met 0,4 Mton reductie het geringst. Ook bij de NO<sub>x</sub> emissies is in variant 3c de reductie het grootst (-3,5 kton) en in variant 1a het geringst (-0,4 kton). De procentuele effecten op fijnstof zijn vergelijkbaar met die van de voertuigkilometers.

Door de forse afname van het aandeel elektrische auto's en elektrische kilometers in variant 1b nemen de emissies in deze variant als enige toe (+1). Dit wordt nog iets gedempt door de daling van de omvang van het wagenpark.

Variante P18 uit de studie Kansrijk Mobiliteitsbeleid legt met de congestieheffing de nadruk op reductie van de congestie, maar door het ontbreken van een vlak tarief wordt een veel lagere reductie van CO<sub>2</sub>- en NO<sub>x</sub>-emissies bereikt.

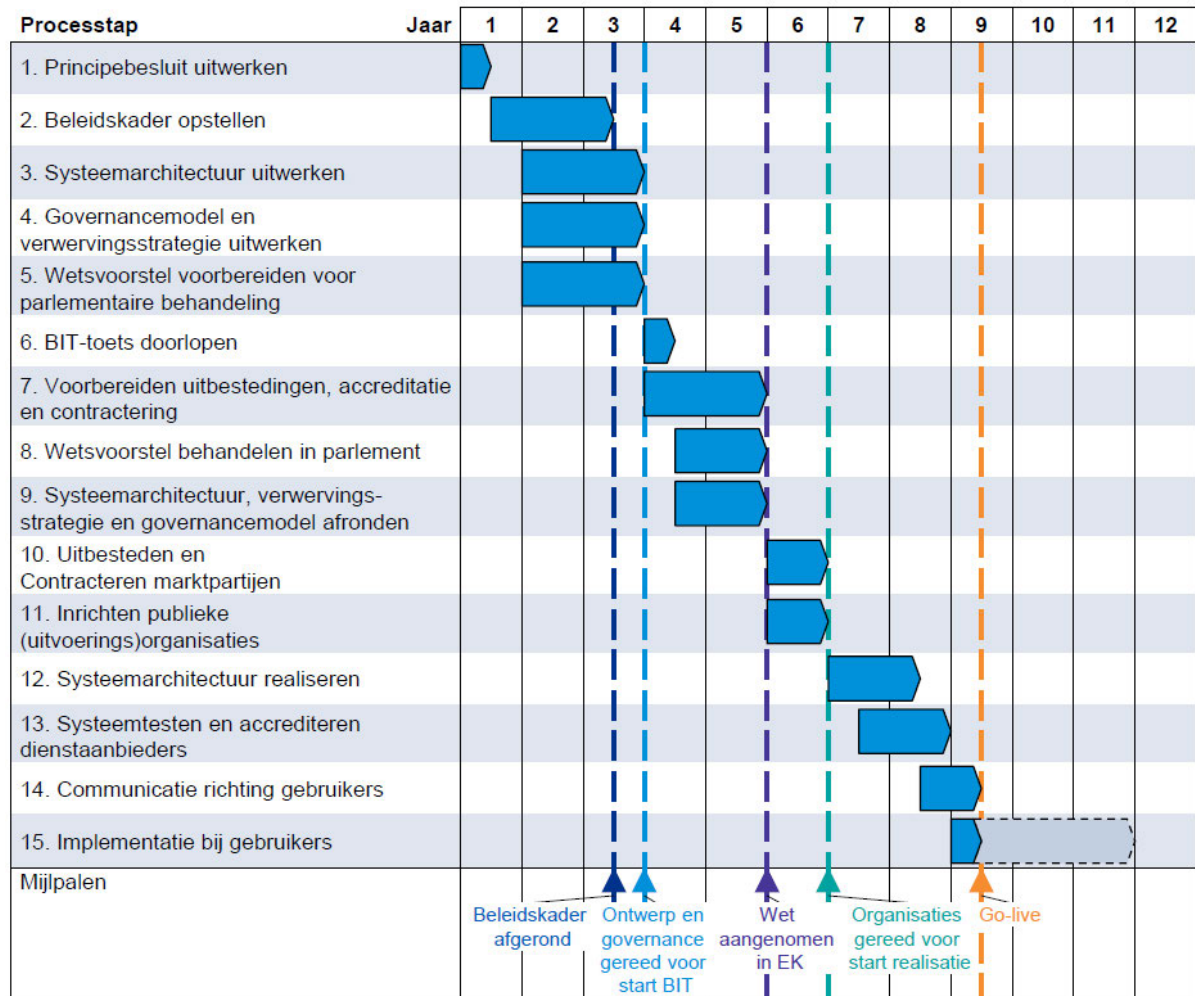
## 7. Aandachtpunten

Wij geven u tenslotte de volgende aandachtspunten in overweging.

- Wanneer BNG in het Regeerakkoord wordt opgenomen is ten behoeve van de voortgang van de invoering vooraf duidelijkheid gewenst over beleidsdoel(en) (milieuemissies verminderen, congestie verminderen en/of overheidsinkomsten zekerstellen), variant en reikwijdte (personenvoertuigen, bestelauto's, alle of op bepaalde wegen), om duidelijkheid te hebben over het gewenste einddoel/variant. Dit bevordert ook de invoeringstermijn, immers hoe meer helder is aan de voorkant, des te meer winst dat oplevert in het voortraject.
- In het onderzoek BNG zijn zowel de mrb als de provinciale opcenten omgezet in een tarief per kilometer. Daarbij is niet nader geconcretiseerd wat de financiële gevolgen hiervan zijn voor de provincies en welke alternatieve mogelijkheden provincies hebben om belastinginkomsten te genereren.
- Bij een budgetneutrale omzetting zijn geen extra uitgaven bijv. voor stimuleren andere modaliteiten (OV etc.) voorzien. Dit zal naar verwachting uitmaken voor draagvlak, zeker als OV ook al vol is.
- Als indicatie kan de genoemde invoeringstermijn vergeleken worden met de invoeringstermijn van de vrachtwagenheffing. In het regeerakkoord uit 2017 is besloten tot een zo spoedig mogelijke invoering van de Vrachtwagenheffing. De invoering staat nu gepland voor 2026, waarmee de invoeringstermijn van deze heffing naar verwachting 9 jaar zal bedragen. De complexiteit van het invoeren van een vrachtwagenheffing is lager doordat het om een bestaande technologie gaat en voor veel minder voertuigen is. Wel kunnen ervaringen uit de vrachtwagenheffing worden gebruikt in een BNG traject.
- De ervaring met de Vrachtwagenheffing leert dat de invoeringskosten niet onderschat moeten worden.
- De verschillen tussen nationaal systeem en een lokaal systeem zijn aanzienlijk; er is bijvoorbeeld sprake van een andere systeemtechniek (wegkantapparatuur versus boordapparatuur). Een lokaal systeem zal daarom niet op een later moment kunnen worden 'uitgerold' naar een nationaal systeem, maar moet wel voldoen aan alle Europese regels (EETS-richtlijn, Eurovignetrichtlijn). Een lokaal systeem is daarmee een oplossing voor specifieke problematiek bijv. rond steden, maar zal weinig doen voor de nationale CO<sub>2</sub> emissies reductie of de grondslagerosie, daar alleen lokale voertuigen meedoen. Een eenmaal ingevoerd lokaal systeem zal moeilijk te vervangen zijn door een nationaal systeem gezien de gemaakte kosten, invoeringstermijn en draagvlak rond steden.
- Ook als lukt om de nieuwverkopen in 2030 volledig emissievrij te krijgen, zal het wagenpark nog lang worden gedomineerd door fossiele auto's vanwege de lange levensduur. Het blijft dan van belang om in de periode 2030 t/m 2050 via beprijzen te sturen op het reduceren van uitstoot. Het studiegroeprapport "Bestemming Parijs" heeft daarom geadviseerd om zowel in te zetten op het stimuleren van EV als op de introductie van Betalen naar Gebruik (en/en benadering)
- Door de lange invoeringstermijn levert Betalen naar Gebruik een beperkte bijdrage aan het behalen van de aangescherpte ESR-doelstellingen (Effort Sharing Regulation) waardoor voor 2030 andere maatregelen nodig zijn om deze doelstelling te halen. De ESR doelstelling is namelijk een dubbele doelstelling: niet alleen moet de CO<sub>2</sub>-uitstoot in 2030 ten opzichte van 1990 worden teruggebracht (voorstel van de Europese Commissie in het Fit for 55-pakket is ophoging voor Nederland van 36 naar 48%), ook de CO<sub>2</sub>-uitstoot in de jaren ervoor telt mee (cumulatief). Het invoeren van een CO<sub>2</sub>-besparende maatregel in 2030 zou daarom weliswaar de uitstoot in 2030 terugbrengen, maar niet in de jaren ervoor waardoor het cumulatieve deel van de doelstelling alsnog niet gehaald wordt. BNG kan daarentegen een grotere bijdrage leveren aan het behalen van toekomstige ESR-doelen voor Nederland.

### Bijlage processtappen uit KPMG rapport

In onderstaand schema zijn de 15 processtappen die KPMG onderscheidt schematisch weergegeven en geplot over de jaren. Daar waar mogelijk worden stappen parallel uitgevoerd. Er bestaan mogelijkheden voor verdere parallelschakeling van stappen, echter brengen deze majeure risico's met zich mee. Het risico bestaat daarbij dat (als gevolg van onderlinge afhankelijkheden) vertraging in de ene stap, snel leidt tot vertraging in het hele proces. Onderstaand schema wordt daarom aangehouden als realistisch implementatiepad.



