Bijmengverplichting groen gas

Ontwerpopties en effectenanalyse

CE Delft

Committed to the Environment

Bijmengverplichting groen gas

Ontwerpopties en effectenanalyse

Dit rapport is geschreven door:
Daan Juijn, Cor Leguijt, Martha Deen en Reinier van der Veen

Delft, CE Delft, april 2022

Publicatienummer: 22.210414.067

Energievoorziening / Huishoudens / Gas / Biomassa / Regelgeving / Beleidsinstrumenten / Effecten
VT: Groen gas / Bijmengen

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Uw kenmerk: 202111031

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Daan Juijn (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Summary	4
	Samenvatting	11
	Gebruikte afkortingen	18
1	Inleiding	19
	1.1 Aanleiding	19
	1.2 Doel van deze studie	20
	1.3 Afbakening	20
	1.4 Onderzoeksmethodiek	20
	1.5 Leeswijzer	21
2	Contouren van een bijmengverplichting groen gas	22
	2.1 Inleiding	22
	2.2 Doel van een bijmengverplichting	22
	2.3 Een oplopende verplichting aan energieleveranciers	23
	2.4 Hoogte van de bijmengverplichting	23
	2.5 De rol van groengaseenheden	24
	2.6 Vergelijking met andere landen	25
	2.7 Conclusie	26
3	Interactie met ander beleid	27
	3.1 Inleiding	27
	3.2 Verschillende verwaardingsopties	27
	3.3 Interactie met de SDE++	28
	3.4 Interactie met de jaarverplichting energie voor vervoer	30
	3.5 Interactie met het EU ETS	35
	3.6 Impact van Fit for 55	35
	3.7 Conclusie	37
4	Maatvoeringsvarianten en criteria	38
	4.1 Inleiding	38
	4.2 Overzicht van de maatvoeringsvarianten	38
	4.3 Criteria	40
	4.4 Conclusie	41
5	Effectenanalyse	42
	5.1 Inleiding	42
	5.2 Twee scenario’s: conservatief en optimistisch	42
	5.3 Beschikbaarheid van biogrondstoffen	42
	5.4 Ontwikkeltijden	45
	5.5 Marktcondities	47

	5.6 Globale modelbeschrijving	47
	5.7 Belangrijkste modelaannames	48
	5.8 Modeluitkomsten: productiecapaciteit	54
	5.9 Modeluitkomsten: kosten en baten	58
	5.10 Gevoeligheidsanalyses	66
	5.11 Conclusies	70
6	Analyse van overige maatvoeringsopties	71
	6.1 Inleiding	71
	6.2 Looptijd	71
	6.3 Omgang met SDE++ en HBE-systematiek	71
	6.4 Flexibiliteitsmechanisme	72
	6.5 Andere herverdelingsmechanismes	75
	6.6 Een extra stimuleringsmechanisme voor innovatieve technieken	77
	6.7 Aanpassingen in de HBE-markt	78
	6.8 Beleid om prijsstijgingen van biogrondstoffen te drukken	81
	6.9 Een minimumprijs voor GvO's	82
	6.10 Conclusie	82
7	Conclusies	84
8	Literatuur	87
A	Beoordelingscriteria	88
	A.1 Inleiding	88
	A.2 Overzicht van de criteria	88
B	Beoordeling van de maatvoeringsvarianten	91
	B.1 Inleiding	91
	B.2 In hoeverre voldoen de maatvoeringsvarianten aan de criteria?	91
	B.3 Conclusie en overzichtstabel	93
C	Model-inputs en aannames	94
D	Resultaten voor de hoge variant	100

Summary

Reason for this study

In the Green Gas Roadmap (Routekaart Groen Gas) (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2020), the former government identified the need for additional policy instruments to encourage the production of green gas. One of the policy instruments mentioned is a blending requirement for green gas in the built environment. The blending requirement (BR) is intended to ensure that energy suppliers deliver a predetermined amount of green gas to their customers. In November 2021, the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, EKZ) asked CE Delft to study the advantages and disadvantages of a blending requirement in more detail and to identify design options. During our study, the Coalition Agreement 'Looking after each other, looking forward to the future' (Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst) was published (VVD, CDA, D66 en Christenunie, 2021), which effectively announced the blending requirement for green gas. The Coalition Agreement indicates that the blending requirement will apply to deliveries of gas to the built environment (homes + non-residential buildings).
The requirement should result in 1.6 bcm of green gas by 2030, which corresponds to around 20% of total gas deliveries, and an annual CO_2 reduction of 2.9 Mton in the built environment[1]. This volume is currently unachievable: in 2021, just over 0.2 bcm of green gas was fed into the grid. The Coalition Agreement mentions 2023 as the start date for the blending requirement. We do not consider this start date realistic as the policy instrument has not yet been finalised and monitoring, supervision and enforcement also require a great deal of preparation. This study therefore assumes a start in mid-2024. Although the blending requirement will definitely be introduced, its exact form has yet to be determined. In this study, we aim to contribute to the elaboration of the announced blending requirement.

What is a blending requirement for green gas?

The blending requirement obliges gas suppliers to deliver a certain percentage of green gas to their customers in the built environment every year. The starting point of this study is that gas suppliers must obtain a certain number of certificates for this. These certificates - which we call Green Gas Units (GGUs) - represent the physical blending of green gas in the gas network and are tradable. Gas suppliers will receive these GGUs when they acquire a green gas-Guarantee of Origin (GoO[2]) for a contract in the built environment. Making the GGUs tradable will create market forces and not require every supplier to produce green gas itself. The blending requirement will take shape via a calculation system that indicates how many certificates a supplier must acquire, a system of monitoring and supervision, and a sanctioning mechanism.

1 Based on the calculation method used by the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy.

2 Guarantee of Origin - a European certificate awarded by the Dutch organisation Vertogas, which identifies the sustainability of the energy source.

How does a blending requirement encourage the production of green gas?

The blending requirement is intended to increase the supply of green gas by encouraging demand from gas suppliers. Because energy suppliers are obliged to acquire a certain number of GGUs annually, they will be more willing to pay for green gas. Higher prices then make it attractive for producers to invest in new production. The blending requirement should also offer long-term certainty (via a predictable build-up pathway) and investment security. Finally, the blending requirement involves energy suppliers in the continued development of the sector, which should lead to additional access to capital.

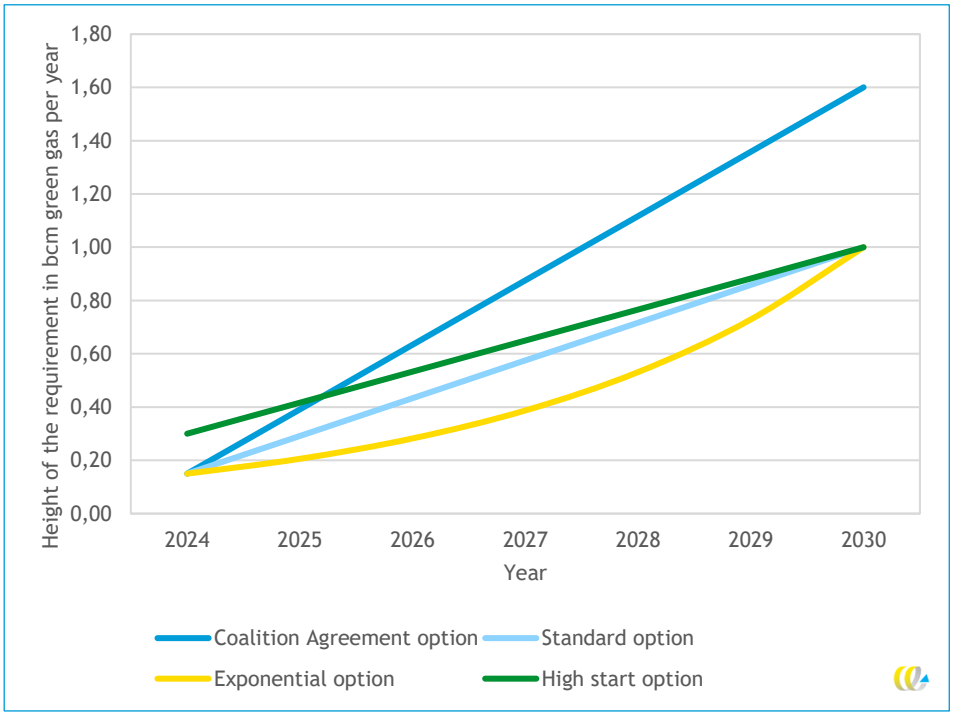
The blending requirement competes with other routes for adding value

Green gas producers can add value to their product in various ways. For instance, a producer may currently also receive a SDE++ subsidy or sell its GoO certificates to fuel suppliers in the transport market, where an annual requirement already applies. This will create competition, including between the transport sector and the built environment, which will result in an increase in prices: the GGU price will increase until enough producers choose to sell to gas suppliers. Part of the green gas production may also be locked into long-term contracts with the transport market. Because biogas raw materials are scarce, this means that less green gas is available for the built environment. Until these long-term contracts are renegotiated, the blending requirement may reach a lower level than seems feasible at first glance, given total production volumes.

Sizing options

In order to calculate the various policy options and quantify the effect of interaction with other policies, in our study we have calculated four options for the blending requirement. These options vary in terms of the extent of the requirement and the build-up path. Figure 1 presents the four options in graph form. In addition to the option mentioned in the Coalition Agreement (1.6 bcm in 2030), we have also calculated a less ambitious standard option (1 bcm in 2030) and two variants of the standard option with a different build-up path. The variants are shown compared to the standard option in order to isolate the effects of a different build-up path more effectively.

Figure 1 - Overview of the four options for the blending requirement for the built environment



A blending requirement leads to a sharp increase in production volume

The impact analysis (Section 5) shows that the blending requirement will result in a substantial increase in the production of green gas. This increase varies from 0.4 to 0.8 bcm of green gas in 2030, depending on the option and choice of scenario. This production increase comes on top of an autonomous production increase: due to policy changes in the transport sector, we expect that without a blending requirement almost 1 bcm of green gas would be produced in 2030 (most of it used for bio-LNG). A blending requirement for the built environment will therefore bring the Climate Agreement target (2 bcm of green gas production by 2030) a lot closer.

Not all sizing options seem feasible without additional policies

The analyses show that not all sizing options seem feasible without additional policies. Figure 2 shows the total (i.e. not the additional) production capacity for the Coalition Agreement option based on conservative assumptions, such as current average development times for digesters, unchanged biomass availability and slow scaling-up of innovative techniques. Figure 3 shows the same results based on optimistic assumptions, such as decreased development times, increased biomass availability and rapid scaling-up of gasification techniques. Despite the fact that the entire growth potential is utilised, the supply for the blending requirement (the dark blue line) in the Coalition Agreement option falls short of the extent of the requirement (the green line). This applies to both the conservative and optimistic assumptions. This is due to the inadequate supply of domestic biofuels, competition with the transport market and long development times for new green gas projects. Additional policies on these topics (in addition to the blending requirement) could make the Coalition Agreement option feasible. Both figures show that a requirement level of 1 bcm in 2030 (as in the standard option) seems feasible without additional policy.

Figure 2 - Production volume in the Coalition Agreement option and the standard option based on conservative assumptions

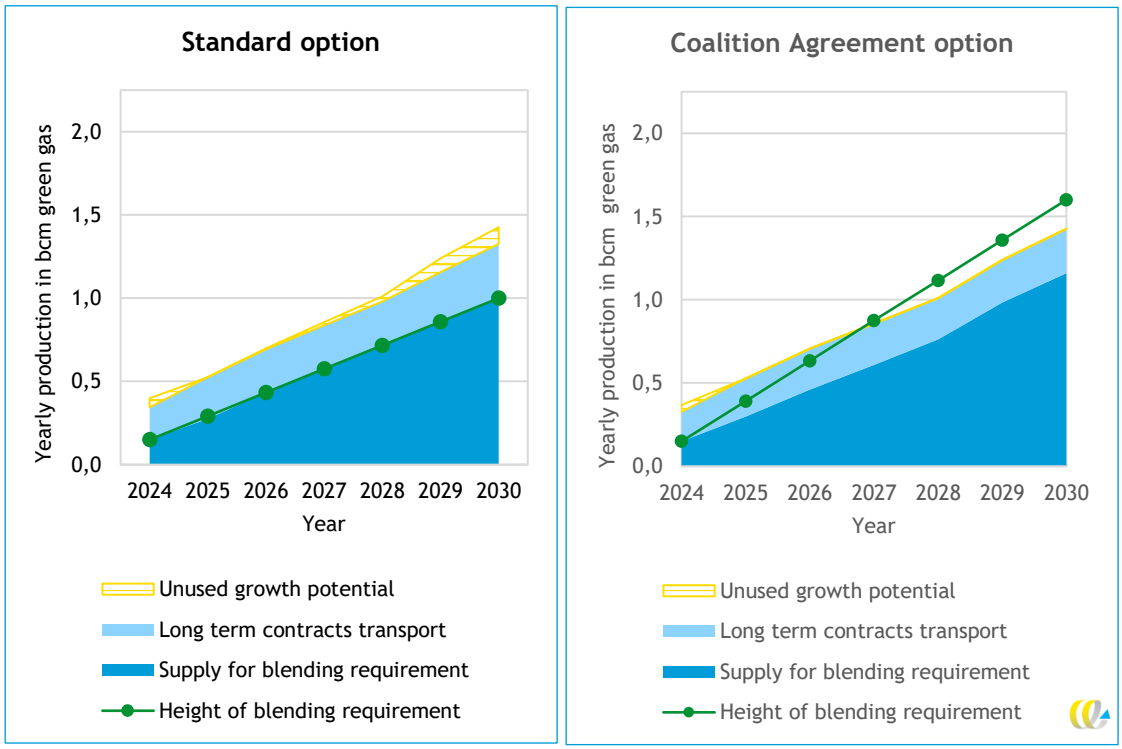
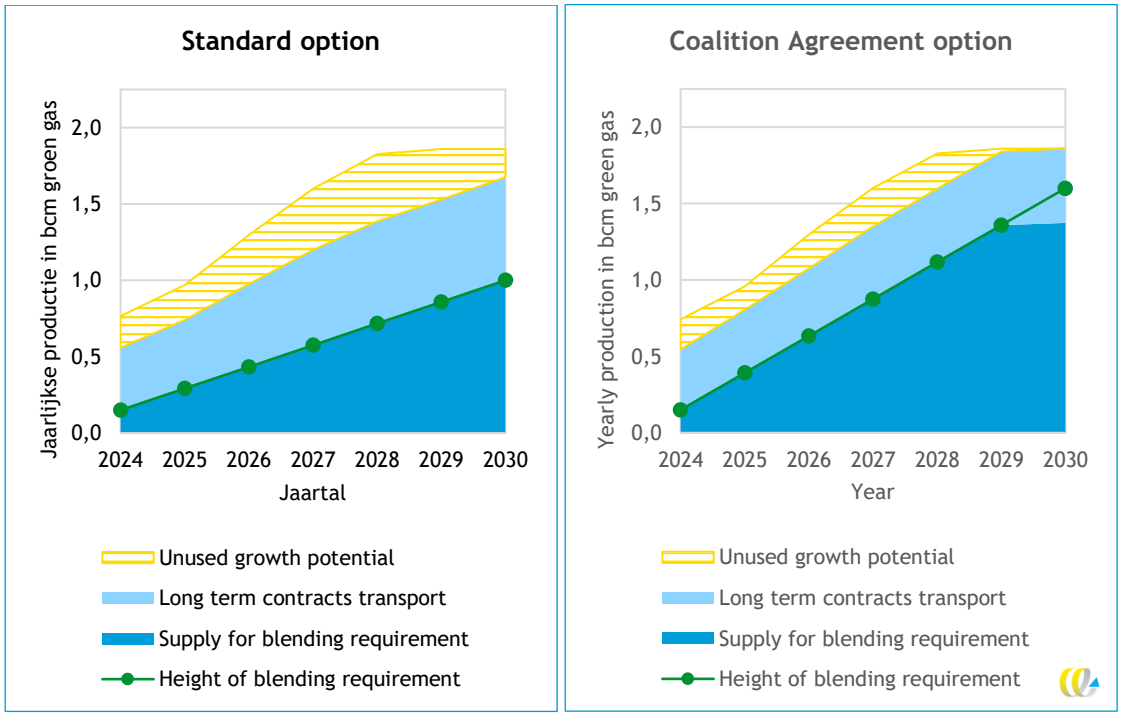


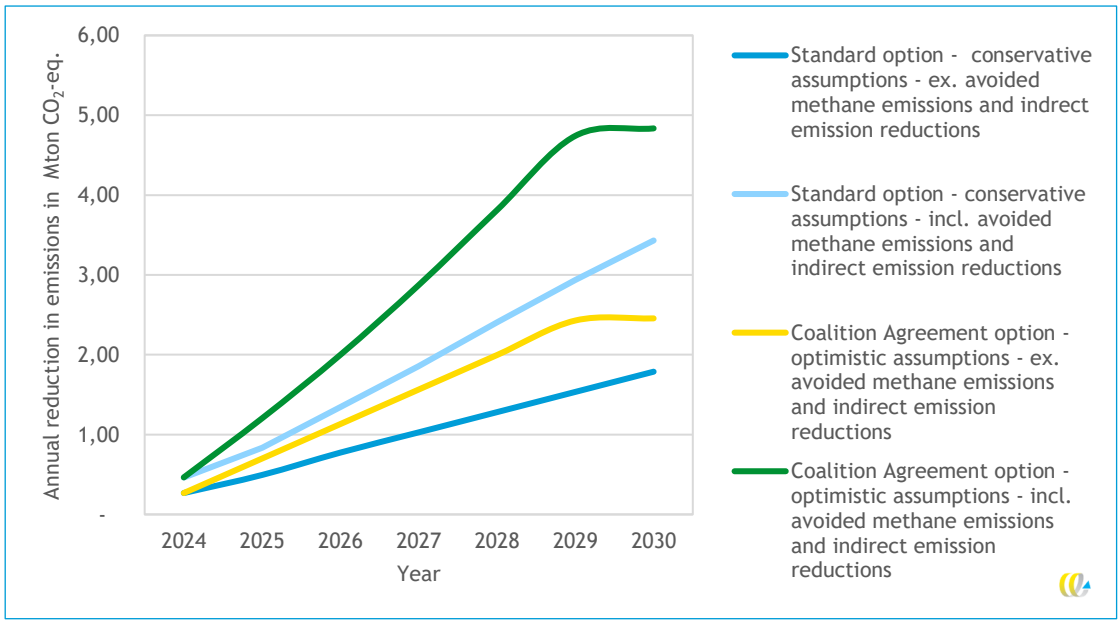
Figure 3 - Production volume in the Coalition Agreement option and the standard option based on optimistic assumptions



A blending requirement leads to a reduction of 1.8-4.9 Mton CO_2 per year

As Figure 4 shows, the blending requirement for the built environment leads to a significant reduction in CO_2. The annual reduction in the standard option (based on conservative assumptions) amounts to 1.8 Mton CO_2 when only the natural gas use that is directly saved is taken into account. If we also include the indirect reduction in emissions due to higher gas prices and the methane emissions from manure storage that are avoided, the reduction in emissions amounts to 3.4 Mton CO_2 eq. These reductions in emissions are partly in the built environment and partly in agriculture, but when combined they would be sufficient to meet the target of 2.9 Mton in the built environment. Looking at the Coalition Agreement option based on optimistic assumptions, the annual reduction ranges from 2.5 Mton CO_2 eq. to nearly 4 Mton CO_2 eq. depending on the calculation method and reduction scope. The possible reuse of digestate as fertiliser (which is common practice in Denmark) has not been included in the calculations, but could - by closing the cycle – lead to a reduction in the use of fertilisers and thus to the extra avoidance of emissions (CE Delft, 2022).

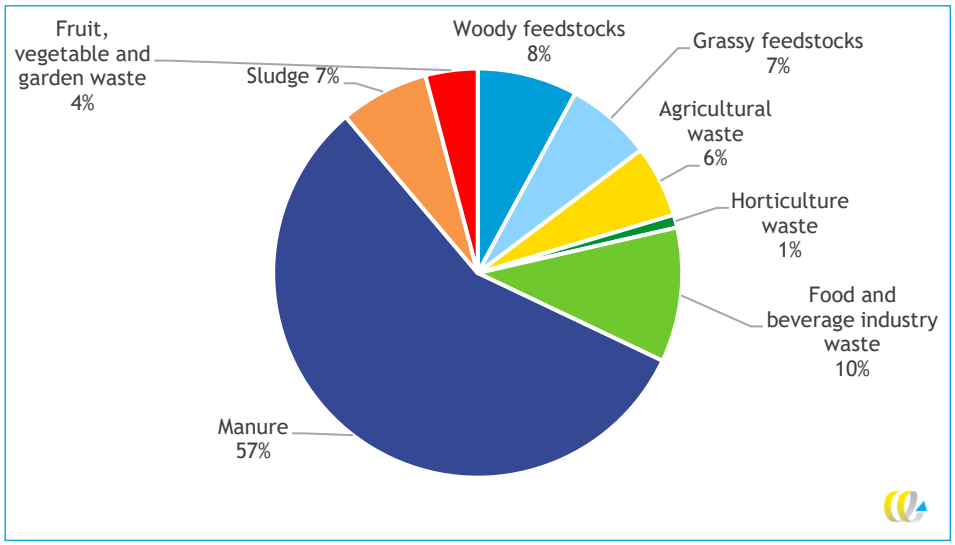
Figure 4 - Annual reduction in emissions in the built environment due to the blending requirement



Excluding feedstocks leads to lower supply volumes

The impact analysis also shows that the target range of the blending requirement decreases when specific biobased materials are excluded. An ambitious blending requirement relies heavily on a few feedstocks, including manure. About 57% of the green gas potential must be realised through fermentation or gasification of manure. This has already been corrected for a 20% reduction in the livestock population based on the nitrogen fund announced in the Coalition Agreement. Without manure, a requirement level of 1 bcm in 2030 does not seem feasible. The calculations also do not take into account non-biogenic flows, foreign flows, methanisation of hydrogen and innovative biofuel cultivation, such as seaweed and algae.

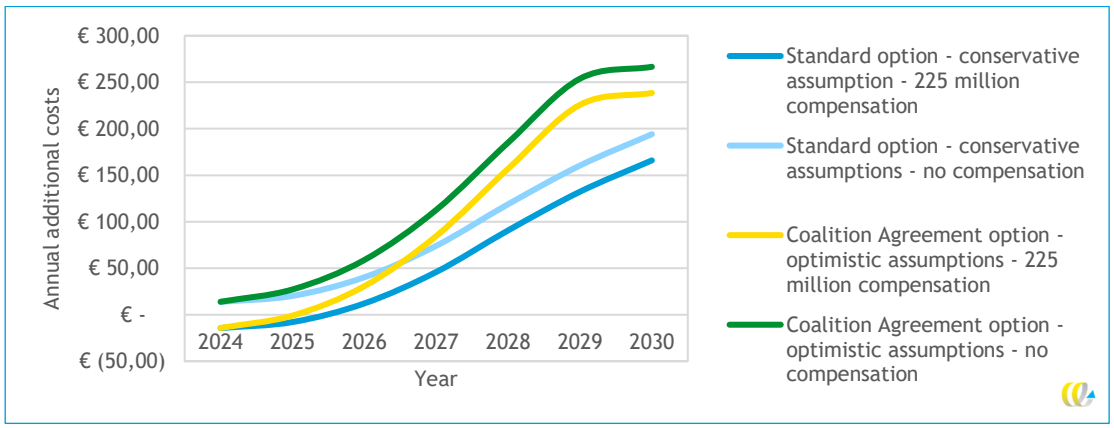
Figure 5 - Contribution of different domestic feedstocks to the total green gas potential



Interaction with the HBE (Renewable Energy Units) market leads to significant costs for end-users

The blending requirement leads to relatively small national costs (compared to other abatement options in the built environment). The combination of the aforementioned competition and high HBE prices - which are expected to increase further due to the amendment of the European Renewable Energy Directive (RED) – are, howevering, causing GGU prices to rise sharply. This leads to high costs for end-users and surplus profits in the green gas production chain. The additional costs for end-users in 2030 may amount to € 1.50-2.50 per m^3 of green gas. Figure 6 shows that this transposes into significant annual additional costs for households. The Coalition Agreement announced the structural release of € 225 million to compensate househlds for the rising energy bill. This study also explored other options to limit end-user costs, such as adjusting the Energy Tax (Energiebelasting, EB) and the Surcharge for Sustainable Energy and Climate Transition (Opslag Duurzame Energie- en Klimaattransitie, ODE) on green gas, interventions in the HBE-market, and policies to reduce surplus profits. Several of these options could further reduce costs for end-users.

Figure 6 - Annual additional costs for an average household in the standard option



Focus areas in the further elaboration of the blending requirement

In summary, several conclusions and focus areas follow from this study:

- The ambitious level of the blending requirement in the Coalition Agreement calls for a transition to the optimistic scenario. This requires the reduction of development times for new green gas plants, which means that the granting of permits must be accelerated.
- In addition, it is worthwhile investigating whether and how more domestic feedstocks can be made accessible (including non-biogenic feedstocks such as industrial waste), what the consequences are of increased biomass imports and whether more green gas can be produced from existing flows (for example, by adding hydrogen to the biogas production process).
- Innovative gasification techniques have a significant role to play. To accelerate the scaling up of these techniques, additional incentive mechanisms could be considered. Further study into the feasibility of supporting gasification seems desirable, such as in the form of separate subsidies.
- Due to the interaction with other policies and specifically with the HBE system in its current form, the blending requirement leads to substantial excess profits in the production chain and consequently to relatively high costs for end-users. Policy options can be used to limit increases in energy bills for households. This could include extra compensation, such as by adjusting the Energy Tax and/or the Surcharge for Sustainable Energy and Climate Transition on green gas, as well as intervention in the HBE market to reduce the willingness to pay for bio-LNG. Such an adjustment could reduce surplus profit in the chain and lower costs for end-users, but it could also have a significant effect on existing parties in the HBE market and therefore needs to be carefully considered and designed. Finally, additional study seems advisable into the options for skimming off surplus profits in the chain, as a result of the blending requirement for the built environment, and channelling these profits back to the end-users.
- Without additional policies to shorten development times and increase available raw materials, as mentioned above, the reduction target announced in the Coalition Agreement (2.9 Mton CO_2 eq.) seems feasible only if the indirect reduction of emissions and saved methane emissions from manure storage are included. The effect of this broader reduction in emissions is significant and could be even greater if - as in Denmark - digestate were used on a large scale to replace artificial fertilisers. It is unclear, however, whether these types of saved emissions and indirect reductions can be attributed to policies focussed on the built environment.

Samenvatting

Aanleiding van dit onderzoek

In de Routekaart Groen Gas (Ministerie van EZK, 2020) noemt het voormalig kabinet de noodzaak om de productie van groen gas te stimuleren met aanvullende beleids-instrumenten. Eén van de genoemde beleidsinstrumenten is een bijmengverplichting voor groen gas in de gebouwde omgeving. De bijmengverplichting (BMV) moet verzekeren dat energieleveranciers een vooraf bepaalde hoeveelheid groen gas leveren aan hun klanten. In november 2021 heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) aan CE Delft gevraagd om de voor- en nadelen van een bijmengverplichting verder uit te diepen en ontwerpopties in kaart te brengen. Tijdens ons onderzoek is het Coalitieakkoord 'Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst' verschenen (VVD, CDA, D66 en Christenunie, 2021) waarin de bijmengverplichting voor groen gas daadwerkelijk is aangekondigd. Het akkoord geeft aan dat de bijmengverplichting gaat gelden voor leveringen aan de gebouwde omgeving (woningen en utiliteitsgebouwen). De verplichting moet in 2030 leiden tot 1,6 bcm groen gas, wat overeenkomt met zo'n 20% van de totale gasleveringen, en een jaarlijkse CO_2-reductie van 2,9 Mton in de gebouwde omgeving[3]. Op dit moment is een dergelijk volume nog uit zicht: in 2021 werd iets meer dan 0,2 bcm groen gas ingevoed in het net. In het Coalitieakkoord wordt 2023 als ingangsdatum van de verplichting genoemd. Omdat het beleidsinstrument nog niet is geconcretiseerd en ook de monitoring, het toezicht en de handhaving veel voorbereiding vereisen, achten wij deze ingangsdatum niet haalbaar. In dit onderzoek is daarom uitgegaan van een start medio 2024. Hoewel de komst van de bijmengverplichting vaststaat, moet de precieze vorm nog worden vastgesteld. Met dit onderzoek beogen we een bijdrage te leveren aan de uitwerking van de aangekondigde bijmengverplichting.

Wat is een bijmengverplichting voor groen gas?

De bijmengverplichting verplicht gasleveranciers om jaarlijks een bepaald percentage groen gas te leveren aan hun klanten in de gebouwde omgeving. Uitgangspunt van deze studie is dat gasleveranciers hiervoor een zekere hoeveelheid certificaten moeten bemachtigen. Deze certificaten – die we groengaseenheden (GGE's) noemen – vertegenwoordigen de fysieke bijmenging van groen gas in het gasnetwerk en zijn verhandelbaar. Gasleveranciers ontvangen deze GGE's als ze een groen gas Garantie van Oorsprong (GvO[4]) afboeken op een contract in de gebouwde omgeving. Door de GGE's verhandelbaar te maken, ontstaat er marktwerking en hoeft niet elke leverancier zelf groen gas te produceren. De bijmengverplichting krijgt vorm via een rekensystematiek, die aangeeft hoeveel certificaten een leverancier moet afboeken, een systeem van monitoring en toezicht en een sanctioneringsmechanisme.

[3] Op basis van de berekeningswijze die EKZ hanteert.

[4] Garantie van Oorsprong – een Europees certificaat toegekend door de Nederlandse organisatie Vertogas, die de duurzaamheid van de energiedrager aangeeft.

Hoe stimuleert een bijmengverplichting de productie van groen gas?

De bijmengverplichting moet zorgen voor een toename van het aanbod van groen gas door de vraag bij gasleveranciers te stimuleren. Doordat energieleveranciers jaarlijks een bepaalde hoeveelheid GGE's moeten afdragen, stijgt hun betalingsbereidheid voor groen gas. Hogere prijzen maken het vervolgens aantrekkelijk voor producenten om te investeren in nieuwe productie. Ook zou de bijmengverplichting langjarige zekerheid (via een voorspelbaar opbouwpad) en zo investeringszekerheid moeten bieden. Ten slotte betrekt de bijmengverplichting energieleveranciers bij de doorontwikkeling van de sector, hetgeen moet leiden tot extra beschikbaarheid van kennis en kapitaal.

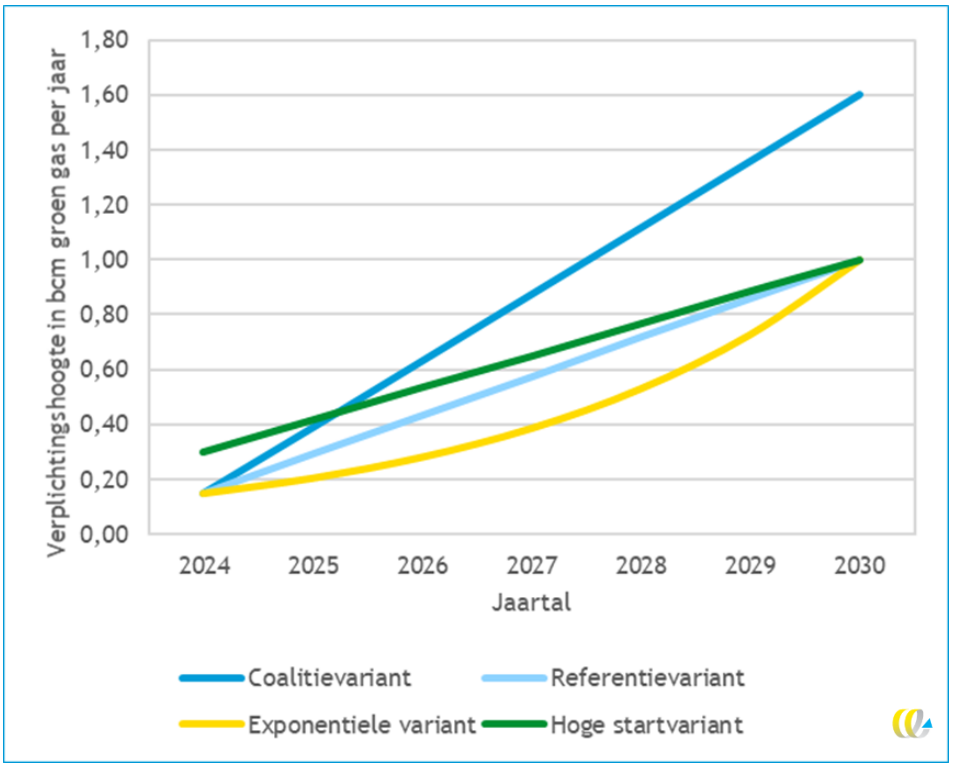
De bijmengverplichting concurreert met andere verwaardingsroutes

Groengasproducenten kunnen hun product verwaarden op verschillende manieren. Zo kan een producent momenteel ook SDE++-subsidie ontvangen of zijn GvO's verkopen aan brandstofleveranciers in de transportmarkt, waar al een jaarverplichting geldt. Er ontstaat daarom concurrentie tussen onder andere de transportsector en de gebouwde omgeving, waardoor duurdere technieken moeten worden ingezet en prijzen oplopen: de GGE-prijs zal net zolang stijgen totdat er genoeg producenten kiezen voor verkoop aan gasleveranciers. Ook kan een deel van de groengasproductie vast komen te liggen in langetermijncontracten met de transportmarkt. Omdat biogrondstoffen schaars zijn, betekent dit dat er minder groen gas beschikbaar is voor de gebouwde omgeving. Zolang deze langetermijncontracten plaatsvinden en niet worden opengebroken, kan de bijmengverplichting een lagere hoogte bereiken dan op het eerste gezicht haalbaar lijkt, gegeven totale productievolumes.

Maatvoeringsvarianten

Om de verschillende beleidsopties door te rekenen en het effect van interacties met ander beleid te kwantificeren, zijn in dit onderzoek vier varianten van de bijmengverplichting doorgerekend. Deze varianten verschillen in hoogte en het opbouwpad van de verplichting. Figuur 7 geeft de vier varianten grafisch weer. Naast de variant die genoemd wordt in het Coalitieakkoord (1,6 bcm in 2030), is een minder ambitieuze referentievariant doorgerekend (1 bcm in 2030) en twee variaties op de referentievariant, met een ander opbouwpad. De variaties zijn weergegeven ten opzichte van de referentievariant om de effecten van een ander opbouwpad beter te kunnen isoleren.

Figuur 7 - Overzicht van de vier varianten van de bijmengverplichting voor de gebouwde omgeving



Een bijmengverplichting leidt tot een forse toename van het productie-volume

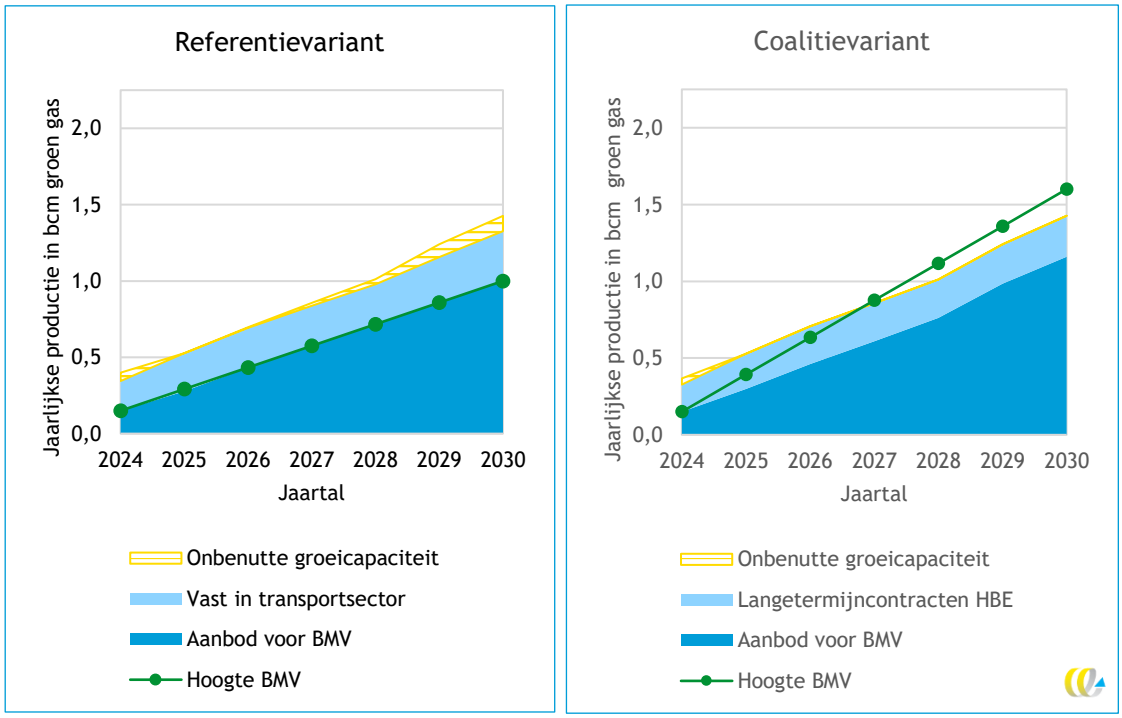
Uit de effectenanalyse (Hoofdstuk 5) blijkt dat de bijmengverplichting in alle varianten leidt tot een forse toename van de productie van groen gas. Deze toename varieert van 0,4 tot 0,8 bcm groen gas in 2030, afhankelijk van de variant en de scenariokeuze. Deze productietoename komt bovenop een autonome productietoename. Door beleidswijzigingen in de transportsector verwachten we dat er zonder bijmengverplichting bijna 1 bcm groen gas zou worden geproduceerd in 2030 (het merendeel gebruikt voor bio-lng). Met een bijmengverplichting voor de gebouwde omgeving komt het doel uit het Klimaatakkoord (2 bcm groengasproductie in 2030) dus een stuk dichterbij.