Figuur 4.2: Aangepaste implementatieplanning

## **Kolencentrales**

[Redacted text block]

## **Algemeen**

- Een extra maatregel in de kolensector komt bovenop de Wet verbod op kolen in 2030.
- Er is in de kolensector in een periode van minder dan twee jaar hard ingegrepen, met (a) een verbod op kolen per 2030, (b) de verplichte sluiting van één centrale [Hemweg] per 2020, (c) een productiebeperking voor alle centrales tot en met 2024, en (d) de vrijwillige sluiting van één centrale [Onyx, zo snel mogelijk].
- Hiermee wordt binnen de kolensector het maximaal haalbare gedaan in termen van CO<sub>2</sub>-reductie met het oog op 2030 en het uitvoeren van het Urgenda-vonnis, zonder dat er risico's rondom de leveringszekerheid en de veilige verbranding van reststromen ontstaan.
- Er is bij een extra maatregel geen sprake van een structureel effect in 2030, omdat er vanaf 2030 nu al geen kolenstook meer mogelijk is in de centrales. Elke CO<sub>2</sub>-reductie in de kolensector is dus een versnelling van de reductie die in 2030 toch al wordt behaald.

[Redacted text block]

## **Mogelijkheden verder ingrijpen in kolensector**

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

---

<sup>1</sup> Het ombouwen van een afvalverbrandingsinstallatie om deze gereed te maken voor de verbranding van dierlijk zetmeel zal naar verwachting niet op korte termijn te realiseren zijn. De realisatie van de installatie bij Uniper duurde ruim vier jaar, gerekend vanaf het Energieakkoord (2013) toen duidelijk werd dat de oude eenheden in 2017 zouden gaan sluiten tot aan de uiteindelijke oplevering in juni 2017. In die periode gaat een dergelijk project door diverse opeenvolgende fasen: conceptueel design, basic engineering, vergunningen, aanbesteding, detail engineering, uitvoering, oplevering.

- [Redacted text block]
- [Redacted text block]

[Redacted text]

[Redacted text]

- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]

<sup>2</sup> IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C

<sup>3</sup> PBL, 2017: Verkenning van klimaatdoelen

<sup>4</sup> [CPB-Policy-Brief-2017-02-Biomassa-met-co2-opslag-direct-inzetten-met-omslag.pdf](#)

<sup>5</sup> Zie bijvoorbeeld: <https://petrochem.nl/geen-sprake-van-sluiting-eemshavencentrale/>



- [Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]

- [Redacted]



### Wat is de feitelijke bijdrage van luchtvaart aan de klimaatproblematiek (CO2)?

Luchtvaart is verantwoordelijk voor 2-3% van de mondiale door de mens veroorzaakte CO2-uitstoot. Mondiaal is daarvan ca. 1/3<sup>de</sup> binnenlandse luchtvaart en 2/3<sup>de</sup> internationale luchtvaart. In Nederland is 1-2% van de uitstoot afkomstig van binnenlandse luchtvaartemissies (luchthaven, grondoperatie, binnenlandse vluchten) en 98-99% van de internationale luchtvaart.

Wanneer we binnenlandse en internationale emissies van Nederland samennemen is het aandeel van de luchtvaart circa 4,3%. Hiervoor zijn de gegevens van de KEV (2019) gebruikt: De totale binnenlandse uitstoot van alle sectoren die onder het klimaatakkoord vallen bedraagt 228 Mton CO2. Luchtvaart en scheepvaart vallen hier niet onder. De uitstoot van deze sectoren (zogenoeten bunkerbrandstoffen) bedraagt 48 Mton CO2, waarvan 12 Mton CO2 van de internationale luchtvaart. Dit is de uitstoot van alle internationale vluchten die uit Nederland vertrekken.

### De Nederlandse beleidsopties duurzame luchtvaart op een rij

Maatregel	Klimaat-effect	Effect bedrijven	Uitvoerbaar?	Ticketprijs	Kosten overheid	Opbrengst overheid
FF55 5% bijmenging in 2030*	6,5% tot 6,8% CO2 reductie	Neutraal	++	+0,8%	Ca €750,000 per jaar voor handh. en implementatie	
14% bijmenging in 2030 (in NL 9% meer dan FF55) (nog niet duidelijk of t mag)*	1,6 Mton	+ productie - airlines (KLM)	+	+3-4% korte vluchten; +6-10% lange	Evt subsidie na deze kab.periode	
ETD voorstel kerosinebelasting steunen						
Innovatiepakket* Synkero&elektrisch vliegen. <i>Zie tabel hieronder.</i>	0,2 Mton 2030 & Randvoorw. voor 2-4 Mton na 2035	Investering 100 mln/jr	+		100 mln/jaar	
Verdubbeling vliegtaks (relatie met FF55 kerosineaccijns) <i>Zie bijlage taks andere landen</i>	1,3 tot 2,5% red. (=minder dan 0,5 Mton)	Afhankelijk van inzet opbrengst	++	Huidige tarief €7,85 <sup>1</sup>  Nw tarief: €15,21 <sup>2</sup>		394 – 414 mln. Kan lager uitvallen door covid.
Borgen huidige doelen *(norm of plafond)		Verantwoordelijkheid van overheid naar sector	?			
Verhogen doelen	Eerder dan in 2070 einde CO2-emissie	Airlines mogelijk slechtere positie	?	hoger	Wrsch subsidie vanwege positie airlines	
Aanleg internationaal spoor Separate MKBA aanbevolen	?		?		Miljarden	
Verbieden korte afstandsvluchten**			Niet mogelijk			

<sup>1</sup> Op basis van prijspeil 2021

<sup>2</sup> Op basis van prijspeil 2017. Uiteindelijke tarief zal gecorrigeerd moeten worden.

50.000 vluchten minder <b>**</b> (conform huidige verdeling intercontinentaal/Europees)	1 Mton	- KLM	Lastig gezien internationale regels		Nadeelcompensatie	
---	--------	-------	-------------------------------------	--	-------------------	--

\*Voor deze onderwerpen worden momenteel impactanalyses uitgevoerd

\*\*Op grond van Europese en internationale regels (slotsystematiek) mogen airlines zelf bepalen op welke bestemmingen zij vliegen. Ook het beperken van capaciteit is aan internationale regels geboden. Het aantal historische slots op Schiphol bedraagt 496.000 van de 500.000 per jaar.

### Wat is het overzicht van mondiaal, Europees en nationaal klimaatbeleid luchtvaart?

	Huidig beleid & instrumentarium	In voorbereiding/onderhandeling
<b>Mondiaal</b>	CORSIA: mondiaal handelssysteem in CO <sub>2</sub> -rechten dat beoogt uitstoot CO <sub>2</sub> max op niveau 2019 te houden. Tot 2027 vrijwillig. Onder CORSIA: kwaliteitseisen aan emissie-eenheden en duurzame kerosine. Emissiestandaarden voor vliegtuigen en vliegtuigmotoren (geluid, NO <sub>x</sub> , fijnstof, CO <sub>2</sub> )	Mondiaal lange termijn-doel voor CO <sub>2</sub> -reductie luchtvaart in ICAO-verband. Verschillende scenario's worden uitgewerkt ter bespreking in ICAO Assembly najaar 2022. Inzet NL: lange termijn doel <b>net zero emissie</b> <sup>3</sup> in 2050 (sluit aan bij resolutie industrie IATA/ATAG).
<b>Europees</b>	EU ETS: een dalend plafond van CO <sub>2</sub> -uitstootrechten waarbij de 'duurdere' sectoren zoals luchtvaart in eerste instantie betalen voor vermindering uitstoot in andere sectoren. Dit geldt voor vluchten tussen EU-lidstaten (incl. IJsland, Noorwegen, Liechtenstein, Zwitserland en het VK). Certificering vliegtuigen o.b.v. ICAO emissiestandaarden. Innovatieprogramma's.	<u>Fit for 55-pakket:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Aanscherping EU ETS: per 2024 -4,2% daling per jaar van het plafond (i.p.v. huidige 2,2%), incl. eenmalige verlaging in 2024. In 2030 zal het Europees plafond voor de luchtvaart dan zo'n 120 Mton zijn (206 Mton in 2020).</li> <li>Bijmengverplichting duurzame kerosine van 5% in 2030 oplopend naar 20% in 2035 en 63% in 2050. Effect in 2030 volgens EU die stijging ticketprijs met 0,8%.</li> <li>Voorstel om luchtvaart onderdeel te maken van doelstelling in RED – implicaties nog niet duidelijk.</li> <li>Kerosineaccijns met infaseringsperiode van 10 jaar. Uiteindelijke minimumtarief zou minstens 33 cent per liter moeten bedragen. Na 10 jaar ook duurzame brandstoffen en elektriciteit beprijsen met 1/3<sup>e</sup> van tarief voor kerosine.</li> </ul>
<b>Nationaal</b>	<u>Doel:</u> In-sector <sup>4</sup> CO <sub>2</sub> -uitstoot van uit NL vertrekkende vluchten: <ul style="list-style-type: none"> <li>2030 max. niveau 2005</li> <li>2050 max. helft 2005</li> <li>2070 0</li> </ul> (N.B. betreft reducties excl. CO <sub>2</sub> -compensatie).  In 2030 emissies van grondgebonden operatie luchthavens 0	<u>In voorbereiding conform Luchtvaartnota:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>Momenteel worden beleidsinstrumenten voorbereid voor de doelen uit de Luchtvaartnota. Daarbij worden de FF55 voorstellen van de Europese Commissie betrokken. Er wordt voor zowel een CO<sub>2</sub>-plafond (norm om NL-doelen te borgen) als voor het FF55-pakket een effectenstudie gedaan. Medio 2022 is besluitvorming over de bijmengverplichting en het CO<sub>2</sub>-plafond</li> </ul>

<sup>3</sup> Net zero emissie: over een bepaalde periode zijn de antropogene (door de mens veroorzaakte) emissies van CO<sub>2</sub> in evenwicht met de antropogene verwijdering van CO<sub>2</sub>, ofwel er is sprake van koolstofneutraliteit. Bij netto doelen kan de uitstoot van de ene sector worden gesaldeerd met reducties of negatieve emissies in andere sectoren.

<sup>4</sup> In-sector doelen (ook wel 'bruto' doelen) zijn gericht op CO<sub>2</sub>-reductie in één specifieke sector. Zonder saldering met andere sectoren via CO<sub>2</sub>-compensatie. Dit vereist een energietransitie in de sector zelf.

<sup>3</sup> Omringende Europese landen heffen ook een vliegtax: In DUI worden drie tarieven gehanteerd naar gelang van afstand (7,38 euro; 23,05 euro; 41,49 euro). In FR worden twee tarieven gehanteerd, binnen de EU wordt 4,32 euro betaald, daarbuiten 8,14 euro. Het VK maakt onderscheid in afstand en klasse, waarbij de tarieven uiteenlopen van 15 euro tot 200 euro per ticket. Alle genoemde landen hebben een uitzondering op transferpassagiers.

	<p>In 2050 uitstoot binnenlandse luchtvaart 0</p> <p><u>Beleid:</u> Zo snel mogelijk vergroening binnen de sector zelf zodat techniek beschikbaar is tegen de tijd dat CO<sub>2</sub>-compensatie niet/nauwelijks meer mogelijk is.</p> <p>Uitgangspunt dat de gebruiker betaalt.</p> <p><u>Huidige instrumenten:</u> Op vrijwillige basis bijmengen duurzame kerosine, vergoeding via opt-in van de RED tot 2025.</p> <p>Incidentele subsidies voor brandstoffen, herstel corona en innovatie vliegtuigen.</p> <p>Vliegtax van 7,85 euro per ticket, opbrengst ca 200 mlnE/J naar Algemene Middelen<sup>5</sup>.</p> <p>Stimuleren van alternatief vervoer zoals de internationale trein op bestaande verbindingen. Extra inzet hierop kan ook contraproductief zijn op klimaat-effecten.</p> <p>Staatsteunvoorwaarden KLM:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Commitment voor Akkoord Duurzame Luchtvaart incl. 2030 doelstelling.</li> <li>- 2030: CO<sub>2</sub> per passagierskilometer 50% minder dan in 2005.</li> <li>- 14% SAF in 2030.</li> <li>- Participeren in SAF fabriek.</li> </ul>	<p>voorzien. Het is nu te vroeg om daar politiek sturing op te geven.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bijmengen 14% duurzame kerosine per 2030 en oplopend tot 100% in 2050 (wordt in samenhang met FF55 gezien). Effect in 2030 stijging ticketprijs met 3-4% voor korte vluchten en 6-10% voor lange vluchten (onderzoek E4Tech). RED-voorstel heeft hier ook invloed op.</li> <li>• De Nederlandse brandstoffensector kan volgens de meest recente voorspellingen een productiecapaciteit leveren van (minimaal) 200.000 ton in 2024, 500.000 ton in 2026 en tussen de 640.000 en 702.000 ton SAF in 2030.</li> <li>• Hiermee kan het 14% doel in 2030 gehaald worden en zal jaarlijks minimaal 1.617.920 ton CO<sub>2</sub> gereduceerd worden. Bij 5% is dit minimaal 577.829 ton, bij 10% is dit minimaal 1.155.657 ton en bij 20% is dit minimaal 2.311.314 ton CO<sub>2</sub>-besparing.</li> <li>• Innovatiebeleid voor brandstoffen en vliegtuigen met eventuele subsidies. Publieke bijdrage van 100 mlnE/J inzet kabinetsformatie. Ook nodig om concurrerend te zijn met landen zoals VK, Fa en DU die miljarden investeren.</li> <li>• Beleid op non-CO<sub>2</sub> klimaat-effecten o.b.v. EASA-rapport met focus op brandstoffen vanwege synergie CO<sub>2</sub>.</li> </ul> <p><u>Overige opties:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Voor 2050 lijkt een in-sector reductie (excl. CO<sub>2</sub>-compensatie) van ca. 75% t.o.v. 2005 haalbaar (zie PlanMER bij de Luchtvaartnota en EU sector ambitie Destination 2050). Dit is wel sterk afhankelijk van de hoeveelheid duurzame brandstof die wordt bijgemengd, de snelheid van technologieontwikkeling en de beschikbaarheid van voldoende groene energie en grondstoffen voor de luchtvaart.</li> <li>• Of nul CO<sub>2</sub>-uitstoot eerder mogelijk is dan in 2070 is moeilijk te zeggen. Bovengenoemde onzekerheden zijn nog groter. En de wet van de afnemende meeropbrengst speelt steeds sterker. Als ambitie zou wellicht 2060 kunnen worden gehanteerd.</li> <li>• Toevoegen van netto doelen (incl. CO<sub>2</sub>-compensatie). Conform EU / Destination 2050: 2030 55% reductie t.o.v. 1990, 2050 netto nul CO<sub>2</sub>-uitstoot.</li> <li>• Verhoogde vliegtax.</li> <li>• Subsidie innovatie.</li> <li>• Stimulering duurzame brandstoffen als NL-doel hoger is dan EU-doel.</li> </ul>
--	---	---

**De onderstaande tabel geeft een overzicht van mogelijke innovaties duurzame luchtvaart die aansluiten bij de positie van Nederlandse kennisinstellingen en sectorpartijen. Deel hiervan is ingebracht in een voorstel Nationaal Groeifonds (31-10):**

	Inzet op (o.a.)	Wat levert dit op
--	-----------------	-------------------

<p>Duurzame brandstoffen</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Demonstratie en opschaling van nieuwe technologiepaden voor synthetische kerosine.</li> <li>- Stimuleren gebruik extra duurzame brandstoffen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verschillende demo- en pilotfaciliteiten.</li> <li>- Ontwikkeling nieuwe technologiepaden voor SAF, nodig om tot 100% bijmenging te komen.</li> <li>- Minimaal 1,6 Mton CO2 reductie in 2030 (indien doel 14% bijmenging wordt gerealiseerd).</li> <li>- SAF als exportproduct.</li> </ul>
<p>Vlieg- en luchthavenoperaties</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uitmaken van fossiele brandstoffen.</li> <li>- Het faciliteren van airlines in het reduceren van emissies door enerzijds de grondoperatie en anderzijds nieuwe laad- en tankinfrastructuur aan te leggen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- CO2-uitstoot vrijmaken van de luchthavens in Nederland in 2030 (0,2 Mton) – bijdrage NDC.</li> <li>- Lagere operationele kosten op langere termijn.</li> </ul>
<p>Vliegtuigontwikkeling</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Een concurrerende maakindustrie die kan blijven excelleren met: lichtgewicht en duurzame structuurdelen en materialen, systemen en componenten voor verdere on-board elektrificering en hybride-elektrische aandrijving en met innovatieve technologieën en processen voor het versnellen van ontwerp en certificatie, productie en onderhoud.</li> <li>- Vernieuwing vloot voor verduurzaming (zowel kleine als grote luchtvaart).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verbeteringen in vliegtuig- en motortechnologie van toestellen vertrekkend vanaf Europese luchthavens kunnen in 2050 voor 40% bijdragen aan de reductie van CO2-emissies.</li> <li>- In periode tot 2030 reductie binnenlandse luchtvaart van 15% tov 1990.</li> </ul>
<p>Integrale kennisbasis</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Het uitbreiden van de kennisbasis via toegepast en fundamenteel onderzoek. Denk hierbij aan kennis op het gebied van vliegtuigbouw, duurzame brandstoffen, monitoring, human capital, etc..</li> <li>- Kennis wordt samen met het bedrijfsleven ingezet voor de ontwikkeling van nieuwe producten en diensten om een significante rol van ons Nederlandse bedrijfsleven in de toekomstige duurzame maatschappij te waarborgen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Werkgelegenheid, zowel bij bestaande spelers als nieuwe toetreders tot de markt;</li> <li>- Een goede (kennis) positie in Europa en daarmee toegang tot internationale / Europese netwerken;</li> <li>- Cross sectorale samenwerking levert wederzijdse (concurrentie) voordelen op.</li> </ul>

**Hoe verhoudt de Nederlandse ambitie voor duurzame luchtvaart zich tot die van de buurlanden?**

<b>Land</b>	<b>Bijzonderheden (vaak voornemens)</b>
Duitsland	2% synthetische kerosine in 2030 en miljardenfonds innovatie
Frankrijk	5% duurzame kerosine in 2030 en miljardenfonds innovatie
Verenigd Koninkrijk	10% duurzame brandstoffen in 2030
Zweden	27% duurzame brandstoffen in 2030
Finland	Overweegt eerder bijmengverplichting
Noorwegen	Inzet op elektrisch vliegen
Spanje	Overweegt eerder bijmengverplichting
VS	20% duurzame kerosine in 2030
EU (FF55)	5% duurzame kerosine in 2030 waarvan 0,7% synthetisch

## Vliegbelastingen in Europa

Land	Naam	Sinds (jaar)	Tarief	Opmerkingen
Nederland	Vliegbelasting	2021	<b>€7,85</b> (alle bestemmingen)	Transferpassagiers uitgezonderd
Oostenrijk	Flugabgabe/Austria Air Transport Levy	2011	<b>€30</b> (onder 350 km) <b>€12</b> (overige bestemmingen)	Transferpassagiers uitgezonderd.
Frankrijk	France Civil Aviation Tax	1999	<b>€ 4.58</b> (binnenland, binnen EU <sup>6</sup> ) <b>€ 8.24</b> (overige bestemmingen)	Transferpassagiers uitgezonderd.
	Air Passenger Solidarity Tax/ Eco Tax	2006	<b>€2,63</b> (binnen EEA; economy class) <b>€20,27</b> (binnen EEA; business/first class) <b>€7,51</b> (buiten EEA; economy class) <b>€63,07</b> (buiten EEA; business/first class)	Transferpassagiers uitgezonderd. Belastingen zijn aan elkaar gelinkt.
	Fiscal Tax (Corsica)		<b>€4,57</b> (enkele reis) <b>€9,15</b> (retour)	Van toepassing op alle passagiers die vanuit Corsica vertrekken.
Duitsland	Luftverkehrsteuer/German Air Transport Tax	2012	<b>€12,88</b> (binnenland en Europa) <b>€32,62</b> (middellange afstand) <b>€58,73</b> (lange afstand)	Transferpassagiers uitgezonderd.
Zweden	Tax on Air Travel	2018	<b>SEK 63</b> (€6,34) (binnenland/EU) <b>SEK 262</b> (€26,35) (afstand < 6000 km) <b>SEK 418</b> (€42,04) (overige bestemmingen)	Transferpassagiers uitgezonderd.
VK	Air Passenger Duty	1994	<i>Band A<sup>7</sup>:</i> <b>GBP 13</b> (€15,39) (laagste klasse < 2.000 mijl) <b>GBP 26</b> (€30,78) (alle ander klassen < 2.000 mijl) <b>GBP 78</b> (€92,33) (vliegtuig > 20 ton voor < 19 passagiers; <2.000 mijl) <i>Band B:</i> <b>GBP 84</b> (€99,43) (laagste klasse > 2.000 mijl) <b>GBP 180</b> (€213,07) (alle andere klassen > 2.000 mijl) <b>GBP 541</b> (€640,93) (vliegtuig > 20 ton voor < 19 passagiers; <2.000 mijl)	Transferpassagiers en passagiers van de Kanaaleilanden zijn uitgezonderd.
Noorwegen	Air Passenger Tax	2016	<b>NOK 76,50</b> (€7,84) (binnen Europa) <b>NOK 204</b> (€20,92) (buiten Europa)	Transferpassagiers uitgezonderd.  In 2020 en 2021 is de belasting tijdelijk opgeheven. Vanaf 2022 zal de belasting weer gelden.
Italië	Aero Taxi Tax	2012	<b>€10</b> (tot 100 km) <b>€100</b> (tot 1500 km) <b>€200</b> (vanaf 1500 km)	
Portugal	Taxa de carbono sobre viagens aéreas/Carbon Tax	2021	<b>€2</b>	97% van de opbrengsten gaan naar emissiereductie projecten
Zwitserland	Flugticketabgabe/Swiss Ticket Tax	2022	<b>Tarief nog onzeker.</b> Mogelijk tussen CHF 30-120 (€28-€112) en afhankelijk van afstand en klasse.	Nog in te voeren belasting, waarschijnlijk per 2022.
België	Inscheeptaks	N.t.b.	<b>€1 à €2</b> (vluchten tot 500 km)	Onlangs aangekondigd de belasting in te voeren. Exacte tarief nog onbekend.