Niet alle maatvoeringsopties lijken haalbaar zonder aanvullend beleid

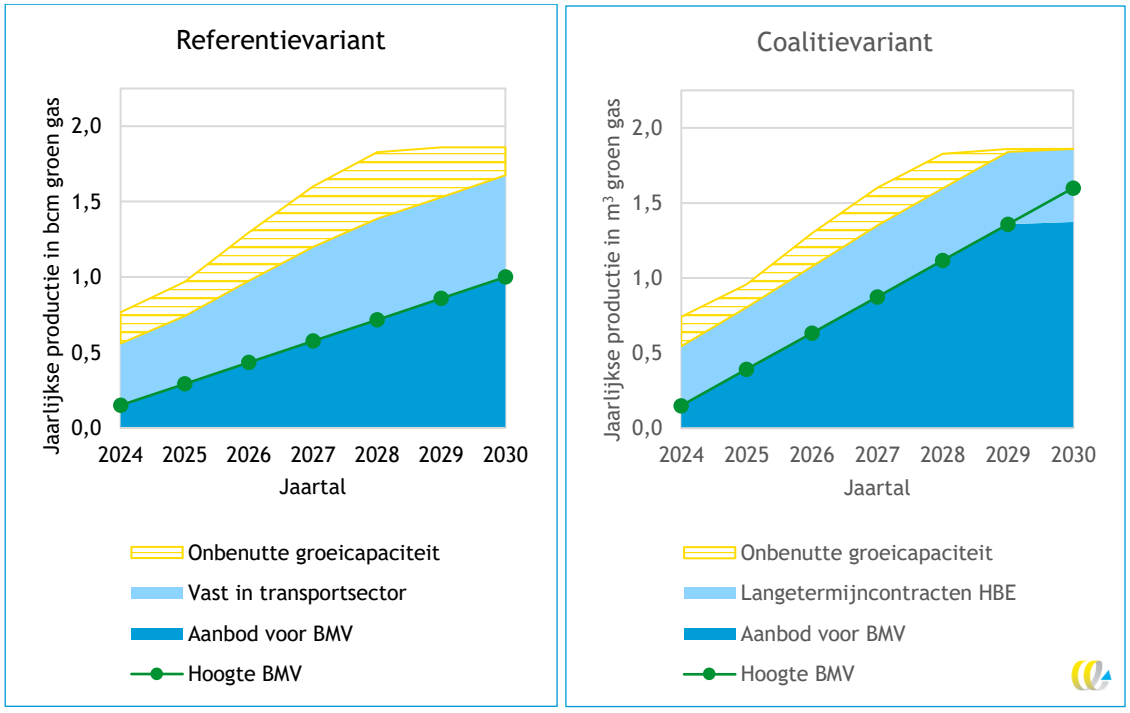
Uit de analyses blijkt dat niet alle maatvoeringsvarianten haalbaar lijken zonder aanvullend beleid. Figuur 8 laat de totale (dus niet de additionele) productiecapaciteit zien voor de coalitievariant onder conservatieve aannames (onder andere huidige gemiddelde ontwikkeltijden voor vergisters, onveranderde biomassabeschikbaarheid en langzame opschaling van innovatieve technieken). Figuur 9 laat dezelfde resultaten zien onder optimistische aannames (afname van ontwikkeltijden, meer biomassabeschikbaarheid, snelle opschaling van vergassingstechnieken). Ondanks het feit dat het gehele groeipotentieel benut wordt, blijft het aanbod voor de bijmengverplichting (het donkerblauwe vlak) in de coalitievariant achter bij de verplichtingshoogte (de groene lijn). Dit geldt zowel onder conservatieve als optimistische aannames. Een te klein aanbod van binnenlandse biogrondstoffen, concurrentie met de transportmarkt en lange ontwikkeltijden van nieuwe groengas-

projecten liggen hieraan ten grondslag. Aanvullend beleid op deze thema's (bovenop de bijmengverplichting) zou de coalitievariant wel haalbaar kunnen maken. Beide figuren laten zien dat een verplichtingshoogte van 1 bcm in 2030 wel haalbaar lijkt zonder aanvullend beleid.

Figuur 8 - Productievolume in de coalitievariant en de referentievariant onder conservatieve aannames



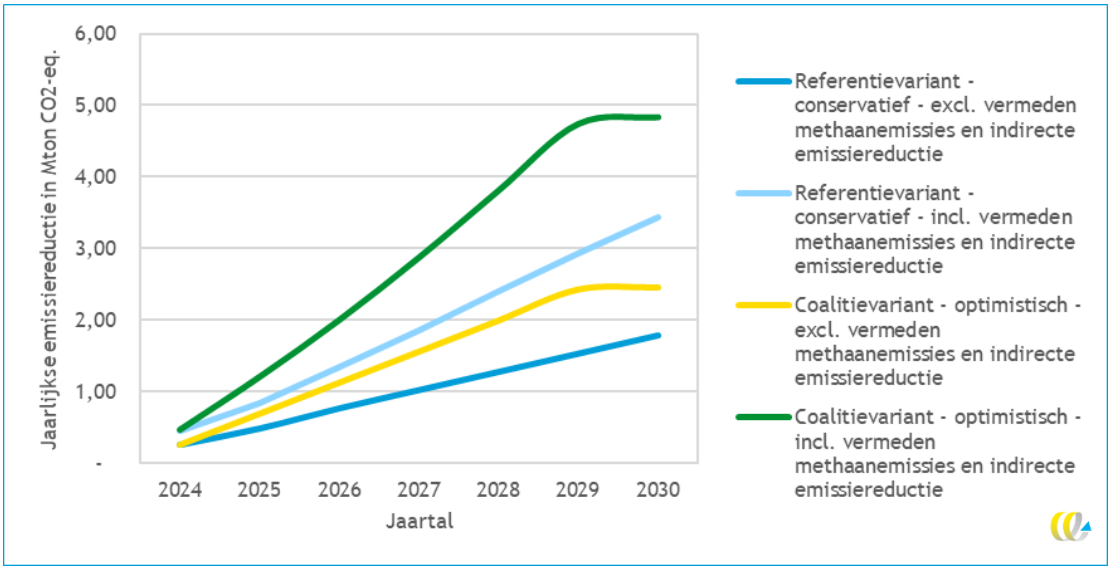
Figuur 9 - Productievolume in de coalitievariant en de referentievariant onder optimistische aannames



Een bijmengverplichting leidt tot 1,8-4,9 Mton CO_2-reductie per jaar

Zoals Figuur 10 laat zien, leidt de bijmengverplichting voor de gebouwde omgeving tot flinke CO_2-reductie. De jaarlijkse reductie loopt in de referentievariant (onder conservatieve aannames) op tot 1,8 Mton CO_2 wanneer alleen het direct vermeden aardgasgebruik wordt meegeteld. Als we ook de indirecte emissiereducties als gevolg van hogere gasprijzen en vermeden methaanemissies uit mestopslag meenemen, loopt de emissiereductie op tot 3,4 Mton CO_2-eq. Deze emissiereducties vallen deels in de gebouwde omgeving en deels in de landbouw, maar zouden samen genoeg zijn om de doelstelling van 2,9 Mton in de gebouwde omgeving te verwezenlijken. Kijken we naar de coalitievariant onder optimistische aannames, dan varieert de jaarlijkse reductie van 2,5 Mton CO_2-eq. tot bijna 5 Mton CO_2-eq. afhankelijk van de berekeningswijze en reductiescope. Eventueel hergebruik van digestaat als meststof (zoals gebruikelijk in Denemarken) is niet opgenomen in de berekeningen, maar zou – door sluiting van de kringloop - tot een afname van het gebruik van kunstmest kunnen leiden en daarmee tot extra vermeden emissies (CE Delft, 2022).

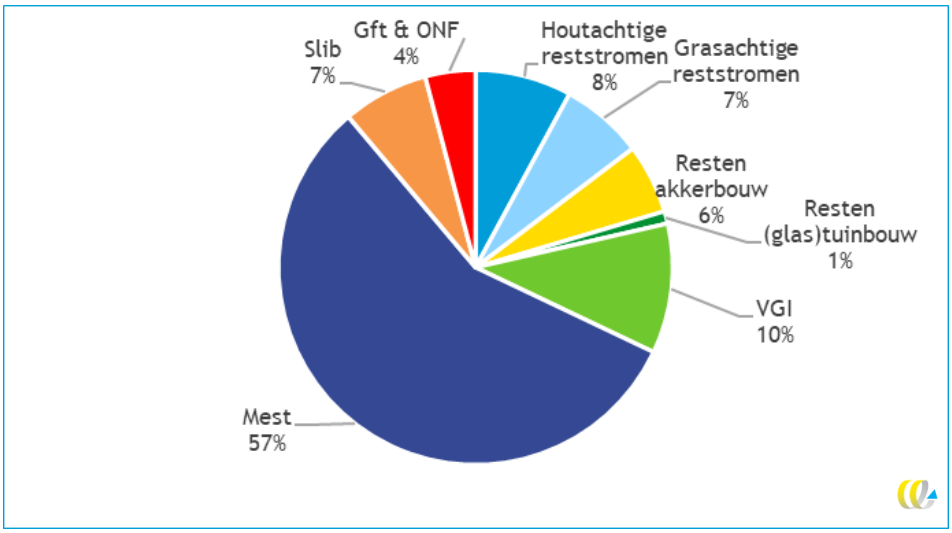
Figuur 10 - Jaarlijkse emissiereductie in de gebouwde omgeving als gevolg van de bijmengverplichting



Uitsluiten van biogrondstoffen leidt tot lager doelbereik

Uit de effectenanalyse blijkt tevens dat het doelbereik van de bijmengverplichting afneemt wanneer specifieke biogrondstoffen worden uitgesloten. Een ambitieuze bijmeng-verplichting is in grote mate afhankelijk van een paar feedstocks, waaronder mest. Zo'n 57% van het groengaspotentieel moet gerealiseerd worden door vergisting of vergassing van mest. Hierbij is al gecorrigeerd voor een krimp van de veestapel van 20% op basis van het aangekondigde stikstoffonds uit het Coalitieakkoord. Zonder mest lijkt een verplichtings-hoogte van 1 bcm in 2030 niet haalbaar. Bij de doorrekening is geen rekening gehouden met niet-biogene stromen, buitenlandse stromen, methanisering van waterstof en innovatieve biogrondstoffenteelt zoals zeewier en algen.

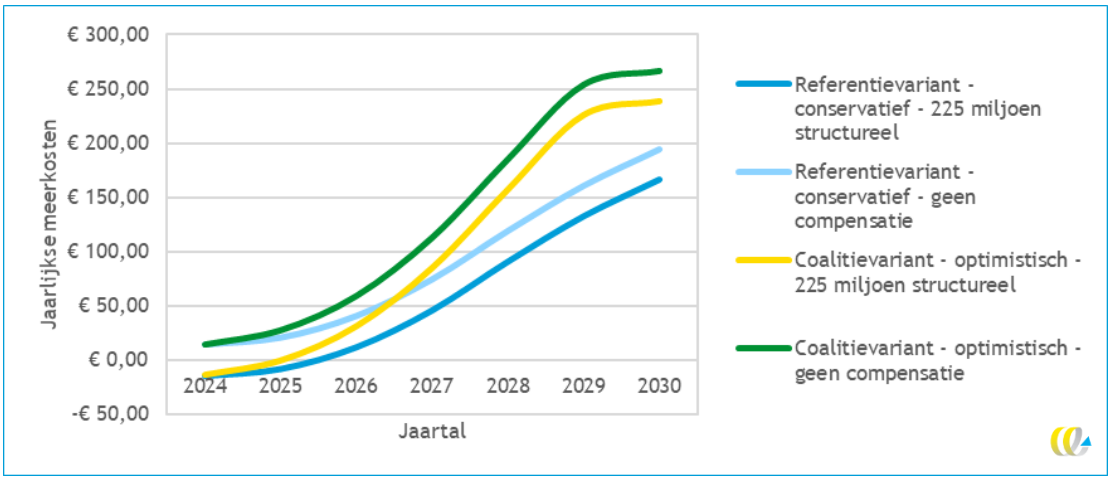
Figuur 11 - Bijdrage van verschillende binnenlandse feedstocks aan het totale groengaspotentieel



Interactie met HBE-markt leidt tot forse eindgebruikerskosten

De bijmengverplichting leidt tot relatief lage nationale kosten (in vergelijking met andere reductietechnieken in de gebouwde omgeving). De combinatie van bovengenoemde concurrentie en hoge HBE-prijzen - die naar verwachting verder zullen stijgen door revisie van de Europese Renewable Energy Directive (RED) – zorgen er echter voor dat GGE-prijzen fors oplopen. Dit leidt tot hoge eindgebruikerskosten en extra winsten in de groengas-productieketen. De meerkosten voor eindgebruikers kunnen in 2030 oplopen tot € 1,50-2,50 per m^3 groen gas. Figuur 12 laat zien dat dit zich vertaalt in significante jaarlijkse meerkosten voor huishoudens. In het Coalitieakkoord is aangekondigd dat er vanaf 2023 structureel € 225 miljoen wordt vrijgemaakt om huishoudens te compenseren voor de stijgende energierekening (merk op dat dit niet gelijkloopt met de aangenomen ingangs-datum van de bijmengverplichting). In dit onderzoek zijn ook andere mogelijkheden verkend om eindgebruikerskosten te verkleinen, zoals aanpassing van de energiebelasting (EB) en Opslag Duurzame Energie- en Klimaattransitie (ODE) op groen gas, ingrepen in de HBE-markt of afroming van extra winsten.

Figuur 12 - Jaarlijkse meerkosten voor een gemiddeld huishouden



Aandachtspunten bij de verdere uitwerking van de bijmengverplichting

Al met al volgen uit dit onderzoek een aantal conclusies en aandachtspunten:

- De ambitieuze verplichtingshoogte uit het Coalitieakkoord vraagt om een transitie naar het optimistische scenario. Dat vergt onder andere dat ontwikkeltijden voor nieuwe groengasinstallaties worden verkort, waarvoor onder andere de vergunningverlening moet worden versneld.
- Daarnaast loont het om te onderzoeken of en hoe meer binnenlandse feedstocks kunnen worden ontsloten (waaronder niet-biogene grondstoffen zoals industrieel afval), wat de consequenties zijn van meer import van biomassa en of uit bestaande stromen meer groen gas kan worden geproduceerd (bijvoorbeeld door waterstof toe te voegen aan het biogasproductieproces).
- Er is een significante rol weggelegd voor innovatieve vergassingstechnieken. Om de opschaling van deze technieken te versnellen, kunnen aanvullende stimuleringsmechanismen worden overwogen. Nader onderzoek naar de mogelijke ondersteuning van vergassing (bijvoorbeeld in de vorm van aparte subsidiëring) lijkt wenselijk.
- Door interactie met ander beleid (en specifiek met de HBE-systematiek in huidige vorm) leidt de bijmengverplichting tot forse extra winsten in de productieketen en bijgevolg tot relatief hoge eindgebruikerskosten. Met beleidskeuzes kan de impact op de energierekening van huishoudens beperkt worden. Hierbij kan gedacht worden aan extra compensatie (bijvoorbeeld via aanpassing van de EB en/of ODE op groen gas), maar ook aan ingrepen in de HBE-markt, om de betalingsbereidheid voor bio-lng te verkleinen en zo prijsopdrijvende effecten te voorkomen. Laatstgenoemde aanpassing kan extra winsten in de keten en eindgebruikerskosten verkleinen, maar ook ingrijpend zijn voor bestaande partijen en moet daarom zorgvuldig worden overwogen en ingericht.
  Ten slotte lijkt aanvullend onderzoek wenselijk naar mogelijkheden om extra winsten die ontstaan door de bijmengverplichting af te romen en terug te sluizen naar eindgebruikers.
- Zonder aanvullend beleid om ontwikkeltijden te verkorten en beschikbare grondstoffen te vergroten, zoals hierboven genoemd, lijkt de reductiedoelstelling uit het Coalitieakkoord (2,9 Mton CO_2-eq.) alleen haalbaar als indirecte emissiereducties en vermeden methaanemissies uit mestopslagen worden meegeteld. Het effect van deze bredere emissiereductie is fors en zou nog groter kunnen uitvallen wanneer – net als in Denemarken – digestaat grootschalig wordt ingezet als vervanging van kunstmest.
  Het lijkt wenselijk om te onderzoeken of dit soort vermeden emissies en indirecte reducties kunnen worden toegeschreven aan beleid gericht op de gebouwde omgeving.

Gebruikte afkortingen

bcm	billion cubic metres (miljard kubieke meter)
BKE	broeikasgasreductie-eenheid
BMV	bijmengverplichting (*dit rapport*)
CCS	carbon capture and storage
cng	compressed natural gas
gft	groente-, fruit- en tuinafval
GGE	groengaseenheid (*dit rapport*)
GvO	garantie van oorsprong (voor groen gas)
HBE	hernieuwbare brandstofeenheid
HHV	higher heating value
KEV	Klimaat- en Energieverkenning
LHV	lower heating value
lng	liquefied natural gas
PJ	petajoule
RED	renewable energy directive
RWZI	rioolwaterzuiveringsinstallatie
SKW	superkritische watervergassing
VGI	voedings- en genotmiddelenindustrie

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Ambitie van 2 bcm groen gas wordt niet gehaald zonder aanvullend beleid

Groen gas is een onmisbare schakel in de verduurzaming van de Nederlandse energievoorziening. Sommige delen van het energiesysteem kennen immers geen betaalbare alternatieven voor gasvormige brandstoffen. De groengasproductie blijft echter fors achter bij de voornemens. De KEV schat in dat de ambitie uit het Klimaatakkoord – 2 bcm PJ groen gas in 2030 – niet gehaald zal worden met het huidige beleid (PBL et al., 2021).

Huidig instrumentarium kent tekortkomingen

De productie van groen gas wordt op dit moment gestimuleerd via twee beleidsinstrumenten: de SDE++-subsidie en de HBE-systematiek. De SDE++ is een productiesubsidie die het aanbod van groen gas stimuleert. De HBE-systematiek bestaat uit een jaarverplichting voor brandstofleveranciers voor de bijmenging van duurzame brandstoffen en een systeem van verhandelbare rechten. Omdat groen gas (in de vorm van bio-lng of bio-cng) ingezet kan worden voor de jaarverplichting, stimuleert de HBE-systematiek de vraag naar groen gas. Een groengasproducent kan zijn product verwaarden via beide routes (SDE++ of HBE), maar moet daarbij wel kiezen. Groengasprojecten kunnen op dit moment moeilijk concurreren in de SDE++ omdat ze een hogere subsidie-intensiteit per gereduceerde ton CO_2 kennen dan veel alternatieve technieken. De subsidie gaat daardoor eerder naar zonne- en windenergie en CCS. De HBE-route wordt door stijgende HBE-prijzen steeds populairder maar creëert op dit moment vaak nog te weinig investeringszekerheid. Door de grote volatiliteit van de HBE-prijs zijn financiers geregeld onbereid een nieuw groengasproject te ondersteunen. Beide instrumenten kennen dus tekortkomingen waar het gaat om stimuleren van groen gas.

Een bijmengverplichting biedt kansen om de doelen te realiseren

De situatie vraagt om additioneel beleid. In het recent verschenen Coalitieakkoord is daarom een bijmengverplichting voor groen gas opgenomen. De bijmengverplichting verplicht energieleveranciers om een deel van hun gasleveringen in te vullen met groen gas. De verplichting kan zodoende extra vraag naar groen gas creëren – deze toegenomen vraag vertaalt zich vervolgens naar additionele productie. In het Coalitieakkoord is aangegeven dat de bijmengverplichting zal gelden voor de gebouwde omgeving (woningen en utiliteitsgebouwen) en in 2030 een hoogte zou moeten bereiken van 1,6 bcm (20% van de gasleveringen in de gebouwde omgeving). Het kabinet beoogt hiermee jaarlijks 2,9 Mton CO_2-eq. te reduceren in de gebouwde omgeving.

Een bijmengverplichting kent voordelen maar ook risico's

Een bijmengverplichting kent een aantal voordelen ten opzichte van het huidige beleidsinstrumentarium. Zo biedt een verplichting – mits haalbaar – meer garantie over het doelbereik dan een subsidie. Een bijmengverplichting gaat echter ook gepaard met risico's. Het is op voorhand bijvoorbeeld onzeker hoe hoog de kosten oplopen en bij wie deze neerslaan. Om beter de voor- en nadelen te kunnen beoordelen van verschillende ontwerpkeuzes binnen de bijmengverplichting, dient een inschatting gemaakt te worden van bijbehorende effecten.

1.2 Doel van deze studie

Hoe kan de bijmengverplichting eruit zien en wat zijn de effecten?

Het doel van deze studie is om beter inzicht te verkrijgen in de impact van een bijmengverplichting op de productievolumes groen gas, CO_2-reductie en kosten en baten. De vraag die centraal staat is: Wat zijn de mogelijk ontwerpopties voor een bijmengverplichting en wat is de impact van deze verschillende opties op hiervoor genoemde thema's? Daarnaast gaan we in op de neveneffecten van de verschillende maatvoeringsopties.

1.3 Afbakening

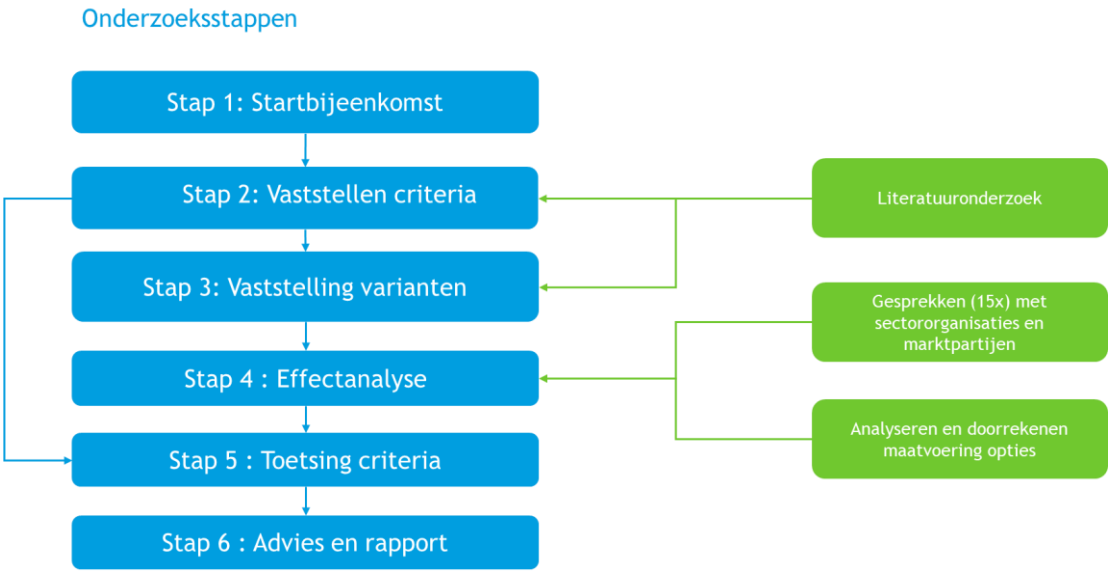
Nederlands groen gas, uit Nederlandse biomassastromen

De scope van de studie is een bijmengverplichting van groen gas voor (aard)gasleveranciers, bedoeld om CO_2-emissies te verlagen en het productievolume te vergroten. In deze studie beperken we ons tot groen gas geproduceerd in Nederland, met behulp van in Nederland beschikbare biomassareststromen (import is dus buiten scope). Andere vormen van klimaatneutraal gas, zoals waterstof, worden buiten beschouwing gelaten. Ook de productie van groen gas buiten Nederland valt buiten scope. In deze studie maken we de expliciete aanname dat het mogelijk is om alleen in Nederlands geproduceerd groen gas toe te staan binnen de bijmengverplichting (in Paragraaf 2.5 lichten we toe hoe een extra certificatenlaag binnenlandse productie zou kunnen stimuleren). De studie omvat een verkenning van ontwerpopties en een analyse van de impact van maatvoeringsvarianten in termen van productievolumes, CO_2, kosten en baten. Eventuele juridische vraagstukken vallen buiten de scope van deze studie.

1.4 Onderzoeksmethodiek

In Figuur 13 zijn de verschillende stappen van het onderzoek weergegeven.

Figuur 13 - Onderzoeksstappen



1.5 Leeswijzer

Hoofdstuk 2 schetst de contouren van een bijmengverplichting groen gas. We staan onder andere stil bij het mechanisme van de verplichting, de rol van energieleveranciers en de mogelijkheid om op administratieve wijze aan de verplichting te voldoen met behulp van zogenaamde groengascertificaten. **Hoofdstuk 3** omschrijft de interactie tussen de bijmengverplichting en ander beleid, waaronder de HBE-systematiek, de SDE++ en het EU ETS. Daarnaast staan we stil bij de impact van Fit for 55. In **Hoofdstuk 4** onderscheiden we vier maatvoeringsvarianten die van elkaar verschillen in doelstellingshoogte en opbouwpad en benoemen we zeven criteria waar het ontwerp van de verplichting aan moet voldoen.
In **Hoofdstuk 5** beschrijven we de effecten van de vier maatvoeringsvarianten. We laten ook onderliggende modelaannames zien en bieden een aantal gevoeligheidsanalyses aan. **Hoofdstuk 6** gaat in op de wenselijkheid van additionele maatvoeringsopties, zoals een flexibiliteitsmechanisme, minimum certificaatprijs en een herverdelingsmechanisme. **Hoofdstuk 7** bevat de conclusies. In **Bijlage A** worden de criteria toegelicht waarop de maatvoeringsvarianten worden getoetst. **Bijlage B** bevat de beoordeling.

2 Contouren van een bijmeng-verplichting groen gas

2.1 Inleiding

Een bijmengverplichting is een administratieve volumeverplichting

Voordat we dieper in de verschillende ontwerpopties kunnen duiken en de wenselijkheid van het instrument kunnen beoordelen, schetsen we een globaal beeld van de bijmeng-verplichting. De bijmengverplichting is een administratieve plicht, die stelt dat een percentage van het gas in het aardgasnetwerk afkomstig moet zijn van in Nederland geproduceerd groen gas. De overkoepelende verplichting heeft een absolute hoogte, en wordt vertaald naar individuele procentuele verplichtingen voor gasleveranciers. Uitgangspunt van deze studie is dat de verplichting niet fysiek hoeft te worden ingevuld: gasleveranciers mogen hun aardgasleveringen ook vergroenen met certificaten die we *groengaseenheden* noemen (zie Paragraaf 2.5). Niet elke gasleverancier hoeft dus contracten af te sluiten met groengasproducenten; een gasleverancier met een overschot aan groengaseenheden kan deze verkopen aan een andere leverancier met een tekort.
De bijmengverplichting voor groen gas in de gebouwde omgeving moet niet verward worden met de jaarverplichting voor vervoer (die ook wel de bijmengverplichting wordt genoemd). De jaarverplichting voor vervoer verplicht brandstofleveranciers om jaarlijks een bepaald percentage duurzame brandstoffen (waaronder biobrandstoffen en elektriciteit) te leveren. De HBE-systematiek implementeert deze jaarverplichting. In de rest van dit rapport zullen we de term ‘bijmengverplichting’ uitsluitend gebruiken voor de bijmengverplichting voor groen gas in de gebouwde omgeving, en aan de jaarverplichting voor de transportmarkt refereren als de HBE-systematiek.

2.2 Doel van een bijmengverplichting

De bijmengverplichting moet zorgen voor CO_2-reductie via productie-toename

In het klimaatakkoord is de ambitie uitgesproken om in 2030 zo’n 2 bcm groen gas te produceren. De huidige productie telt op tot slechts 10% daarvan. Het doel van de bijmengverplichting is om CO_2-reductie in de gebouwde omgeving te realiseren door de productie van groen gas op te schroeven. De bijmengverplichting moet zorgen voor een toename van het aanbod van groen gas door de vraag te stimuleren. Dit werkt als volgt. Doordat energieleveranciers jaarlijks een bepaalde hoeveelheid moeten bijmengen, stijgt hun betalingsbereidheid voor groen gas. Het hogere prijsniveau maakt het vervolgens aan-trekkelijk voor producenten om te investeren in nieuwe productiecapaciteit. Door energie-leveranciers te betrekken bij de productie van groen gas, moet de bijmengverplichting tevens extra kapitaal vrijmaken.

2.3 Een oplopende verplichting aan energieleveranciers

Een verplichting vanaf medio 2024, die oploopt tot 1,6 bcm in 2030

De bijmengverplichting wordt naar verwachting medio 2024 van kracht en moet in 2030 volgens het Coalitieakkoord uitkomen op zo'n 1,6 bcm. Het gaat om een absolute verplichting die wordt vertaald naar een procentuele verplichting. De verplichting loopt daarnaast op in de tijd, zodat geleidelijk opgeschaald wordt naar het doel.

Grondslag van de verplichting: woningen en utiliteitsgebouwen

De verplichting rust op alle energieleveranciers die gas leveren aan de gebouwde omgeving (woningen en utiliteit). Grootverbruikers zoals de industrie, de energiesector, mobiliteit en landbouw vallen daarmee buiten de scope van de bijmengverplichting. Gasleveranciers zijn verplicht om jaarlijks een bepaalde hoeveelheid groen gas bij te mengen (fysiek dan wel administratief; zie Paragraaf 2.5).

Gasleveranciers zullen meerkosten doorspelen naar de eindgebruiker

Gasleveranciers zullen eventuele meerkosten als gevolg van de verplichting doorrekenen aan hun klanten. In eerste instantie zullen energiebedrijven hun meerkosten waarschijnlijk proberen te dekken door een premiumproduct (lees: Nederlands groen gas) aan te bieden. In de praktijk kan het zo zijn dat er onder afnemers niet genoeg betalingsbereidheid is voor duurzaam gas om de totale meerkosten te dekken. De resterende meerkosten zullen dan door energieleveranciers worden afgewenteld via generieke tariefverhogingen. In principe zijn gasleveranciers vrij om te kiezen welke doelgroep deze prijsstijging moet bekostigen. Omdat er ook energieleveranciers zijn die niet aan de gebouwde omgeving leveren (en dus geen meerkosten ervaren door de bijmengverplichting) verwachten we dat de kosten worden doorberekend *binnen* de gebouwde omgeving. Worden meerkosten afgewenteld op andere segmenten, dan komen gasleveranciers met een bijmengverplichting immers voor concurrentienadelen te staan.

2.4 Hoogte van de bijmengverplichting

Het bijmengpercentage uit het Coalitieakkoord vertaalt zich naar 1,6 bcm

Het Coalitieakkoord (2021) noemt een bijmengverplichting van 20% in 2030 voor de gebouwde omgeving waarmee in 2030 zo'n 2,9 Mton CO_2-eq. gereduceerd zou moeten worden. Het ministerie van EZK baseert deze doelstellingen op een onderliggende absolute verplichting van 1,6 bcm in 2030. Dat is iets lager dan de 2 bcm uit de Routekaart Groen Gas. De doelstelling uit de Routekaart mag echter ook worden ingevuld met productie voor sectoren buiten de gebouwde omgeving.

In deze studie kijken we ook naar andere bijmengpercentages

In de studie bekijken we vier maatvoeringsvarianten, waaronder de hiervoor geschetste variant uit het Coalitieakkoord. Deze varianten worden in meer detail besproken in Hoofdstuk 4.

2.5 De rol van groengaseenheden

Een groengas-GvO geeft de duurzaamheid van het gas aan

In Nederland is een officiële instantie ingericht, Vertogas, die namens het ministerie van EZK de Garanties Van Oorsprong (GvO) voor groen gas uitgeeft. Een GvO is een certificaat dat de duurzaamheid van het product uitdrukt. Een producent kan zijn groen gas apart verkopen van de bijbehorende GvO's. Gasleveranciers kunnen GvO's aanschaffen en afboeken op een contract om zo een duurzaam gas aan te kunnen bieden. Op een GvO wordt ook aangegeven waar het groen gas is geproduceerd en of het groen gas is geproduceerd met behulp van SDE++-subsidie.

Extra certificatenlaag van groengaseenheden om Nederlandse productie te borgen

De bijmengverplichting moet de binnenlandse productie van groen gas stimuleren. GvO's zijn Europese certificaten en kunnen dus ook uitgegeven worden voor in andere landen geproduceerd groen gas. Omdat de bijmengverplichting beoogt de productie van groen gas *in Nederland* te stimuleren, moet import van GvO's worden vermeden. Zou import van GvO's worden toegestaan, dan is het onzeker of de bijmengverplichting daadwerkelijk tot mondiale emissiereducties leidt. In het buitenland denken consumenten immers duurzaam te handelen door fysiek groen gas afnemen, en in Nederland denken afnemers duurzaam te handelen door vergroend aardgas af te nemen.

In deze studie gaan we ervan uit dat om deze reden een tweede certificatenlaag wordt geïntroduceerd. De tweede certificatenlaag - die bestaat uit certificaten die we groengas-eenheden (GGE's) noemen – borgt dat alleen Nederlandse GvO's bijdragen aan de verplichting. Deze groengaseenheden zijn certificaten die worden uitgereikt aan een energieleveranciers wanneer zij groengas-GvO's afboeken op een contract in de gebouwde omgeving. GGE's worden alleen uitgereikt wanneer op de GvO staat vermeld dat het groen gas in Nederland is geproduceerd en wanneer er geen SDE++ is ontvangen. In theorie zouden GGE's ook direct kunnen worden verstrekt aan de producent wanneer hij groen gas invoedt op het net. Dit lijkt echter een minder logische optie: een producent kan zijn GvO's verkopen aan meerdere partijen (energieleveranciers, brandstofleveranciers, ETS-deel-nemers etc.). Wanneer een producent naast GvO's ook GGE's zou ontvangen, wordt hij dubbel beloond. Het lijkt daarnaast juridisch en uitvoeringstechnisch lastig om systeem op te tuigen waarbij een producent ofwel GvO's ofwel GGE's ontvangt. Een mechanisme met GGE's zou bovendien sterk lijken op de certificatenstructuur binnen de HBE-systematiek. Ook daar krijgen brandstofleveranciers speciale certificaten uitgereikt (HBE's) wanneer ze duurzame brandstof (of fossiele brandstof vergroend met GvO's) leveren. Er is bij uitvoerings- en monitoringsorganisaties dus al ervaring opgedaan met een vergelijkbare tweede certificatenlaag.

2.6 Vergelijking met andere landen

Duitsland kent niet langer invoedtarieven

In het buitenland zien we geen systemen die overeenkomen met de aangekondigde Nederlandse bijmengverplichting. Wel worden andere beleidsinstrumenten ingezet om de productie van groen gas te vergroten. Denemarken maakt bijvoorbeeld gebruik van invoedtarieven (een subsidie voor producenten die groen gas invoeden in het net) en stelt doelen voor een bijmengpercentage in 2030. Er is daar echter geen sprake van een verplichting. Het beoogde bijmengpercentage voor groen gas in 2030 in Denemarken is 70% van het gas in het gasnetwerk. Op dit moment is 22% van het gas in het netwerk groen gas. Een belangrijke noot is dat het huidige gasverbruik van Denemarken minder dan 10% bedraagt van het Nederlandse gasverbruik. Het huidige invoedtarief van het Deense subsidiesysteem is daarnaast meer dan driemaal zo hoog per energie-eenheid dan de Nederlandse subsidie (~ € 1,50/m^3 voor Denemarken tegenover ~ € 0,44/m^3 voor Nederland). Daarnaast zijn de netbeheerders verplicht om nieuwe groengasinstallaties aan te sluiten op het net. Op dit moment wordt overgestapt op een tendersysteem voor nieuwe productie-installaties.
Ook Duitsland heeft lange tijd gebruik gemaakt van hoge invoedtarieven. In 2012 zijn zij echter gestopt met de stimulering van groengasproductie middels invoedtarieven omdat verwachte kostprijsreducties uitbleven.

Frankrijk verplicht energieleveranciers groen gas af te nemen tegen een vaste prijs

Het meest vergelijkbare systeem vinden we in Frankrijk, waar energieleveranciers groen gas moeten afnemen tegen een vaste prijs. In deze paragraaf gaan we dieper op dit systeem in.
Frankrijk heeft een bijmengverplichting (‘target’) van 10% hernieuwbaar gas in 2030.
Om deze verplichting in 2030 te halen, moeten energieleveranciers in het net geïnjecteerde groen gas afnemen van producenten voor een vastgezette prijs. Met de vastgezette prijzen moeten operationele en investeringskosten van groengasinstallaties afgedekt worden. Contracten hiervoor zijn vastgezet voor vijftien jaar. Er zijn twee systemen voor financiering van de bijmengverplichting middels invoedtarieven: Systeem 1 - voor installaties vóór 23 november 2020, en Systeem 2 - voor installaties vanaf 24 november 2020 met een capaciteit onder de 300 m^3/h. De prijzen voor het groene gas zijn afhankelijk van de feedstock en van de productiecapaciteit van de installaties.
Voor Systeem 1 geldt een basisprijs tussen de € 0,40/m^3 en € 0,88/m^3 afhankelijk van de grootte van de installatie. Daarbovenop kan in een aantal gevallen een premium tussen de € 0,09/m^3 en € 0,34/m^3 gerekend worden die afhankelijk is van de feedstock, of een mix van verschillende soorten biomassa reststromen. De hoogste premium is voor biomassareststromen uit rioolwaterzuiveringsinstallaties. Systeem 2 heeft tarieven tussen de € 0,48/m^3 en € 1,07/m^3 afhankelijk van de categorie en het type feedstock. Ook hier gelden premiums, waaronder een premium van maximaal tien € 0,09/m^3 als het aandeel mest hoger is dan 60%. Het invoedtarief neemt met 2% per jaar af. Naast deze systemen is er een stimulering voor elektriciteit uit biogas (tussen 150 en 175 €/MWh) voor kleine covergisters. Dit tarief neemt ook met 2% per jaar af.

Nieuw Frans stimuleringssysteem is onderweg

De Franse overheid kijkt naar een nieuw stimuleringssysteem voor alle typen installaties, gericht op met name grote installaties, om aan het doel van 10% hernieuwbaar gas in het netwerk in 2030 te halen. Voor zover bekend is er nu geen sprake van een boete wanneer de verplichting in 2030 niet gehaald wordt.

2.7 Conclusie

Het doel van de bijmengverplichting is om CO_2 te reduceren in de gebouwde omgeving door de productie van groen gas op te schroeven. De bijmengverplichting leidt tot een hogere betalingsbereidheid voor groen gas en maakt het daarmee aantrekkelijker voor producenten om de markt te betreden. De verplichting geldt voor energieleveranciers die leveren aan de gebouwde omgeving (woningen en utiliteitsgebouwen). Leveranciers zullen eventuele meerkosten naar verwachting doorrekenen aan de consument via premiumproducten en generieke tariefverhogingen. De verplichting heeft een administratief karakter. Gasleveranciers kunnen voldoen aan hun verplichting door elk jaar een bepaald aantal duurzaamheidscertificaten in te leveren. Om te zorgen dat de bijmengverplichting leidt tot een toename van de binnenlandse productie (en niet alleen tot een toename van de import), lijkt een extra certificatenlaag nodig, bovenop de bestaande GvO's. In omringende landen wordt invoeding van groen gas gestimuleerd middels invoedtarieven (subsidies). Frankrijk kent sinds kort een systeem met een meer verplichtend karakter: gasleveranciers zijn verplicht om groen gas in te kopen tegen een vaste prijs.