<sup>6</sup> Alle belastingen van Frankrijk zijn inclusief Zwitserland

<sup>7</sup> Tarieven per april 2022



## **Wat zijn de mogelijkheden om korte afstandvluchten te vervangen door trein? Nog checken met OVS**

Het Rijk bekijkt de internationale verbondenheid via de lucht en de grond in samenhang. Luchtvaart is een van de beschikbare vervoersmiddelen om Nederland internationaal verbonden te houden, met name voor bestemmingen waarvoor geen goed alternatief is. Door alternatieve vervoersmiddelen voor de korte afstanden aantrekkelijker te maken, wil het Rijk ruimte maken voor langeafstandsvluchten op Schiphol. Samen met de spoor- en luchtvaartsector zet IenW in de *'Actieagenda trein en luchtvaart'* allereerst in op het verbeteren van de treinverbindingen met Brussel, Parijs, Londen, Düsseldorf, Frankfurt en Berlijn. Ook wordt ingezet op een betere aansluiting tussen trein en vliegtuig.

Het KiM (2018) becijfert dat in theorie - na verbeteringen aan het treinproduct en een prijsverlaging van 20% - ca. 2,5-5% van het aantal vluchten vanaf Schiphol zou kunnen worden vervangen door de internationale trein. De potentiële CO<sub>2</sub>-reductie hiervan is zeer gering. Tussen de 70-80% van de CO<sub>2</sub>-uitstoot vindt immers plaats op de 20% langste vluchten. Substitutie door de trein betekent niet dat ook de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de luchtvaart omlaag gaat. Doordat de schaarste op de Nederlandse luchthavens toeneemt, zullen luchtvaartmaatschappijen eventueel vrijgekomen slots waarschijnlijk gebruiken voor reizen naar andere (verder gelegen) bestemmingen. Hierdoor kan substitutie per saldo leiden tot meer CO<sub>2</sub>-uitstoot.

Substitutie door de trein draagt bovendien niet bij aan de fundamentele energietransitie in de luchtvaart die nodig is voor het klimaat. En het is internationaal beperkt opschaalbaar gezien de afwezigheid van spoor op sommige continenten.

## **Welk effect heeft Covid op de scenario's (aantal vluchten/CO<sub>2</sub>)**

De effecten van COVID laten zich lastig voorspellen. De internationale luchtvaartsector gaat ervan uit dat in 2024/2025 de luchtvaartsector weer op het niveau zit van 2019. Vervolgens zou de sector doorgroeien met hetzelfde tempo als de voorgaande jaren. De mate waarin ruimte is voor zulke groei, heeft ook te maken met luchthaven- en luchtruimcapaciteit. De groei zal in landen als China naar verwachting veel groter zijn dan in Europa. Overheden hebben zelf invloed op de ruimte die via vergunning beschikbaar wordt gesteld voor luchthavencapaciteit. O.a. via geluidnormen. En in de toekomst (in Nederland) wellicht ook via een CO<sub>2</sub>-plafond. Hoe meer er gevlogen wordt, hoe groter de opgave om via maatregelen binnen de klimaatdoelen te blijven. Tegelijkertijd geldt dat krimp van de luchtvaart in Nederland niet bijdraagt aan de (versnelling van de) energietransitie voor de luchtvaart en op mondiaal niveau waarschijnlijk niet leidt tot dezelfde CO<sub>2</sub> reductie als nationaal. A.g.v. uitwijkgedrag / waterbedeffecten kan de mondiale uitstoot in potentie (bijna) gelijk blijven of zelfs toenemen.



## De ruimtelijke impact van de energietransitie

*Vraag zijtafel klimaat: "Kunnen we iets zeggen over de ruimtelijke impact van de energietransitie?"*

De ruimtelijke impact van een CO<sub>2</sub> neutrale energievoorziening zal substantieel zijn en is deels afhankelijk van keuzes voor de inzet van technieken en middelen. Dit komt mede omdat hernieuwbare energie (veel) meer ruimte nodig heeft dan fossiele energie. Verder zijn beide systemen tot 2050 naast elkaar nodig. Tot slot leven we in een dichtbevolkt land met meerdere grote transitie tegelijkertijd (woningbouw, landbouw, stikstof, klimaatadaptatie). Sectoraal inpassen kan niet meer en er is (meer) regie nodig van het Rijk om keuzes te maken in ruimtegebruik en het combineren van ruimtegebruik (afwegingsprincipe NOVI) om alle ruimtevraag in Nederland te kunnen accommoderen. Waar dit lokaal niet mogelijk is, zal immers een bovenlokale afweging moeten worden gemaakt welke ruimtevraag voorgaat.

Deze notitie geeft inzicht in de ruimtelijke impact van de energietransitie, voor 2030 en 2050. Dit is op hoofdlijnen, want de uiteindelijke impact is sterk afhankelijk van:

- Het al dan niet inzetten van kernenergie;
- De mate waarin doorgroei van wind op zee mogelijk is, gelet op internationale ecologische instandhoudingsdoelen;
- De mate waarin NL zelfvoorzienend zal of wil zijn; met name de vraag of we waterstof gaan importeren dan wel zelf produceren is daarbij doorslaggevend (overigens is er bij import ook altijd een ruimtelijke impact buiten NL, los van de geopolitieke afhankelijkheid);
- De ontwikkeling van de vraag in de industrie; met andere woorden de mate waarin we de industrie in NL willen behouden;
- De mate van besparing door isolatie in de gebouwde omgeving en procesverbeteringen in de vraagsectoren.

In Tabel 1. is de ruimtelijke impact beschreven. Op zee komen er tot 2050 2.500-5.500 windturbines bij en beslaan bij elkaar zo'n 7%-21% van het Nederlands deel van de Noordzee. Op land komen er 2.000-5.000 windturbines bij. In 2050 zal 24%-78% van het benutbare dakoppervlak belegd zijn met zonnepanelen. Bovendien zal er tot maximaal 350-650 km<sup>2</sup> grond/water gebonden zon-pv gerealiseerd zijn, goed voor 1,5%-3% van het agrarisch oppervlak. Maar de impact bestaat niet alleen uit wind en zon. Het gaat ook om vele honderden kilometers nieuwe bovengrondse hoogspanningsverbindingen, tot 500 km nieuwe warmtenetten, vele honderden hectares nieuwe transformatorstations, aanlanding van windparken op zee en tot 15 km<sup>2</sup> elektrolyse installaties nabij de industrieclusters. 15 km<sup>2</sup> lijkt weinig, maar het totale haventerrein in Rotterdam meet 80 km<sup>2</sup> en de Eemshaven 13 km<sup>2</sup>. Met name de opslag van waterstof wordt een grote uitdaging. Momenteel kan dit technisch veilig in zoutcavernes. Er kunnen tot 2050 maximaal 60 cavernes gereed worden gemaakt voor opslag (2 per jaar). Deze zijn gelegen in Oost en Noord Nederland, in gebieden die nu ook negatieve effecten ondervinden van mijnbouw. Tot 2050 zal één op de drie straten opengebroken moeten worden om 60.000-80.000 km nieuw elektriciteitsnet aan te leggen.

Kortom, Nederland staat aan de vooravond van een grootschalige verbouwing die in niets is te vergelijken met eerdere transitie zoals VINEX of de komst van aardgas. Het gaat om zowel grootschalige uitbreiding met nieuwe infrastructuur als om verduurzaming van bestaande bouw. Beschikbaarheid en kwaliteit van de ruimte is daarin een potentieel remmende factor, maar – indien slim aangepakt – een versnellende factor voor het behalen van de klimaatdoelen.

### **Flankerend beleid: gebiedsinvestering in vorm van regionale energiedeals**

Mensen hechten aan de leefomgeving en de landschappen waarin ze wonen. Dit betekent dat duurzame energieprojecten steeds meer te maken krijgen met maatschappelijke randvoorwaarden om projecten te realiseren die goed inpasbaar zijn in de omgeving en op draagvlak kunnen rekenen. Deze randvoorwaarden vloeien ook voort uit het Rijksbeleid zelf, vanwege de principes uit de NOVI (functiecombinaties, niet afwentelen, gebiedseigen kenmerken). Daarbij speelt mee dat de nadelen van projecten zich vaak op lokaal niveau manifesteren, terwijl de voordelen zich vooral manifesteren op nationaal niveau. Gebiedsinvestering in de vorm van regionale energiedeals kan een belangrijke flankerende maatregel zijn.