3 Interactie met ander beleid

3.1 Inleiding

Een bijmengverplichting beïnvloedt ander beleid en vice versa

Een bijmengverplichting voor groen gas zou worden geïntroduceerd binnen een bredere beleidscontext. Deze context beïnvloedt in belangrijke mate de effectiviteit en doelmatigheid van de bijmengverplichting. In dit Hoofdstuk staan we daarom uitgebreid stil bij mogelijke interacties met bestaande en verwachte beleidsinstrumenten zoals de HBE-systematiek, de SDE++, het EU ETS en verwacht beleid uit het Fit for 55-pakket. Dergelijke interacties kunnen twee kanten opwerken. We zullen daarom niet alleen analyseren wat de impact van ander beleid is op de bijmengverplichting, maar ook hoe de bijmengverplichting ander beleid beïnvloedt.

3.2 Verschillende verwaardingsopties

Huidige verwaardingsopties: de SDE-route en de fysieke HBE-route

Een groengasproducent kan op verschillende manieren zijn product verwaarden. Op dit moment bestaan er twee verwaardingsopties: de fysieke HBE-route en de SDE-route. Binnen de SDE-route krijgen producenten met een SDE++-beschikking een vergoeding voor hun onrendabele top van de Nederlandse overheid. Eventuele inkomsten uit GvO's worden nog niet door de RVO afgetrokken van het subsidiebedrag, maar het ligt voor de hand dat dit in de toekomst wel zal gaan gebeuren wanneer GvO-prijzen stijgen. De fysieke HBE-route is alleen toegankelijk voor producenten met een liquefier. Zij kunnen hun groen gas vervloeien en als bio-lng verkopen aan brandstofleveranciers in de transportmarkt. Brandstofleveranciers kunnen voor fysieke levering van bio-lng HBE's ontvangen. Deze HBE's hebben een marktwaarde waardoor een bio-lng-producent meer voor zijn product kan vragen.

Nieuwe verwaardingsopties: de administratieve HBE-route en de ETS-route

De SDE-route is op dit moment nog het populairst (ruim 0,2 bcm), maar hoge HBE-prijzen (zie Paragraaf 3.3) zorgen ervoor dat steeds meer producenten ervoor kiezen om een liquefier te installeren en hun groen gas als bio-lng te verkopen aan brandstofleveranciers. Op korte termijn wordt ook de administratieve HBE-route toegankelijk. Binnen deze route kan lng 'vergroend' worden met behulp van GvO's. De administratieve route maakt het mogelijk voor producenten zonder liquefier om te leveren aan de HBE-markt. Hiervoor moet de totale Nederlandse liquefactiecapaciteit wel voldoende groot zijn.

Sinds 1 januari 2022 kan de Nederlandse industrie GvO's gebruiken om aan haar verplichtingen binnen het EU ETS te voldoen. Bij stijgende ETS-prijzen wordt het daarom steeds interessanter voor groengasproducenten om hun GvO's te verkopen aan industriële partijen. De combinatie van SDE++ en GvO-verkoop aan ETS-partijen is niet toegestaan.

In de praktijk worden GvO-inkomsten echter nog niet afgetrokken van het subsidiebedrag omdat er geen transparante GvO-beurs is en de waardebepaling daarmee te onzeker. Wanneer GvO-prijzen stijgen, zal er een grotere prikkel bij het ministerie van EZK en RVO ontstaan om de hiervoorgenoemde correctie wel toe te passen. De ETS-route zou dan een aparte verwaardingsoptie gaan vormen.

In 2025 zijn er waarschijnlijk vijf verwaardingsopties

Richting 2025 zien we daarmee vijf verschillende verwaardingsroutes ontstaan:
1. SDE++ (invoeding in aardgasnet en compensatie voor onrendabele top).
2. HBE fysiek (verkoop van bio-lng aan HBE-markt).
3. HBE administratief (invoeding in aardgasnet en verkoop van GvO's aan brandstof-leverancier).
4. EU ETS (invoeding in aardgasnet en verkoop van GvO's aan ETS-partijen).
5. Bijmengverplichting (invoeding in aardgasnet en verkoop van GvO's aan gas-leveranciers).

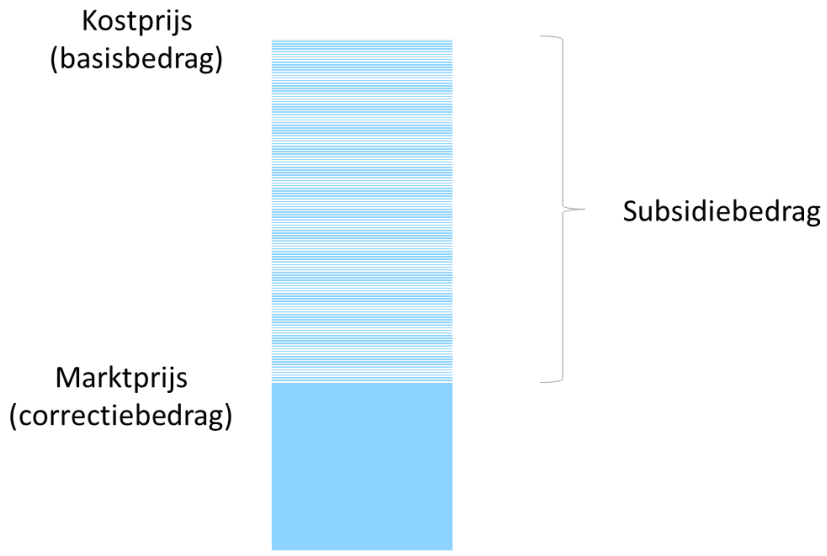
We zullen nu elk van deze routes kort beschrijven en analyseren welke interacties kunnen optreden bij de invoering van een bijmengverplichting.

3.3 Interactie met de SDE++

De SDE++ vergoedt de onrendabele top van duurzame technieken

De Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE++) is al jarenlang het belangrijkste instrument van de overheid om opwekking van duurzame energie te stimuleren. Het is een subsidieregeling die poogt om technieken met een groot verduurzamingspotentieel te ondersteunen. Binnen de SDE++ worden verschillende verduurzamingsopties gerangschikt op basis van hun kosteneffectiviteit. Wanneer er meer subsidie wordt aangevraagd dan beschikbaar is, worden alleen de meest kosteneffectieve opties ondersteund. Daarnaast kent de SDE++ maximale subsidiebedragen. Deze worden bepaald door de kostprijs – het basisbedrag genoemd – te verminderen met de inkomsten uit de verkoop van energie (het correctiebedrag). De basis- en correctiebedragen worden door het PBL geschat op basis van sectorspecifiek onderzoek en marktconsultaties. De combinatie van maximumbedragen en ranking op kosteneffectiviteit zorgt er in theorie voor dat de SDE++-vergoeding een benadering vormt van de onrendabele top (zie Figuur 14). Daarnaast stimuleert de sturing op kosteneffectiviteit partijen om hun onrendabele top te verkleinen.

Figuur 14 - Schematische opbouw van de verschillende bedragen in de SDE++-regeling; het basisbedrag wordt vastgelegd in de beschikking die een producent krijgt



Groen gas binnen de SDE++ 2022

Binnen het conceptadvies van de SDE++ voor 2022 zijn meerdere categorieën opgenomen voor de productie van groen gas en bio-lng:

- grootschalige vergisting, hernieuwbaar gas;
- monomestvergisting kleinschalig, hernieuwbaar gas;
- monomestvergisting grootschalig, hernieuwbaar gas;
- verbeterde slibgisting, hernieuwbaar gas;
- bestaande slibgisting, hernieuwbaar gas;
- bio-lng uit monomestvergisting;
- bio-lng uit allesvergisting.

Tevens zijn voor sommige typen installaties aparte subsidieregelingen opgenomen voor levensduurverlenging. De basisbedragen verschillen per techniek maar bevinden zich grofweg rond de € 0,70/m^3 groen gas. De subsidiebedragen zijn lager: van het basisbedrag wordt eerst nog de marktprijs van aardgas afgetrokken.

Tekortkomingen van de SDE-route

In de praktijk blijkt dat subsidieaanvragen door groengasproducenten niet altijd gehonoreerd worden. Meestal komt dit voort uit een te lage kosteneffectiviteit en overboeking van de subsidiepot. Technieken als zonne-energie, windenergie en CCS scoren normaliter beter in de ranking. Omdat duurdere maar desalniettemin essentiële technieken vaak onvoldoende aan bod komen binnen de SDE++, heeft het ministerie van EZK aangekondigd dat het vanaf 2023 zogenaamde ‘hekjes’ wil opnemen in de SDE++ (Ministerie van EZK, 2022). Deze hekjes creëren apart gealloceerde subsidiepotjes voor bepaalde verduurzamingscategorieën en zouden beschikkingskansen voor groengasproducenten kunnen vergroten. Daarnaast maken stijgende biomassaprijzen en minder snel meegroeiende basisbedragen het relatief onaantrekkelijk voor nieuwe producenten om de markt te betreden. Meerdere groen gasproducenten geven aan dat de biomassaprijzen de afgelopen jaren fors zijn gestegen (meer dan 25%), waardoor kostprijzen met zo’n 10% zijn

gegroeid. Een SDE-subsidie waarin niet is gecorrigeerd voor deze stijging is dan ook relatief onaantrekkelijk voor nieuwe producenten (een groot deel van de kosten van de productie van groen gas bestaat uit variabele kosten). Naast de lage ranking van groengasprojecten is dit is een van de oorzaken van de achterblijvende productiecapaciteit.

In theorie zou EZK de basisbedragen voortvarender mee kunnen laten bewegen met de biomassaprijzen, maar in de praktijk is dit lastig. Dat zit zo: wanneer biomassaprijzen zijn gestegen, kan het basisbedrag in de SDE++ met dezelfde hoogte per eenheid worden verhoogd. Producenten met een nieuwe SDE-beschikking worden op die manier gecompenseerd voor hun werkelijke onrendabele top. Producenten sluiten echter voornamelijk kortlopende contracten af met biomassaverkopers. Ook producenten met een oude SDE-beschikking (tegen het vroegere, lagere basisbedrag) zijn dus meer gaan betalen voor hun feedstocks. De kosten voor deze producenten zijn omhoog gegaan terwijl hun inkomsten gelijk zijn gebleven. Omdat de verhoging van het basisbedrag ook een causale invloed kan hebben op de biomassaprijs (biomassaverkopers kunnen meer voor hun product vragen bij hogere SDE-bedragen), kan verhoging van de basisprijs er dus toe leiden dat oude installaties uit de markt gedreven worden.

Interacties met de bijmengverplichting

Binnen de HBE-route is het niet mogelijk om GvO's om te zetten in HBE's (zie Paragraaf 3.4) als er SDE-subsidie is verstrekt voor de productie van dezelfde GvO's. Deze regeling voorkomt oversubsidiëring en is tevens noodzakelijk om onrechtmatige staatssteun te vermijden. Bij de introductie van een bijmengverplichting zal hoogstwaarschijnlijk eenzelfde keuze gemaakt worden: een producent moet kiezen tussen de SDE-subsidie en verkoop van zijn GvO's aan een gasleverancier.

Wanneer gasleveranciers een hoge prijs willen betalen voor groen gas-GvO's (omdat ze anders niet aan hun verplichting kunnen voldoen), zullen producenten die nu de SDE-route bewandelen willen overstappen naar de BMV-route. Wanneer het ontwerp van de bijmengverplichting dit toestaat, zullen bestaande producenten minder afhankelijk worden van SDE-subsidie. De subsidie-uitgaven vanuit het Rijk kunnen daarmee dalen. Een bijmengverplichting levert ook een risico op voor ondernemers die vasthouden aan de SDE-route of niet mogen wisselen. De extra vraag naar groen gas die voortkomt uit de bijmengverplichting kan leiden tot een stijging van de biomassaprijs omdat de onderhandelingspositie van biomassaverkopers verbetert. Ondernemers die niet (kunnen) overstappen naar de BMV-route kunnen hierdoor in financiële problemen raken. In Hoofdstuk 6 evalueren we verschillende manieren waarop de bijmengverplichting om kan gaan met huidige SDE-productie.

3.4 Interactie met de jaarverplichting energie voor vervoer

Brandstofleveranciers moeten elk jaar HBE's inleveren

Voordat we uitgebreider stil kunnen staan bij de interactie tussen de bijmengverplichting en de HBE-markt, moeten we eerst dieper de systematiek induiken. De HBE-markt is onderdeel van de uitvoeringssystematiek Energie voor Vervoer, die in 2015 is geïntroduceerd en z'n oorsprong heeft in Europese regelgeving (de Renewable Energy Directive). De Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) is de uitvoeringsorganisatie en toezichthouder van deze systematiek. Voor bedrijven die grote hoeveelheden fossiele brandstoffen op de Neder-

landse vervoersmarkt brengen, geldt een jaarverplichting. De binnenvaart, zeevaart en luchtvaart kennen vooralsnog geen verplichting, maar zullen bij herziening van de HBE-systematiek onder de REDIII mogelijk wel opgenomen worden (zie Paragraaf 3.6). De luchtvaart en zeevaart krijgen in elke geval een ambitieuze bijmengverplichting als het Fit for 55-voorstel wordt aangenomen in de vorm van ReFUEL EU Aviation en ReFUEL Maritime. De precieze Nederlandse implementatie van deze verplichting staat nog niet vast.

HBE's zijn een verhandelbaar bewijs

De jaarverplichting houdt in dat een bepaald aandeel van de energiewaarde van geleverde brandstoffen hernieuwbaar moet zijn, bewezen door bezit van hernieuwbare brandstofeenheden (HBE's). Brandstofleveranciers kunnen HBE's verkrijgen door duurzame brandstoffen (waaronder biobrandstoffen, biogas, waterstof en hernieuwbare elektriciteit[5]) te leveren aan de Nederlandse markt, maar ook door HBE's over te kopen van andere leveranciers. HBE's kunnen dus verhandeld worden. Een HBE staat voor 1 gigajoule (GJ) hernieuwbare energie die is geleverd aan de Nederlandse vervoersmarkt.

Hoogte van de doelstelling en verschillende typen HBE's

In 2022 staat de HBE-verplichting op 17,9% van de totale energie geleverd aan de Nederlandse transportmarkt. Dit totaal mag worden ingevuld met verschillende typen HBE's afhankelijk van de gebruikte grondstoffen: geavanceerde HBE's (HBE-G), conventionele HBE's (HBE-C), en HBE's uit Annex 9B van de RED (HBE-9B). Bio-lng levert een brandstofleverancier HBE-G's op wanneer de gebruikte feedstocks zijn opgenomen in Annex 9A van de RED (dit is vrijwel altijd het geval bij bio-lng). Ook voor andere biobrandstoffen zoals FAME en hvo kunnen HBE-G's worden verkregen – voorwaarde is opnieuw dat de gebruikte feedstocks onderdeel zijn van Annex 9A van de RED. Biobrandstoffen uit gebruikt frituurvet worden beloond met HBE-9B's en voor biobrandstoffen uit voedselgewassen krijgt een leverancier HBE-C's. Omdat de laatste twee categorieën als minder wenselijk worden gezien dan geavanceerde biobrandstoffen, geldt een maximum aandeel HBE-C en HBE-9B. Voor HBE-G's geldt een minimumaandeel dat de productie sneller moet stimuleren. Het verloop van de HBE-verplichting en de maximale aandelen zijn weergegeven in Tabel 1. De hoogte van de totale verplichting houdt al rekening met de '27 PJ-regel' uit het Klimaatakkoord. Hierin is afgesproken dat maximaal 60 PJ (27 PJ + 33 PJ autonoom geraamd in de NEV 2017) van de verduurzamingsopgave in het wegverkeer mag worden gerealiseerd met biobrandstoffen[6].

Tabel 1 - Hoogte van de jaarverplichting en subdoelstellingen

Jaartal	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Totaal HB	17,9%	18,9%	19,9%	21,0%	22,3%	23,6%	25,0%	26,5%	28,0%
Minimum HBE-G	1,8%	2,4%	2,9%	3,6%	4,2%	4,9%	5,6%	6,3%	7,0%
Maximum HBE-C	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Maximum HBE-9B	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%

5 Elektrificatie alleen lijkt niet genoeg om aan de doelstellingen te voldoen; er zal dus vraag blijven naar biobrandstoffen wanneer de HBE-systematiek wordt voortgezet.

6 De rest moet worden gerealiseerd met elektriciteit en waterstof.

Dubbeltelling

Voor bio-lng en ander biobrandstoffen (zoals hvo) geldt vooralsnog dat inboeking van 1 GJ wordt beloond met niet één maar twee HBE's. Deze dubbeltellingsclausule – die afhankelijk is van de duurzaamheid van de feedstocks - maakt het aantrekkelijker om te investeren in deze brandstoffen ten opzichte van bijvoorbeeld enkeltellende brandstoffen uit voedselgewassen. De afgelopen jaren is door leveranciers massaal gebruik gemaakt van dubbeltelling, waardoor het fysieke aandeel hernieuwbaar slechts ruim de helft van het administratieve aandeel beslaat (NEA, 2019).

Bio-lng in de HBE-systematiek

Bio-lng neemt een belangrijke rol in binnen de HBE-systematiek. Ongeveer een derde van de HBE-G's werden in 2020 uitgekeerd voor bio-lng (NEA, 2019). Omdat de subdoelstelling voor HBE-G's flink toeneemt richting 2030 en HBE-G's naast elektriciteit en waterstof naar verwachting ook aanvullend zullen moeten worden ingezet om aan de totale doelstelling te voldoen, verwachten we een toenemende vraag naar bio-lng onder de REDII. Onder de REDIII zal deze vraag naar verwachting nog sterker gaan stijgen (zie Paragraaf 3.7).
Binnen de HBE-systematiek mag bio-lng ook geïmporteerd worden uit het buitenland, mits de brandstof gepaard gaat met de juiste certificering. In dit opzicht wijkt de HBE-systematiek dus af van de bijmengverplichting. Binnen de administratieve route moet het groen gas wel in Nederland zijn ingevoed; de importmogelijkheden bestaan dus alleen voor fysieke leveringen van bio-lng.

Steeds meer interesse in de HBE-route

Zoals gezegd kiezen steeds meer groengasproducenten voor de HBE-route (nu nog fysiek, maar straks ook administratief). Dat heeft alles te maken met de huidige hoge HBE-prijzen. Op dit moment levert heeft bio-lng een HBE-prijs van net iets minder dan € 2,00 per kg. Dit correspondeert grofweg met een vergoeding voor een groengas-GvO van € 1,00/m^3 -fors meer dan de onrendabele top en het SDE++-subsidiebedrag (het is zelfs meer dan het SDE++-basisbedrag). Het gevolg is dat er momenteel extra winsten worden gemaakt in de bio-lng-keten. Extra winsten komen echter niet alleen bij de groengasproducent terecht. Ook de brandstofleverancier en de biomassaverkoper krijgen in de praktijk een aanzienlijk stuk van de taart. De biomassaverkoper kan bij stijgende HBE-prijzen zijn onderhandelingspositie uitspelen en meer vragen voor zijn product, terwijl de brandstofleverancier een fikse vergoeding kan eisen voor het wegnemen van prijsfluctuaties middels een langetermijncontract.

Koepelorganisaties hebben ons erop gewezen dat sinds de aankondiging van de administratieve HBE-route een aantal partijen op grote schaal GvO's aan het opkopen is via langetermijncontracten met bestaande en aankomende groengasproducenten. Deze partijen zullen vervolgens investeren in centrale liquefactie. De hoeveelheid GvO's die ze kunnen bemachtigen bepaalt de grootte van de liquefier.

Tekortkomingen van de HBE-route

Ondanks de groeiende interesse in de HBE-route, kent verkoop aan de transportmarkt nadelen. Het belangrijkste nadeel betreft de financiering. Banken staan niet te springen om leningen uit te geven op basis van een onzekere en volatiele HBE-prijs.

Langetermijncontracten tussen producenten en brandstofleveranciers kunnen deze onzekerheid wegnemen en daarmee de investeringszekerheid ten goede komen.

Tot voor kort gold een andere belangrijke tekortkoming: bio-lng leverde alleen HBE's op wanneer de bio-lng fysiek werd geleverd. Administratieve vergroening neemt deze blokkade weg. Omdat transport van groen gas via het aardgasnet systeemkosten teweegbrengt en aardgas eerst verder moet worden opgewaardeerd voordat het kan worden vervloeid, geldt voor de administratieve HBE-route een correctiefactor van 0,85. Deze correctiefactor zorgt ervoor dat voor 1 GJ bio-lng slechts 1,7 HBE's worden uitgereikt in plaats van 2. De penalty op administratieve levering (ten opzichte van fysieke levering) maakt bio-lng minder aantrekkelijk voor leveranciers en leidt bij de groengasproducent tot kleinere opbrengsten.

Concurrentie tussen de twee verplichtingen

Wanneer in 2024 een bijmengverplichting voor groen gas zou worden geïntroduceerd, zullen er de facto twee parallelle bijmengverplichtingen gelden: één in de transportmarkt en één in de gebouwde omgeving. De twee verplichtingenstelsels kennen echter een verschillend karakter. Binnen de transportmarkt kunnen leveranciers hun verplichting invullen met een breed scala aan brandstoffen, terwijl gasleveranciers in de gebouwde omgeving maar één optie hebben: groen gas. Deze asymmetrie zorgt ervoor dat er bij ambitieuze verplichtingen concurrentie tussen de transportmarkt en gebouwde omgeving zal ontstaan. In een versimpeld model zal de gasleverancier in de gebouwde omgeving altijd aan het langste eind trekken. Dat zit zo: gasleveranciers kunnen alleen aan hun verplichting voldoen met behulp van groen gas. Zij zullen dus net zolang hun aanbod aan de producent verhogen, totdat producenten besluiten hun GvO's aan een gasleverancier te verkopen, en niet langer aan een brandstofleverancier in de transportmarkt. De brandstofleverancier zal afhaken bij een prijs waarbij alternatieve geavanceerde brandstoffen (zoals hvo uit palmoliewater) goedkoper worden.

Langetermijncontracten met leveranciers compliceren de dynamiek

In realiteit is hiervoor genoemd model echter ontoereikend. Dit komt voornamelijk door de introductie van langetermijncontracten. Wanneer een groengasproducent een langetermijncontract heeft afgesloten met een brandstofleverancier uit de transportmarkt, kan de producent niet zomaar overstappen op een andere afnemer in de gebouwde omgeving. Het contract zou dan immers ontbonden moeten worden. We verwachten dat hier in de praktijk een grote afkoopsom voor nodig zal zijn. Een brandstofleverancier heeft immers afspraken met afnemers, en moet daarnaast aan zijn Jaarverplichting Energie voor Vervoer voldoen. Wanneer zijn aanbod wegvalt, kan de leverancier dus voor problemen komen te staan. Het ligt voor de hand dat de mogelijkheid wordt afgedekt met een (voor de producent) onaantrekkelijke ontbindingsclausule. De voormalige koepelorganisaties geven aan dat er steeds meer langetermijncontracten tussen groengasproducenten en brandstofleveranciers met een looptijd van vijf tot tien jaar. Nu gaat dit nog om handjevol producenten, maar sinds de aankondiging van de administratieve bio-LNG route zijn partijen massaal GvO's aan het vastleggen in langetermijncontracten. Hoe meer van dit soort langetermijncontracten er de komende jaren worden afgesloten, hoe meer groen gas er dus in de vorm van bio-lng (of bio-cng) naar de transportmarkt zal stromen. Belangrijk daarbij is dat de productie van bio-lng een beroep doet op biogrondstoffen. Hoe meer langetermijncontracten producenten afsluiten met brandstofleveranciers, hoe minder biogrondstoffen er tot 2030 dus beschikbaar zijn voor de gebouwde omgeving. Dit kan ervoor zorgen dat een ogenschijnlijk haalbaar bijmengpercentage in de praktijk toch

onhaalbaar blijkt, of zorgen voor grote toenames in GGE-prijzen wanneer biogrondstoffen een limiterende factor zijn.

Merk op dat langetermijncontracten met brandstofleveranciers ook kunnen worden afgesloten wanneer de bijmengverplichting al actief is. Dit kan zijn omdat de bijmengverplichting niet hoog genoeg is (er is overaanbod), of omdat de BMV-markt tijdelijk verzadigd is. In het laatste geval kan een producent besluiten om niet te wachten op een contract met een gasleverancier, maar om nu al in zee te gaan met een brandstofleverancier tegen een iets lagere prijs. Vermoedelijk wordt in zo'n scenario wel een kortere contractduur overeengekomen. In Hoofdstuk 5 lichten we toe hoe de kans op afsluiting van een langetermijncontract is opgenomen in het model voor verschillende type ondernemers en installaties.

Hoewel langetermijncontracten tussen brandstofleveranciers en groengasproducenten naar verwachting steeds gangbaarder zullen worden, lijkt het aannemelijk dat de contracten tussen producenten en biomassahandelaren een kortdurend karakter zullen behouden (dit is immers voordeliger voor biomassaverkopers die hun onderhandelingspositie kunnen uitspelen). Een producent die een langetermijncontract heeft met een brandstofleverancier kan zijn grondstofkosten zien toenemen, omdat er vanuit de gebouwde omgeving wordt getrokken aan dezelfde biomassastromen. Dit kan leiden tot faillissementen en problemen bij afnemers in de transportmarkt.

Een verdeling over twee markten

Vanwege de hiervoor geschetste dynamiek, ligt het voor de hand dat groen gas zonder aanvullend beleid naar twee sectoren zal blijven stromen – ook na introductie van een bijmengverplichting. Bij een hele hoge doelstelling in de gebouwde omgeving kan het voordeliger zijn voor producenten om contracten met brandstofleveranciers te ontbinden, met grote GGE-prijsstijgingen als gevolg. Producenten met een langetermijncontract kunnen daarnaast failliet gaan vanwege stijgende biomassaprijzen. Beide effecten lijken ongewenst. Het lijkt daarom zinvol om bij de vaststelling van de hoogte en het opbouwpad van de bijmengverplichting ruimte te reserveren voor groen gas dat naar de transportmarkt vloeit. In principe is het mogelijk dat de systeemvoordelen van allocatie naar de gebouwde omgeving zwaarder wegen dan de ongewenste effecten van contractbreuken. In zo'n geval ligt het echter meer voor de hand op bij voorbaat in te grijpen in de HBE-markt (zie Paragraaf 6.7) dan om prijzen net zolang op te laten lopen dat ontbinding financieel voordeliger wordt voor producenten.

GGE-prijs kan afhankelijk worden van HBE-prijs

Ook volgt uit de competitie tussen de transportmarkt en de gebouwde omgeving dat de HBE-prijs bepalend kan worden voor de GGE-prijs. Een producent zal in de meeste gevallen zijn product willen verkopen tegen de hoogste prijs. Om te voorkomen dat groen gas als (administratief vergroende) bio-lng naar de mobiliteit vloeit, zullen gasleveranciers meer moeten bieden dan brandstofleveranciers. De HBE-prijs kan daarmee een bodem creëren voor de GGE-prijs.

De HBE-prijs kan echter niet direct worden vertaald naar een GGE-prijs. Alleen wanneer de HBE-prijs hoger is dan de productiekosten en de vergoeding in de andere verwaardingsroutes zal de HBE-prijs de daadwerkelijke marktprijs van GGE's bepalen. Om van de HBE-prijs naar de GGE-prijs te gaan, moet bovendien een aantal correcties worden uitgevoerd. Allereerst zal de GGE-prijs vermoedelijk per kuub worden uitgedrukt, en niet per kg.

Bio-lng kent daarnaast een hoger methaangehalte dan groen gas, en dus een grotere energiedichtheid. Hiervoor moet gecorrigeerd worden. Ook is bio-lng per GJ duurder dan groen gas omdat geïnvesteerd moet worden in een liquefier. Bij gelijke prijzen per GJ zal een producent dus voor de gebouwde omgeving kiezen. Ten slotte geldt voor producenten zonder eigen liquefier de correctiefactor van 0,85 voor vergroende lng. Afnemers zullen deze correctiefactor meenemen in de vorm van een lager aanbod.

Consequenties voor transportmarkt

De bijmengverplichting kan in theorie grote consequenties hebben voor de transportmarkt. Hoe groot deze consequenties in de praktijk zijn, hangt af van het groengasvolume dat vast ligt in langetermijncontracten. Wanneer dit volume beperkt is, en een ambitieuze verplichting voor de gebouwde omgeving geldt, zal er weinig groen gas overblijven voor de transportsector. Dit betekent dat brandstofleveranciers hun verplichting moeten gaan invullen met andere biobrandstoffen zoals geavanceerde hvo of bio-lng moeten importeren tegen hogere prijzen. In een dergelijk scenario kan ook sprake zijn van stranded assets: investeringen in lng-trucks (voor zero-emissie-zones) en lng-tankstations kunnen onrendabel blijken wanneer er onvoldoende bio-lng naar de mobiliteit vloeit. De komst van de bijmengverplichting kan toekomstige investeringen in lng-voertuigen minder interessant maken en nieuwe stranded assets voorkomen – voorwaarde hiervoor is heldere communicatie vanuit het kabinet over haar (toekomstige) allocatiebeleid.

3.5 Interactie met het EU ETS

De ETS-route introduceert een bodemprijs voor GvO's

Zoals gezegd kan de Nederlandse industrie sinds dit jaar aan haar ETS-verplichtingen voldoen door groengas-GvO's in te zetten. Deze GvO's moeten wel van Nederlandse bodem zijn. Omdat ETS-partijen ook reguliere emissierechten (EUA's) op de internationale emissiemarkt kunnen kopen, zullen ze per ton CO_2 nooit meer bereid zijn de betalen voor GvO's dan voor EUA's. Wanneer GvO's goedkoper zijn, zullen industriële partijen naar verwachting gretig gebruik maken van de nieuwe mogelijkheden. Groengasproducenten met kennis van de ETS-markt en ETS-prijs kunnen hun onderhandelingspositie uitspelen door hun GvO's net onder de ETS-prijs te verkopen. Op die manier ontstaat de facto een bodemprijs.

Bij huidige ETS-prijzen levert een GvO maximaal € 0,16/m^3 op

Verbranding van één kuub aardgas leidt tot een CO_2-uitstoot van ongeveer 1,78 kg[7]. Bij de huidige ETS-prijs (spot) van ongeveer € 90 per ton CO_2, vertaalt zich dit naar een maximale betalingsbereidheid bij ETS-partijen van ongeveer € 0,16 per m^3 groen gas. In Hoofdstuk 7 laten we zien dat – zonder stapeling met de SDE++ - de ETS-route daarmee in de meeste gevallen onvoordeliger is dan de administratieve HBE-route.

3.6 Impact van Fit for 55

In juli 2021 heeft de Europese Commissie het Fit for 55-pakket gepresenteerd. In het omvangrijke beleidspakket zijn een aantal wijzigingen voorgesteld die impact hebben op de

[7] Uitgaande van Scope 1-emissies.

effectiviteit en doelmatigheid van de bijmengverplichting. In deze paragraaf gaan we ze kort één voor één langs.

Een ambitieuzer EU ETS kan leiden tot stijgende ETS-prijzen

Het Fit for 55-voorstel bevat meerdere wijzigingen aan het bestaande EU ETS. De cap (een maat voor de toegestane uitstoot) gaat sneller omlaag en ook de Europese zeevaart komt onder het EU ETS te vallen. Daarnaast wordt de vrije uitgifte van emissierechten aan banden gelegd. Al deze wijzigingen zetten extra druk op ETS-partijen en zullen waarschijnlijk leiden tot een verdere toename van de ETS-prijs. Dit kan de ETS-route aantrekkelijker maken voor groengasproducenten.

Wijzigingen onder de REDIII leiden tot extra vraag naar biobrandstoffen

Een cruciaal onderdeel van het beleidspakket betreft de voorgestelde herziening van de Renewable Energy Directive (REDII naar de REDIII). Onder de REDIII wordt de bijmengverplichting in de mobiliteit omgevormd naar een reductieverplichting (-13% CO_2 in 2030). Hierbij zullen de daadwerkelijke well-to-wake-emissiefactoren moeten worden aangehouden. Belangrijk is dat dubbeltelling niet langer gebruikt mag worden om aan de Europese doelstelling te voldoen. Dat neemt niet weg dat landen nationaal kunnen vasthouden aan dubbeltelling – zolang de Europese enkeltellende doelstelling maar behaald wordt. Ook de scope van de verplichting wordt flink uitgebreid. In een toekomstige versie van de HBE-systematiek (die mogelijk de BKE-systematiek gaat heten omdat gestuurd wordt op uitstoot) zullen waarschijnlijk ook de binnenvaart en zeevaart een jaarverplichting krijgen. Gezien de omvang van met name de Rotterdamse haven en bijbehorende bunkerfaciliteiten, kan dit de vraag naar biobrandstoffen enorm vergroten. Hierdoor kan ook de HBE-prijs flink stijgen[8].

Effect van het aangekondigde ETS voor de gebouwde omgeving is ongewis

De introductie van een bijmengverplichting zal in eerste instantie leiden tot kostentoenames bij huishoudens (groen gas is normaliter duurder dan aardgas). De Rijksoverheid kan besluiten om een deel van deze kostentoenames te compenseren, bijvoorbeeld door een verlaagd EB- en ODE-tarief op groen gas. De resterende kostentoename zal bovenop andere kostentoenames voor huishoudens komen. Een van die andere kostentoenames volgt uit het aparte ETS voor de mobiliteit en de gebouwde omgeving dat is voorgesteld door de Europese Commissie. Energiemaatschappijen worden hierbij verplicht om jaarlijks een zeker aantal emissierechten af te dragen, waarvan de kosten zullen worden doorgespeeld aan de eindgebruiker. Tegelijkertijd kan een CO_2-prijs in de gebouwde omgeving ervoor zorgen dat de meerkosten van groen gas afnemen; energieleveranciers hoeven immers geen CO_2-rechten aan te schaffen voor groen gas dat zij leveren aan de gebouwde omgeving. Het netto-effect van het ETS voor de gebouwde omgeving is sterk afhankelijk van de CO_2-prijs. Omdat deze momenteel nog erg onzeker is nemen we het ETS voor de gebouwde omgeving niet mee in de kwantitatieve doorrekening. Hetzelfde geldt voor de herziening van de European Taxation Directie (ETD) die er toe zal leiden dat de verhouding tussen de energiebelasting op aardgas en elektriciteit zal veranderen. Ten slotte is het effect van de Nederlandse CO_2-heffing in de industrie buiten beschouwing gelaten in de doorrekening. Het lijkt

[8] De jaarverplichting voor zeevaart en luchtvaart kan ook geïmplementeerd worden buiten de bestaande HBE-systematiek. Voor de uitkomsten van de modellering maakt dit niet uit; de totale vraag vanuit de markt is leidend.

zeer onwaarschijnlijk dat industriële partijen als gevolg van de heffing een betalingsbereidheid voor groen gas ontwikkelen die hoger ligt dan die in de transportmarkt.

3.7 Conclusie

Omgang met ander beleid kan systeem maken of breken

In dit hoofdstuk hebben we stilgestaan bij interacties tussen de bijmengverplichting en ander beleid. We hebben laten zien dat er in 2025 waarschijnlijk vijf afzonderlijke verwaardingsroutes bestaan voor groen gas. Omdat de meeste producenten hun product zullen verkopen aan de hoogste bieder, kunnen er prijsopdrijvende effecten ontstaan als gevolg van competitie tussen de verschillende routes. Met name competitie met de HBE-markt is hier relevant. Om genoeg GGE's te bemachtigen, zullen gasleveranciers (omgerekend) meer voor GvO's moeten bieden dan brandstofleveranciers. Bij de huidige hoge HBE-prijzen, die mogelijk verder gaan stijgen door revisie van de RED, kan dit leiden tot forse prijzen en grote extra winsten in keten.

4 Maatvoeringsvarianten en criteria

4.1 Inleiding

Maatvoeringsvarianten zijn pakketten met de belangrijkste maatvoeringsopties

In dit hoofdstuk lichten we de maatvoeringsvarianten toe die in overleg met de begeleidingscommissie zijn geselecteerd voor dit onderzoek. De varianten zijn combinaties van de belangrijkste maatvoeringsopties (ingangsdatum, hoogte, opbouwpad). De overige maatvoeringsopties zoals een minimumprijs, flexibiliteitsmechanisme en herverdeling van kosten en baten komen terug in Hoofdstuk 6.

4.2 Overzicht van de maatvoeringsvarianten

Vier maatvoeringsvarianten met absolute doelstellingen

In dit onderzoek onderscheiden we vier verschillende maatvoeringsvarianten. Drie van deze varianten kennen een verplichting die oploopt tot cumulatief 1 bcm groen gas in 2030, terwijl één varianten een hogere doelstelling kent die overeenkomt met het Coalitieakkoord. We beschrijven de varianten stuk voor stuk en geven daarna een overzicht. Omdat de absolute bijmengvolumes leidend zijn, en een milde of koude winter invloed kan uitoefenen op het bijmengpercentage, laten we steeds de absolute verplichting zien in bcm groen gas. Deze cumulatieve verplichting kan vervolgens worden omgerekend naar een bijmengpercentage aan de hand van het gasgebruik in de gebouwde omgeving in het betreffende jaar.

Referentievariant

De referentievariant is conservatiever dan het Coalitieakkoord

Omdat de bijmengverplichting uit het Coalitieakkoord een ambitieuze hoogte heeft, is besloten om een conservatievere referentievariant te hanteren. Op deze manier kon met meer zekerheid inzicht worden verkregen in de invloed van andere maatvoeringsopties zoals het opbouwpad, zonder dat eventuele haalbaarheidsproblemen het beeld vertroebelen. In de referentievariant loopt de verplichting lineair op tot 1 bcm in 2030 en wordt de bijmengverplichting medio 2024 van kracht met een voorzichtige initiële hoogte van 150 miljoen kuub per jaar[9]. Dit geeft energieleveranciers, producenten en toezichthouders de kans om te wennen aan het systeem. Merk op dat er momenteel al meer dan 200 miljoen kuub groen gas per jaar wordt ingevoed. In 2024 kan het echter goed zijn dat maar een deel van de bijbehorende GvO's bij energieleveranciers belandt (bijvoorbeeld omdat de administratieve HBE-route aantrekkelijker is). In de modellering gaan we voor alle maatvoeringsvarianten ervan uit dat producenten die kunnen wisselen tussen de SDE++-

[9] Als de bijmengverplichting in juli ingaat, betekent dit dat energieleveranciers tot eind 2024 gezamenlijk 75 miljoen kuub moeten bijmengen.

route en de BMV-route. De starthoogte van 150 miljoen m^3 hoeft dus niet ingevuld te worden met additionele productie. Hetzelfde geldt voor de latere zichtjaren.

Hoge startvariant

Een goede start is het halve werk

In de hoge startvariant begint de bijmengverplichting in 2024 met een ambitieuzere hoogte van 300 miljoen kuub per jaar. Vervolgens groeit de doelstelling, net als in de referentie-variant, lineair tot 1 bcm in 2030. Redenatie achter deze variant kan zijn dat er maar beperkt tijd is om de capaciteit op te schalen tussen 2024 en 2030. Een goede start is het halve werk. Nadeel van deze variant is dat eventuele kinderziektes al gauw tot problemen kunnen leiden bij betrokken partijen.

Exponentiele variant

Leereffecten kunnen worden gevat in een steeds sneller oplopende verplichting

In de exponentiele variant start de bijmengverplichting, net als in de referentievariant, met een doelstelling van 150 miljoen kuub per jaar. Omdat opschaling van technologie vaak een exponentieel verloop kent door leereffecten, en de markt tijd nodig heeft om te reageren op de bijmengverplichting, loopt de doelstelling vervolgens ieder jaar sneller op om in 2030 uit te komen op 1 bcm. De jaarlijkse groeifactor van de verplichting bedraagt 1,37.

Coalitievariant

De coalitievariant heeft de hoogste doelstelling: 1,6 bcm in 2030

In het Coalitieakkoord is een bijmengverplichting opgenomen met een bijmengpercentage van 20% in 2030 dat leidt tot een jaarlijkse CO_2-reductie van 2,9 Mton in 2030.
Het ministerie van EZK rekent deze doelstellingen terug naar een indicatieve absolute hoogte van 1,6 bcm. In de coalitievariant loopt de verplichting daarom lineair op van 150 miljoen kuub in 2024 naar 1,6 bcm in 2030.

Een extra hoge variant is opgenomen in Bijlage D

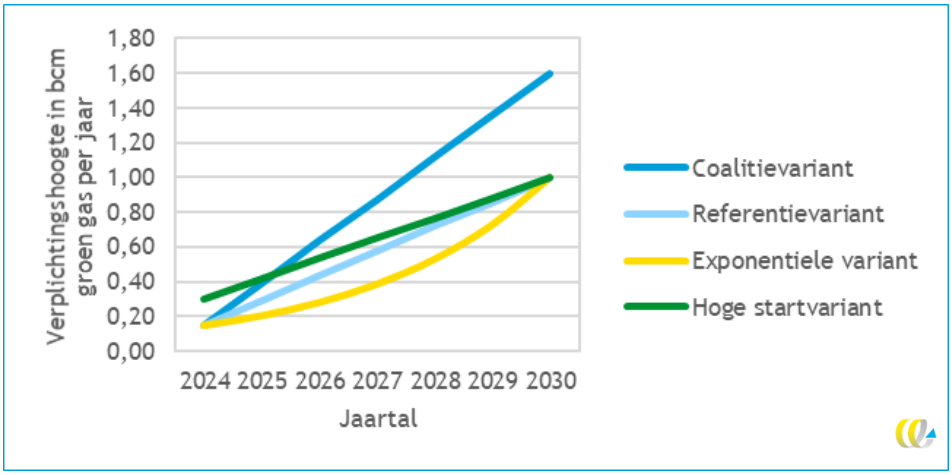
In dit onderzoek is voor de volledigheid ook een variant doorgerekend die ambitieuzer is dan het Coalitieakkoord. Deze variant, die we de hoge variant noemen, kent een verplichtingshoogte van 1,87 bcm in 2030[10]. De uitkomsten voor deze variant zijn niet opgenomen in de hoofdtekst, maar te vinden in Bijlage D.

Overzicht van de maatvoeringsvarianten

De vier maatvoeringsvarianten worden visueel samengevat in Figuur 15.

[10] Dit komt overeen met 20% van de gasleveringen aan de gebouwde omgeving op basis van de KEV 2021 (PBL, 2021). De coalitievariant is gebaseerd op ramingen uit de KEV 2020 (PBL, 2020).

Figuur 15 - Overzicht van de vier maatvoeringsvarianten van de bijmengverplichting



4.3 Criteria

In Bijlage B worden de verschillende maatvoeringsvarianten beoordeeld op zeven criteria. Tabel 2 geeft een overzicht van deze criteria. In Bijlage A worden de verschillende beoordelingscriteria nader toegelicht.

Tabel 2 - Beoordelingskader

Criterium	Omschrijving	Mate waarin ontwerp aan het criterium voldoet
Haalbaarheid	De ontwerpoptie leidt tot een haalbare verplichting. Er is genoeg aanbod van biogrondstoffen, de productiecapaciteit kan de toename van de vraag bijbenen, en de GGE-markt is efficiënt.	++/+/0/-/--
Bijdrage aan 2 bcm	De ontwerpoptie leidt tot een substantiële additionele productie van groen gas, met als mikpunt een totale productie van 2 bcm.	++/+/0/-/--
Kosten	De ontwerpoptie leidt tot beheersbare nationale kosten, eindgebruikers-kosten en overheidskosten.	++/+/0/-/--
Broeikasgasreductie	De ontwerpoptie genereert een substantiële additionele reductie van broeikasgassen met als mikpunt 2,9 Mton CO_2-eq. per jaar.	++/+/0/-/--
Draagvlak	De ontwerpoptie geniet steun onder producenten, gasleveranciers en burgers. Het ontwerp leidt tot een eerlijke verdeling van kosten en baten, de administratieve lasten zijn beperkt, het GGE-prijsverloop is stabiel en voorspelbaar en de ontwerpoptie biedt mogelijkheden om controversiële biomassastromen uit te sluiten.	++/+/0/-/--
Robuustheid	De ontwerpoptie is ook haalbaar bij (beperkte) tegenvallers, bijvoor-beeld op het gebied van ontwikkeltijden.	++/+/0/-/--
Externe en indirecte effecten	De ontwerpoptie leidt tot algemeen wenselijke neveneffecten.	++/+/0/-/--

4.4 Conclusie

In dit onderzoek rekenen we vier verschillende maatvoeringsvarianten door. Maatvoeringsvarianten zijn combinaties van de drie belangrijkste maatvoeringsopties: hoogte, ingangsdatum en opbouwpad. Naast de variant die is opgenomen in het Coalitieakkoord nemen we drie conservatievere varianten op die oplopen tot 1 bcm in 2030. Het opbouwpad verschilt per variant. De maatvoeringsvarianten worden in dit onderzoek beoordeeld op zeven criteria: haalbaarheid, bijdrage aan 2 bcm, kosten, broeikasgasreductie, draagvlak, robuustheid en de wenselijkheid van indirecte en externe effecten.

5 Effectenanalyse

5.1 Inleiding

Dit hoofdstuk presenteert de modeluitkomsten en modelaannames

In dit hoofdstuk presenteren we de belangrijkste inzichten uit de kwantitatieve effecten-analyse. Eerst beschrijven we op hoofdlijnen hoe de resultaten tot stand zijn gekomen. We staan stil bij het rekenmodel en bij de belangrijkste aannames. Een uitgebreidere uitleg van het model, en een compleet overzicht van de modelaannames, is terug te vinden in Bijlage C. Omdat de modeluitkomsten afhankelijk zijn van een aantal onzekere parameters, presenteren we in dit hoofdstuk ook een aantal gevoeligheidsanalyses.

5.2 Twee scenario's: conservatief en optimistisch

Optimistisch scenario vereist aanvullend beleid

In het rekenmodel maken we gebruik van twee scenario's: een conservatief en een optimistisch scenario. In het conservatieve scenario blijven marktcondities onveranderd. Doorlooptijden van groengasprojecten zijn gemiddeld lang, de biomassabeschikbaarheid is beperkt, en veel projecten stranden in de vergunningsfase. In het optimistische scenario nemen we aan dat de bijmengverplichting en ander aanvullend beleid de marktcondities verbetert. Ontwikkeltijden nemen af, vergunningen worden vaker toegekend en er wordt meer biomassa ontsloten. In de volgende paragrafen staan we uitgebreider stil bij de scenario-specifieke aannames.

5.3 Beschikbaarheid van biogrondstoffen

Zonder biomassa geen groen gas

De beschikbaarheid van biogrondstoffen is cruciaal voor de beoordeling van de vier maat-voeringsvarianten. Immers: zonder biomassa, geen groen gas. Uit eerdere analyses is gebleken dat het economische potentieel van biogrondstoffen in sommige scenario's beperkend kan zijn voor de groengasproductie in Nederland. In deze studie gaan we uit van *in Nederland beschikbare* reststromen. Import van houtige en niet-houtige biomassa komt aan bod in de verschillende gevoeligheidsanalyses. Op dit moment wordt er al biomassa geïmporteerd uit het buitenland door groengasproducenten. Hiervoor genoemde begrenzing leidt daarom tot relatief conservatieve schattingen.

Biomassabeschikbaarheid: update van eerdere studie

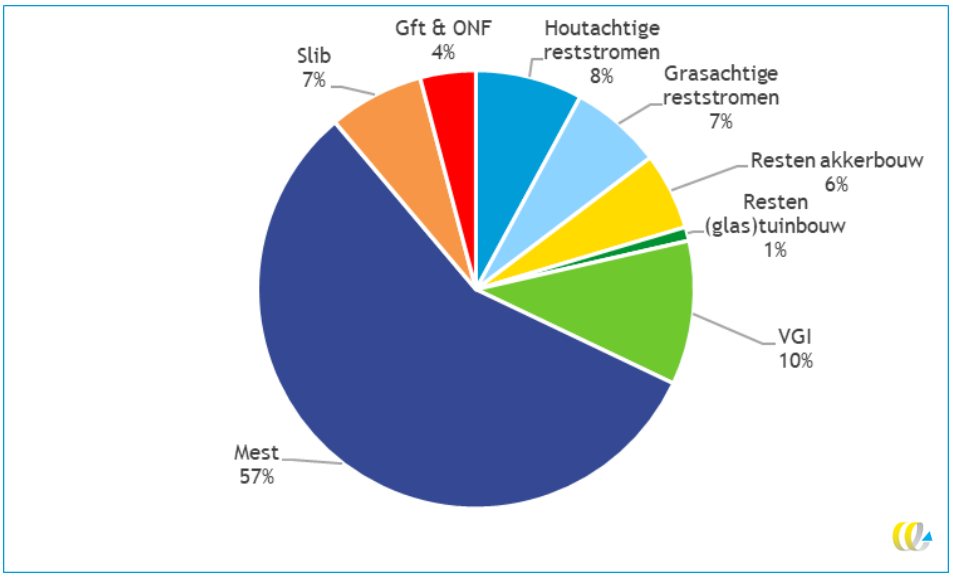
In deze studie hebben we ingeschat hoeveel duurzame biomassa beschikbaar is voor groengasproductie in Nederland. We beschouwen enkel binnenlandse bronnen om de compatibiliteit van een verplichtingshoogte met de binnenlandse beschikbaarheid van reststromen inzichtelijk te maken. Daarbij gaan we uit van de gestelde eisen in het duurzaamheidskader biogrondstoffen. Merk op dat de biomassa-eisen in theorie kunnen verschillen tussen de bijmengverplichting en de HBE-systematiek. In het model is deze mogelijkheid alleen impliciet meegenomen (brandstofleveranciers kunnen uitwijken naar andere biogrondstoffen en bio-lng uit het buitenland). De basis voor deze inschatting is de verkenning die CE Delft in 2020 heeft uitgevoerd voor Netbeheer Nederland naar de technische beschikbaarheid van Nederlandse biomassareststromen en naar de economische beschikbaarheid voor groengasproductie in 2030 (CE Delft, 2020). Hierin zijn ook verschillende scenario's onderscheiden die onder andere varieerden in de mate waarin groengasproductie wordt ondersteund met gericht beleid, waardoor een groter deel van de biomassa ter beschikking komt van de groengassector. Voor dit onderzoek hebben we de cijfers uit CE Delft (2020) op meerdere punten aangepast om te komen tot een economisch groengaspotentieel in een conservatief en een optimistisch scenario, rekening houdend met de gebruikte productietechnieken en de biomassareststromen die hiermee worden omgezet. In het optimistische en conservatieve scenario worden alleen de biomassabeschikbaarheden gevarieerd – conversierendementen van verschillende technieken liggen vast. Een uitgebreidere beschrijving van de berekeningen en aannames is te vinden in Bijlage C.

Tabel 3 - Economisch groengaspotentieel in Nederland in 2030 op basis van vergisting en thermische vergassing in twee scenario's, zoals gebruikt in het rekenmodel

Duurzame biomassareststroom	Conservatief scenario (m^3 groen gas/jaar)	Optimistisch scenario (m^3 groen gas/jaar)
Houtachtige reststromen	105.000.000	111.000.000
Grasachtige reststromen	161.000.000	193.000.000
Resten akkerbouw	49.000.000	59.000.000
Resten (glas)tuinbouw	11.000.000	14.000.000
Voeding- en genotsmiddelenindustrie	141.000.000	169.000.000
Mest	754.000.000	905.000.000
Slib	93.000.000	112.000.000
Gft & ONF	54.000.000	54.000.000
Totaal	**1.372.000.000**	**1.621.000.000**

Noot: De specifieke reststromen zoals opgenomen in de analyse zijn gegroepeerd voor dit overzicht.

Figuur 16 - Aandelen van verschillende categorieën biomassareststromen in het economisch groengas-potentieel in het optimistische scenario



Noot: De aandelen in het conservatieve scenario zijn bijna identiek.

Aannames omtrent mestvergisting en de grootte van de veestapel

Het groengaspotentieel uit mest is gebaseerd op het economisch potentieel: een deel van de totale mestproductie kan worden aangewend voor de productie van groen gas. Wanneer we aannemen dat digestaat dat overblijft na de vergisting van mest gebruikt wordt voor de bemesting van landbouwgrond, hoeft de groengasproductie die het model veronderstelt, niet ten koste te gaan van de landbouw. Wel nemen we aan dat de hoeveelheid mest de komende jaren afneemt als gevolg van een krimp van de veestapel. Op basis van het door het kabinet aangekondigde stikstoffonds en bijbehorende uitkoopregelingen nemen we aan dat de veestapel vanaf 2024 krimpt tot 80% van de huidige grootte. Daarmee neemt ook de beschikbaarheid van mest met 20% af (de stikstofreductie in de landbouw die hiermee gepaard gaat zal een vergelijkbare grootte kennen).

In theorie zou het digestaat dat achterblijft na de vergisting van mest weer gebruikt kunnen worden als meststof. In Denemarken is dit de praktijk en worden goede resultaten geboekt met de recycling van digestaat. Wanneer in Nederland digestaat op grote schaal zou worden hergebruikt als meststof, zou er minder kunstmest geproduceerd hoeven worden met additionele CO_2-reductie als gevolg. In het model maken we geen aannames over de verwerking of benutting van digestaat – we nemen dus niet aan dat aanwending van digestaat kunstmest verdringt met additionele broeikasgasreductie als gevolg. Ten slotte worden vermeden methaanemissies als gevolg van mestvergisting niet meegenomen in de standaardresultaten. Wel laten we in Paragraaf 5.9 zien hoe groot de broeikasgasreductie is wanneer ook vermeden methaanemissies worden opgenomen in de scope.

5.4 Ontwikkeltijden

Lange ontwikkeltijden kunnen snelle productiegroei in de weg staan

In de praktijk kan niet alleen de beschikbaarheid van biogrondstoffen, maar ook de ontwikkeltijd van groengasprojecten een hoge bijmengverplichting in de weg staan. Groengasprojecten kennen momenteel een gemiddelde doorlooptijd van zo'n vijf jaar. Dit betreft de periode tussen de investeringsintentie en de daadwerkelijke realisatie.

Welke factoren bepalen de ontwikkeltijd?

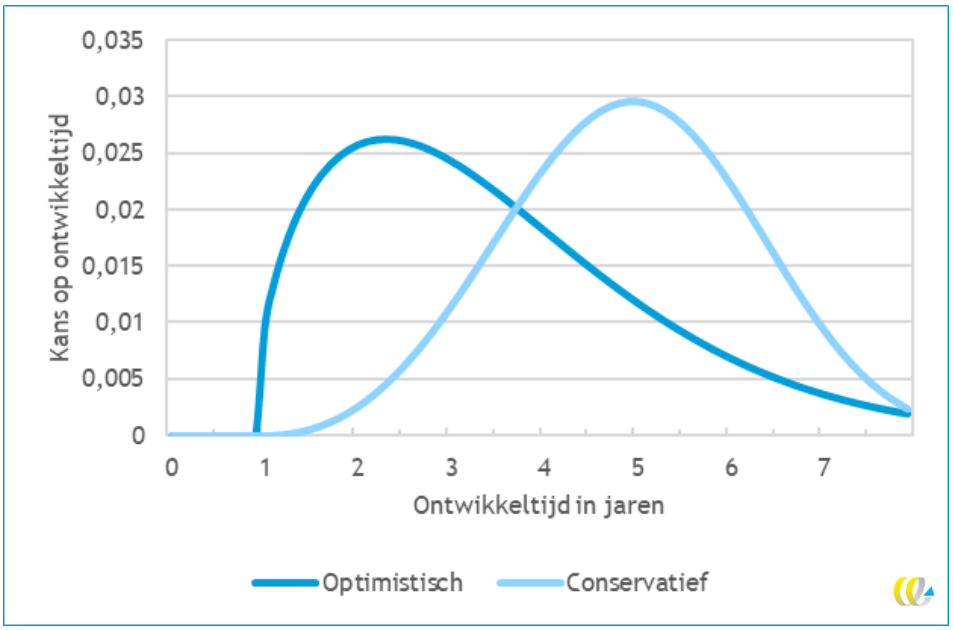
Belangrijke bijdrages aan de ontwikkeltijd worden gevormd door:
- aanvragen van SDE++-subsidie;
- afsluiten van biomassacontracten;
- vinden van een afnemer;
- vinden van een financier;
- vergunningverlening;
- ontwerp van de installatie;
- bouw en testen van de installatie.

Een deel van deze stappen kunnen parallel worden doorlopen, maar op een aantal plekken is er sprake van een duidelijke volgordelijkheid (voordat de installatie gebouwd kan worden moet het ontwerp bijvoorbeeld klaar liggen).

De ontwikkeltijden zijn gevat in twee kansverdelingen

Op basis van interviews met experts (onder andere van de RVO) hebben we een inschatting gemaakt van de verdeling van ontwikkeltijden per scenario. Deze kansverdelingen geven weer hoe groot de kans is dat een nieuwe vergister wordt gerealiseerd in een bepaald aantal maanden. In het conservatieve scenario gaan we uit van een gemiddelde ontwikkeltijd van vijf jaar, met een aanzienlijke mogelijkheid tot ontwikkeltijden korter dan vier jaar. De maximale ontwikkeltijd is op acht jaar gezet, omdat de vergisters in het model voor 2030 gerealiseerd moeten worden. In het optimistische scenario zorgt aanvullend beleid (zoals aangewezen locaties voor groengasinstallaties) voor minder vergunningsproblemen en bedraagt de gemiddelde ontwikkeltijd drie-en-een-half jaar. Op basis van interviews met producenten en andere marktpartijen schatten we in dat de kansverdelingen niet symmetrisch zijn. In het optimistische scenario weet het merendeel van de producenten binnen vier jaar zijn installatie draaiende te krijgen, maar zijn er ook producenten bij wie de vergunningverlening tegenzit waardoor de ontwikkeltijd toeneemt tot wel acht jaar. In het conservatieve scenario gaan we ervan uit dat er nog steeds producenten zijn die in twee jaar kunnen invoeden, maar ligt het zwaartepunt van de verdeling bij een grotere doorlooptijd. Figuur 17 geeft de twee kansverdelingen weer.

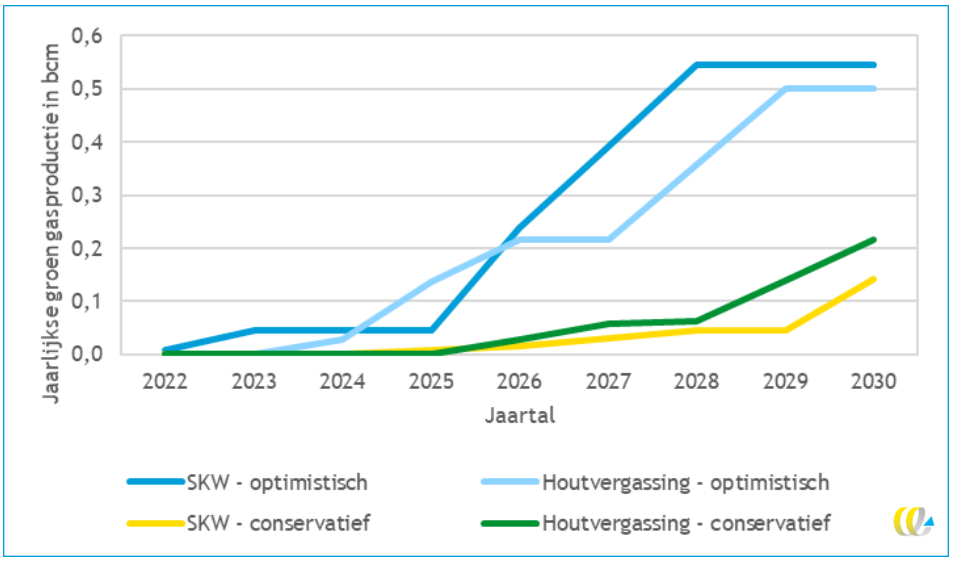
Figuur 17 - Ontwikkeltijden per scenario



Voor de innovatieve vergassingstechnieken gaan we uit van techniekspecifieke ontwikkeltijden op basis van interviews met ontwikkelaars. In het optimistische scenario groeit de maximale capaciteit van SKW en thermische vergassing volgens de planning van de betreffende producenten. In het conservatieve scenario gaan we ervan uit dat technische hobbels of problemen met vergunningverlening ervoor zorgen dat de opschaling en ontwikkeling langzamer verloopt. Dezelfde opschalingsstappen worden doorlopen, maar elke stap duurt gemiddeld twee tot vierjaar langer[11]. Figuur 18 geeft de ontwikkeling van de maximale vergassingscapaciteit in beide scenario's weer. Na 2030 is verdere groei van de vergassingscapaciteit mogelijk.

[11] Deze toename is onzeker en gebaseerd op een teaminschatting na gesprekken met producenten, financiers, kennisinstellingen en koepelorganisaties.

Figuur 18 - Maximale vergassingscapaciteit in het optimistische en conservatieve scenario



5.5 Marktcondities

Aanname: de GGE-markt is efficiënt

In de modeldoorrekening gaan we ervan uit dat de bijmengverplichting goed functioneert. Dat wil zeggen dat de in Paragraaf 4.3 genoemde marktcondities worden verwezenlijkt. Meer concreet: er is genoeg vraag naar GGE's, waardoor een groot handelsvolume ontstaat, energieleveranciers kunnen maar beperkt marktmacht uitoefenen, en nieuwe leveranciers kunnen gemakkelijk toetreden tot het systeem. Dit neemt niet weg dat producenten nog steeds tegen vergunnings- of financieringsproblemen kunnen aanlopen.

5.6 Globale modelbeschrijving

De kern van het rekenmodel bestaat uit een lange lijst met installaties

Het rekenmodel bestaat uit een lange lijst met verschillende installaties. Dit zijn bestaande, geplande en nog niet geplande vergisters en vergassers met en zonder eigen liquefier. In elk van de vier maatvoeringsopties wordt per scenario berekend welke installaties in welk jaar een bepaalde productie draaien. De gerealiseerde en geplande vergisters hebben we overgenomen uit data van de RVO. De RVO heeft ook data over de geplande en gerealiseerde biogasinstallaties. Een deel van deze biogasinstallaties zal de komende jaren worden uitgebreid tot een groengasinstallatie. Aanvullend op de RVO-data, hebben we van koepelorganisaties informatie ontvangen over geplande installaties met een eigen liquefier. Dit betreffen projecten die vaak nog geen SDE++-subsidie hebben aan-gevraagd.

Het aanbod kan de vraag soms niet bijbenen

De hoogte van de bijmengverplichting bepaalt samen met autonome ontwikkelingen in de transportmarkt grofweg de vraag naar groen gas. In een versimpeld model groeit het aanbod net zo lang totdat deze vraag wordt geaccommodeerd. In realiteit is de biomassabeschikbaarheid eindig, kan opschalen van de productiecapaciteit lang duren vanwege grote ontwikkeltijden, en kunnen vergunningsproblemen de realisatie van een installatie in de weg staan. Al deze belemmeringen zijn opgenomen in het model. In de volgende paragraaf lopen we kort door de belangrijkste aannames heen. Voor een uitgebreidere opsomming van bijbehorende aannames, verwijzen we naar Bijlage C.

5.7 Belangrijkste modelaannames

Flinke autonome productiegroei door lucratieve (administratieve) HBE-route

Om te bepalen wat de toegevoegde waarde van de bijmengverplichting is in termen van additionele productiecapaciteit, moet eerst een autonoom pad worden vastgesteld. In dit autonome pad groeit de groengasproductiecapaciteit door nieuwe vergisters en vergassers en door biogasinstallaties die worden uitgebreid met een opwaardeerinstallatie en invoedinstallatie. Op basis van gesprekken met producenten, afnemers van bio-LNG, recente marktontwikkelingen sinds de aankondiging van de administratieve HBE-route en het aantal installaties met eigen liquefier dat momenteel in de pijplijn staat, verwachten we een flinke autonome groei tot 2030. Kijken we enkel naar de geplande installaties met eigen liquefier, dan telt deze groep al op tot meer dan 0,5 bcm, bovenop de huidige 0,2 bcm. Let wel: we gaan ervan uit dat een deel van deze vergisters niet gerealiseerd wordt.

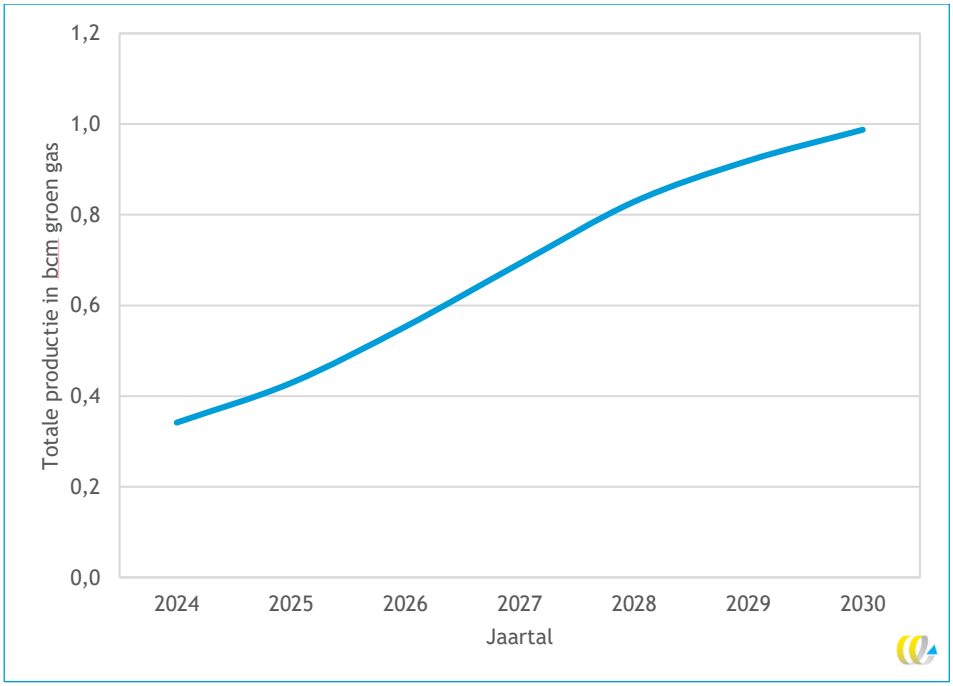
Bio-lng zal voornamelijk naar zeevaart vloeien

Op dit moment wordt bio-lng voornamelijk afgenomen door vrachtverkeer (lng-trucks) en de zeevaart. In Nederland rijden zo'n 1.000 lng-trucks, elk met een gemiddelde brandstofconsumptie van zo'n 30 ton per jaar (bron: persoonlijke correspondentie koepelorganisaties). Dit vertaalt zich naar een maximale jaarlijkse bio-lng-vraag van zo'n 0,05 bcm vanuit het vrachtverkeer. In de toekomst verwachten we vooral een toename van de vraag naar bio-lng vanuit de scheepvaart. Sinds 2018 zien we elk jaar ongeveer een verdriedubbeling van de lng-verkoop in de Rotterdamse haven (onder andere vanwege strenge zwavelnormen voor de internationale scheepvaart). Als de huidige groei van lng-bunkers in de Rotterdamse haven doorzet, wordt al over een paar jaar meer dan van 1 miljoen ton lng per jaar verkocht (oftewel: 1,7 bcm). Met de komst van ReFUEL Maritime en de uitbreiding van de REDIII en het EU ETS naar de internationale schaapvaart zal een aanzienlijk deel van deze leveringen naar verwachting worden ingevuld met bio-lng of vergroende lng. We gaan er daarom vanuit dat zelfs de gehele bovengenoemde *geplande* productie van 0,7 bcm groen gas voor bio-lng geheel weggezet zou kunnen worden in de zeevaart. Hierbij moet worden opgemerkt dat de groei van lng de komende jaren kan afvlakken als gevolg van hoge gasprijzen en beleidsmakers die liever direct een overgang naar waterstof of elektrisch zien. Deze trends zouden op langere termijn voor een plafond van de bio-lng-afzet kunnen zorgen.

In het autonome pad groeit de productiecapaciteit tot 1 bcm in 2030

Niet al de genoemde geplande installaties zullen daadwerkelijk worden gerealiseerd. We verwachten echter dat het gat dat deze uitgevallen installaties achterlaten wordt opgevuld met nieuwe, additionele installaties die inzetten op de administratieve HBE-route. Nu al zijn marktpartijen op grote schaal GvO's aan het opkopen via langetermijncontracten. Dergelijke contracten maken het voor producenten makkelijker om hun financiering rond te krijgen. De meeste van de geplande installaties met eigen liquefier zullen rond 2026 online komen. Tot 2030 is er dus nog extra ruimte voor groei. We schatten in deze groei ietwat afvlakt vanwege schaarser wordende biomassa. Al met al leidt dit tot een autonoom pad waarin de productiecapaciteit groeit tot een kleine 1 bcm in 2030. In Figuur 19 is het autonome pad grafisch weergegeven. De lijn vertegenwoordigt de *totale* productie-capaciteit (de som over alle sectoren). Let wel: dit betreft een inschatting van de totale productiecapaciteit als de bijmengverplichting voor de gebouwde omgeving er *niet* zou komen. Door de aankondiging van de bijmengverplichting kan de aantrekkelijkheid van de HBE-route afnemen waardoor er minder bio-lng naar de transportsector vloeit.

Figuur 19 - Productiecapaciteit onder het autonoom pad



In het model nemen we aan dat langetermijncontracten niet ontbonden worden

De maximale opschalingssnelheid is in het model afhankelijk van het productievolume waarvoor langetermijncontracten met de transportmarkt zijn aangegaan. In het model houden we geen rekening met de mogelijkheid dat deze contracten ontbonden worden bij stijgende GGE-prijzen. Hier zijn twee redenen voor. Allereerst lijkt het waarschijnlijk dat afkoopsommen fors zijn, maar is onbekend hoe hoog de afkoopsommen precies zijn. Deze onzekerheid heeft grote invloed op de uiteindelijke eindgebruikerskosten van de bijmengverplichting. Ten tweede maakt deze versimpeling het mogelijk om weer te geven wanneer het

aanbod zo knelt dat extra groen gas in de gebouwde omgeving direct ten koste gaat van bio-lng in de transportmarkt.

De kans op een langetermijncontract met de HBE-markt varieert per type producent

In het model heeft iedere producent een bepaalde kans om een langetermijncontract met een afnemer in de transportmarkt af te sluiten. We maken hierbij onderscheid tussen verschillende typen producenten. Tabel 4 geeft de veronderstelde kansen per type producent weer.

Tabel 4 - Kans op langetermijncontract per type producent

Type producent	Kans op langetermijncontract
Geplande installaties met eigen liquifier	70%
Installaties die uit de SDE++ lopen voor 2024	50%
Installaties die online komen als de BMV-markt verzadigd is	50%
Overige installaties	5%

Producenten met een bestaande SDE-beschikking kunnen wisselen naar de BMV

In het model nemen we aan dat bestaande producenten met een SDE++-beschikking kunnen besluiten om over te stappen naar de BMV-verwaardingsroute. Dit werkt hetzelfde als wisselen tussen de SDE++-route en de HBE-route. Bestaande productie kan in het model dus ook bijdragen aan realisatie van het BMV-volume (daarmee is de productie voor de BMV niet volledig additioneel).

De kans dat een biogasinstallatie wordt omgebouwd is aanzienlijk

Bestaande en geplande biogasinstallaties worden in het model meegenomen omdat we op basis van gesprekken met de Unie van Waterschappen (UvW) verwachten dat veel van deze installaties de komende jaren worden voorzien van een opwaarderingsinstallatie. Met name bij rioolwaterzuiveringsinstallaties (RWZI's) staan momenteel veel biogasinstallaties.
De UvW start op korte termijn naar een grootschalig onderzoek waarin per locatie de mogelijkheden voor opwaardering en invoeding worden verkend.

Niet alle biogasinstallaties zullen worden uitgebreid. In sommige gevallen wordt het geproduceerde biogas bijvoorbeeld gebruikt als grondstof voor de nabijgelegen industrie, of voor interne processen. Daarnaast zullen sommige eigenaren simpelweg niet de moeite willen nemen, of komt hun individuele businesscase niet rond – ook niet bij een hogere betalingsbereidheid als gevolg van de bijmengverplichting. In het optimistische scenario nemen we aan dat dit slechts 25% van de biogasinstallaties in een van de twee laatste categorieën valt. Driekwart van de installaties besluit voor 2030 om te bouwen, vaak als reactie op de bijmengverplichting. In het conservatieve scenario nemen we aan dat slechts 50% van de biogasinstallaties wordt omgebouwd tot groengasinstallatie.

Zo'n 30-40% van de geplande projecten sneuvelt voor realisatie

Uit gesprekken met experts van de RVO blijkt dat zo'n 30 tot 40% van de geplande projecten met SDE++-beschikking alsnog sneuvelt. Meestal komt dit door vergunningsproblemen, zoals rechtszaken van omwonenden. In sommige gevallen komt de financiering toch niet rond. In het optimistische scenario gaan we uit van een afvalpercentage van 30%; in het conservatieve scenario loopt dit op tot 40%. Voor projecten die nog geen SDE++-beschikking hebben (zoals de projecten met eigen liquefier die zijn aangedragen door de koepelorganisaties) gaan we uit van nog iets lagere realisatiekansen (50-60%).
Deze projecten hebben immers nog meer hordes te nemen.

Resterende ontwikkeltijden zijn korter bij geplande installaties en biogasinstallaties

Bij geplande installaties en biogasinstallaties gaan we uit van kortere ontwikkeltijden. In beide gevallen hebben eigenaren immers (vaak) al een aanzienlijk deel van het ontwikkeltraject doorlopen. Bij de geplande installaties gaan we uit van de gemiddelde ontwikkeltijd, minus de periode sinds verstrekking van de SDE++-subsidie. Bij biogasinstallaties gaan we uit van een resterende ontwikkeltijd van meestal een half tot anderhalf jaar, afhankelijk van het scenario.

De markt wacht op een concrete aankondiging van de bijmengverplichting

In het model is ook een kansverdeling voor de reactietijd opgenomen. Deze reactietijd geeft aan over hoeveel maanden een ondernemer begint aan het ontwikkeltraject. Sommige ondernemers zullen willen afwachten welke precieze vorm de bijmengverplichting krijgt voordat ze de markt betreden. Ook bij financiers kan voorzichtigheid heersen.
We gaan er in het model vanuit dat het ministerie medio 2023 met een concrete aankondiging van het systeem naar buiten treedt, waarop investeringsbeslissingen kunnen worden genomen. Niet elke ondernemer zal dan direct van start gaan; sommige ondernemers zullen eerst het systeem in actie willen zien. Dit is meegenomen in het model: in beide scenario's wordt verondersteld dat een nieuwe producent tussen 2023 en 2025 aan zijn ontwikkelperiode begint, volgens een uniforme verdeling.

Drie verschillende kostenbegrippen

Naast de module die de productiecapaciteit per jaar, maatvoeringsvariant en scenario berekent, heeft het model ook een kostenmodule. Hiermee wordt doorgerekend hoe de meerkosten (en -baten) neerslaan bij de verschillende partijen. We onderscheiden drie kostenbegrippen:

1. Nationale kosten: de kosten voor de Nederlandse maatschappij als geheel.
2. Eindgebruikerskosten: kosten voor afnemers van gas in de gebouwde omgeving.
3. Overheidskosten: uitvoerings- en compensatiekosten gemaakt door de overheid.

Bij nationale kosten worden overdrachten buitenbeschouwing gelaten

Omdat de nationale kosten de kosten voor de Nederlandse maatschappij als geheel weergeven, worden overdrachten buiten beschouwing gelaten. Hierbij worden belastingen gezien als overdrachten, net als extra winsten (reguliere winsten zijn geen overdrachten,

maar een reële vergoeding voor kapitaal). In het specifieke geval van groen gas, zijn de nationale kosten gelijk aan productiekosten, exclusief belastingen en extra winsten bij partijen eerder in de keten. Ook uitvoeringskosten van de bijmengverplichting en systeemkosten aan het aardgasnet tellen mee bij de nationale kosten. De nationale kosten worden berekend over het gehele productievolume dat naar de gebouwde omgeving vloeit.