Gebiedsinvestering geeft invulling aan maatschappelijke randvoorwaarden. Het Rijk maakt met decentrale overheden op regionaal niveau regionale energiedeals, over wat de regio's bijdragen aan de energieopgave en wat daar tegenover staat. Voeding vindt plaats door de markt (via bijdragen o.b.v. bestaande gedragscodes), regionale overheden en Rijk. Gelet op de grote ruimteclaims is functiecombinatie en meekoppelen met de andere transitieën essentieel. Vroegtijdige participatie en inzet van ruimtelijk ontwerp is hierbij een cruciale voorwaarde omdat dit ook bijdraagt aan een grotere acceptatie van de transitie. Gebiedsinvestering vergt daarbij tot slot langjarig commitment van het Rijk. Niet alleen over de investering in de gebieden, ook wat betreft de doelen, randvoorwaarden en programmering van de infrastructuur. De markt heeft immers investeringszekerheid nodig.

Met de gebiedsinvesteringen worden bovenwettelijke eisen aan productie-installaties (bijvoorbeeld zon boven parkeerplaatsen of kleinere turbines) en gebiedsversterkende maatregelen bekostigd. Dit betreft gebieden waar een grote impact is door hernieuwbare opwek, waterstofopslag, compensatie voor verzilting van landbouw bij aanlanding van elektriciteitskabels of grootschalige uitbreiding van bovengrondse infrastructuur in stedelijke en waardevolle gebieden (UNESCO). Afhankelijk van de te maken keuzes zijn hier middelen vanuit het Rijk voor nodig. Naar schatting is hiermee tot 2030 een bedrag gemoeid van ca. 1,5 mrd. Euro voor gebiedsfondsen en compenserende maatregelen voor technieken (dit bedrag is niet afgestemd met FIN).

**Tabel 1. Ruimtelijke impact in 2050\***

Onderdeel	2021	49% CO <sub>2</sub> reductie 2030 (KEV)	Impact 95% CO <sub>2</sub> reductie 2050
Wind op zee	2,5	11,6 GW	38-72 GW, 3.800-12.000 km <sup>2</sup> , 7-21% van de Noordzee, ca. 2.500-5.500 turbines
Wind op land	4 GW	7,2 GW	10-20 GW, 1.250-5.000 km <sup>2</sup> indirect ruimtegebruik;, ca. 2.000-5.000 windturbines; het directe ruimtegebruik voor fundering is 10-25 ha. (0,10-0,25 km <sup>2</sup> ).
Zon op dak/gevel	11GW	25,2 GW	18-59 GW, 92-303 km <sup>2</sup> ; oftewel 24-78% van het benutbaar dakoppervlak
Zon op veld en water			35-66 GW, 343-647 km <sup>2</sup> ; oftewel 1,5-3% van het agrarisch oppervlak; ter vergelijking het Markermeer is 700 km <sup>2</sup> .
Elektrolyse	0 GW	3-4 GW	3-45 GW; 1-15km <sup>2</sup> ;
Hoogspanningsnetten	1.500 km 4.400 km		1.900-2.200 km 380kV netten (bovengronds) 5.300-5.500 km 110-150kV netten (grotendeels ondergronds)
Laag/middenspanning	300.000km		370.000-380.000 km ondergrondse kabels 6-11 km <sup>2</sup> bovengrondse stations (stedelijk gebied)
Waterstofleidingen	1.000 km		1.100-1.500 km hoofdtransportleidingen 2.000-3.000 km regionale leidingen door ombouw bestaande aardgasleidingen
Aardgasleidingen	5.200 km		Nauwelijks toevoegingen (max 240 km tbv groen gas)
Opslag waterstof	0		Max 60 zoutcavernes, gelegen in ondergrond van met name Oost en Noord NL
CO <sub>2</sub> leiding (CCS)	0	55 km	100-350 km buisleiding
Warmtenetten	50 km		250-500 km transportleiding

\* De informatie in Tabel 1 is gebaseerd op de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050<sup>1</sup> zoals uitgevoerd door de netbeheerders en de ruimtelijke uitwerking<sup>2</sup> daarvan. De bandbreedtes die worden gegeven hangen samen met de scenario's die de netbeheerders hebben opgesteld. De scenario's hangen vooral samen met de mate van zelfvoorzienendheid en vraagontwikkeling in de industrie. De scenario's schetsen hoe de energievraag en het energieaanbod er richting 2050 uit kan zien, uitgaande van 100% CO<sub>2</sub> reductie. Deze scenario's geven daarmee geen toekomstprojectie, maar geven de zogenoemde 'hoekpunten van het speelveld' weer.

<sup>1</sup> [Studie integraal energiesysteem 2050: kompas bij urgente keuzes energietransitie - Netbeheer Nederland](#)

<sup>2</sup> [Ruimtelijke uitwerking Energiescenario's | Rapport | Rijksoverheid.nl](#)

## Aanvullende beantwoording tav kolencentrales



- Nederland heeft nog 4 kolencentrales: de Amercentrale in Geertruidenberg (RWE), de Rotterdamcentrale op de Maasvlakte (Onyx), de MPP3 op de Maasvlakte (Uniper) en de Eemshavencentrale in Groningen (RWE).
- In 2020 hebben alle centrales tezamen 6,8 Mton uitgestoten. De Rotterdamcentrale van Onyx heeft vorig jaar niet gedraaid vanwege een technisch probleem. Sinds april 2021 is de centrale wel weer werkzaam. In 2019 stootte deze centrale 2,2 Mton uit.
- Van 2022-2024 geldt de productiebeperking van 35%, waarmee naar verwachting 3-4 Mton reductie wordt bereikt, in combinatie met de vrijwillige sluiting van Onyx. Het in deze jaren verder beperken van kolencentrales brengt een beperkte CO2-reductie met zich mee.
- Alle centrales vallen ook onder het verbod op kolen en moeten uiterlijk 1-1-2030 gestopt zijn met het produceren van elektriciteit met behulp van kolen. Voor de Amercentrale geldt dit verbod al op 1-1-2025.
- Er is bij een extra maatregel geen sprake van een structureel effect in 2030, omdat er vanaf 2030 nu al geen kolenstook meer mogelijk is in de centrales. Elke CO2-reductie in de kolensector is dus een versnelling van de reductie die in 2030 toch al wordt behaald.



- Op korte termijn sluiten van alle kolencentrales leidt tot problemen in de leveringszekerheid. Daarom is gekozen voor een productiebeperking van 35% in de komende jaren.
- Hiermee wordt binnen de kolensector het maximaal haalbare gedaan in termen van CO2-reductie met het oog op 2030 en het uitvoeren van het Urgenda-vonnis, zonder dat er risico's rondom de leveringszekerheid en de veilige verbranding van reststromen ontstaan.

**Beantwoording van formatievragen vanuit de 'zijtafel klimaat' door de ministeries van LNV en EZK, in afstemming met I&W en FIN – verzocht op 12 november 2021, beantwoording 13 november 2021**

***Voor de aanleg van 6 GW extra wind op zee (bovenop de extra 10 GW die al gepland staat): welke financiële compensatie zou nodig zijn voor vissers? Het zal dan gaan om inkomenscompensatie, maar het kan ook gaan om het ontwikkelen van alternatieve inkomstenbronnen.***

1. Inkomenscompensatie

- Voor de extra 10 GW is ruimte beschikbaar in zoekgebieden 1, 2, 5, Hollandse Kust (west; zuidelijk kavel) en IJmuiden Ver Noord, die het kabinet naar verwachting in maart 2022 definitief aanwijst in het aanvullend Programma Noordzee 2022-2027 dat sinds 9 november jl. ter inzage ligt. Om flexibiliteit te houden met het oog op ecologische inpassing, verdere integrale belangenafweging en aanlandings- en inpassingmogelijkheden is meer ruimte (16 GW) aangewezen. Naar verwachting kan 10,7 GW daadwerkelijk worden benut van deze gebieden. De redenen hiervoor zijn genoemd onder kopje 2.
- Voor de visserij is in dat geval geen extra compensatie nodig, want bij de eerdere opgave van deze extra 10 GW is uitgegaan van een zoekgebied waarin theoretisch maximaal 16 GW benut kan worden.
- Dit is gedaan, omdat de verwachting is dat de vissers in de volledige ruimte beperkt zullen worden en daardoor hun reguliere visactiviteiten niet voort kunnen zetten.

2. Noties bij 6 GW extra Wind op zee

- Momenteel staat er circa 2,5 GW windenergie op zee. De huidige plannen voor windenergie op zee tellen op tot circa 11 GW in 2030. In lijn met moties kan de formatie besluiten de opgave op te hogen met 10 GW. Dat is al een zeer uitdagende opgave die alleen onder een aantal randvoorwaarden worden gerealiseerd, welke eerder met de formerende partijen zijn gedeeld. Een nog hogere opgave kent nog grotere technische en ecologische uitdagingen. Dit antwoord gaat ervanuit dat de vraag nu is om bovenop die ambitie nog 6 GW toe te voegen, tot een totaal van circa 27 GW (= 10 GW uit huidig beleid + extra 10 GW + aanvullende 6 GW uit dit antwoord) rond 2030. Dit is een zeer complexe opgave, ook vanwege de toeleveringsketen (materialen, schepen en technisch personeel) waarop grote internationale druk staat (waardoor prijzen ook sterk oplopen) en de doorlooptijden.
- Om deze opgave dichterbij te brengen moeten alle technisch mogelijke opties volledig worden benut en zeer snel gerealiseerd. Daarbij is het onwaarschijnlijk dat de benodigde infrastructuur voor 2030 gereed is. Dat betekent ook dat maatschappelijk suboptimale trajecten moeten worden gekozen, zoals transport door de Waddenzee en verder landinwaarts. Dit staat op gespannen voet met draagvlak voor wind op zee, waarmee de zorgvuldige procedures in gevaar komen, hetgeen indruist tegen de Omgevingswet en aanpak van lokale overheden (met risico op juridische procedures en daarmee vertraging). Als meer tijd wordt genomen, tot circa 2035, ontstaat er meer ruimte op het net en kunnen de procedures zorgvuldig doorlopen worden.
- De ecologische impact van 6 GW bovenop de extra 10 GW en de huidige plannen is cumulatief zo groot dat de verwachting is dat een extra uitbreiding met 6 GW ecologisch niet vergunbaar is. Voor de extra 10 GW zijn al beperkingen geconstateerd. Er zal goed gekeken moeten worden naar de effecten op vogel- en andere soorten. De beoordeling van de ecologische haalbaarheid kan ertoe leiden dat de aanleg van 6 GW extra niet mogelijk is voor 2030.
- Er is onvoldoende vraag naar deze extra elektriciteit. Een hogere opgave kan dus alleen als er offshore waterstof op grote schaal wordt geproduceerd (en dat is technologisch onzeker). Het is wel verstandig om hier serieus op in te zetten, maar dat vraagt dan weer veel extra middelen.
- Naast kosten visserij betreft het vooral ook kosten voor scheepvaartveiligheid, ecologie, uitvoering en beheerkosten van Rijkswaterstaat, waaronder het opstellen van kavelbesluiten, vergunningverlening, handhaving, informatievoorziening-infrastructuur en aanlanding. Voor de extra 10 GW zal tot en met 2030 ongeveer € 2 mld. extra kosten

benodigd zijn. Verwachting is dat daar in totaal € 1 mld. bijkomt voor de extra 6 GW. Dit is exclusief de kosten voor netuitbreiding op zee en land.