De één-na-gunstigste verwaardingsroute bepaalt vaak de eindgebruikerskosten

Eindgebruikerskosten zijn de daadwerkelijke kosten die een eindgebruiker maakt. Is de prijs hoog omdat een producent extra winsten maakt? Dan tellen de extra winsten mee bij de eindgebruikerskosten. Merk op dat de verkoopprijs van groen gas niet alleen afhankelijk is van de productiekosten: wanneer een producent via de HBE-route meer kan verdienen, zal hij in de regel zijn GvO's niet verkopen aan een gasleverancier. Heeft de gasleverancier de GvO's nodig om genoeg GGE's te bemachtigen, dan zal hij dus meer moeten bieden dan zijn concurrent in de transportsector. De gasleverancier moet zijn kosten dekken, en zal de prijs die hij betaalt voor de GvO's dus doorberekenen aan zijn klanten, de eindgebruikers. Dit prijsopdrijvende effect zorgt ervoor dat de eindgebruikerskosten grofweg gelijk zijn aan het maximum van 1) de productiekosten; en 2) de prijs die de producent ontvangt wanneer hij kiest voor de één-na-gunstigste verwaardingsroute (in bovenstaand voorbeeld: de administratieve HBE-route).

De mogelijkheid op een BKE-systeem wordt niet doorgerekend

In de REDIII wordt de bijmengverplichting gewijzigd naar een reductieverplichting met broeikasgasemissiesturing. De mogelijkheid om aan de Europese doelstelling te voldoen met behulp van dubbeltelling komt daarmee te vervallen. Nationale overheden hebben zelf in de hand of ze deze wijziging ook doorvoeren op nationaal niveau. Uit gesprekken met het ministerie van I&W blijkt dat de Nederlandse overheid deze keuze nog niet heeft gemaakt. In de praktijk zal vermoedelijk voor één van de volgende twee opties worden gekozen:

1. Vasthouden aan de huidige HBE-systematiek met alleen dubbeltelling voor de geavanceerde brandstoffen.
2. Introductie van een Broeikasgas Reductie-Eenheid systeem (BKE).

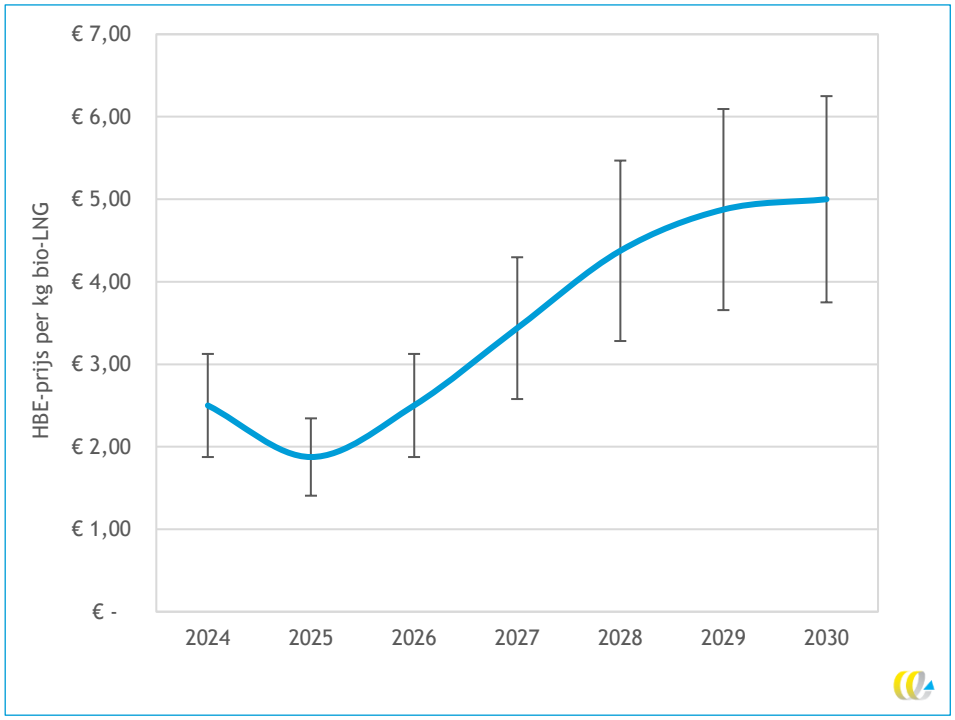
We verwachten dat een BKE-systeem een andere invloed heeft op de werking van de bijmengverplichting dan de bestaande HBE-systematiek (omdat daadwerkelijke Scope 3-emissies leidend worden, komen sommige biobrandstoffen beter uit de bus dan andere). Omdat het beleid nog onvoldoende is uitgekristalliseerd, en we in de meeste gevallen geen grote veranderingen in certificatenprijzen verwachten, nemen we de mogelijkheid van een BKE-systeem nog niet mee in de doorrekening. In de rest van dit rapport blijven we spreken over HBE-prijzen, ook al kunnen dit in de toekomst BKE-prijzen worden.

De HBE-prijs stijgt verder door de introductie van de REDIII

Omdat eindgebruikerskosten afhankelijk kunnen zijn van de HBE-prijs, is voor dit onderzoek een raming van de HBE-prijs tot 2030 gemaakt. Deze raming is tot stand gekomen op basis van gesprekken met producenten, afnemers van bio-LNG, openbare literatuur en een teaminschatting van de effecten van aanstaande ontwikkelingen. Meerdere facetten bepalen het verloop van de HBE-prijs. In 2025 komen een aantal grote hvo-fabrieken online, waardoor we verwachten dat de HBE-waarde van bio-lng tijdelijk zal dalen. Vanaf 2026 zal de scope van de jaarverplichting onder de REDIII flink toenemen door de inclusie van

zeevaart, luchtvaart en binnenvaart. Omdat de Rotterdamse haven de grootste bunkerhaven van Europa is, leidt de uitgebreide scope tot een zeer grote toename van de vraag naar biobrandstoffen en HBE's. Vanwege de schaarse hoeveelheid grondstoffen en vaak moeizame ontsluiting van nieuwe biomassastromen verwachten we dat dit leidt tot een forse toename van de HBE-prijs (of de prijs van een gerelateerd systeem). Richting 2030 zien we dat de prijsstijging afvlakken omdat boetebedragen in het buitenland kleiner worden dan de HBE-prijs. In Figuur 20 is de raming van de HBE-waarde van bio-lng grafisch weergegeven. Omdat de toekomstige HBE-prijs uiterst onzeker is, hebben we een indicatieve foutmarge van +/- 25% opgenomen in de figuur.

Figuur 20 - Raming van de HBE-waarde van bio-lng



De geschatte HBE-prijs is hoger dan ramingen in eerdere openbare stukken. Zo hield het kabinet in 2021 rekening met een HBE-prijs die fluctueert tussen de € 12 en € 16 per GJ (Rijksoverheid, 2021). Dit vertaalt zich naar een prijs van € 1,08-€ 1,44 per kg bio-lng na correctie voor dubbeltelling (oftewel: € 0,62 tot € 0,82 per kuub groen gas). Inmiddels zijn marktprijzen deze range al ontstegen: momenteel ligt de dubbeltellende prijs voor bio-LNG op zo'n € 2 per kg. Onze verwachting is dat deze stijging door nieuw ambitieus Europees beleid zal voortzetten.

De overheid compenseert huishoudens

In het Coalitieakkoord is aangekondigd dat het belastingdeel van de energierekening voor huishoudens vanaf 2023 structureel wordt verlaagd met € 225 miljoen (taakstellend). Deze compensatie voor de verwachte stijging van de leveringstarieven door de bijmeng-verplichting groen gas wordt gerealiseerd via een belastingvermindering in de energie-belasting. Over de gehele periode tot 2030 gaat dit om een cumulatief bedrag van zo'n € 1,3 miljard. In het hoofdmodel wordt dezelfde structurele compensatie van € 225 miljoen

aangehouden. Omdat de meerkosten in de praktijk niet constant zullen zijn, maar zullen oplopen met de hoogte van de BMV, laten we in een Paragraaf 5.10 ook het kostenverloop zien wanneer de Nederlandse overheid 50% van de meerkosten bij huishoudens compenseert.

Tweede orde-effecten zijn opgenomen in gevoeligheidsanalyses

In reactie op hogere gasprijzen zullen sommige eindgebruikers verduurzamingsmaatregelen treffen. Deze verduurzamingsmaatregelen verlagen het gasgebruik, en daarmee de CO_2-uitstoot. Dit tweede-orde-effect kan de kosteneffectiviteit van de bijmengverplichting verhogen, maar wordt niet meegenomen in de hoofdanalyse. Reden is dat indirecte (tweede-orde-) effecten doorgaans buiten beschouwing worden gelaten in nationale kostenanalyses. Omdat ze desalniettemin relevant zijn, presenteren we de uitkomsten inclusief tweede-orde-effecten in de gevoeligheidsanalyse. We gaan daarbij uit van een gemiddelde eindgebruikersprijselasticiteit van -0,20 voor gasgebruik in navolging van het PBL en ECN (2016).

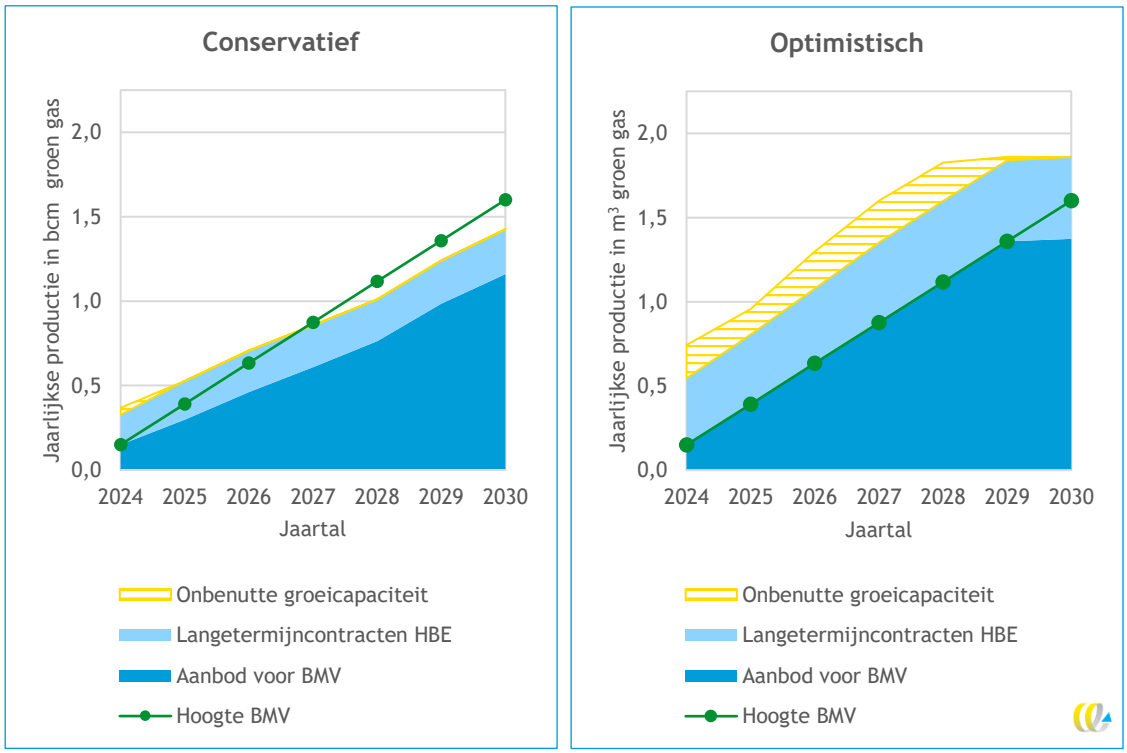
5.8 Modeluitkomsten: productiecapaciteit

In deze paragraaf presenteren we de modeluitkomsten uit de productiecapaciteitsmodule. We laten telkens zien hoe de hoogte van de verplichting zich verhoudt tot de realiseerbare productie. Daarbij maken we onderscheid tussen productie voor de bijmengverplichting (GvO's naar een gasleverancier) en productie voor de transportmarkt (GvO's of bio-lng naar een brandstofleverancier). Ook laten we zien hoe groot de onbenutte groeicapaciteit is. Deze term beschrijft hoeveel additionele productie mogelijk was geweest in een gegeven jaar, wanneer de bijmengverplichting dat jaar hoger was geweest. Hierbij is reeds gecorrigeerd voor de beperkte biomassabeschikbaarheid en lange doorlooptijden.

De doelstelling uit het Coalitieakkoord lijkt onhaalbaar zonder aanvullend beleid

In Figuur 21 is te zien dat de doelstelling van coalitievariant zowel in het conservatieve als optimistische scenario niet haalbaar lijkt. In het conservatieve scenario is de maximale ontwikkelsnelheid al vanaf 2025 te klein om de stijgende verplichting bij te benen. Richting 2030 gaat ook de biomassabeschikbaarheid knellen. In het optimistische scenario kan de verplichting tot 2029 worden gehaald door energieleveranciers, maar daarna treden haalbaarheidsproblemen op door uitputting van biogrondstoffen. In beide scenario's zien we dat aanzienlijke hoeveelheden groen gas naar de transportsector vloeien. Bij sterk knellende verplichtingen kan dit volume in theorie beschikbaar worden voor de bijmengverplichting omdat langetermijncontracten worden ontbonden. In het conservatieve scenario komt het gemodelleerde BMV-volume in 2030 uit op 1,16 bcm, in het optimistische scenario op 1,43 bcm. In het optimistische scenario zien we dat er tot 2028 sprake is van onbenutte groeicapaciteit: deze komt voort uit het feit dat de ontwikkeltijden in het optimistische scenario relatief beperkt zijn. Het aanbod kan dus snel opschalen en loopt dan tegen de maximale biomassabeschikbaarheid aan.

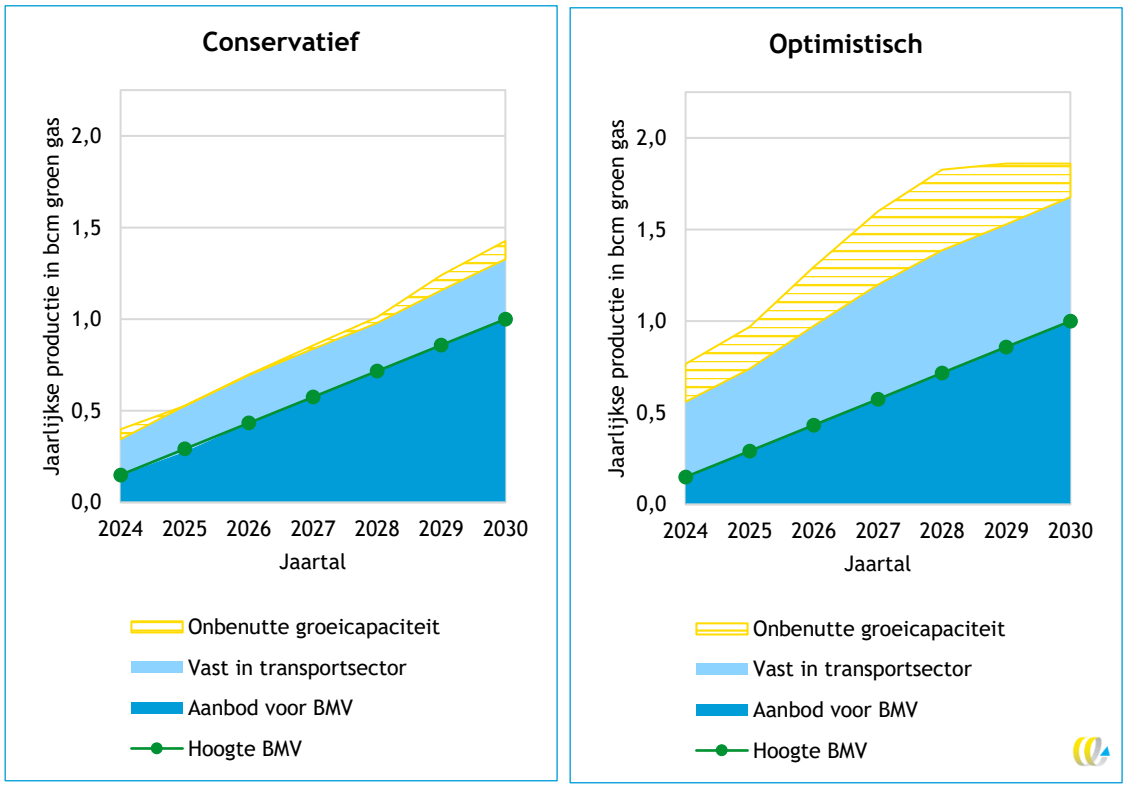
Figuur 21 - Jaarlijkse productie in de coalitievariant



De referentievariant lijkt wel haalbaar en draagt significant bij aan de productie

Figuur 22 laat de uitkomsten zien voor de referentievariant, waarin de verplichting lineair oploopt tot 1 bcm in 2030. In tegenstelling tot de coalitievariant, lijkt de referentievariant wel haalbaar. In het conservatieve scenario wordt de verplichting in 2025 net niet gehaald (het verschil tussen de doelstelling en het aanbod bedraagt zo'n 30.000 m^3 en is te klein om goed zichtbaar te zijn in de figuur). Deze discrepantie tussen de productiecapaciteit en de hoogte van de verplichting zou in de praktijk mogelijk vermeden kunnen worden door een flexibiliteitsmechanisme of banking van GGE's toe te staan (zie Paragraaf 6.4). De totale productiecapaciteit komt in de referentievariant uit op 1,4 tot 1,7 bcm (afhankelijk van het scenario). Dat is fors meer dan de kleine 1 bcm in het autonome pad. Ook een bescheidener verplichting lijkt dus een flinke productietoename te kunnen genereren. Zowel in het conservatieve en het optimistische scenario komt het BMV-volume in 2030 uit op 1 bcm. Zowel in het conservatieve als het optimistische scenario is er in 2030 sprake van onbenut groeipotentieel. De verplichting zou daarom in 2030 zo'n 0,1-0,3 bcm hoger kunnen zijn, zonder dat er naar verwachting haalbaarheidsproblemen optreden. Omdat de productie-capaciteit in werkelijkheid erg onzeker is, lijkt het verstandig om een kleine buffer van onbenutte productiecapaciteit te hanteren.

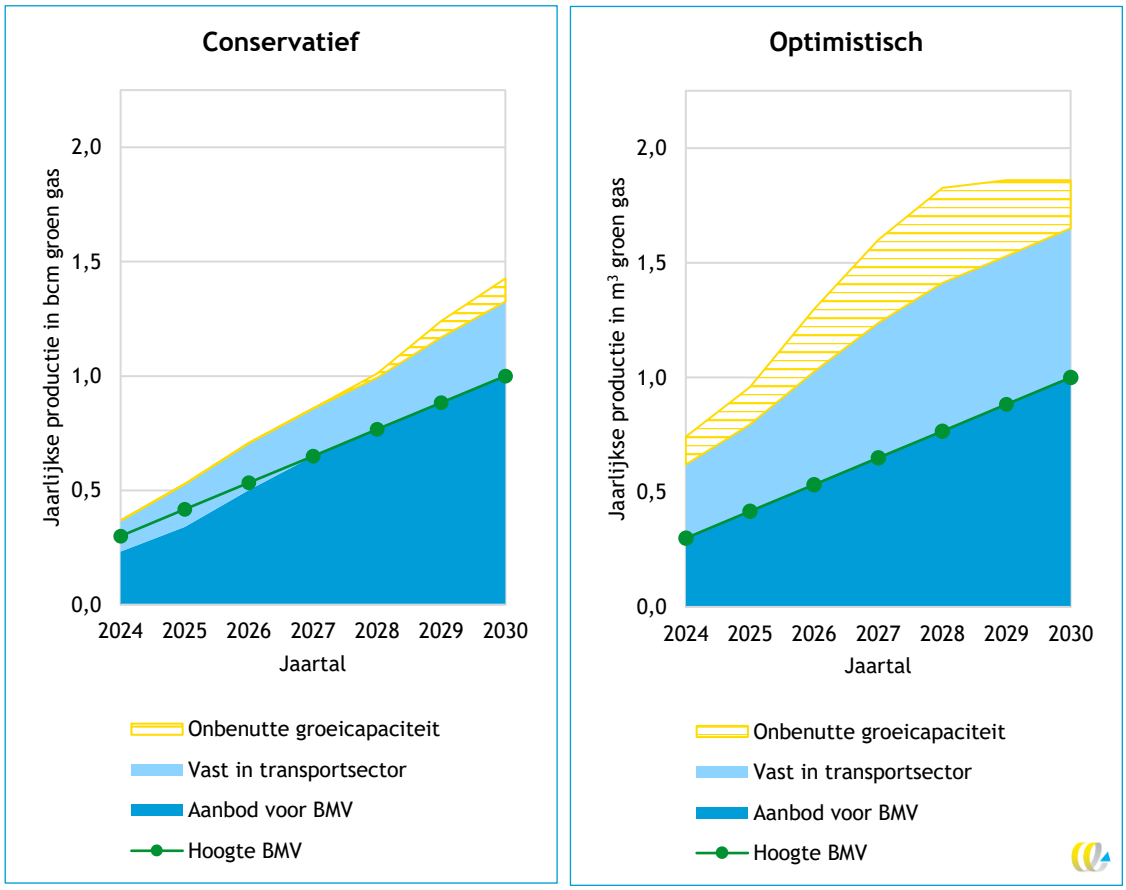
Figuur 22 - Jaarlijkse productie in de referentievariant



De hoge startvariant introduceert op korte termijn haalbaarheidsrisico's

In Figuur 23 zijn de resultaten weergegeven voor de hoge startvariant. Ook deze variant loopt lineair op tot 1 bcm in 2030, maar de verplichting gaat in 2024 ambitieuzer van start met een hoogte van 300 miljoen kuub groen gas. Zoals naar voren komt uit de grafiek, wordt de verplichting in eerste drie jaren van het conservatieve scenario niet gehaald (de afwijking betreft maximaal 23%). De hoge start kan niet worden bijgebeend door de markt vanwege lange ontwikkeltijden - voornamelijk als gevolg van vergunningsproblematiek. Wanneer het kabinet de bijmengverplichting zou willen voorzien van een ambitieuze start, lijkt beleid gericht op verlichting van de vergunningsproblematiek dan ook noodzakelijk. De totale productie in 2030 is vergelijkbaar met die in de referentievariant en het BMV-volume komt in 2030 in beide scenario's uit op 1 bcm.

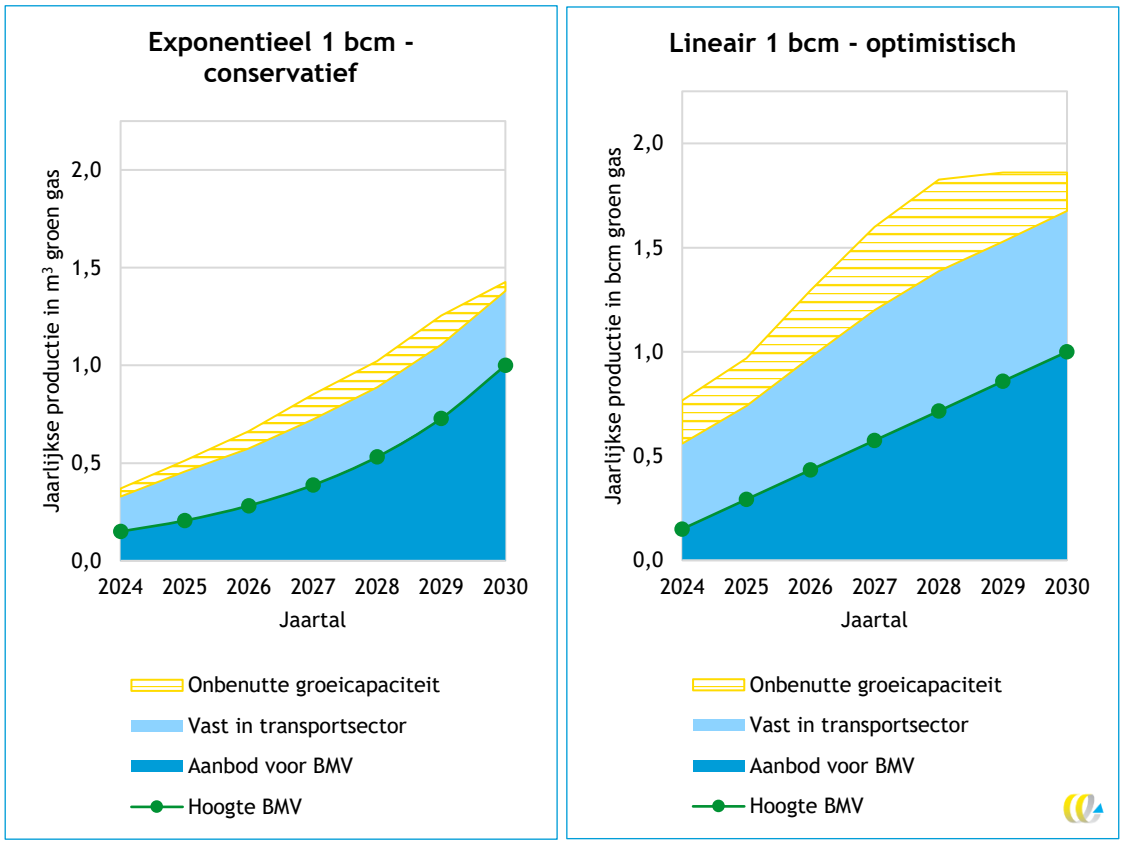
Figuur 23 - Jaarlijkse productie in de hoge startvariant



De exponentiele variant sluit het best aan bij de conservatieve groeicurve

In Figuur 24 zijn de resultaten weergegeven voor de exponentiele variant. De exponentiele variant is de enige maatvoeringsvariant waarbij de verplichting in elk jaar en scenario gehaald wordt onder de beschreven modelaannames. Dit komt omdat de exponentieel oplopende verplichting nauw aansluit bij de groeicurve van de maximale productie-capaciteit in het conservatieve scenario. Daarnaast is de absolute hoogte van de verplichting tussen 2025 en 2029 lager in de exponentiele variant dan in de lineaire variant. In alle jaren bestaat er een buffer met onbenutte groeicapaciteit, waarvan de grootte vrij constant blijft. Hier staat tegenover dat de cumulatieve productie op weg naar 2030 achterblijft bij de referentievariant, en de cumulatieve CO_2-reductie dus lager uitvalt. Het BMV-volume komt in 2030 in beide scenario's uit op 1 bcm. In de praktijk is het onzeker of de exponentiele variant makkelijker haalbaar is dan de lineaire variant: een gebrek aan langetermijnstrategie kan er bijvoorbeeld voor zorgen dat de markt vlak voor 2030 de steile vraagcurve niet kan bijbenen.

Figuur 24 - Jaarlijkse productie in de exponentiele variant



5.9 Modeluitkomsten: kosten en baten

Hoe meer groen gas wordt ingevoed, hoe hoger de kosten en baten

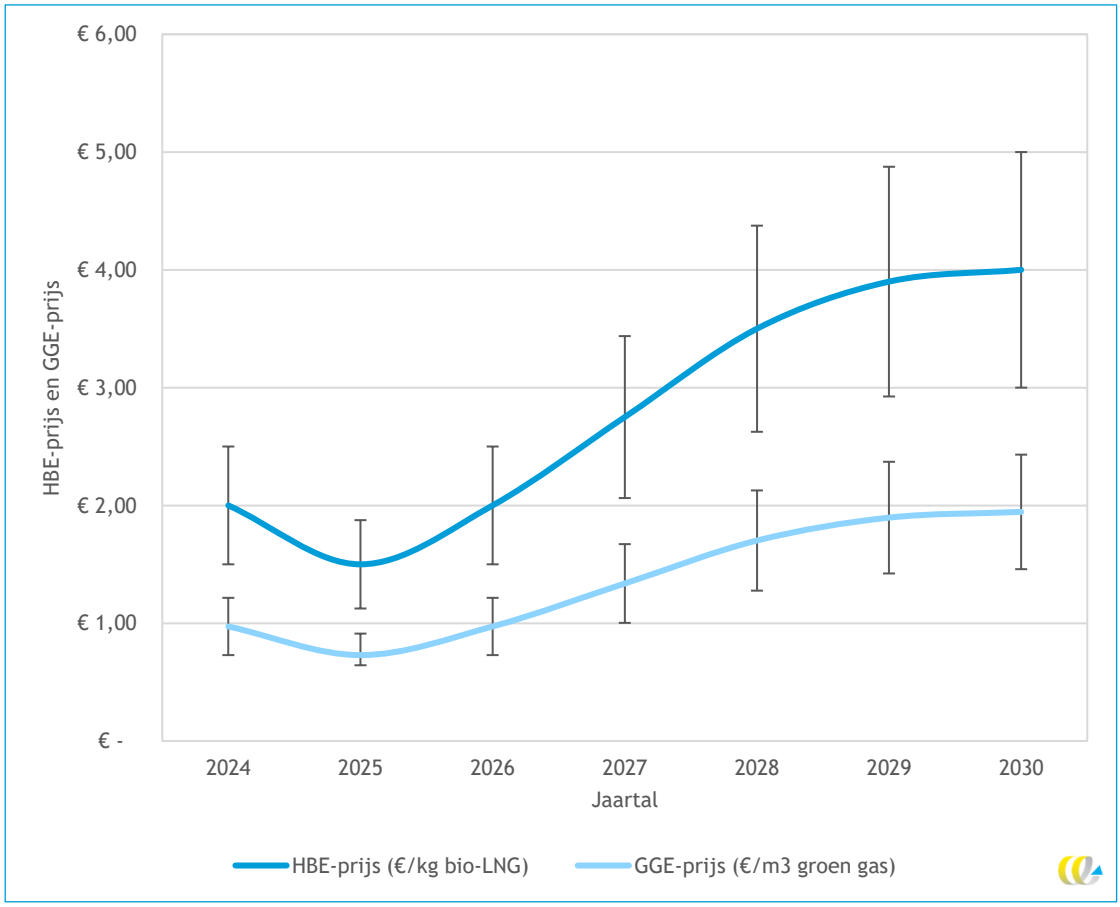
De kosten en baten in de verschillende maatvoeringsvarianten en scenario's worden hoofdzakelijk bepaald door de hoogte van de verplichting en de gerealiseerde productiecapaciteit. Simpel gezegd: hoe meer GvO's worden afgeboekt op contracten in de gebouwde omgeving, hoe groter de eindgebruikerskosten, nationale kosten en – indien de overheid huishoudens compenseert – de overheidskosten. Tegelijkertijd groeien ook de baten bij producenten, energieleveranciers en biomassaverkopers, en stijgt de CO_2-reductie.

De HBE-prijs is bepalend voor de eindgebruikerskosten

Zoals gezegd zijn bij de nationale kosten de productiekosten leidend. Hierbij worden overdrachten zoals belastingen, subsidies en extra winsten buiten beschouwing gelaten. Bij de totstandkoming van de eindgebruikerskosten, blijkt de HBE-prijs leidend. In bijna alles scenario's en maatvoeringsvariant blijkt de HBE-route de meest winstgevende te zijn. Dit leidt tot de GGE-prijzen uit Figuur 25. Alleen wanneer de HBE-prijs 25% lager uitvalt dan de gepresenteerde middenraming, zijn de productiekosten in 2025 leidend voor de GGE-prijs (te zien aan de kleinere negatieve foutbalk). Zoals gezegd kunnen HBE-prijzen niet direct worden vertaald naar GGE-prijzen (onder andere omdat de eenheden verschillen – zie

Figuur 25). Hiervoor hebben we een omrekenfactor bepaald op basis van de methode die eerder is geschetst in Paragraaf 3.4. Wanneer HBE-prijzen prijszettend zijn, rekenen we HBE-prijzen in €/kg bio-LNG we om naar GGE-prijzen in €/m^3 door de HBE-prijs te vermenigvuldigen met de correctiefactor 0,49. Deze factor corrigeert voor de meerkosten van bio-LNG ten opzichte van groen gas (er moet een liquifier gebouwd worden die ook operationele kosten met zich meebrengt), voor de verschillen in energie-inhoud per kg, en voor het feit dat in de administratieve route niet 2 maar 1,7 HBE's verkregen worden per GJ bio-LNG.

Figuur 25 - De GGE-prijs volgt de HBE-prijs

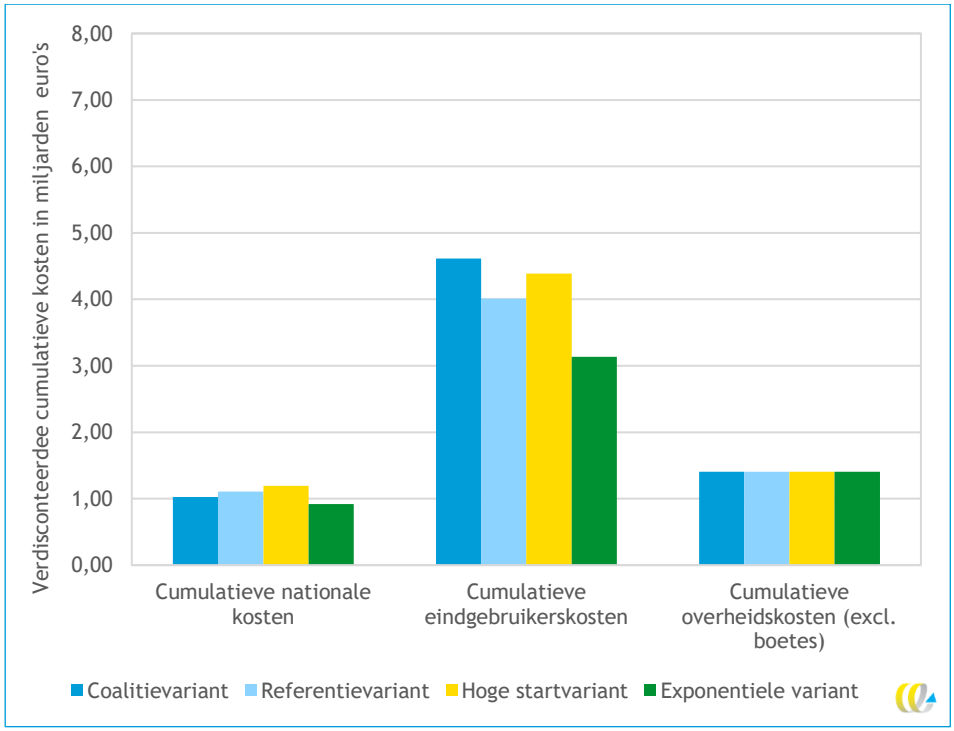


Figuur 25 maakt duidelijk dat als de HBE-waarde van bio-lng inderdaad verder stijgt, de GGE-prijs erg ver kan oplopen. Ter vergelijking: in de KEV 2021 wordt de gasprijs in 2030 geraamd op € 0,22 per m^3 - bijna een factor 10 lager dan de geraamde GGE-prijs. Vergelijken we de geraamde GGE-prijs met huidige gasprijzen (april 2022) dan zijn de meerkosten beperkter. Spotprijzen liggen bij het schrijven van dit rapport rond de € 1,00 per m^3 (exclusief energiebelastingen en transporttarieven) wat leidt tot meerkosten van € 0,50 tot € 1,50 per kuub.

Hoge eindgebruikerskosten en overheidskosten, beperkte nationale kosten

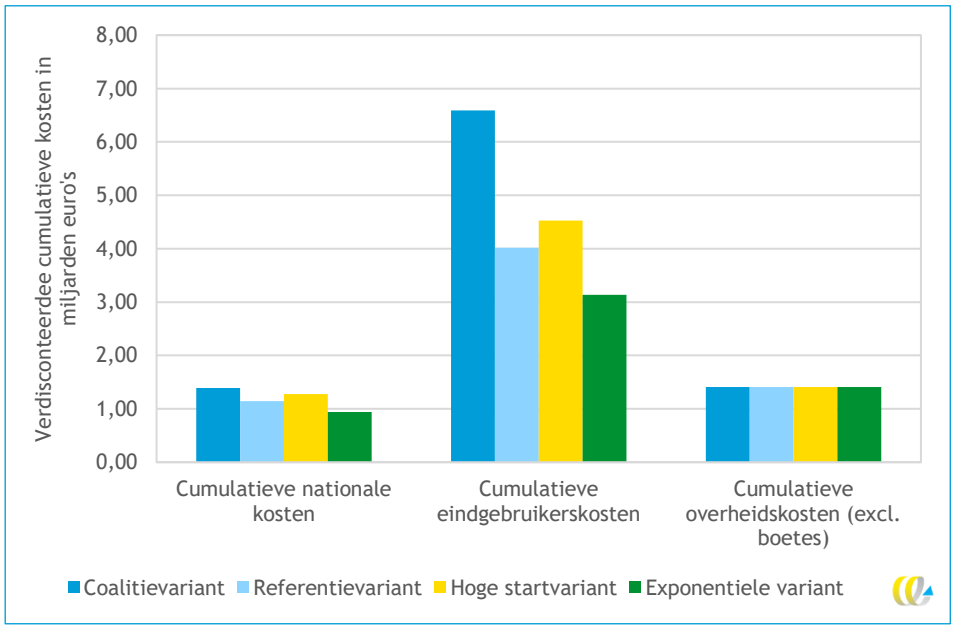
De hoge GGE-prijs leidt tot forse cumulatieve eindgebruikerskosten. Omdat de nationale kosten niet afhankelijk zijn van marktprijzen, maar van de maatschappelijke productiekosten vallen deze een stuk lager uit. Ook de overheidskosten zijn kleiner dan de eindgebruikerskosten wanneer het kabinet structureel € 225 miljoen vrijmaakt voor compensatie. Figuur 26 laat de kostendoorwerking zien voor de vier maatvoeringsvarianten in het conservatieve scenario. Figuur 27 geeft dezelfde uitkomsten weer, maar dan voor het optimistische scenario. In beide figuren is voor de GGE-prijs uitgegaan van de middenraming uit Figuur 25. De cumulatieve kosten zijn berekend door de meerkosten per kuub (gerede-neerd vanuit eindgebruikers- en nationaal perspectief) vermenigvuldigd te vermenigvuldigen met het groen gasvolume dat via de bijmengverplichting naar de gebouwde omgeving vloeit, en vervolgens te corrigeren voor compensatie vanuit de overheid.

Figuur 26 - Kostendoorwerking van de vier maatvoeringsvarianten in het conservatieve scenario



In het optimistische scenario zien we heel vergelijkbare uitkomsten. Alleen in de coalitievariant komen zowel de nationale kosten als de eindgebruikerskosten fors hoger uit.
Dit komt omdat in het optimistische scenario meer groen gas naar de gebouwde omgeving vloeit (de verplichting wordt tot 2028 gehaald) waardoor er meerkosten worden gemaakt over een groter volume.

Figuur 27 - Kostendoorwerking van de vier maatvoeringsvarianten in het optimistische scenario



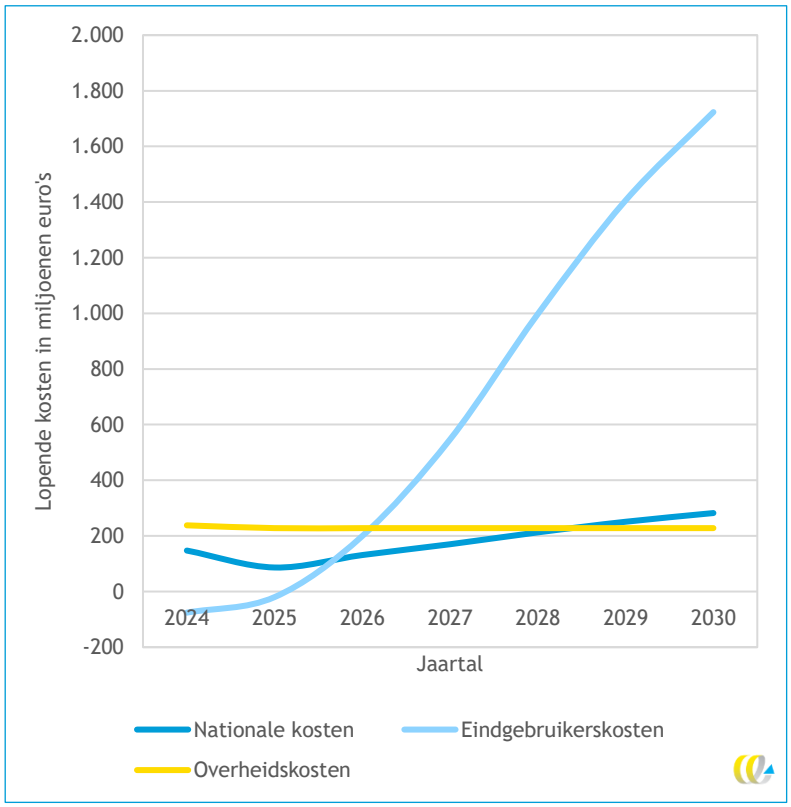
Forse extra winsten in de keten

Wanneer eindgebruikerskosten en overheidskosten samen zoveel groter zijn dan de nationale kosten, betekent dit dat elders forse baten moeten optreden. Deze baten uiten zich als extra winsten bij groengasproducenten, biomassaverkopers en energieleveranciers. Hoe de baten precies verdeeld worden is afhankelijk van hoe goed biomassaverkopers en groengasproducenten hun onderhandelingspositie uitspelen. In de referentievariant lopen de totale, cumulatieve extra winsten over de periode 2024 op tot ruim € 7 miljard.

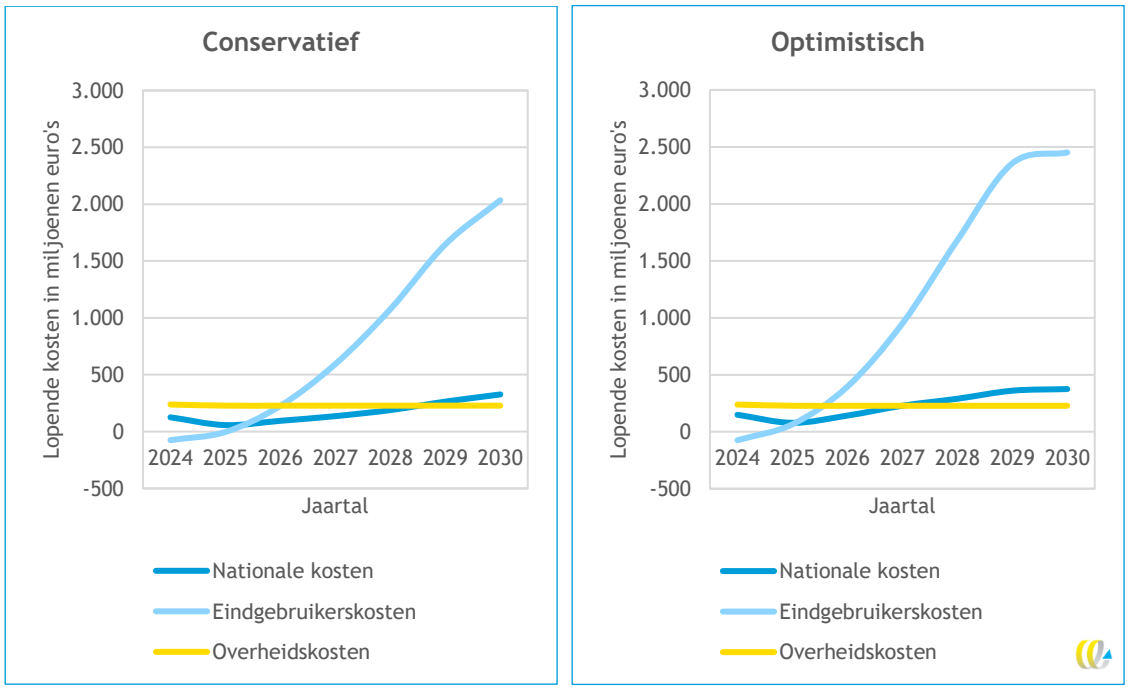
De jaarlijkse meerkosten nemen toe met de hoogte van de verplichting

Figuur 26 en Figuur 27 gaven de cumulatieve kosten weer over de gehele periode 2024-2030. In Figuur 28 is het kostenverloop over de tijd weergegeven voor de referentievariant (de uitkomsten voor het conservatieve en optimistische scenario zijn vrijwel identiek). In Figuur 29 is het kostenverloop weergegeven voor de coalitievariant. Zoals duidelijk te zien is nemen de jaarlijkse nationale meerkosten voor eindgebruikers toe met de hoogte van de verplichting. Ook zien we de S-curve van de HBE-prijs terug in de eindgebruikers-kosten. In de eerste jaren van de verplichting zijn de eindgebruikerskosten negatief omdat de compensatie van € 225 miljoen groter is dan de gemaakte meerkosten bij het (dan nog) lage bijmengvolume. Hoe de kosten zich na 2030 zouden ontwikkelen is afhankelijk van de hoogte van de verplichting. Bij een stabiele verplichtingshoogte vanaf 2030 zouden ook de kosten stabiliseren; een verder oplopende verplichting leidt naar verwachting tot verder oplopende kosten.

Figuur 28 - Kostenverloop in de referentievariant



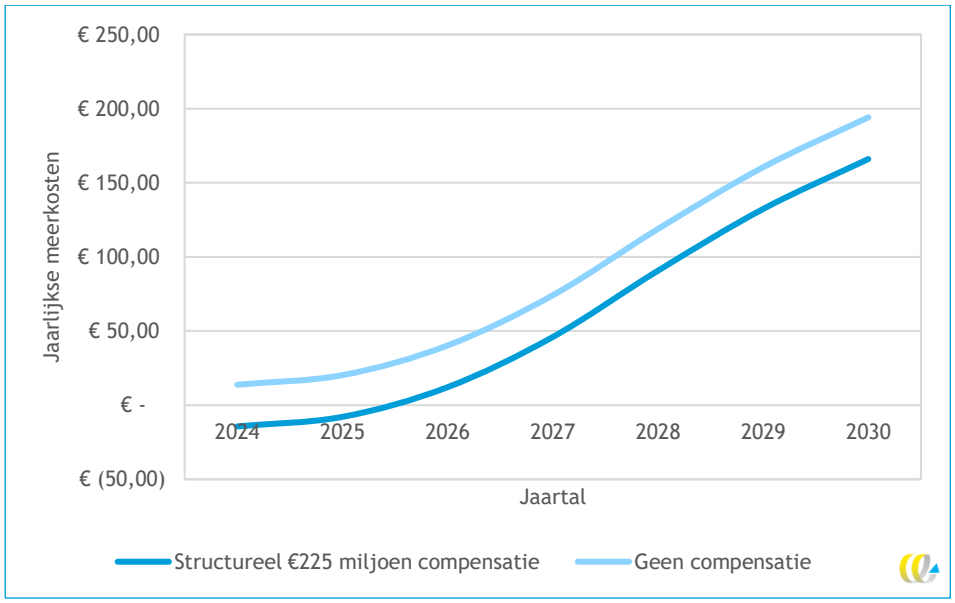
Figuur 29 - Kostenverloop in de coalitievariant



Meerkosten voor een gemiddeld huishouden lopen op tot zo'n € 200 per jaar

Omdat totale kosten abstract kunnen blijven, laten we in Figuur 30 en Figuur 31 zien wat de consequenties van een bijmengverplichting zijn voor de energierekening van een gemiddeld huishouden. We gaan uit van data uit de KEV: er zijn zo'n 8 miljoen huishoudens in Nederland en het gemiddeld gasgebruik daalt van 1.067 m^3 gas per jaar in 2024 tot 1.032 m^3 in 2030[12]. We nemen daarnaast aan dat gasprijzen in 2024 nog steeds hoger zullen liggen dan de historische trend – op €0,50 per m^3. Richting 2030 veronderstellen we een geleidelijke afname tot €0,22 per m^3 (in lijn met de raming uit de KEV 2021). In Figuur 30 zijn de jaarlijkse meerkosten weergegeven voor de referentievariant. Het kostenverloop is vrijwel identiek voor de twee scenario's (optimistisch en conservatief). We laten ook zien wat het effect van de compensatieregeling is op de jaarlijkse meerkosten per huishouden.

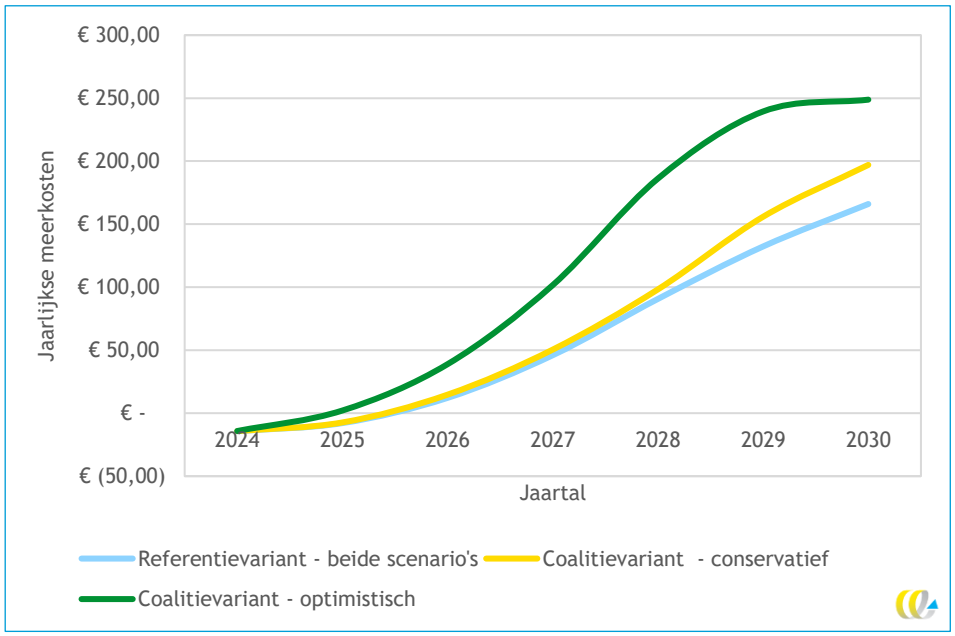
Figuur 30 – Jaarlijkse meerkosten per huishouden - referentievariant



In Figuur 15 laten we zien hoe de jaarlijkse energiekosten toenemen in de coalitievariant. Omdat de BMV-volumes in de coalitievariant sterk verschillen tussen beide scenario's, laten we ze allebei zien.

[12] Als gevolg van extra energiebesparing als reactie op de oorlog in Oekraïne kan deze afname te conservatief blijken. In dit geval nemen de jaarlijkse meerkosten proportioneel af.

Figuur 31 - Jaarlijkse meerkosten per huishouden - referentievariant vergeleken met coalitievariant

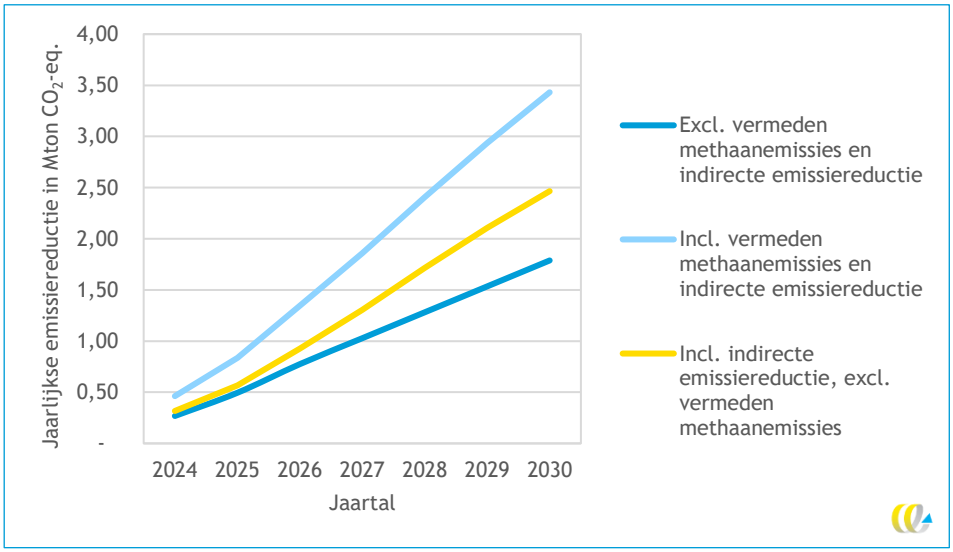


Merk op dat de jaarlijkse meerkosten sterk afhankelijk zijn van de veronderstelde gasprijzen. Wanneer gasprijzen tot 2030 op het huidige niveau zouden blijven steken (+/- €1,00 euro per kuub) dan zouden de jaarlijkse meerkosten ongeveer halveren.

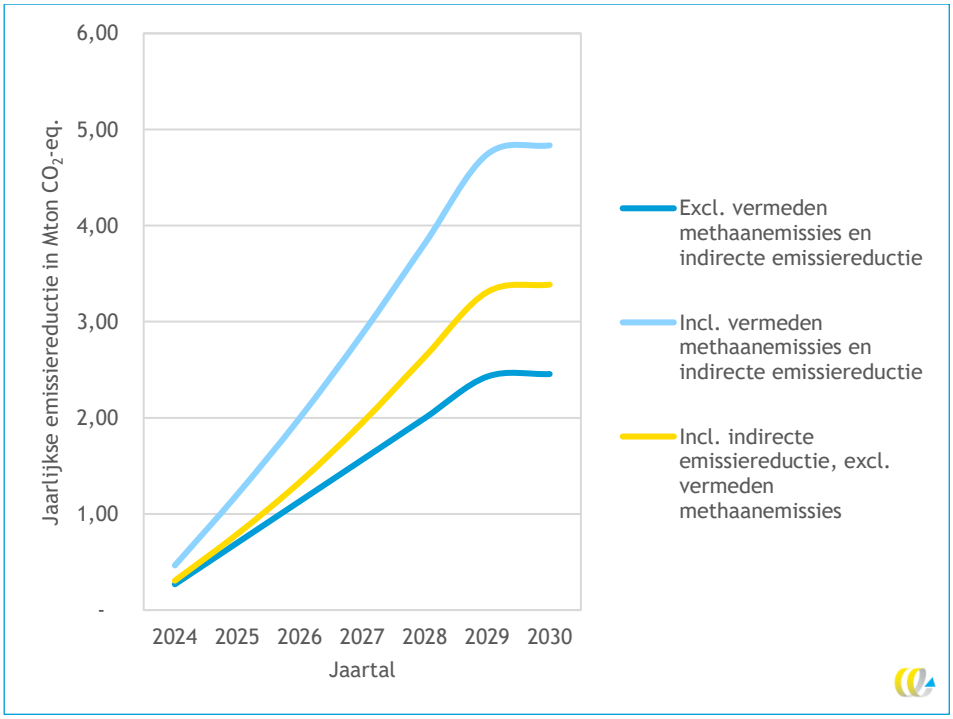
De CO_2-reductie bedraagt 1,8-4,9 Mton in 2030, afhankelijk van uitgangspunten

Tegenover de geschetste kosten staan ook CO_2-baten. De hoogte van deze CO_2-baten is afhankelijk van de precieze berekeningswijze. Wanneer we alleen de directe reductie van Scope 1-emissies in acht nemen, vallen de CO_2-baten lager uit dan wanneer we ook vermeden emissies uit mest meewegen, en de indirecte CO_2-reductie als gevolg van gasbesparende maatregelen. In Figuur 32 zijn de uitkomsten weergegeven voor de referentievariant per berekeningswijze. De uitkomsten voor het conservatieve en optimistische scenario zijn vrijwel identiek. In Figuur 33 zijn de uitkomsten weergegeven voor de coalitievariant onder optimistische aannames.

Figuur 32 - Jaarlijkse CO_2-reductie in de referentievariant



Figuur 33 - Jaarlijkse emissiereductie in de coalitievariant onder optimistische aannames

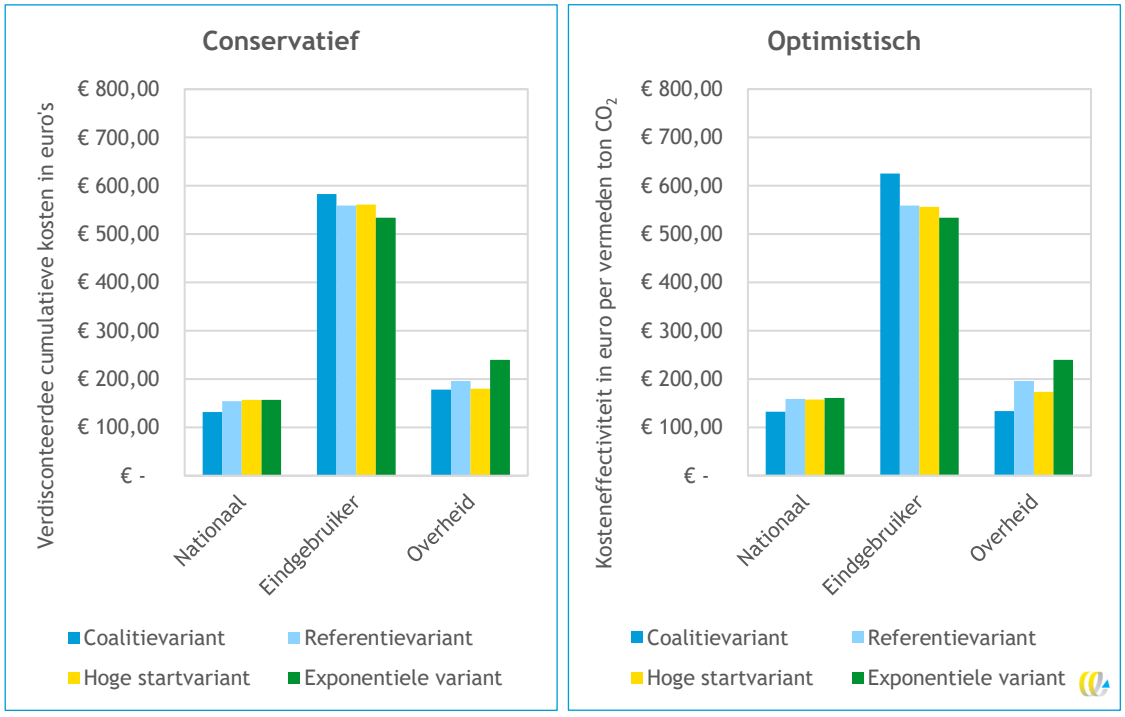


Grote verschillen tussen nationale- en eindgebruikers-kosteneffectiviteit

We kunnen de verhouding van kosten en baten uitdrukken in een kosteneffectiviteitscijfer. Deze kosteneffectiviteit drukt uit wat de verdisconteerde uitgaven zijn per vermeden ton CO_2. In Figuur 34 zijn de verschillende kosteneffectiviteitscijfers weergegeven voor het conservatieve scenario. In het optimistische scenario zijn de uitkomsten zeer vergelijkbaar. Vermeden emissies uit mest en 2^e orde reducties zijn niet meegenomen in deze uitkomsten. Wanneer we dit wel zouden doen, zouden de kosten per vermeden ton CO_2 dalen met

35-47% in alle categorieën. Figuur 34 laat wederom grote verschillen zien tussen het nationale perspectief en het eindgebruikersperspectief. Deze verschillen ontstaan, zoals gezegd, door de forse extra winsten bij groengasproducenten, biomassaverkopers en energieleveranciers. De hoge HBE-prijs stelt deze partijen in staat om dusdanig grote winsten te boeken.

Figuur 34 - Kosteneffectiviteit per perspectief en maatvoeringsvariant



5.10 Gevoeligheidsanalyses

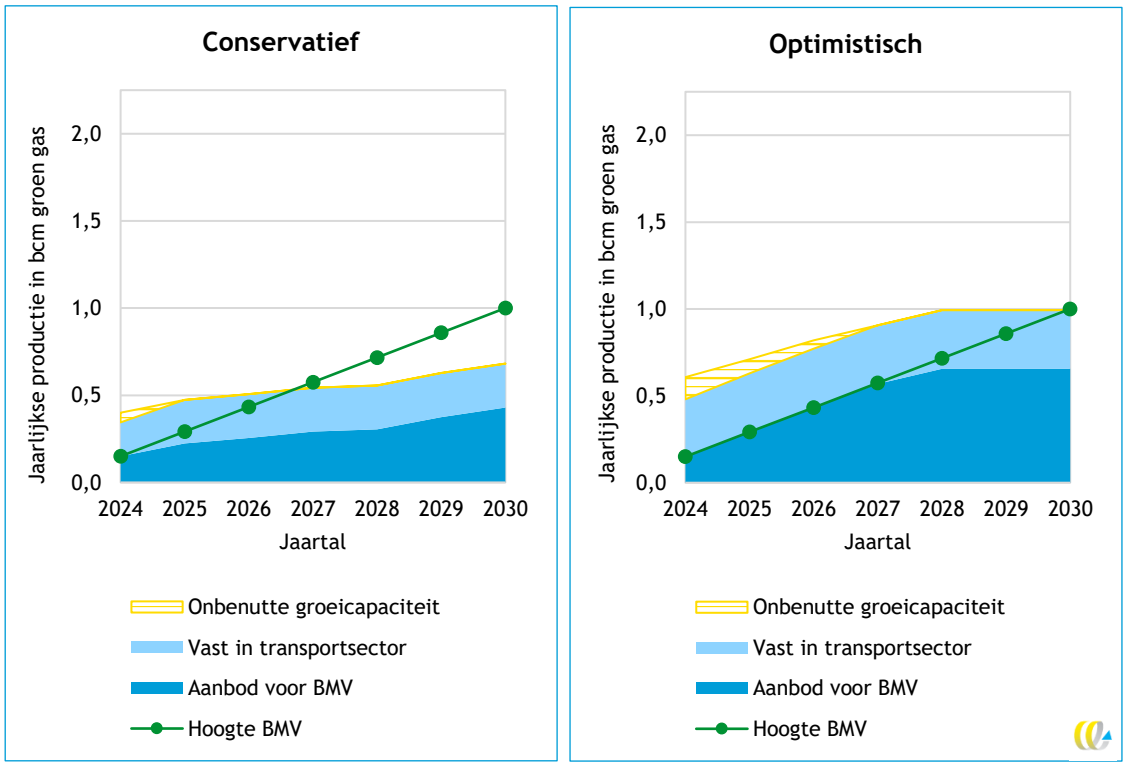
Omdat een aantal van de belangrijke modelparameters en aannames onzeker zijn, of afhankelijk van beleidskeuzes, presenteren we in deze paragraaf de uitkomsten van drie gevoeligheidsanalyses. In de eerste gevoeligheidsanalyse bekijken we of de verplichting in de referentievariant ook haalbaar is wanneer groen gas geproduceerd uit mest niet mee mag tellen voor de bijmengverplichting. In de tweede en derde gevoeligheidsanalyse kijken we naar de invloed van houtige biomassa: hoe veranderen de uitkomsten wanneer we meer houtige reststromen importeren of wanneer we groen gas uit hout uitsluiten in de bijmeng-verplichting?

Door mest uit te sluiten wordt ook een verplichting van 1 bcm onhaalbaar

In Figuur 35 zijn de resultaten voor de referentievariant weergegeven wanneer we de productie van groen gas uit mest handmatig op nul zetten. Zoals duidelijk naar voren komt, leidt uitsluiting van mest ertoe dat ook de conservatievere verplichting van 1 bcm niet haalbaar is. In het conservatieve scenario komt het BMV-volume in 2030 uit op 0,48 bcm en in het optimistische scenario op 0,78 bcm. In deze studie zijn geen gevoeligheidsvarianten doorgerekend waarin de veestapel verder krimpt dan volgt uit de stikstofplannen van het kabinet. Op basis van Figuur 35 kan wel een indicatieve inschatting worden gemaakt van het effect van verdere krimp van de veestapel. Wanneer we een lineaire relatie aannemen

tussen de mestbeschikbaarheid en het bijmengvolume in 2030, zou de referentievariant bij een krimp van de veestapel van 30% (in plaats van de aangenomen 20%) bijvoorbeeld nog net haalbaar zijn.

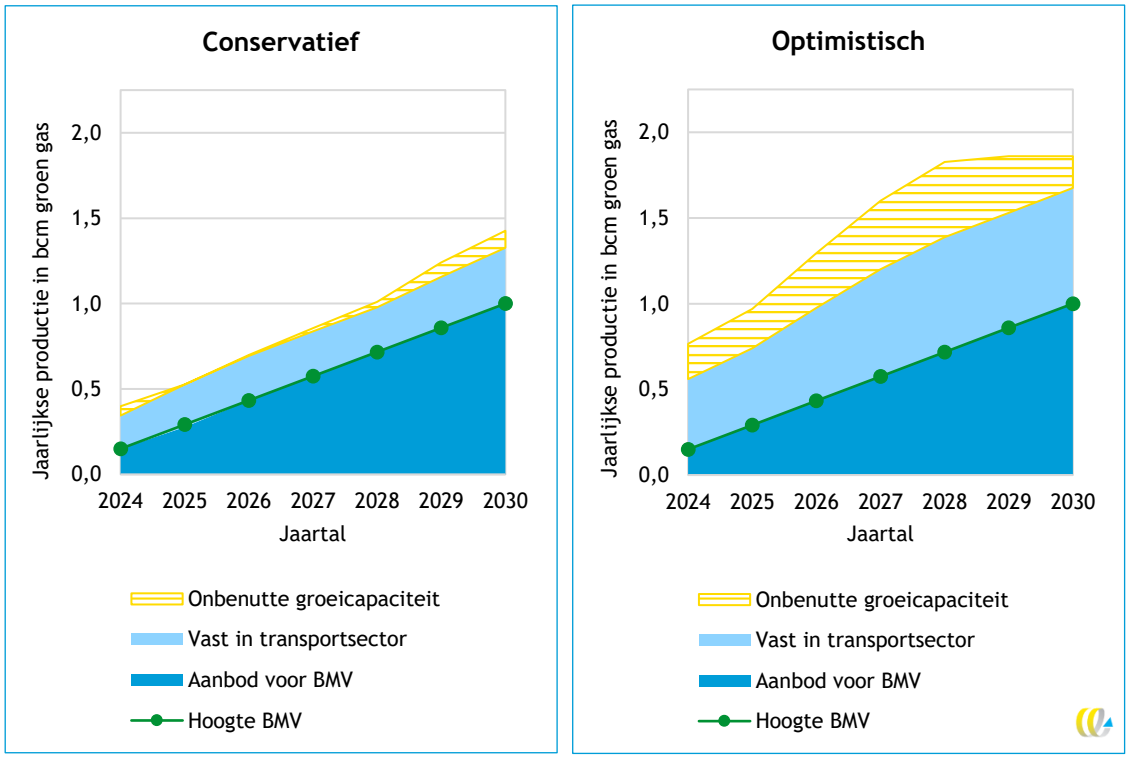
Figuur 35 - Gevoeligheidsanalyse uitsluiting mest in het referentiescenario



Uitsluitsel van houtige biomassa heeft kleiner effect

Wanneer productie van groen gas uit houtige biomassareststromen (voornamelijk snoei- en resthout) niet mee mag tellen voor de bijmengverplichting vervalt een kleiner deel van het groengaspotentieel dan bij de uitsluiting van mest. Dit komt voornamelijk vanwege de beperkte beschikbaarheid van houtige reststromen en de opschalingscapaciteit van vergassingstechnologieën. Beide scenario's komt het BMV-volume in 2030 uit op 1 bcm.

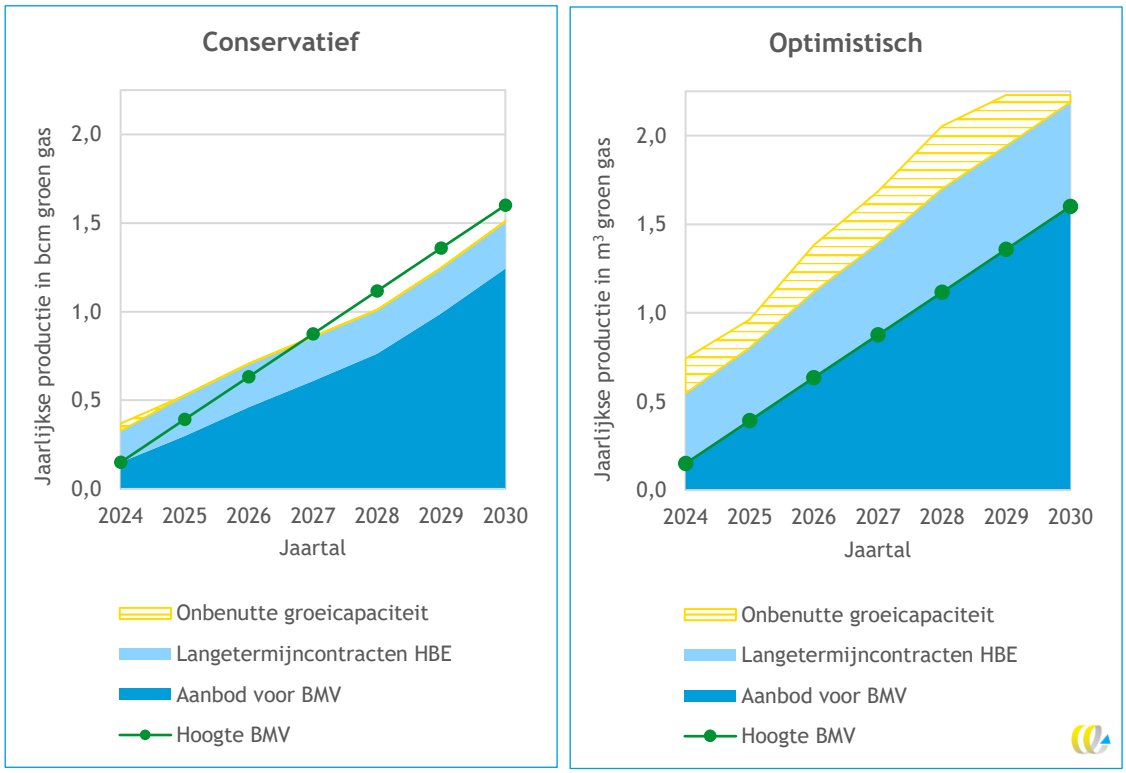
Figuur 36 - Gevoeligheidsanalyse uitsluiting houtige biomassa in de referentievariant



Bij import van houtige biomassa wordt vergassingscapaciteit knellend

Wanneer Nederland naast eigen reststromen ook grootschalig houtige reststromen uit buitenland zou inzetten om groen gas te produceren, kan een ambitieuzere bijmengverplichting worden gerealiseerd. Tot 2030 blijft de verwachte thermische vergassingscapaciteit echter beperkt. Ook met import van grote hoeveelheden houtige biomassa blijft de maximale productiecapaciteit daarom begrensd. In Figuur 37 is weergegeven hoe de jaarlijkse productie groeit als de totale vergassingscapaciteit benut wordt als gevolg van extra import. In het conservatieve scenario blijft het BMV-volume steken op 1,24 bcm maar onder optimistische aannames (waaronder snellere opschaling van de thermische vergassingscapaciteit) wordt de doelstelling in 2030 (1,6 bcm) wel gehaald.

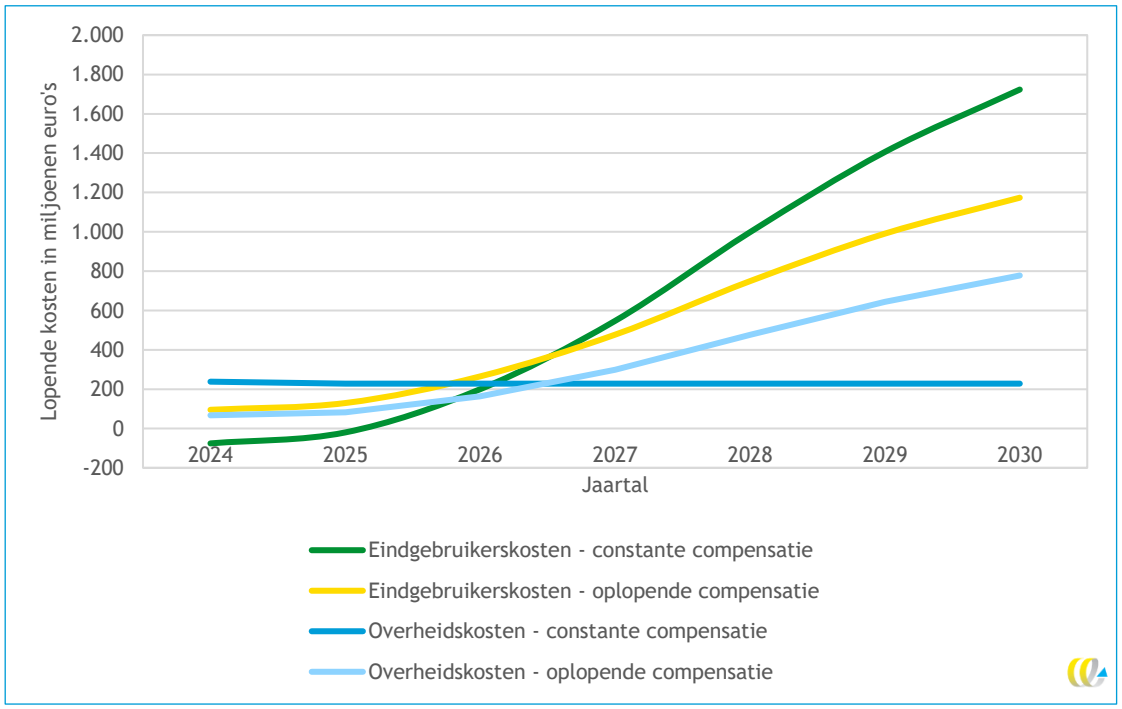
Figuur 37 - Gevoeligheidsanalyse import van houtige biomassa totdat maximale vergassingscapaciteit is bereikt



Variabele compensatie kan eindgebruikerskosten drukken maar vergroot uitgaven

In de hoofduitkomsten is aangenomen dat huishoudens worden gecompenseerd voor de hogere gasprijs middels een structurele tegemoetkoming van € 225 miljoen. Deze tegemoetkoming wordt gerealiseerd middels een vaste korting per aansluiting en heeft daarom geen effect op de gasvraag. Omdat de eindgebruikerskosten meebewegen met de hoogte van de verplichting, zou ook een oplopende compensatieregeling kunnen worden overwogen. Figuur 38 geeft het effect weer van een variabele compensatieregeling waarbij 50% van de meerkosten bij huishoudens worden gecompenseerd door de overheid. Zoals de grafiek duidelijk laat zien, leidt een variabele compensatieregeling niet tot negatieve kosten bij eindgebruikers in de beginjaren van de verplichting, en worden de meerkosten in latere fases meer gedempt. De cumulatieve overheidsuitgaven nemen bij een variabele compensatieregeling van 50% toe van € 1,4 miljard naar € 2,1-€ 3,5 miljard, afhankelijk van de maatvoeringsvariant.

Figuur 38 - Kostenverloop referentievariant bij verschillende compensatieregelingen



5.11 Conclusies

In dit hoofdstuk hebben we de effecten van de vier maatvoeringsvarianten uiteengezet. Uit de analyse is naar voren gekomen dat de coalitievariant niet haalbaar lijkt, tenzij import van biomassa wordt toegestaan of langetermijncontracten met afnemers in de transportmarkt worden ontbonden. De exponentiele variant en de lineaire variant lijken het meest robuust: in vrijwel alle onderzochte scenario's en jaartallen leveren deze maatvoeringsvarianten een haalbare verplichting op. Wanneer groen gas gemaakt uit mest wordt uitgesloten van de bijmengverplichting, is echter ook een bijmengvolume van 1 bcm in 2030 niet meer haalbaar. Mest is goed voor ruim 50% van het productievolume en lijkt daarmee essentieel voor een hoge verplichting. Wanneer we de vermeden methaanemissies uit mest meerekenen in de klimaatbaten, levert mestvergisting ook een forse additionele broeikasgasreductie op. Ten slotte hebben we laten zien dat de kosten van de bijmeng-verplichting vooral neerslaan bij de eindgebruiker. Energieleveranciers spelen hun meer-kosten door en er treden forse extra winsten in de keten op als gevolg van de interactie met de HBE-markt. Deze extra winsten ontstaan omdat de HBE-prijs in bijna alle scenario's en zichtjaren de GGE-prijs bepaald.

6 Analyse van overige maatvoeringsopties

6.1 Inleiding

Voordat we de verschillende maatvoeringsvarianten beoordelen op de gestelde criteria, analyseren we in dit hoofdstuk een aantal overige maatvoeringsopties. We beschrijven onder andere ontwerpopties op het gebied van looptijd, omgang met de SDE++, een minimumprijs en ingrepen in de HBE-markt. Het merendeel van deze ontwerpopties wordt kwalitatief beoordeeld.