- Gezien de onwaarschijnlijkheid dat de 6 GW gevonden kan worden binnen het aanvullend ontwerp waarover de MR onlangs heeft besloten, zou alleen sprake kunnen zijn van het aanwijzen van een extra zoekgebied. Dat betekent dat recent afgevallen gebieden worden benut. Deze zijn ofwel veel duurder dan de andere gebieden (door afstand tot de kust of noodzaak uitkopen mijnbouw) ofwel zeer onpopulair (vanwege grote effecten op de ecologische waarde -die daarmee de hierboven genoemde beperkingen wat betreft de vergunbaarheid van de recent aangewezen extra 10 GW verder vergroot-, de visserij of de scheepvaartveiligheid). Dit kan op z'n vroegst in 2023, waarmee extra windparken pas omstreeks 2032 haalbaar zijn.
- Bij een nieuw aan te wijzen zoekgebied zal voor de visserij rekening moeten worden gehouden met extra inkomenscompensatie. Gebaseerd op een studie door Deetman (2020)<sup>1</sup> gaat het om inkomstenderving van ca. € 37,5 mln.

---

<sup>1</sup> [536640 \(wur.nl\)](https://www.wur.nl), p. 16



**Vraag van de zijtafel Klimaattafel inzake "energieslurpende bedrijven" (zoals datacenters), wat is toegevoegde waarde? Aan hoofdtafel werd geconcludeerd dat rijk hier nu niet op kan sturen, want is gedecentraliseerd naar gemeenten. Wat is nodig om dat te veranderen/te doorbreken.**

*Vooraf*

- Er zijn verschillende typen datacenters: datacenters in handen van één gebruiker (single-tenant) en datacenters waarvan de ruimte wordt gehuurd door meerdere partijen (multi-tenant).
- Een bijzondere categorie van single-tenant datacenters zijn zeer grootschalige datacenters (vermogen > 25 Megawatt + oppervlak >10 hectare), in gebruik door één groot techbedrijf als Google of Microsoft. Deze categorie heet hyperscale datacenters. Er staan op dit moment 3 hyperscale datacenters in Nederland op 2 locaties (Hollands Kroon en Eemshaven).
- Problematiek rond de vestiging van datacenters speelt vooral rond de vestiging van deze hyperscale datacenters. Hier ontstaan knelpunten rond de ruimtelijke inpassing en beschikbaarheid van voldoende energie.
- De verwachting is dat de datacenterssector flink zal groeien en daarmee ook het elektriciteitsverbruik, met name door de hyperscale datacenters. Momenteel verbruiken datacenters 2,7 TWh elektriciteit. Dit groeit tot maximaal 15 TWh in 2030. 2,7 TWh is ruim 2% van het huidige totale elektriciteitsverbruik.

*1. RO cq sturingsaspect, waarbij o.a. de vraag wie nu bevoegd gezag is, hoe de sturing is geregeld en zou dat gewijzigd kunnen worden (en hoe dan?)*

- Momenteel zijn gemeenten bevoegd gezag voor datacenters (zoals voor alle vestigingen van bedrijven), tenzij – zoals in Noord-Holland – de provincie deze bevoegdheid heeft overgenomen door de vestiging van provinciaal belang te verklaren.
- In de Nationale Omgevingsvisie (NOVI) spreken we voorkeur uit voor het situeren van hyperscale datacenters aan de randen van het land (zonder dat het dwingend is), op locaties waar veel aanbod is van (hernieuwbare) elektriciteit, waar aansluiting op het elektriciteitsnetwerk kan worden geboden en waar ruimte minder schaars is.
- Het huidige beleid is om met decentrale overheden nadere afspraken te maken over de vestiging van datacenters, bijvoorbeeld door decentrale overheden locaties en voorwaarden te laten bepalen voor vestiging van hyperscale datacenters. Dit doet recht aan het uitgangspunt dat decentrale overheden gaan over de vestiging van bedrijven.
- Sterkere regie op datacenters kan plaatsvinden door een stevig bestuursakkoord of te zorgen voor juridische doorwerking. Dit betekent een wijziging van het beleid en een grotere beleidsinzet op dit thema. Beide vraagt om nader overleg met de andere overheden.
- Optie bestuurlijk: de huidige afspraken (zie boven) worden omgezet in een bestuursakkoord; dit heeft de voorkeur;
- Optie juridisch: vestiging van hyperscale datacenters wordt vanwege de nadelige effecten op het vlak van ruimte en energie als een nationaal belang aangemerkt. Dit vergt afhankelijk van de sturing die het rijk wil uitoefenen aanscherping van beleid (Nationale Omgevingsvisie of één van de onderliggende programma's). Juridisch vastleggen vergt aanpassing van uitvoeringsregelgeving (AmvB) en in een enkel geval aanpassing van de Omgevingswet. NB Het inzetten van ruimtelijk juridisch bindend beleid vanwege ruimte- en energieverbruik ligt niet voor de hand. Dit gebeurt niet voor andere sectoren waar deze problematiek speelt, zoals glastuinbouw en energie-intensieve industrie. Daarom wordt geadviseerd eventuele inzet van de juridische opties zeer gericht te doen voor hyperscale datacenters.
  - het Rijk kan op nationaal niveau vestigingsgebieden aanwijzen voor datacenters, maar het verder geheel aan gemeenten overlaten besluiten te nemen over de toelating van datacenters; gemeenten kunnen de vestigingsgebieden dan wel betrekken bij hun eigen ruimtelijk beleid. Dit vergt alleen aanpassing beleid (NOVI);
  - Het Rijk kan beslissen om zelf de vestigingslocaties aan te wijzen voor grootschalige datacenters en dit dwingend te laten doorwerken naar gemeenten. Dit vergt aanpassing beleid en AMvB;
  - Aanvullend kan het rijk dan aan activiteiten binnen die vestigingsgebieden nadere voorwaarden verbinden, bijvoorbeeld dat gemeenten rekening moeten houden met het energieverbruik van activiteiten binnen een vestigingsgebied of verplichte plaatsing zon

op dak bij activiteiten binnen een vestigingsgebied. Dit vergt regelgeving op grond van de Omgevingswet.

- ook kan het Rijk bepalen dat gemeenten alleen hyperscale datacenters toelaten op de door het Rijk aangewezen locaties. Dit vergt regelgeving op het niveau van een AMvB (op grond van de Omgevingswet) en vraagt voorbereidingstijd;
- het geheel verbieden van hyperscale datacenters is tot slot een theoretische mogelijkheid. Dit zou een unicum zijn; er is geen enkele bedrijfsactiviteit waar we dit voor doen vanwege energieverbruik. Bovendien vermindert dit niet de behoefte aan datacenters. Naar verwachting heeft deze optie een remmend effect op de digitaliseringstransitie in Europa maar ook een mogelijk groot effect voor de zekerheid richting bedrijven en het vestigingsklimaat in brede zin. Deze optie, die onwenselijk wordt bevonden, vergt aanpassing van wet- en regelgeving en dus een meerjarig traject.

## 2. *Economisch aspect: wat is de toegevoegde waarde van deze bedrijven?*

- Datacenters zijn een economische activiteit, net zoals andere soorten bedrijven.
- De directe economische meerwaarde van datacenters is beperkt, maar heeft nationaal gezien wel positieve effecten door de faciliterende rol voor digitalisering. Met name de regionaal en nationaal verzorgende (colocatie) datacenters stellen bedrijven en organisaties in staat efficiënter te produceren en vervullen daarmee een cruciale rol in het realiseren van de noodzakelijke digitalisering van Nederland.
- Nederland huisvest relatief gezien veel datacentercapaciteit binnen Europa. Dit komt door de goede hoogspanningsinfrastructuur, goede internationale internetverbindingen en fiscale factoren.
- Extra datacentercapaciteit is voor de Nederlandse digitaliseringsambities voornamelijk dus niet nodig. Het is echter lastig om de benodigde capaciteit voor Nederland zelf te bepalen. De datacentermarkt is een internationale markt waarbij andere landen gebruik maken van datacentercapaciteit in Nederland en visa versa. Voor de digitaliseringsambities van Europa moet de datacentercapaciteit op termijn wel groeien.
- Rond Amsterdam zitten veel multi-tenant datacenters met zeer snelle onderlinge verbindingen. Dit zorgt voor zgn. hyperconnectiviteit tussen deze datacenters. Op maar vijf plekken in Europa bestaat deze hyperconnectiviteit. Dit is dus bijzonder en speelt een belangrijke faciliterende rol voor de Europese digitale economie.
- Deze hyperconnectiviteit rond Amsterdam zorgt ervoor dat Nederland in het bijzonder een zeer gunstig vestigingsklimaat heeft voor multi-tenant datacenters en bepaalde dienstverlening waarvoor hyperconnectiviteit nodig is.
- In vergelijking met hyperscale datacenters, draagt hyperconnectiviteit als gevolg van multi-tenant datacenters meer bij aan digitalisering en heeft meer (indirecte) economische meerwaarde.