6.2 Looptijd

Om groengasproducenten voldoende investeringszekerheid te bieden en de productie van groen gas aantrekkelijk te maken, zal de bijmengverplichting een voldoende lange looptijd moeten krijgen. Groengasinstallaties hebben een gemiddelde economische levensduur van zo'n 10-15 jaar. De SDE++ heeft daarom een looptijd van 12 jaar, met mogelijkheid op additionele subsidie na de levensduur (PBL et al., 2021). Wanneer tegenover de fikse investeringskosten die horen bij een vergister of vergasser maar enkele jaren aan BMV-opbrengsten staan, zal de verplichting haar doel moeilijk bereiken. Het ligt daarom voor de hand om de bijmengverplichting in elk geval door te laten lopen tot 2035-2040, en mogelijk nog langer. Het is belangrijk dat deze lange looptijd bij aankondiging van de verplichting al bekend is.

6.3 Omgang met SDE++ en HBE-systematiek

De bijmengverplichting komt bovenop twee bestaande instrumenten die de productie van groen gas stimuleren: de SDE++ en de HBE-systematiek. Er moet daarom worden nagedacht over de omgang met deze verwaardingsroutes. We gaan in op drie specifieke vragen:

1. Mogen producenten meerdere routes tegelijk bewandelen?
2. Kan een producent wisselen tussen verwaardingsroutes?
3. Is de SDE++ nog wel nodig na de komst van de bijmengverplichting?

Parallelle verwaardingsroutes leiden tot overstimulering en juridische obstakels

Allereerst lijkt het onverstandig om producenten toe te staan om de BMV-route te combineren met de SDE-route of de HBE-route[13]. Dit zou niet alleen leiden tot over-stimulering maar ook tot netelige juridische obstakels. Het is immers onduidelijk hoe één GvO ingezet zou kunnen worden voor meerdere doeleinden. Zelfs als hier een oplossing voor kan worden gevonden, lijkt het goed mogelijk dat de praktijk door de Europese Commissie geclassificeerd zou worden als onrechtmatige staatssteun.

[13] We hebben het hier strikt over de verwaarding van eenzelfde batch groen gas; in theorie is het wel mogelijk om voor een deel van het productievolume de ene verwaardingsroute te kiezen, en voor het restant van het productievolume voor een andere verwaardingsroute.

Maandelijkse verwaardingskeuze creëert flexibiliteit maar ook onzekerheid

Momenteel kunnen producenten maandelijks wisselen tussen de SDE-route en de HBE-route. Als HBE-prijzen gunstig zijn kan een producent er dus voor kiezen om tijdelijk afstand te doen van zijn SDE++-subsidie. Bij tegenvallende HBE-prijsontwikkelingen kan dezelfde producent vervolgens terugvallen op de SDE-subsidie. In de praktijk zullen contracten met afnemers ervoor zorgen voor een beperking van deze flexibiliteit, maar dit neemt niet weg dat de mogelijkheid om te wisselen de businesscase voor producenten verbetert. Geredeneerd vanuit de producent, ligt het voor de hand om eenzelfde systematiek toe te staan onder de bijmengverplichting. Niet alleen vergroot dit de investeringszekerheid, het kan ook zorgen voor een stabieler verloop van de GGE-prijs: bij hoge prijzen zullen sommige producenten wisselen van SDE++ naar BMV, waardoor het aanbod stijgt en de prijs daalt. Bij lage GGE-prijzen zullen sommige producenten terugvallen op de SDE-subsidie waardoor het aanbod daalt en de GGE-prijs stijgt. Op deze manier dempt de keuzemogelijkheid de prijsvolatiliteit.

Een maandelijks wijzigbare verwaardingskeuze heeft echter ook nadelen: SDE-budget dat vastligt kan niet meer worden aangewend voor andere verduurzamingsdoelen. Hier zou in theorie mee om kunnen worden gegaan door een inschatting te maken van de daadwerkelijke SDE-uitgaven – de totale beschikkingsom zou dan niet meer leidend zijn bij het opstellen van de begroting. Een dergelijke uitweg creëert echter weer risico's op budgetoverschrijding. Ook leidt een flexibel verwaardingsmodel ertoe dat niet alle productie voor de bijmengverplichting ook additioneel is. Wanneer het kabinet ook in de beginjaren van de verplichting additionele productie wil realiseren, kan simpelweg voor een hogere startdoelstelling worden gekozen.

De SDE++ kan mogelijk langzaam worden afgebouwd

De mogelijkheid om te wisselen tussen de BMV-route en de SDE-route vereist dat de SDE operationeel blijft na de introductie van een bijmengverplichting – ook voor nieuwe producenten. Wanneer inderdaad wordt gekozen voor een flexibel verwaardingsmodel, kan de SDE++ dus niet direct worden afgeschaft. Wel is het mogelijk om de SDE++ voor groen gas langzaam af te schalen. Wanneer de bijmengverplichting genoeg investeringszekerheid blijkt te bieden en financiering ook lukt zonder de SDE++ als *fall back*-optie, zou het budget voor nieuwe groengasinstallaties langzaam verlaagd kunnen worden. Producenten met een bestaande beschikking moeten wel hun SDE-inkomsten kunnen blijven behouden.
Een andere mogelijkheid is om producenten eenmalig de keuze te geven om over te stappen van de SDE++ naar de bijmengverplichting, op voorwaarde dat ze afstand doen van hun SDE-inkomsten.

6.4 Flexibiliteitsmechanisme

Een op het oog haalbare bijmengverplichting kan in de praktijk toch haalbaarheidsproblemen opleveren. Het is bijvoorbeeld mogelijk dat de vergunningsproblematiek in omvang toeneemt, waardoor het groengasaanbod de vraag niet kan bijbenen. Bij een procentuele individuele verplichting kunnen ook problemen ontstaan door een plotseling toegenomen gasvraag, bijvoorbeeld tijdens een koude winter. Wanneer de oorzaken van een onhaalbare verplichting buiten de macht van de gasleveranciers liggen, lijkt het onrechtvaardig om hen te beboeten voor het niet nakomen van de verplichting.
Een mogelijke manier om een dergelijke situatie te voorkomen is door een zogenaamd *flexibiliteitsmechanisme* toe te voegen aan het ontwerp. Dit mechanisme moet gas-

leveranciers ademruimte bieden bij aanbodtekorten. Een flexibiliteitsmechanisme kan op meerdere manier vormgegeven worden – we noemen er vijf:

1. **Een ventielconstructie**: wanneer gasleveranciers collectief gezien niet aan de verplichting kunnen voldoen, wordt de verplichting naar beneden aangepast.
2. **Headroom mechanisme:** het opbouwpad beweegt binnen bepaalde vooraf vastgestelde banden. Wanneer de bijmengverplichting naar behoren functioneert wordt een standaard ophoging van de verplichting doorgevoerd (bijvoorbeeld 150 miljoen kuub per jaar), maar wanneer het aanbod te hoog of te laag is, kan hier binnen bepaalde marges van worden afgeweken (bijvoorbeeld: 100 miljoen tot 200 miljoen kuub).
3. **Banking van rechten**: overschotsrechten kunnen worden meegenomen naar een volgend jaar, zodat gasleveranciers een buffer kunnen opbouwen voor tegenvallende jaren.
4. **Lenen van rechten**: gasleveranciers kunnen bij de overheid rechten lenen. Dit betekent dat een leverancier tegen een bepaald 'rentepercentage' rechten kan lenen van de overheid. Het jaar erop moeten deze rechten en een surplus (de rente) weer worden afgedragen aan de overheid.
5. **Temperatuurcorrectie**: de hoogte van de individuele verplichting wordt gecorrigeerd voor het aantal graaddagen. Dit mechanisme is alleen mogelijk bij haalbaarheids-problemen die voortkomen uit een groter dan verwachte gasvraag als gevolg van weersomstandigheden.

Een ventielconstructie gaat ten koste van de investeringszekerheid

Een ventielconstructie lijkt op het eerste gezicht een gemakkelijke manier om te voor-komen dat gasleveranciers voor een onhaalbare opgave komen te staan; wanneer het aanbod de vraag niet kan bijbenen, zorgt het ventielmechanisme simpelweg voor een kleinere vraag. Aan deze oplossingsrichting kleven echter serieuze nadelen. Allereest leidt ad hoc aanpassing van de verplichtingshoogte tot onzekerheid over het doelbereik. Er staat niet langer van tevoren vast hoeveel groen gas in een bepaald jaar zal worden ingevoegd. Een tweede nadeel betreft het effect op de investeringszekerheid: wanneer een producent niet weet hoe groot de vraag naar groen gas in een bepaald jaar zal zijn vanwege mogelijke correcties, weet zij ook niet of ze haar product voor een fatsoenlijke prijs kan verkopen. Dit bemoeilijkt niet alleen investeringsbeslissingen maar ook de financiering van groen gasprojecten. Een ventielconstructie lijkt daarom alleen van waarde als een last resort in uitzonderlijke situaties wanneer andere flexibiliteitsmechanismes tekortschieten.

Merk op dat een omgekeerde ventielconstructie ook mogelijk is: wanneer er zoveel aanbod van groen gas is dat de GGE-prijs instort, zou de verplichting voor het opvolgende jaar verhoogd kunnen worden. Een dergelijke systematiek zou niet ten koste gaan van de investeringszekerheid omdat de verplichting alleen omhoog zou kunnen worden aangepast. Wel kan flexibel ophoogbare verplichting tot onzekerheid bij energieleveranciers leiden.

Een headroom mechanisme functioneert als gematigde versie van de ventielconstructie

Een headroom mechanisme lijkt qua ontwerp erg op de ventielconstructie. Wanneer het aanbod van groen gas achterblijft bij de vraag, wordt de doelstelling naar beneden aangepast. Een headroom mechanisme geeft echter meer investeringszekerheid en voorspelbaarheid over het prijsverloop omdat de hoogte van de doelstelling niet onbeperkt kan dalen. De nadelen van de ventielconstructie worden daarmee beperkt. Een headroom mechanisme werkt ook de andere kant op: bij een groot aanbod van groen gas en lage GGE-prijs, wordt het opbouwpad eenmalig versneld.

Banking van rechten kan haalbaarheidsproblemen verkleinen en prijzen stabiliseren

Een tweede manier om haalbaarheidsproblemen te vermijden is door gasleveranciers toe te staan GGE's te sparen. Een overschot aan rechten kan in zo'n geval worden meegenomen naar een volgend jaar (GGE's moeten dan wel langer dan 1 jaar geldig blijven – binnen het EU ETS zijn rechten bijvoorbeeld onbeperkt geldig). Een bankingsmechanisme stelt partijen in staat om een buffer van rechten aan te leggen die kan worden ingezet bij aanbodtekorten. Tevens kan banking zorgen voor een stabieler prijsverloop: wanneer de GGE-prijs laag is, wordt het aantrekkelijk voor producenten om extra rechten in te kopen die ingezet kunnen worden wanneer de prijzen zijn gestegen. Op deze manier ontstaat in theorie een minder schoksgewijs prijsverloop. Er is al ervaring opgedaan met banking van rechten in de HBE-systematiek en het EU ETS. Bij de implementatie zou daarom rekening kunnen worden gehouden met lessen uit deze systemen.

Lenen van rechten is risicovoller dan banking

Het omgekeerde van sparen van rechten is het lenen van rechten. Wanneer een gasleverancier niet over genoeg rechten beschikt om aan haar jaarlijkse verplichting te voldoen (er is te weinig aanbod en de leverancier is door haar rechtenbuffer heen), zou de overheid de leverancier tijdelijk GGE's kunnen lenen. De voorwaarde voor zo'n lening zou kunnen zijn dat de leverancier het jaar erop 110% van de geleende rechten teruggeeft aan de overheid. De rente van 10% voorkomt dat lenen te aantrekkelijk wordt. De voordelen van geleende GGE's zijn vergelijkbaar met de voordelen van banking. De mogelijkheid om rechten te lenen introduceert echter grotere risico's. Een gasleverancier die niet aan de verplichting kan doen, moet het jaar erop aan een nog hogere verplichting voldoen (de verplichting loopt immers op). Daarbovenop moeten de geleende rechten worden teruggegeven. De opgave voor de leverancier in het opvolgende jaar is daarom fors toegenomen; in de praktijk kan de leverancier mogelijk ook niet aan deze opgave voldoen, waardoor een stapeling van leningen ontstaat en het doelbereik achterblijft bij de doelstelling. Door banking en lening te combineren worden deze risico's in theorie kleiner: lening wordt dan in feite een plan B voor wanneer een leverancier niet genoeg rechten heeft gespaard.

Temperatuurscorrectie lijkt nuttig bij procentuele individuele verplichtingen

De absolute, totale bijmengverplichting zal waarschijnlijk worden verdeeld over de gasleveranciers met behulp van procentuele, individuele verplichtingen. Een procentuele verplichting heeft echter als nadeel dat de absolute opgave kan stijgen doordat de er meer gas wordt afgenomen dan verwacht. Dit effect is het meest duidelijk bij koude winters. Om te voorkomen dat een koude winter leidt tot haalbaarheidsproblemen, kan de procentuele verplichting gecorrigeerd worden voor het aantal graaddagen in het betreffende jaar. Een gasleverancier kan op die manier van tevoren een goede inschatting maken van het aantal GGE's dat ze nodig heeft om aan de jaarlijkse verplichting te voldoen.

6.5 Andere herverdelingsmechanismes

In het Coalitieakkoord is een structurele compensatie voor huishoudens opgenomen van € 225 miljoen. In de praktijk zouden de kosten voor eindgebruikers ook op een andere manier beperkt kunnen worden. We bespreken twee opties:

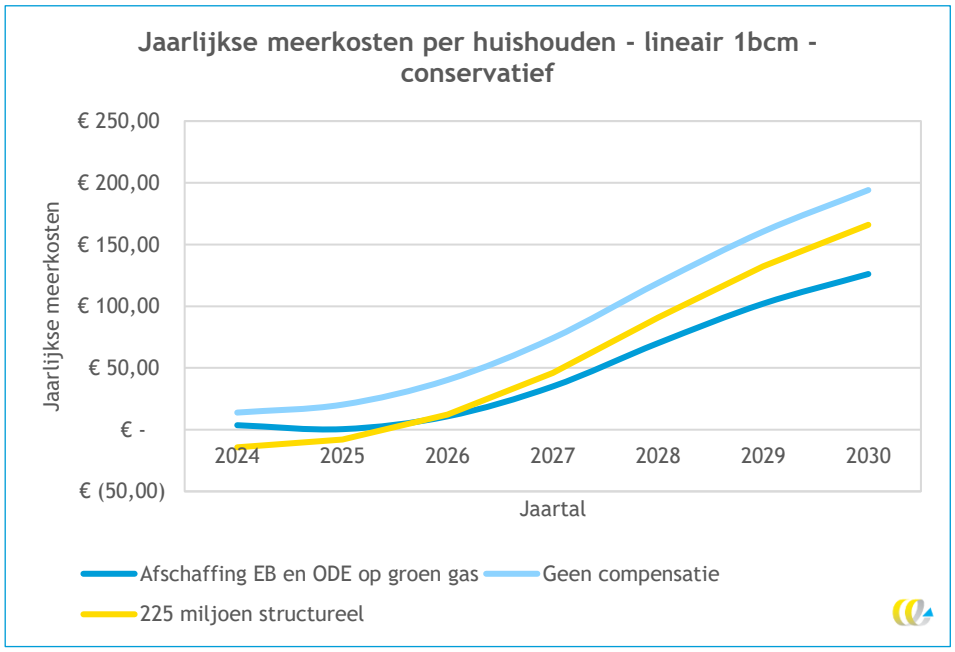
1. Verlaging van de energiebelasting (EB) en Opslag Duurzame Energie (ODE) op groen gas.
2. Afroming van extra winsten in de productieketen en herverdeling naar huishoudens.

Verlagen van EB en ODE op groen gas leidt tot hogere compensatie in 2030

Allereerst kan worden overwogen om de EB en ODE te verlagen voor groen gas. Naast het feit dat een dergelijke uitzondering de kosten voor eindgebruikers drukt, kan worden beargumenteerd dat het onrechtvaardig is om ODE te heffen op een duurzame energiedrager. Waar de compensatieregeling in het Coalitieakkoord alleen voor huishoudens geldt, zou de verlaging van EB en ODE voor alle eindgebruikers kunnen worden ingevoerd. Dit leidt echter wel tot lagere inkomsten voor de overheid. Deze budgettaire derving zouden (deels) kunnen worden goedgemaakt door de EB en ODE op aardgas te verhogen. Bij huidige hoge gasprijzen kan het draagvlak voor zo'n beslissing echter beperkt zijn. Een ander mogelijk nadeel van de verlaging van de EB en ODE op groen gas is dat de secundaire verduurzamingsprikkel (eindgebruikers gaan minder gas gebruiken als de gasprijs stijgt) in belangrijke mate wegvalt. De vaste korting per huishouden zoals opgenomen in het Coalitieakkoord is niet afhankelijk van het gasgebruik en kent bovenstaande tekortkoming niet. Daarnaast moet worden opgemerkt dat de belastingtarieven op energie gereguleerd worden op Europees niveau: de Nederlandse overheid heeft daarom maar beperkte vrijheidsgraden om te differentiëren naar het soort energiedrager.

In Figuur 39 zijn de jaarlijkse meerkosten voor huishoudens weergegeven wanneer de compensatieregeling uit het Coalitieakkoord komt te vervallen en in plaats daarvan de EB en ODE op groen gas volledig wordt afgeschaft. Hoewel volledige afschaffing vermoedelijk tegen juridische obstakels aanloopt die voortkomen uit de European Taxation Directive, geeft deze doorrekening een grof idee van de speelruimte. Zoals de figuur duidelijk maakt is deze alternatieve compensatieregeling minder aantrekkelijk voor huishoudens in de beginjaren van de verplichting. Richting 2030 wordt het volume-effect echter steeds groter, waardoor de jaarlijkse energierekening met bijna € 50 daalt ten opzichte van de coalitieregeling.

Figuur 39 - Meerkosten voor huishoudens bij afschaffing EB en ODE groen gas



Afroming van extra winsten stuit op uitvoeringsproblemen

Een belangrijke oorzaak van de forse meerkosten voor eindgebruikers is het feit dat de bijmengverplichting leidt tot extra winsten in de productieketen. In theorie zou de overheid deze extra winsten bij producenten, biomassaverkopers en energieleveranciers kunnen afromen en de inkomsten terug kunnen sluizen naar eindgebruikers. In de praktijk lijken de mogelijkheden voor zo'n herverdelingsmechanisme echter beperkt. De overheid heeft immers geen inzicht in de contracten die producenten, biomassaverkopers en gasleveranciers hebben afgesloten en kan daarom niet op individuele basis bepalen of er extra winsten worden gemaakt. Er zou daarom gecorrigeerd moeten worden voor marktgemiddelde extra winsten. Dit leidt echter tot belangrijke risico's: wanneer er bijvoorbeeld grote verschillen bestaan in de prijs waartegen producenten biogrondstoffen inkopen, kan er bij sommige producenten te veel worden afgeroomd. Dit kan leiden tot faillissementen bij bestaande producenten. Daarnaast schaadt afroming van extra winsten de businesscase waardoor het onaantrekkelijker wordt voor nieuwe producenten om de markt te betreden. Het wordt daarmee lastiger om de doelstelling van de bijmengverplichting te verwezenlijken.

Een veiligere methode lijkt om een deel van de extra winsten te proberen af te romen. Wanneer ketenpartijen bijvoorbeeld 50% van de gemiddelde extra winst per schakel moeten afdragen, verkleint dit het risico dat sommige producenten, leveranciers of biomassaverkopers die lagere marges hanteren voor te hoge kosten komen te staan. Al met al lijkt vervolgonderzoek op dit thema wenselijk. In Paragraaf 6.7 staan we stil bij een manier om extra winsten te *voorkomen* in plaats van af te romen, door ingreep in de HBE-markt. Wanneer de ontstane extra winsten überhaupt als onacceptabel worden gezien, kan daarom een alternatief voor de bijmengverplichting worden overwogen. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan contracts for difference of een tendersystematiek.

6.6 Een extra stimuleringsmechanisme voor innovatieve technieken

Subdoelstellingen kunnen innovatieve technieken sneller stimuleren

Een oplopende bijmengverplichting zal in eerste instantie alleen de uitrol van relatief goedkope conversietechnieken stimuleren. De nog lage GGE-prijs biedt in deze periode een te kleine stimulans voor innovatieve en vaak duurdere productietechnieken. Pas wanneer ook de minder efficiënte technieken nodig zijn om de doelstelling te behalen, zullen deze technieken gaan leveren voor de BMV. Idealiter zou een bijmengverplichting echter vanaf dag één al de duurdere, innovatieve technieken helpen opschalen. Hoe eerder de BMV deze technieken stimuleert, hoe meer schaalvoordelen en leereffecten er geboekt kunnen worden, waardoor kosten in latere fases beperkt kunnen blijven. Een mogelijke manier om innovatieve technieken in vroegere stadia van een verplichting te betrekken is door gebruik te maken van subdoelstellingen (ook wel *banding* genoemd). In de HBE-systematiek zijn zulke subdoelstellingen opgenomen voor geavanceerde biobrandstoffen. Door ook een subdoelstelling voor groen gas gemaakt met innovatieve technieken op te nemen, wordt de aanloopfase waarbinnen innovatieve technieken niet kunnen concurreren, overgeslagen.

In de praktijk lijken subdoelstellingen onwenselijk: de markt is nog te klein

In de praktijk lijkt de introductie van een subdoelstelling voor innovatieve technieken echter geen goed idee. Nederland kent maar een handvol verschillende producenten die zich focussen op vergassing van reststromen. Wanneer een of meerdere van deze producenten tegen technische problemen aanlopen, zou dit direct kunnen resulteren in een onhaalbare subdoelstelling. Bij superkritische watervergassing (SKW) is de markt nog kleiner en zien we eigenlijk pas één producent met een werkende installatie (SCW Systems). Een subdoelstelling voor groen gas dat geproduceerd wordt via SKW, zou de facto betekenen dat gasleveranciers verplicht bij één specifieke producent moeten inkopen. Dit lijkt om meerdere redenen onwenselijk.

Dubbeltelling binnen de bijmengverplichting vergroot prijsonzekerheid

Een alternatieve manier om innovatieve technieken meer te stimuleren, is door net als in de HBE-systematiek dubbeltelling te introduceren. Eén GJ groen gas verkregen uit vergassingstechnieken zou in zo'n systeem bijvoorbeeld niet 1 maar 2 GGE's opleveren. Hoewel dubbeltelling de innovatieve technieken meer zou stimuleren, zorgt het echter ook voor onzekerheid in het doelbereik. De absolute hoeveelheid groen gas die wordt bijgemengd bij een bepaalde verplichtingshoogte wordt immers afhankelijk van het aandeel groen gas dat is geproduceerd met vergassingstechnieken. Daarmee vergroot dubbeltelling de onzekerheid over het prijsverloop. Zoals gezegd blijft het vooralsnog uiterst onzeker hoe de vergassingscapaciteit zich tot 2030 gaat ontwikkelen. Deze onzekerheid, en bijbehorende invloed op de GGE-prijs, wordt de facto twee keer zo belangrijk wanneer dubbeltelling wordt geïntroduceerd binnen de bijmengverplichting.

Een apart scale-up instrument lijkt kansrijker

Innovatieve technieken die nog niet kostenconcurrerend zijn kunnen gezien bovenstaande observaties beter buiten de bijmengverplichting om worden gestimuleerd. Uit gesprekken met financiers en producenten blijkt dat er vooral kansen liggen om de overgang tussen de pilot-fase en grootschalige productie te vergemakkelijken. Hiervoor kan worden nagedacht over technologie-specifieke leningen waarbij de overheid een deel van het projectrisico draagt of subsidies voor scale-ups, afhankelijk van de marktbehoefte. Nader onderzoek op dit vlak lijkt wenselijk.

6.7 Aanpassingen in de HBE-markt

Betalingsbereidheid vanuit transportsector zit hogere bijmeng-percentages in de weg

In het vorige hoofdstuk hebben we laten zien dat de HBE-prijs in bijna alle scenario's en zichtjaren bepalend is voor de GGE-prijs. Omdat de HBE-prijs naar verwachting nog flink zal stijgen tot 2030, resulteert dit in forse extra winsten in de productieketen, en meerkosten bij eindgebruikers. Daarnaast maakt de hoge betalingsbereidheid in de transportsector het erg aantrekkelijk voor producenten om langetermijncontracten af te sluiten. Deze lange-termijncontracten zitten hogere bijmengpercentages in de weg; alleen wanneer GGE-prijzen zo ver stijgen dat contracten met brandstofleveranciers ontbonden worden, is bijbehorend potentieel inzetbaar voor de BMV. Wanneer het kabinet de verplichtingshoogte uit het Coalitieakkoord wil voortzetten zonder flankerend beleid, zou ontbinding van contracten onafwendbaar kunnen blijken, met hoge GGE-prijzen en stranded assets als gevolg.

De betalingsbereidheid voor bio-lng kan worden verkleind met ingrepen in HBE-markt

Een manier om hoge eindgebruikerskosten te voorkomen en meer groen gas naar de gebouwde omgeving te laten vloeien, is door de betalingsbereidheid voor bio-lng binnen de HBE-systematiek te verlagen. Dit vereist echter ingrepen in de HBE-systematiek die niet op unanieme steun kunnen rekenen. Op het eerste gezicht lijkt het mogelijk om de betalings-bereidheid voor bio-lng te verlagen door de dubbeltellingsregeling binnen het nationale beleid af te schaffen. De Europese bijmengverplichting voor geavanceerde brandstoffen blijft echter geldig – uiteindelijk moet nog steeds hetzelfde volume aan duurzame brandstoffen worden bijgemengd, en de betalingsbereidheid voor groengas-GvO's zal daarom onveranderd hoog blijven. Alleen wanneer de *relatieve* prijs van bio-lng toeneemt ten opzichte van andere geavanceerde biobrandstoffen (zoals hvo uit duurzame reststromen) zullen brandstofleveranciers sneller afzien van bio-lng. In theorie kan zo'n relatieve prijsverhoging worden bereikt door alleen de dubbeltelling op bio-lng af te schaffen, terwijl de dubbeltelling op andere geavanceerde brandstoffen blijft bestaan.

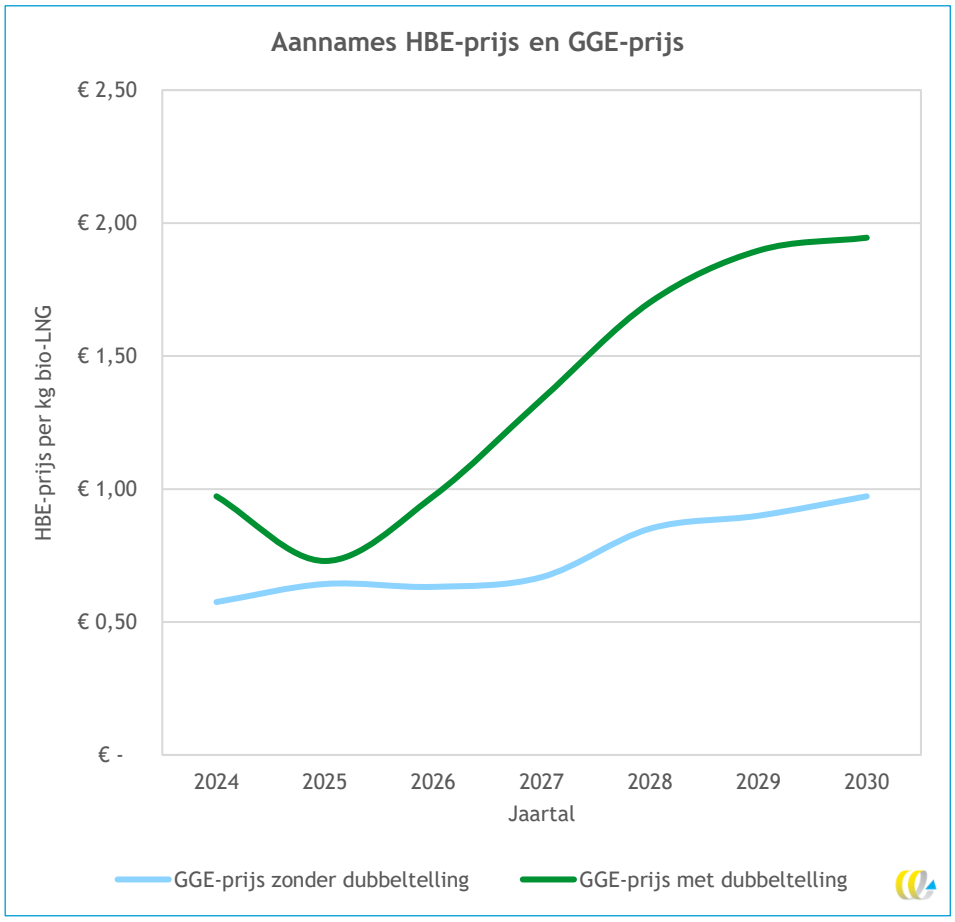
Enkelzijdige afschaffing van de dubbeltelling voor bio-lng is niet zonder gevolgen

Een dergelijke ingreep in de HBE-markt is echter niet zonder gevolgen. Ketenpartijen hebben de afgelopen jaren geïnvesteerd in liquefiers, lng-voertuigen en infrastructuur (zoals lng-tankstations). Afschaffing van de dubbeltelling op bio-lng zal daarom kunnen leiden tot *stranded assets*. Daarnaast komt de maatregel het vertrouwen in de overheid en consistent beleid niet ten goede. Dit kan ertoe leiden dat nieuwe producenten huiveriger zijn om de groen gasmarkt te betreden. Wanneer er wordt gekozen voor afschaffing van de specifieke dubbeltelling op bio-lng, lijkt het in elk geval verstandig om dit niet abrupt te doen. Het kabinet zou kunnen kiezen voor een langzaam afnemende dubbeltellingsfactor (van 2,0 naar 1,75 naar 1,50, etc.) of de afschaffing ruim van tevoren aan kunnen kondigen. Merk op dat stranded assests ook kunnen ontstaan wanneer de dubbeltellingsregeling voor bio-lng van kracht blijft: bij een erg ambitieuze verplichtingshoogte kan het zo zijn dat contracten met brandstofleveranciers ontbonden moeten worden – ook in zo'n geval is er sprake van vervroegde afschrijving van fysieke investeringen (hier staat dan wel een afkoopsom tegenover). In een dergelijk scenario lijkt het wenselijker om nu al de allocatiekeuze te maken (bijvoorbeeld door de dubbeltelling op bio-lng af te schaffen) en niet te wachten tot een hoge verplichting de markt dwingt tot een vergelijkbare allocatie van groen gas.

Afschaffing van dubbeltelling leidt richting 2030 tot halvering van de GGE-prijs

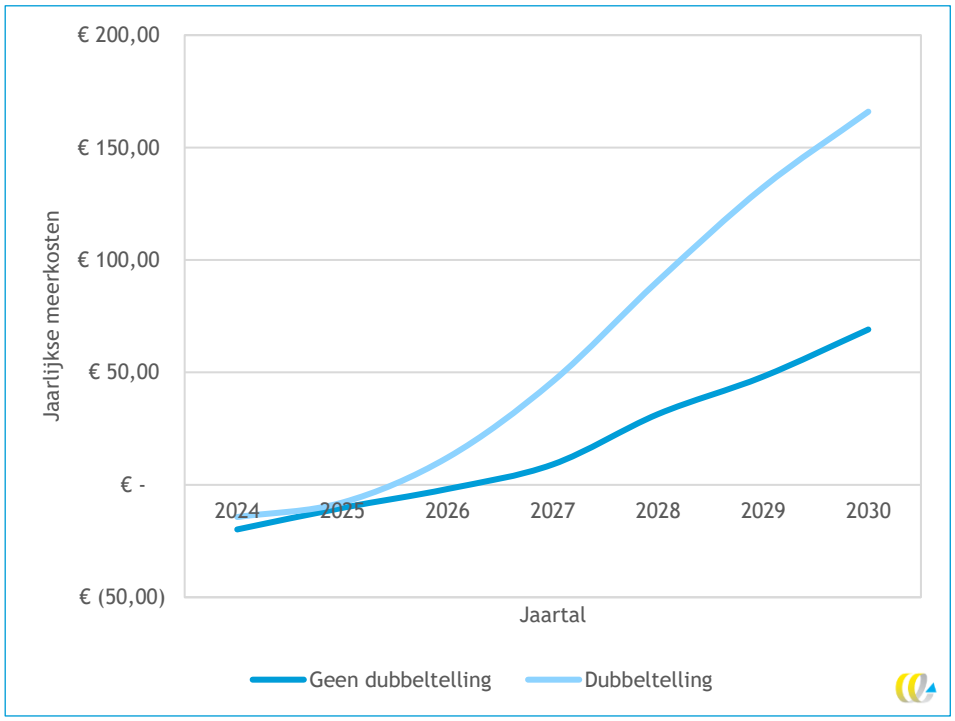
Figuur 40 laat zien hoe de GGE-prijs zich zou ontwikkelen wanneer de dubbeltelling op bio-lng wordt afgeschaft. In 2030 zien we dat de GGE-prijs bijna halveert. Op weg naar 2030 worden de productiekosten een aantal keer groter dan de omgerekende HBE-prijs; deze bodem in de GGE-prijs zorgt voor de twee 'hobbels' in Figuur 40. In Figuur 40 is geen rekening gehouden met fysieke export van bio-lng: in theorie zou deze mogelijkheid tot een beperkte daling van de GGE-prijs kunnen leiden.

Figuur 40 - Geraamde ontwikkeling van de GGE-prijs als de dubbeltelling op bio-lng wordt afgeschaft



Figuur 41 laat de jaarlijkse meerkosten voor huishoudens zien wanneer de dubbeltelling op bio-lng zou worden afgeschaft. Dit betreffen de meerkosten in de referentievariant (de verschillen tussen het conservatieve en optimistische scenario zijn erg klein). Onderliggende aanname is dat de ingreep in de transportmarkt niet ten koste gaat van leereffecten en schaalvoordelen. Duidelijk wordt dat de kosten voor huishoudens fors lager uitvallen wanneer de dubbeltelling op bio-lng zou worden afgeschaft terwijl de dubbeltelling voor andere geavanceerde brandstoffen op nationaal niveau zou worden gehandhaafd.

Figuur 41 - Jaarlijkse meerkosten voor huishoudens - met en zonder dubbeltelling op bio-lng - referentievariant



Afschaffing van de dubbeltelling op bio-lng kan ook invloed uitoefenen op de systeemkosten van de energietransitie. Wanneer in de transportsector relatief goedkope duurzame alternatieven voor bio-lng bestaan, maar dergelijke uitwijkopties in de gebouwde omgeving ontbreken, kan allocatiebeleid de systeemkosten drukken. Eerder onderzoek van CE Delft wijst in deze richting, maar kijkt enkel naar de systeemkosten van groen gas in oude binnensteden (CE Delft, 2018). Of deze conclusie ook stand houdt voor de gebouwde omgeving als geheel is een openstaande vraag.

6.8 Beleid om prijsstijgingen van biogrondstoffen te drukken

In de afgelopen jaren is de kostprijs van groen gas niet afgenomen, ondanks de verwachte kostenreducties als gevolg van technologische ontwikkelingen. De voornaamste reden voor de uitblijvende kostenreducties is dat de prijzen van biogrondstoffen zijn toegenomen. In het algemeen geldt: hoe meer vraag naar biogrondstoffen er is vanuit de Nederlandse groen gasmarkt (of buitenlandse markten voor biobrandstoffen), hoe meer biomassaverkopers kunnen en zullen vragen voor hun product. Dit leidt tot extra winsten bij biomassaverkopers en tot relatief hogere eindgebruikerskosten. Onder de bijmengverplichting ligt het voor de hand dat deze tendens zich zal voortzetten. Om hoge eindgebruikerskosten te voorkomen, zou de stijging van de biomassaprijzen daarom idealiter gelimiteerd worden. In de praktijk is dit echter zeer ingewikkeld. Biogrondstoffen worden verkocht door veel partijen die doorgaans klein van omvang zijn. Overheidsregulering van de winstmarges (zoals gebeurt bij netbeheerders) ligt daarom niet voor de hand. Bij afroming van extra winsten spelen dezelfde problemen als geschetst in Paragraaf 6.5. Binnen de SDE++ was het in theorie nog mogelijk om subsidiebedragen te indexeren voor biomassaprijzen, maar ook een dergelijke tegemoetkoming voor producenten is onder de bijmengverplichting niet mogelijk. Producenten zullen dus zelf in moeten schatten in

hoeverre de biomassaprijzen blijven stijgen, en op basis van deze inschatting contracten met gasleveranciers moeten afsluiten (eventueel met oplopende vergoedingen).

Mogelijk zou een publieke biogrondstoffenbeurs de prijsstijgingen kunnen limiteren. Een dergelijk platform geeft verkopers en afnemers meer zicht in de biomassaprijzen en kan leiden tot meer concurrentie tussen biomassaverkopers (met lagere prijzen als gevolg). Ook kan een vergroot prijsinzicht producenten helpen bij contractonderhandelingen. Deze denkrichting vereist echter aanvullend onderzoek - met name op het gebied van haalbaarheid en uitvoeringskosten.

6.9 Een minimumprijs voor GvO's

Een minimumprijs zal in de meeste scenario's onnodig zijn

Een laatste ontwerpoptie betreft de mogelijkheid om met additionele regelingen de investeringszekerheid te vergroten. Op dit moment vormen onzekere marktcondities namelijk een belangrijke hobbel voor de opschaling van de groengasproductie. Een van de mogelijke manieren om de investeringszekerheid te verbeteren is door een minimumprijs voor GvO's te introduceren. De overheid zou in dit geval het verschil met de minimumprijs bij kunnen leggen wanneer marktprijzen te ver dalen (de precieze wijze waarop de overheid dit zou moeten doen valt buiten de scope van deze studie). Producenten weten door de minimumprijs zeker dat ze hun product tegen een bepaalde bodemprijs kunnen verkopen, wat de financiering van projecten zou kunnen vergemakkelijken. Een minimumprijs lijkt in veel gevallen echter overbodig: wanneer de bijmengverplichting een ambitieuze hoogte kent (zoals voorgenomen in het Coalitieakkoord), lijkt de kans op instortende GGE-prijzen (en daarmee dalende GvO-prijzen) uiterst klein. Het risico op (te) hoge GGE-prijzen lijkt veel groter. Bovendien zorgt de mogelijkheid om GvO's te verkopen aan EU ETS-partijen en de eventuele mogelijkheid om terug te vallen op de SDE++ de facto al voor een minimumprijs. Wanneer banking van rechten wordt toegestaan, lijkt het risico op (te) lage GGE-prijzen nog kleiner: bij lage prijzen wordt het interessant voor gasleveranciers om een buffer voor de toekomst aan te leggen, waardoor de vraag naar GGE's stijgt, en de prijs weer oploopt. Ook een headroom mechanisme verkleint het risico op lage GGE-prijzen omdat het opbouwpad wordt aangescherpt bij een onverwacht groot aanbod van groen gas. Al met al lijkt een minimumprijs in de meeste gevallen overbodig; alleen wanneer de investeringsbereidheid onder financiers in de praktijk desalniettemin vergroot kan worden door de introductie van een minimumprijs, lijkt deze optie het overwegen waard.