## 3. *Energieaspect - enerzijds systeemvraagstuk en anderzijds subsidiegeld dat gebruikt wordt voor opwek en in een nieuwe "energieslurper" zoals een datacenter verdwijnt; wat moet/kun je daarmee in de SDE, bv qua stellen van voorwaarden?*

Om de bouw van duurzame energiebronnen te bevorderen is er een Europees systeem van Garanties van Oorsprong (GvO's) afgesproken. Voor elektriciteit is dit in Nederland geregeld in de Elektriciteitswet 1998 en de Regeling garanties van oorsprong en certificaten van oorsprong.

Op het eerste gezicht kan het GvO-systeem verwarrend lijken, want het lijkt alsof de opgewekte stroom uit hernieuwbare bronnen daadwerkelijk via een elektriciteitskabel wordt geleverd aan de kopers van de GvO's. Dat is echter niet zo. Alle elektriciteit die wordt opgewekt, komt op het elektriciteitsnet voor transport naar de afnemers. Op het elektriciteitsnet kan je de elektronen die zijn opgewekt met hernieuwbare bronnen niet onderscheiden van elektronen die zijn opgewekt met fossiele bronnen. Omdat de stroom uit windparken zich met stroom uit bijvoorbeeld kolen- en gascentrales op het elektriciteitsnet mengt, kan een afnemer nooit alleen de stroom uit hernieuwbare bronnen afnemen. GvO's maken het mogelijk voor elektriciteitsafnemers om administratief te waarborgen dat tegenover hun betaling voor elektriciteit, daadwerkelijk stroom met hernieuwbare bronnen geproduceerd is. Deze administratieve waarborg betekent dus niet dat de door de windparken opgewekte stroom daadwerkelijk naar een datacenter wordt geleverd.

Indirect vergroot de verkoop van GvO's de kansen voor de energietransitie. Het biedt de opwekker van stroom uit hernieuwbare bronnen een extra inkomstenbron naast de verkoop van de stroom zelf. Dit verbetert de business case, en daarmee de uitrol, van dergelijke duurzame-energieprojecten. Daarmee wordt het realiseren van de klimaatdoelstelling betaalbaarder.

Voor veel Nederlandse huishoudens geldt op dit moment dat zij groene stroom afnemen met behulp van GvO's. Bij bedrijven is dit aandeel veel lager. Datacenters lopen voorop in het afsluiten van hernieuwbare energiecontracten. Via deze overeenkomsten dragen ze bij aan de kostendaling van hernieuwbaar.

Een forse groei van datacenters, net als groei in andere energie-intensieve activiteiten, maakt het noodzakelijk om extra te investeren in hernieuwbare elektriciteit. De stuurgroep extra opgave becijfert dat er in 2030 maximaal 15 TWh extra vraag vanuit datacenters komt. Hiervoor zou in dat geval 3 GW aan windparken op zee nodig zijn.

Het is niet mogelijk om via de SDE te sturen op de bestemming van de opgewekte stroom. Dergelijke contracten betreffen private contracten tussen producenten en afnemers. Daarbij worden deze in de regel niet voor de gehele looptijd van een project afgesloten, maar wisselen deze ook gedurende het project. Een toets vooraf bij het toekennen van SDE++ biedt daarmee geen waarborg dat GvO's niet hierna worden verkocht aan een andere partij. Daarnaast is het niet waarschijnlijk dat een dergelijk ingreep mogelijk is binnen de Europese regels over de interne markt.

**Antwoord op vraag zijtafel klimaat: We hebben als zijtafel nog een vraag over vervroegde sluiting kolencentrales. Is er ook een kosteninschatting per centrale mogelijk? En: kun je iets meer duiding geven over de Onyx centrale? Wanneer is er meer duidelijkheid?**

[Redacted text block]

- Onder de Wet verbod op kolen moeten elektriciteitscentrales per 2030 stoppen met gebruik van kolen. Er is bij een extra maatregel geen sprake van een structureel effect in 2030, omdat er vanaf 2030 nu al geen kolenstook meer mogelijk is in de centrales. Elke CO2-reductie in de kolensector is dus een versnelling van de reductie die in 2030 toch al wordt behaald.
- Aanvullend is een productiebeperking van 35% in de jaren tot en met 2024 ingesteld en een subsidie beschikbaar gesteld voor één centrale om vrijwillig te sluiten. Het subsidiebesluit om de kolencentrale van Onyx vrijwillig te sluiten wordt naar verwachting eind november genomen. De subsidie bedraagt maximaal €238,8 miljoen. Het zal naar verwachting enkele maanden duren voordat Onyx daadwerkelijk overgaat tot sluiting.
- De Wet verbod op kolen biedt geen financiële compensatie voor het stoppen van het gebruik van kolen in 2030.

- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]
- [Redacted text block]

[Redacted text block]

- In het kader van de Wet verbod op kolen is aan de kolencentrales een overgangstermijn van 10 jaar geboden om hun investering (deels) terug te verdienen en een alternatieve businesscase te ontwikkelen voor na 2030 (en de Amercentrale na 2025). Dat kan resulteren in een omschakeling naar andere brandstoffen zoals biomassa, waterstof, maar kan ook een algehele sluiting per 2030 inhouden. Deze keuze is nadrukkelijk aan de energiebedrijven zelf gelaten.

■ [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

- [Redacted text block]

- [Redacted text block]

- [Redacted text block]

- [Redacted text block]

- [Redacted text block]

■ [Redacted text block]

## Antwoord op vraag zijtafel klimaat over Ternaard

### Kunnen jullie iets meer info geven over de kosten die niet laten doorgaan van gaswinning in Ternaard gaan opleveren? Wat loopt de Staat aan inkomsten mis en wat kost het afkopen/schikken/schadevergoeding?

- Indien er een politiek besluit wordt genomen om de vergunning voor de Wet Natuurbescherming of de instemming met het winningsplan voor Ternaard te weigeren zonder dat hier aanknopingspunten voor zijn in de Wet Natuurbescherming of de Mijnbouwwet zal de Staat naar verwachting nadeelcompensatie/schadevergoeding aan de initiatiefnemer moeten betalen. De initiatiefnemer heeft in dat geval namelijk geen rekening kunnen houden met het beleid waaraan werd getoetst. Dit blijkt ook uit het advies van de Rijksuniversiteit Groningen aan de Kamer. De landsadvocaat bevestigt deze lijn. Het vaststellen van nadeelcompensatie/schadevergoeding is naar verwachting een langdurig proces.
- Bij nadeelcompensatie/schadevergoeding gaat het dan onder meer om een vergoeding voor gedeelde inkomsten. Volgens het ontwerpinstemmingsbesluit met het winningsplan kan NAM over de periode 2021-2037 maximaal 7,57 miljard Nm<sup>3</sup> aardgas winnen uit het Ternaardveld. Ternaard zou gezien de grootte van het veld in 2024/2025 zo'n 10% van de gehele Nederlandse productie van aardgas voor haar rekening kunnen nemen. De precieze waarde hiervan voor de operator en de Staat is zeer afhankelijk van de gasprijs. Iedere 5 cent stijging in de gasprijs resulteert in circa ██████ (gedeerde) inkomsten voor de Staat en ██████ voor NAM. Hieronder is de waarde doorgerekend voor verschillende gasprijsscenario's<sup>1</sup>.

	15 ct/m <sup>3</sup>	19 ct/m <sup>3</sup>	25 ct/m <sup>3</sup>
Gederfde inkomsten operator, totaal gedurende de gehele winningsperiode	██████	██████	██████
Gederfde inkomsten Staat, totaal gedurende de gehele winningsperiode	██████	██████	██████
Totaal	██████	██████	██████

- Daarnaast kan er ook sprake zijn van vermogensverlies of additionele kosten voor de operator die moeten worden vergoed. Daarbij kan onder andere gedacht worden aan:
  - Kosten in verband met gedeerde investeringen, zoals kosten voor het uitwerken van de passende beoordeling, de mer, de verschillende tracéontwerpen voor de pijpleiding, etc.
  - Door het niet doorgaan van Ternaard zal het rendement van het totale productiesysteem in Noordoost-Fryslân naar verwachting lager komen te liggen. Ook dat verlies zal NAM mogelijk vergoed willen zien.
  - Kosten in verband met het omgevingstraject dat NAM de afgelopen 5 jaar heeft uitgevoerd, mede op verzoek van de Rijksoverheid.
  - Boekhoudkundige verliezen door onteigening van assets
  - Kosten in verband met ontslag van personeel.
- De omvang van deze kosten is niet bekend, maar het kan mogelijk gaan om aanzienlijke bedragen in aanvulling op de gedeerde inkomsten.
- De ontwerpbesluiten voor het project Ternaard hebben van vrijdag 27 augustus tot en met donderdag 7 oktober 2021 ter inzage gelegen. De ingediende zienswijzen worden momenteel door de bevoegde gezagen beoordeeld en er wordt een nota van antwoord opgesteld.
- Vanuit de Wet Natuurbescherming (Wnb): indien de zienswijzen tot het inzicht leiden dat er ecologische gronden zijn om de vergunning te weigeren omdat niet de vereiste zekerheid wordt

<sup>1</sup> De gasprijs ligt momenteel relatief hoog. De gemiddelde gasprijs voor het jaar 2021 komt naar verwachting uit op circa 38 ct/m<sup>3</sup>. De forward prijzen voor 2022 komen momenteel op 54 ct/m<sup>3</sup>. Richting eind 2023, wanneer de productie van Ternaard naar verwachting zou kunnen starten, dalen de forward prijzen weer richting 25-30 ct/m<sup>3</sup>.

verkregen dat de Natura 2000-waarden niet worden aangetast, dan is er geen sprake van financiële consequenties. De minister van LNV is bevoegd gezag voor de Wet natuurbescherming.

- Vanuit de Mijnbouwwet: gelet op de adviezen van de wettelijk aangewezen adviseurs zijn er geen aanknopingspunten om instemming met het winningsplan te weigeren. Indien echter niet rechtmatig een Wnb-vergunning kan worden verleend, dan ligt het in de rede dat ook de instemming met het winningsplan wordt geweigerd. De minister van EZK is bevoegd gezag voor de Mijnbouwwet.

## Formatievragen – Reductieopgave en bijdrage specifieke maatregelen

### 1. Hoeveel Mton moet er nog worden gerealiseerd voor 55% in 2030?

Doel 2030 (% reductie tov 1990)	Restemissies 2030 (Mton)	Opgave in 2030 in Mton ten opzichte van huidig beleid (o.b.v. KEV2021)
49%	113	3 – 25
55%	99	17 – 39

De uitstoot in het basisjaar 1990 bedraagt 221 Mton (excl. landgebruik). De bandbreedte in de raming van PBL vertaalt zich door in de raming van de opgave. Van de geraamde opgaven in de tabel zal o.b.v. het huidige ESR voorstel ten minste 18 Mton in ESR sectoren moeten worden gerealiseerd t.o.v. huidig beleid. Het restant van de nationale opgave kan in ETS sectoren worden behaald.

### 2. Indien er maatwerkafspraken met grote-emittenten in de industrie worden gemaakt, voor hoeveel Mton kan er dan aanvullend worden gerealiseerd in 2030?

- Via een maatwerkpaak kan extra reductie gerealiseerd worden bij die industrie waar ook technisch meer mogelijk is. Ook meer dan direct via de heffing bij het bedrijf kan worden afgedwongen.
- De emissiereductie die met maatwerkafspraken kan worden gerealiseerd in de industrie, is afhankelijk van de precieze vormgeving en doelgroep van deze maatwerkafspraken. De inschatting is dat hiermee een aantal megatonnen (2 tot 4) extra gereduceerd kunnen worden tot 2030. Na 2030 kan met het voortschrijden van o.a. de techniek voor elektrisch kraken, nog meer reductie bereikt worden. Afhankelijk van de doelgroep en de instrumenten die tijdig beschikbaar worden gesteld, is meer haalbaar.
- Denk hierbij bijvoorbeeld aan extra reductie bij de AVI's door het realiseren van negatieve emissies. Ander potentiële projecten CO<sub>2</sub>-reductie projecten zijn het H-vision project in Rotterdam, maatwerk bij Tata-steel, en extra CO<sub>2</sub>-afvang in de industriële clusters. Wel moet rekening gehouden worden met juridische haalbaarheid (bijv. staatssteun) en de netwerkcapaciteiten tot 2030.
- Via maatwerk kan alternatieve technologie ontwikkeling zoals pilots elektrisch kraken, (bijv. bij Sabic en Dow) mogelijk beter ondersteund worden, waarmee ook meer toekomstgerichte verduurzamingsprojecten van de grond kunnen komen. De Nationale Investeringsregeling Klimaatprojecten Industrie (NIKI) zou dit soort projecten beter moeten kunnen ondersteunen.
- Wel moeten er afspraken gemaakt worden over de borging van de additionaliteit van de maatregelen in relatie tot de CO<sub>2</sub>-heffing (door inleveren dispensatierechten).

### 3. Hoeveel CCS in de industrie kan richting 2030 worden benut?

- Het maximale CCS-opslagvolume voor 2030 in Nederland wordt geschat op ~17,5 Mton per jaar. Dit is 4,8Mton hoger dan het huidige plafond (van 12,7Mton). Meer CO<sub>2</sub>-opslag per jaar in 2030 in Nederland is niet realistisch, dit vanwege de voorbereidingstijd om de opslaglocaties te onderzoeken en gereed te maken. Voor de 55%-doelstelling in 2030 is daarom waarschijnlijk ook opslag in het buitenland nodig, dit zal dan bijvoorbeeld in Noorwegen of het VK kunnen gebeuren. Met Noorwegen worden reeds gesprekken gevoerd.
- Om zicht op voldoende aanvullende emissiereductie in 2030 te houden, is het plafond recent verhoogd met 2,5 Mton. Het totale CCS plafond is nu 12,7 Mton (9,7 Mton voor de industrie).
- De meest recente inventarisaties van de plannen (monitor Klimaatbeleid en Cluster Energie Strategieën) geven tussen de 11 en 14 Mton aan CCS-projecten voor de huidige opgave van 19,4 mton (5,1+14,3 mton, ihkv. 49%).
- Een recente studie van DNVGL (binnenkort openbaar) geeft maximaal 20 Mton te ontsluiten potentieel (bij ETS-prijs van 150 euro/ton) in 2030 bij de industrie, inclusief de AVI's .
- Hierbij is nog geen rekening gehouden met de erkenning van negatieve emissies bij o.a. AVI's. Bij erkenning hiervan is naar schatting nog 5-6 mton extra emissiereductie voor 2030 mogelijk als alle AVI's volledig op CCS over gaan. Ook in combinatie met (verplichte) groen gas productie kan nog extra reductie (mogelijk 1-2 mton) via negatieve emissies worden gehaald.
- Na 2030 kan meer opslagcapaciteit in Nederland beschikbaar komen. EBN schat de totale opslagcapaciteit onder de Nederlandse Noordzee op ongeveer 1.700 Mton.



- In de Cluster Energie Strategieën zitten ook plannen voor CCS bij elektriciteitscentrales. Het gaat om ruim 2 mton bij oa. de Sloecentrale in Zeeland en bij RWE (mogelijk ook in combinatie met biomassa).

#### 4. MRB+ invoeren. Wat levert dat op?

- Met de MRB Plus wordt een autobelasting op basis van het aantal gereden kilometers ingevoerd.
- Een differentiatie in het tarief is mogelijk:
  - a. Vast tarief per kilometer
  - b. Vast tarief per kilometer, maar wel gedifferentieerd naar emissies
  - c. Vast tarief per kilometer, maar wel gedifferentieerd naar andere voertuigkenmerken (zoals brandstofsoort en gewicht).
- Wanneer de MRB Plus voor het hele wagenpark is ingevoerd bedraagt de potentiële CO<sub>2</sub>-reductie circa 3,1 Mton (vast tarief per kilometer) tot 4,5 Mton (vast tarief per kilometer met emissiedifferentiatie). De precieze invoeringsdatum moet nader worden onderzocht.
- NB. Deze inschatting van het CO<sub>2</sub>-effect is gebaseerd op het Klimaatakkoord-onderzoek van Betalen naar Gebruik. Het precieze CO<sub>2</sub>-effect van de MRB Plus (inclusief de gekozen maatvoering) moet nader worden berekend en is lager naar mate het EV-aandeel van het wagenpark hoger is op het moment van invoering.

#### 5. Hoeveel emissiereductie kan met kernenergie in 2035 gerealiseerd worden?

- Op basis van onderstaande uitgangspunten leidt elke extra kerncentrale (1.650 MW) tot in totaal circa 5 Mton CO<sub>2</sub>-reductie per jaar *in Europa* als de kerncentrale het hele jaar volop draait en volledig de inzet van gascentrales vervangt.
- De mate waarin dit soort effecten *in Nederland* plaatvinden hangt onder meer af van het ingezette beleid in het buitenland en de mate van elektrificatie in de overige sectoren. Ook daalt onder het Europese emissiehandelssysteem ETS de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de hele Europese elektriciteitssector, waardoor naarmate we dichterbij 2050 komen de kans groter is dat een kerncentrale minder CO<sub>2</sub>-reducereert. Een kerncentrale levert dan nog steeds een bijdrage aan een volledige CO<sub>2</sub>-neutrale elektriciteitsvoorziening.
- Het tempo waarin kerncentrales na elkaar bijgebouwd kunnen worden is afhankelijk van de opbouw van de industriële capaciteit en wereldwijde vraag naar kerncentrales. Om iets concreter te kunnen zeggen over de rol van kernenergie in de Nederlandse elektriciteitsmix is er nog aanvullend onderzoek nodig.
- Bij alle maatregelen in de elektriciteitssector geldt dat deze zowel effect hebben op de CO<sub>2</sub>-uitstoot in Nederland als op de CO<sub>2</sub>-uitstoot in de landen om ons heen. De Nederlandse elektriciteitsmarkt is immers onderdeel van de Europese elektriciteitsmarkt. Zo leidt een nationale beperking op het gebruik van fossiele brandstoffen in de regel tot meer uitstoot in de landen om ons heen en een verdere uitrol van CO<sub>2</sub>-arme elektriciteitsproductie (windenergie, kernenergie) tot minder.
- Om tot een goede vergelijking van verschillende maatregelen in de elektriciteitssector te komen wordt bij dergelijke berekeningen daarom in de regel uitgegaan van totale CO<sub>2</sub>-effecten en dus de effecten op Europees niveau. Dit ook omdat de effecten op Nederlands grondgebied niet goed zijn in te schatten. Daarnaast is de verwachting dat andere landen (op termijn) eenzelfde inspanning als Nederland zullen leveren. Indien dit laatste het geval is zullen de weglekeffecten klein zijn. De kosteneffectiviteit vanuit Europees perspectief geeft dan een betere weergave van de daadwerkelijke kosteneffectiviteit. Om deze redenen wordt deze systematiek ook door het PBL gehanteerd voor het berekenen van de kosteffectiviteit van bepaalde opties.
- Van belang is dan wel dat de extra elektriciteitsproductie aansluit bij de verwachte groei in elektriciteitsvraag. Op het moment dat deze sterk uit elkaar gaan lopen, vindt een groot deel van de CO<sub>2</sub>-reductie naar verwachting in de landen om ons heen plaats.
- De CO<sub>2</sub>-reductie door de inzet van kernenergie is daarmee sterk afhankelijk van de elektrificatie van andere sectoren in Nederland. Het daadwerkelijke effect hangt daarmee af van de vraag waar duurzame elektriciteit na 2030 wordt ingezet en is afhankelijk van de transitiepaden naar klimaatneutraliteit in de (vraag)sectoren en het beleid (gericht op elektrificatie en inzet van waterstof) dat daarvoor in de sectoren wordt ingezet.