6.10 Conclusie

In dit hoofdstuk hebben we stilgestaan bij een aantal aanvullende ontwerpopties voor de bijmengverplichting. We hebben beargumenteerd dat de bijmengverplichting een relatief lange looptijd moet hebben om te leiden tot voldoende investeringszekerheid. Daarnaast lijkt het voor de investeringszekerheid nuttig om – net als bij de HBE-systematiek – producenten de mogelijkheid te bieden om te wisselen tussen de verwaardingsroutes: zo kan een producent bij hoge GGE-prijzen besluiten om zijn SDE-subsidie (tijdelijk) op te zeggen en te leveren aan de bijmengverplichting. Hier staan echter ook nadelen tegenover. Zo kan beslag worden gelegd op SDE-budget dat niet noodzakelijk blijkt. Het lijkt verder nuttig om één of meerdere flexibiliteitsmechanismes toe te voegen aan het ontwerp; banking van rechten en een temperatuurgecorrigeerde verplichting lijken het meest

kansrijk. Sommige van de beschreven ontwerpopties lijken in de praktijk niet wenselijk, overbodig of moeilijk uitvoerbaar: voorbeelden zijn een minimumprijs voor certificaten, de opname van subdoelstellingen voor innovatieve technieken en afroming van extra winsten bij biomassaverkopers. Ten slotte hebben we twee additionele ontwerpopties behandeld die zowel met voor- als nadelen komen. De eerste betreft een ander herverdelingsmiddel, via afschaffing van de EB en ODE op groen gas. We hebben laten zien dat deze ontwerpoptie leidt tot kleinere meerkosten bij eindgebruikers, maar ook tot grotere overheidsuitgaven en minder secundaire emissiereductie. De meest ingrijpende en controversiële ontwerpoptie betreft aanpassingen in de HBE-markt. We hebben laten zien dat de binnenlandse betalingsbereidheid voor bio-lng flink kan worden verlaagd door de dubbeltelling voor bio-lng af te schaffen, terwijl de dubbeltelling op andere geavanceerde biobrandstoffen behouden blijft. Een dergelijk ingreep biedt ruimte voor een groter bijmengvolume en halveert de meerkosten voor eindgebruikers richting 2030. Hier staat tegenover dat de maatregel kan leiden tot *stranded assets* in de transportmarkt en het vertrouwen in de overheid en consistent beleid niet ten goede komt.

7 Conclusies

In dit onderzoek hebben we verschillende ontwerpopties van een bijmengverplichting voor groen gas geëvalueerd en doorgerekend om zo de voor- en nadelen van mogelijke maatvoeringsvarianten in kaart te brengen. Uit de analyses volgen een aantal belangrijke conclusies:

Algemene vormgeving van de verplichting

- Om ervoor te zorgen dat de bijmengverplichting de binnenlandse productie van groen gas stimuleert, en niet enkel leidt tot import van bestaande GvO's, kan een tweede certificatenlaag worden geïntroduceerd. Gasleveranciers zouden hiervoor zogenaamde GGE's kunnen ontvangen wanneer ze een groengas-GvO afboeken op een contract in de gebouwde omgeving en wanneer op de GvO staat vermeld dat het groen gas is geproduceerd in Nederland.
- De bijmengverplichting zou een relatief lange looptijd moeten krijgen om de gewenste investeringszekerheid te bieden. Groengasinstallaties hebben een economische levensduur van zo'n 10-15 jaar; de bijmengverplichting zou hier in ieder geval op moeten aansluiten.
- Door producenten de mogelijkheid te bieden maandelijks te wisselen tussen SDE-route, de HBE-route en de BMV-route, ontstaat een betere business case voor producenten en kunnen prijsschommelingen beter opgevangen worden. Hier staat tegenover dat een dergelijke optie kan leiden tot onbenut SDE-budget.

Interactie met ander beleid

- De bijmengverplichting zal in de praktijk concurreren met de HBE-systematiek voor de transportsector. Omdat de betalingsbereidheid voor bio-lng vanuit de transportmarkt groot is, en naar verwachting verder zal stijgen, zullen GGE-prijzen hoog oplopen bij een ambitieuze bijmengverplichting. Dit leidt tot forse extra winsten in de productieketen en relatief grote eindgebruikerskosten.
- Bovenstaande effect kan significant beperkt worden door de dubbeltelling op bio-lng binnen de HBE-systematiek af te schaffen. Dit betreft echter een ingrijpende maatregel die kan leiden tot stranded assets in de transportmarkt wanneer de wijziging niet voorzichtig wordt doorgevoerd. Daarnaast zou de ingreep het vertrouwen in overheidsbeleid kunnen schaden. Het kabinet zal de voor- en nadelen daarom goed moeten afwegen.

Hoogte van de verplichting en bijdrage aan groengasproductie

- Uit de effectenanalyse blijkt dat de totale productie van groen gas door de introductie van de bijmengverplichting fors toeneemt. De totale productietoename ten opzichte van het referentiepad bedraagt zo'n 0,4 tot 0,8 bcm in 2030, afhankelijk van de geselecteerde maatvoeringsvariant.
- Niet alle maatvoeringsvarianten lijken haalbaar op basis van de gekozen modelparameters en algemene aannames. Met name de 'coalitievariant' loopt tegen grote haalbaarheidsproblemen op. Om een verplichtingshoogte van 1,6 bcm te halen lijkt import van biomassa of ingreep in de HBE-markt onvermijdelijk. Tevens lijkt additioneel

beleid om ontwikkeltijden te verkleinen (zoals een aanpak voor de vergunnings-problematiek) noodzakelijk.
- Een bijmengverplichting met een hoogte van 1 bcm in 2030 lijkt wel haalbaar zonder aanvullend beleid. In de referentievariant en hoge startvariant kunnen in eerdere jaren echter nog steeds haalbaarheidsproblemen ontstaan. Een flexibiliteitsmechanisme (zoals banking van rechten) kan helpen om dergelijke situaties te vermijden. De exponentiele en lineaire varianten lijken het meest robuust.

Bijdrage van verschillende feedstocks

- Uit de effectenanalyse blijkt dat een ambitieuze bijmengverplichting in grote mate afhankelijk is van een paar feedstocks, waaronder mest. Daarbij hebben we al gerekend met de voorgenomen krimp van de veestapel van 20% die volgt uit het stikstoffonds dat is opgenomen in het Coalitieakkoord. Zo'n 57% van het groen gaspotentieel moet gerealiseerd worden door vergisting of vergassing van mest. Zonder mest lijkt ook een verplichtingshoogte van 1 bcm in 2030 niet haalbaar.
- Door import van houtige biomassa kan een hoger bijmengpercentage worden verwezenlijkt. In de praktijk is het echter goed mogelijk dat niet het aanbod van houtige biomassa, maar de Nederlandse vergassingscapaciteit in 2030 de beperkende factor vormt.

Kosten en kostenverdeling

- De bijmengverplichting leidt tot relatief beperkte nationale kosten. De cumulatieve nationale kosten tot 2030 bedragen zo'n € 1 miljard. Dit bedrag is vergelijkbaar voor de verschillende maatvoeringsvarianten, die oplopen tot 1 bcm in 2030. De nationale kosteneffectiviteit bedraagt zo'n € 150 per ton vermeden CO_2 (Scope 1). Dit is doelmatiger dan veel andere mitigatieopties in de gebouwde omgeving.
- Hoewel de bijmengverplichting leidt tot relatief beperkte nationale kosten, kunnen de eindgebruikerskosten hoog oplopen. De voornaamste reden voor dit feit is de interactie met de HBE-markt. Door de hoge betalingsbereidheid voor bio-lng worden extra winsten gemaakt in de groengasproductieketen. Deze extra winsten worden bekostigd door de eindgebruikers.
- De eindgebruikerskosten vertalen zich binnen de referentievariant naar een toename van de gemiddelde gaskosten per huishouden van zo'n € 200 in 2030. De compensatie-regeling uit het Coalitieakkoord (€ 225 miljoen taakstellend) beperkt de meerkosten tot ruim € 150 per jaar. Wanneer het kabinet op zoek is naar additionele compensatie-mechanismen kan worden overwogen om de EB en ODE op groen gas te verlagen. Dit zou wel resulteren in een zwakkere energiebesparingsprikkel.

Broeikasgasreductie

- Een bijmengverplichting met een hoogte van 1 bcm in 2030, leidt tot een reductie van 1,8 Mton CO_2 per jaar wanneer alleen Scope 1-emissies mee worden genomen. Bij een verplichting die oploopt tot 1,6 bcm in 2030, verwachten we dat de Scope 1-emissie-reductie uitkomt op 2,4 Mton. Dit is lager dan de 2,9 Mton uit het Coalitieakkoord omdat de verplichting in 2030 niet gehaald wordt.

— In de praktijk kan de bijmengverplichting echter tot additionele emissiereductie leiden. Allereerst zorgt de hogere gasprijs die voortkomt uit de bijmengverplichting voor een extra besparingsprikkel. Daarnaast kan de productie van groen gas uit mest leiden tot vermeden methaanemissies. Wanneer beide effecten worden meegenomen komt de jaarlijkse reductie uit op dan 3,4 Mton CO_2-eq. in de referentievariant en 4,9 Mton CO_2-eq. in de coalitievariant.

8 Literatuur

CE Delft, 2018. Meer maatschappelijke waarde bij de Centrale Rotterdam. Waterstof, kunstmest en pulpproductie. Delft, CE Delft.

CE Delft, 2020. Potentieel van lokale biomassa en invoedlocaties van groengas : Een verkenning voor 2030. Delft, CE Delft.

CE Delft, 2022. Biomethane: Bridging for Cooperation between Denmark and the Netherlands. Delft, CE Delft.

ECN & PBL, 2016. Kostenefficiëntie van beleidsmaatregelen ter vermindering van broeikasgasemissies. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Ministerie van EZK, 2020. Routekaart Groen Gas. Den Haag, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Ministerie van EZK, 2022. Kamerbrief d.d. 18 maart 2022 m.b.t..: Openstelling SDE++ 2022. Den Haag, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

NEA, 2019. Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2018: Naleving verplichtingen wet- en regelgeving Energie voor Vervoer. Nederlandse Emissieautoriteit.

PBL, 2020. Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL, 2021. Klimaat- en energieverkenning (KEV) 2021. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL, TNO & DNV, 2021. Conceptadvies basisbedragen SDE++ 2022. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

Rijksoverheid, 2021. Wijziging besluit Energie voor Vervoer. Den Haag, Rijksoverheid.

RVO. 2021. *BTG openbaar eindrapport vergassing 11 maart 2021* [Online]. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland. Available: https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/BTG-openbaar-eindrapport-vergassing-11-maart-2021.pdf [Accessed 2022].

VVD, D66, CDA & ChristenUnie, 2021. Coalitieakkoord 'Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst'. Den Haag, Ministerie van Algemene Zaken.

A Beoordelingscriteria

A.1 Inleiding

In deze bijlage lichten we de verschillende beoordelingscriteria toe die zijn geformuleerd in samenspraak met de begeleidingscommissie. De beoordelingscriteria geven weer waar het uiteindelijke ontwerp van de bijmengverplichting aan moet voldoen. We onderscheiden zeven maatstaven: haalbaarheid, bijdrage aan 2 bcm, kosten, broeikasgasreductie, draagvlak, robuustheid en externe en indirecte effecten van de verplichting. Ieder van deze maatstaven worden verder uitgewerkt en samengevat in de vorm van een beoordelingskader.

A.2 Overzicht van de criteria

Beoordelingscriterium 1: Haalbaarheid

Allereerst moet de verplichting *haalbaar* zijn voor energieleveranciers. Wanneer de markt minder groen gas kan leveren dan het verplichte bijmengvolume komen gasleveranciers voor een onmogelijke opgave te staan. Naast het feit dat dit rechtvaardigheidsvragen oproept, kan een onhaalbare verplichting via boetes leiden tot extra kosten bij energieleveranciers en draagvlakverlies. De haalbaarheid van de verplichting kan door meerdere factoren in het geding komen – we onderscheiden de drie belangrijkste mogelijke oorzaken:

Oorzaak 1: Te weinig aanbod van duurzame biogrondstoffen

De meest voor de hand liggende oorzaak van een onhaalbare verplichting is een tekort aan duurzame biogrondstoffen. Een (te) hoge verplichting kan zo'n groot beroep doen op biogrondstoffen dat de binnenlandse markt uitgeput raakt. In zo'n geval zal extra biomassa geïmporteerd moeten worden. Grootschalige import van biomassa kan echter wenselijkheidsvragen oproepen (onder andere vanwege transportkosten en -emissies)[14].

Oorzaak 2: Productiecapaciteit kan vraagtoename niet bijbenen

Een tweede oorzaak van een onhaalbare verplichting is een opbouwpad dat niet aansluit bij het maximale groeitempo van het aanbod. Wanneer de bijmengverplichting wordt aangekondigd, zal de groen gasmarkt tijd nodig hebben om verder op te schalen.
De ontwikkeltijden van nieuwe vergistingsinstallaties bedragen op dit moment gemiddeld zo'n vijf jaar[15]. Een aanzienlijk deel van deze lange ontwikkeltijd komt voor uit vergunningsproblematiek. De verschillende vergassingstechnieken bevinden zich daarnaast nog veelal in pilot- of scale-up fase. Technische obstakels bij de grootschalige uitrol van deze technieken kunnen een hoge bijmengverplichting in de weg staan. Wanneer de bijmengverplichting te snel stijgt in hoogte, zal de nieuwe productiecapaciteit nog niet afdoende operationeel zijn, en blijft het aanbod achter bij de vraag.

[14] In de praktijk wordt nu ook al biomassa geïmporteerd voor de productie van groen gas. Meestal betreft dit import door producenten die nabij de Nederlandse landsgrenzen gevestigd zijn. In de modellering gaan we enkel uit van binnenlandse reststromen om de compatibiliteit van een verplichtingshoogte met de binnenlandse biomassabeschikbaarheid inzichtelijk te maken.

[15] Bron: Persoonlijke correspondentie met de RVO.

Oorzaak 3: Een slecht functionerende markt

Een derde mogelijke oorzaak van een onhaalbare verplichting is een slecht functionerende markt. Zelfs wanneer de twee eerdergenoemde oorzaken van een onhaalbare verplichting vermeden kunnen worden, kan het aanbod achterblijven bij de vraag. Zo'n situatie kan ontstaan wanneer de GGE-markt slecht functioneert en te weinig prikkels voor additionele productie genereert. Ook wanneer het totale groen gas aanbod voldoende groot is, kunnen er voor individuele gasleveranciers haalbaarheidsproblemen ontstaan, bijvoorbeeld omdat de GGE-markt onvoldoende liquide is. Marktproblemen zullen in het algemeen niet zo snel optreden wanneer er genoeg vraag is naar GGE's is, energieleveranciers maar beperkt marktmacht kunnen uitoefenen, en nieuwe leveranciers kunnen gemakkelijk toetreden tot het systeem.

Beoordelingscriterium 2: Bijdrage aan 2 bcm

Het tweede beoordelingscriterium spreekt voor zich: hoe meer additionele productie het ontwerp van de bijmengverplichting genereert, hoe beter het ontwerp scoort op dit criterium. De totale productiedoelstelling van 2 bcm uit de Routekaart Groen Gas vormt hierbij een indicatieve bovengrens.

Beoordelingscriterium 3: Kosten

Idealiter zorgt een bijmengverplichting voor een flinke productietoename en broeikas-gasreductie tegen zo laag mogelijke kosten. Deze kosten kunnen op verschillende manieren in beeld worden gebracht. We onderscheiden drie perspectieven:

1. De kosten vanuit maatschappelijk perspectief (nationale kosten).
2. De kosten vanuit eindgebruikersperspectief (met speciale aandacht voor huishoudens).
3. De kosten voor de overheid (saldo van overheidsuitgaven en -inkomsten).

Een ontwerp dat leidt tot lage nationale kosten kan toch tot grote eindgebruikerskosten of overheidskosten leiden. Het nationale kostenbegrip houdt namelijk geen rekening met de verdeling van kosten en baten.

Beoordelingscriterium 4: Broeikasgasreductie

In het algemeen geldt dat een hoger bijmengvolume tot meer broeikasgasreductie leidt. Verschillende feedstocks en conversietechnologieën leiden echter tot verschillende keten-emissies. Ook kan de ene ontwerpoptie tot meer reductie leiden dan de andere vanwege indirecte emissiereductie: verhogingen van de gasprijs zullen in de regel leiden tot minder gasgebruik in de gebouwde omgeving, en dus tot minder CO_2-uitstoot. We beoordelen daarom ook apart in hoeverre een ontwerpoptie leidt tot broeikasgasreductie. Als mikpunt wordt hierbij de jaarlijkse reductie van 2,9 Mton CO_2 uit het Coalitieakkoord gehanteerd.

Beoordelingscriterium 5: Draagvlak

Het vijfde beoordelingscriterium betreft het draagvlak voor de bijmengverplichting. Draagvlak is belangrijk voor de voortzetting van het instrument en voor het algemene vertrouwen in de overheid op het klimaatdossier. Een ontwerp geniet idealiter steun onder zowel producenten, burgers en gasleveranciers. We onderscheiden vier factoren die het draagvlak voor de verplichting in sterke mate beïnvloeden (de absolute kosten worden in dit rijtje buiten beschouwing gelaten omdat deze een eigen criterium vormen):

1. **Een rechtvaardige verdeling van kosten en baten**. Het draagvlak voor de bijmengverplichting zal in belangrijke mate afhangen van de verdeling van kosten en baten. Wanneer sommige partijen flink verdienen aan de verplichting terwijl andere partijen op hoge kosten gemaakt worden, kan dit als onrechtvaardig worden gezien en het draagvlak ondermijnen.
2. **Stabiel en voorspelbaar prijsverloop**. Producenten en gasleveranciers maken investeringsbeslissingen op basis van een inschatting van het verloop van de GGE-prijs. Een zeer volatiele GGE-prijs bemoeilijkt zulke beslissingen en zal zorgen voor veel onzekerheid in de markt.
3. **Beheersbare administratieve lasten**. Het draagvlak onder gasleveranciers zal in belangrijke mate samenhangen met administratieve lasten die het systeem introduceert. Zeer bewerkelijke monitoring en rapportage zal de steun voor het systeem verkleinen.
4. **Mogelijkheid om controversiële biomassastromen uit te sluiten.** Groen gas kan worden geproduceerd met behulp van verschillende biogrondstoffen. Een aantal van deze feedstocks (zoals houtige biomassa en mest) genieten geen universele steun. Wanneer een bijmengverplichting gehaald kan worden zonder de inzet van controversiële stromen, zou dit het draagvlak onder burgers en NGO's kunnen vergroten. Als het uitsluiten van houtige biomassa en mest zorgt voor hogere prijzen of het niet halen van de doelstelling waardoor andere maatregelen nodig zijn om CO_2 uitstoot te verlagen, kan het draagvlak juist afnemen.

Beoordelingscriterium 6: Robuustheid

Het zesde beoordelingscriterium betreft de robuustheid van het systeem. Een ontwerp van de bijmengverplichting kan haalbaar lijken op basis van middenramingen, maar door afwijkingen van de modelaannames onhaalbaar blijken in realiteit. Denk bijvoorbeeld aan technische tegenvallers in de grootschalige uitrol van vergassingstechnologieën. Idealiter is een bijmengverplichting robuust voor zulke tegenvallers. We verkennen daarom of het systeem bestand is tegen mutaties in energieprijzen, biomassabeschikbaarheid, ontwikkeltijden van vergisters en vergassers.

Beoordelingscriterium 7: Externe en indirecte effecten

Een bijmengverplichting heeft als voornaamste doelen om de groengasproductie te vergroten en broeikasgasreductie in de gebouwde omgeving teweeg te brengen.
Het systeem kan echter ook leiden tot neveneffecten. Denk hierbij aan indirecte effecten door lagere belastinginkomsten of externe effecten zoals afname van luchtverontreiniging. Ook de export van innovatieve vergassingstechnieken scharen we onder neveneffecten. Binnen dit laatste beoordelingscriterium schatten we in hoeverre de neveneffecten die een ontwerpoptie genereert wenselijk zijn.

B Beoordeling van de maatvoeringsvarianten

B.1 Inleiding

In deze bijlage beoordelen we de verschillende maatvoeringsvarianten op de gestelde criteria. We houden hierbij rekening met de mogelijkheid om additionele maatvoerings-opties toe te voegen (zoals beschreven in Hoofdstuk 6). Deze additionele ontwerpopties kunnen tekortkomingen van bepaalde maatvoeringsvarianten immers in belangrijke mate wegnemen.

B.2 In hoeverre voldoen de maatvoeringsvarianten aan de criteria?

Criterium 1: Haalbaarheid

Uit de analyse in Hoofdstuk 6 blijkt dat de coalitievariant niet haalbaar is zonder additionele import van biogrondstoffen, ingrepen in de HBE-markt en verkorting van de ontwikkeltijden van vergisters en vergassers. Daarmee scoort de coalitievariant het slechts op dit criterium. De hoge startvariant en (in mindere mate) de referentievariant lopen in het conservatieve scenario tegen haalbaarheidsproblemen aan in de eerste jaren van de verplichting. Bij de referentievariant is het verschil tussen vraag en aanbod maar in één jaar knellend en zou een flexibiliteitsmechanisme (zoals banking van rechten) vermoedelijk de haalbaarheidsproblemen kunnen wegnemen. De exponentiele variant scoort het best op dit criterium: in alle scenario's en zichtjaren wordt de verplichting gehaald. De haalbaar-heid van de verplichting zou voor alle varianten toenemen wanneer de dubbeltelling op bio-lng wordt afgeschaft. Hierdoor zou er minder groen gas 'vast zitten' in langetermijn-contracten en kan het verplichte bijmengvolume makkelijker gehaald worden.

Criterium 2: Bijdrage aan 2 bcm

Zowel de referentievariant, hoge startvariant als de exponentiële variant komen in 2030 uit op een bijmengvolume van 1 bcm. Daarmee leveren ze een significante bijdrage aan de doelstelling van 2 bcm uit het Klimaatakkoord. De coalitievariant leidt door de hogere verplichting tot een groter bijmengvolume – zowel in het conservatieve als het optimis-tische scenario. Hoewel de verplichting niet in alle jaren gehaald wordt, scoort de coalitievariant daarmee het hoogste op dit beoordelingscriterium.

Criterium 3: Kosten

De cumulatieve nationale kosten van de verschillende maatvoeringsvarianten zijn in het conservatieve scenario erg vergelijkbaar. In het optimistische scenario treden grotere verschillen op omdat de cumulatieve bijmengvolumes bij de hoge startvariant en de coalitievariant toenemen. Alle varianten kennen forse eindgebruikerskosten als gevolg van de interactie met de HBE-markt. In het optimistische scenario stijgen vooral de eindgebruikerskosten in de coalitievariant. De overheidskosten bestaan enkel uit

uitvoeringskosten en vaste compensatiekosten, en zijn daarom voor alle maatvoeringsvarianten vergelijkbaar. De kosten voor eindgebruikers kunnen worden beperkt door extra herverdelingsmechanismen te includeren in het ontwerp, bijvoorbeeld door de EB en ODE op groen gas af te schaffen. Al met al beoordelen we referentievariant en exponentiele variant als beste op dit criterium – de coalitievariant scoort het slechtst.

Criterium 4: Broeikasgasreductie

De verschillende maatvoeringsvarianten leiden tot verschillende cumulatieve broeikasgasreducties. Vanwege het voorzichtige opbouwpad leidt de exponentiële variant tot de kleinste cumulatieve CO_2-reductie. De coalitievariant leidt tot het meeste reductie. Wanneer de ook de indirecte broeikasgasreductie meetellen (de reductie die voortkomt uit besparingen op gas bij toegenomen gasprijzen) wordt het verschil tussen de coalitievariant en de overige varianten nog groter; de coalitievariant leidt immers tot de grootste meerkosten bij eindgebruikers. In alle maatvoeringsvarianten zien we dat een fors deel van groengasproductie afhankelijk is van mest als feedstock. De meeste producenten gebruiken in de praktijk het liefst zo min mogelijk mest vanwege de lage energiedichtheid. Hoe hoger de verplichting, hoe meer producenten dus gedwongen worden tot co- of monovergisting van mest. Omdat gebruik van mest kan leiden tot vermeden methaanemissies, zijn de Scope 3-reducties dus relatief groter bij hogere verplichtingen. Al met al scoort de coalitievariant het beste op dit criterium, gevolgd door de hoge startvariant (vanwege de grotere cumulatieve reductie door de hogere doelstelling in eerdere jaren). De exponentiele variant leidt tot de minste additionele broeikasgasreductie, maar nog steeds tot een Scope 1-CO_2-reductie van 1,8 Mton per jaar in 2030.

Criterium 5: Draagvlak

Binnen het beoordelingscriterium draagvlak hebben we vier facetten onderscheiden: een rechtvaardige verdeling van kosten en baten, de beperking van administratieve lasten, de mogelijkheid om controversiële biogrondstoffen te weren en een stabiel GGE-prijsverloop. De administratieve lasten zullen binnen de vier maatvoeringsopties zeer vergelijkbaar zijn, al zijn de relatieve administratieve lasten ten opzichte van het bijmengvolume het kleinst in de coalitievariant (er worden immers relatief kleinere vaste kosten gemaakt, zoals het opzetten van databases en een monitoringstructuur). De mogelijkheid om controversiële biogrondstoffen te weren zonder dat de haalbaarheid van de verplichting in het geding komt is voor alle vier de maatvoeringsvarianten beperkt. Een verbod op mest binnen de BMV, zorgt in alle vier de varianten voor grote haalbaarheidsproblemen. Een verbod op houtige biomassa zou in theorie net geaccommodeerd kunnen worden in de referentievariant en de exponentiele variant, maar gaat ten koste van de robuustheid van het systeem (zie het volgende criterium). Het prijsverloop is naar verwachting het meest stabiel binnen de exponentiele variant: de doelstelling volgt hier het meest nauw het maximale ontwikkeltempo waardoor zowel een tekort als overschot van groen gas vermeden wordt. De mate waarin de verplichting leidt tot scheve verdelingen van kosten en baten verschilt per maatvoeringsvariant. In de coalitievariant is het risico op hoge GGE-prijzen het hoogst, met flinke extra winsten in de keten en meerkosten bij eindgebruikers als gevolg. Deze zorgen spelen ook bij de andere varianten, maar in mindere mate. Al met al beoordelen we de exponentiele variant het beste op het criterium draagvlak, gevolgd door de referentievariant en de hoge start- en coalitievariant.

Criterium 6: Robuustheid

De robuustheid van de maatvoeringsvarianten is afhankelijk van de mate waarin een variant tegenvallende productiecijfers kan accommoderen zonder dat dit leidt tot haalbaarheids-problemen. Zoals hierboven beschreven lijkt de exponentiele variant het best bestand tegen een stootje: omdat er een vrij constant onbenut potentieel bestaat, kunnen technische problemen bij grote producenten of vergunningsproblemen bij nieuwe leveranciers opgevangen mogelijk worden door producenten die overstappen van de SDE++ of HBE naar de BMV. Binnen de coalitievariant wordt het gehele potentieel uitgeput; tegenvallers gaan dus direct ten koste van de haalbaarheid. Vergelijkbare problemen spelen voor de hoge startvariant en – in mindere mate – voor de referentievariant. De robuustheid van het instrument kan binnen alle vier de maatvoeringsopties vergroot worden door flexibiliteitsmechanismes op te nemen, zoals banking of lenen van rechten. Specifieke haalbaarheidsproblemen die optreden door een onverwacht koude winter kunnen worden weggenomen met een temperatuurcorrigerend mechanisme. Al met al beoordelen we de exponentiele variant het beste op het criterium draagvlak, gevolgd door de referentie-variant, de hoge startvariant en - ten slotte – de coalitievariant.

Criterium 7: Externe en indirecte effecten

De mate waarin de verschillende maatvoeringsvarianten leiden tot gewenste externe en indirecte effecten hangt nauw samen met hoogte van de verplichting. Hoe hoger de verplichting, hoe meer indirecte emissiereductie, hoe meer innovatieve technieken gestimuleerd worden en hoe groter de effecten op zaken zoals luchtkwaliteit. Omdat de verplichting in 2030 op dezelfde hoogte uitkomt bij de referentievariant, hoge startvariant en exponentiele variant zijn de verschillen in neveneffecten tussen deze varianten beperkt. De coalitievariant leidt (zeker in het optimistische scenario) tot fors hogere bijmengvolumes en daarmee tot meer wenselijke neveneffecten. De coalitievariant scoort daarmee het best op dit laatste criterium.

B.3 Conclusie en overzichtstabel

In Tabel 5 zijn de hiervoor genoemde beoordelingen samengevat in tabelvorm.

Tabel 5 - Beoordeling van de maatvoeringsvarianten op de zeven criteria

Criterium	Referentievariant	Coalitievariant	Hoge startvariant	Exponentiele variant
Haalbaarheid	0	--	-	+
Bijdrage aan 2 bcm	+	++	+	+
Kosten	-	--	-/--	-
Broeikasgasreductie	+	++	+/++	0/+
Draagvlak	0	-	-	+
Robuustheid	-/0	--	-	+
Externe en indirecte effecten	+	++	+	+

C Model-inputs en aannames

In deze bijlage zetten we aannames die zijn gebruikt in het rekenmodel op een rij.

Kentallen

Aangenomen is dat biogas een methaangehalte heeft van 55% en groen gas een methaangehalte van 88%. De aangenomen biogas-naar-groen gas-conversie is 62,5%, waarbij ervan is uitgegaan dat er geen methaanverlies optreedt bij de opwaardering tot groen gas.

Scenario's

In de analyse voor deze studie hebben gebruik gemaakt van twee scenario's: 'Conservatief' en 'Optimistisch'. In onderstaande tabel geven we een samenvatting van de belangrijkste aannames voor deze twee scenario's. Deze aannames worden verderop in deze bijlage toegelicht.

Tabel 6 - Samenvatting van scenario-aannames

Scenario	Conservatief	Optimistisch
Gemiddelde ontwikkeltijd	5 jaar	3,5 jaar
Realisatiekans geplande installatie	60%	70%
Biomassabeschikbaarheid	1,37 bcm o.b.v. vergisting	1,62 bcm o.b.v. vergisting
Percentage biogas naar groen gas	50%	75%
Maximale vergassingscapaciteit in 2030	0,55 bcm SKW 0,5 bcm thermisch	0,15 bcm SKW 0,2 bcm thermisch

Maatvoeringsvarianten

- Voor de berekening van de groen gashoeveelheid die hoort bij de coalitievariant is uitgegaan van een gemiddeld gasverbruik van de gebouwde omgeving in 2030 van 328 PJ, welke afkomstig is uit de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021 (PBL, 2021).
- In de andere drie maatvoeringsvarianten, waarin het doel van de bijmengverplichting 1 bcm groen gas is in 2030, wordt de hoge calorische waarde van aardgas van 35,17 MJ/m^3 gebruikt om dit doel om te rekenen naar petajoules.
- We veronderstellen een prijselasticiteit van -0,2: een fictieve 10% stijging van de eindverbruikersprijs van gas leidt tot een 2% daling van het gasverbruik in de gebouwde omgeving (tweede-orde-effect).

Productiecapaciteit

- De basis voor de inschatting van de ontwikkeling van de groengasproductiecapaciteit tussen nu en 2030 is de lijst 'SDE++ Projecten in beheer' met peildatum 1 oktober 2021 van de RVO. (Deze noemen we hier de 'RVO-lijst'.) In deze lijst staan biogas- en groengasinstallaties met een SDE++- beschikking, waarbij staat aangegeven of de installaties al zijn gerealiseerd. De 'beschikte productie per jaar' in MWh in deze lijst betreft de output van de installatie betreft, wat groen gas, biogas, warmte, elektriciteit of

warmte + elektriciteit (biogas-WKK) kan zijn. Om in te schatten hoeveel groen gas zou kunnen worden geproduceerd door toevoeging van een opwaardeerinstallatie aan de vergister, is eerst een terugrekening gedaan naar MWh energie-input van de installatie. Hiervoor zijn conversierendementen aangenomen van 95% voor een warmteketel, van 40% van een biogascentrale en van 90% van een biogas-WKK. Verder is aangenomen dat er geen biogas verloren gaat bij de omzetting naar groen gas. De RVO-lijst bevat circa 400 installaties. De groengasinstallaties tellen op tot 418 miljoen m^3 groen gas per jaar (waarvan 248 miljoen gerealiseerd) en de biogasinstallaties tot 301 miljoen m^3 groen-gasequivalenten per jaar.

- De kans dat een nog niet gerealiseerd project uit de RVO-lijst wordt gerealiseerd is gesteld op 60% in het scenario 'Conservatief' en op 70% in het scenario 'Optimistisch'.[16]
- De kans dat een biogasproject uit de RVO-lijst wordt uitgebreid tot groengasinstallatie (door middel van toevoeging van een gasscheidings- en zuiveringssysteem) is gesteld op 50% in het scenario 'Conservatief' en op 75% in het scenario 'Optimistisch'. Deze percentages zijn gebaseerd op gesprekken met de Unie van Waterschappen.
- Aan de RVO-lijst zijn de volgende groengasinstallaties toegevoegd:
  - Een reeks geplande bio-lng-installaties toegevoegd op basis van data van de koepelorganisaties, welke omgerekend leiden tot een additionele productie-capaciteit van 500.000.000 m^3 groen gas per jaar.[17] De kans dat een bio-lng-installatie wordt gerealiseerd is 50% in Conservatief en 60% in Optimistisch.
  - Superkritische vergassing met een totale capaciteit van circa 141.000.000 m^3 groen gas/jaar in Conservatief en 546.000.000 m^3/jaar in Optimistisch.[18]
  - Houtvergassing met een totale capaciteit van circa 216.000.000 m^3 groen gas/jaar in Conservatief en circa 501.000.000 m^3/jaar in Optimistisch.[19]
  - Nieuwe vergisters. Deze worden toegevoegd afhankelijk van de marktvraag, resterende biomassabeschikbaarheid en ontwikkeltijden. We nemen aan dat nieuwe vergisters een capaciteit hebben van 10.000 m^3 groen gas/jaar, wat kan worden gezien als een middelgrote vergister.

Ontwikkeltijden

- Voor elk van de groengasinstallaties wordt in het rekenmodel een ontwikkeltijd bepaald door middel van een trekking van een waarde uit een Weibull-verdeling. Voor elk van beide scenario's wordt een eigen verdeling gebruikt (zie Figuur 17 in sectie 5.4). De verdelingen zijn zo opgesteld dat dat de gemiddelde ontwikkeltijd in het scenario Conservatief uitkomt op 5 jaar en in Optimistisch op 3,5 jaar.
- Op de ontwikkeltijd van geplande, maar nog niet gerealiseerde, groen gasprojecten uit de RVO-lijst wordt een verkleiningsfactor toegepast van 80% in Conservatief en 60% in Optimistisch, omdat deze projecten al een SDE-beschikking hebben en daarom sneller ontwikkeld kunnen worden dan nieuwe projecten.
- Op de ontwikkeltijd voor uitbreiding van bestaande biogasinstallaties wordt een verkleiningsfactor toegepast van 5,5 voor Conservatief en 4 voor Optimistisch, omdat de ontwikkeltijden voor deze projecten veel korter zijn dan voor nieuwe installaties. Bovendien wordt nog een waarde tussen 0 en 5 (getrokken uit een uniforme verdeling)

16 In het rekenmodel wordt per installatie een getal getrokken uit een uniforme kansverdeling en vergeleken met deze kans om te bepalen of het project wordt gerealiseerd in het rekenmodel. De getrokken getallen verschillen niet tussen de maatvoeringsvarianten.

17 Persoonlijke communicatie met koepelorganisaties, januari 2022. Voor de omrekening zijn we uitgegaan van een energie-inhoud van bio-lng van 45 MJ/kg.

18 Bronnen: Persoonlijke communicatie met SCW Systems; (RVO, 2021).

19 Bronnen: Persoonlijke communicatie Bio Energy Netherlands; (RVO, 2021).

erbij opgeteld. Dit reflecteert het feit dat sommige installatie-eigenaren pas later in de tijd beslissen om hun biogasinstallatie om te bouwen.

Biomassabeschikbaarheid

— Voor de inschatting van de beschikbaarheid van biomassa voor groengasproductie in Nederland is uitgegaan van de schattingen van economisch groen gaspotentieel uit Nederlandse biomassareststromen uit een eerdere studie voor Netbeheer Nederland (CE Delft, 2020). In die studie zijn twee schattingen gemaakt, een behorend bij zwak ondersteunend beleid voor groengasproductie en een behorend bij sterk ondersteunend beleid. Deze zijn gebruikt als basis voor respectievelijk het 'Conservatief' n het 'Optimistisch' scenario. In 'Optimistisch' is een grotere betalingsbereidheid voor biomassa en groen gas, waardoor meer biomassa beschikbaar komt voor groengas-productie. In beide scenario is uitgegaan van dezelfde absolute hoeveelheden biomassarestromen – in het optimistische scenario wordt een groter deel van deze stromen ingezet voor de productie van groen gas. Tabel 7 geeft onderliggende hoeveelheden weer. Let op: deze cijfers geven de *technische* hoeveelheid biogrond-stoffen weer, en niet de *economische* beschikbaarheid waar de productievolumes op gebaseerd zijn.

Tabel 7 - Technische beschikbaarheid van verschillende biomassastromen in tonnen

Reststroom	Massavolume	Eenheid
Gft	1.438.000	ton
ONF	1.066.000	ton
Grof tuinafval hout	488.000	ton
A/B-hout (huishoudens)	405.000	ton
C-hout (huishoudens)	48.000	ton
Zuiveringsslib (AWZI/RWZI)	533.000	ton d.s.
Slootmaaisel	1.159.000	ton
Bermmaaisel	447.000	ton d.s.
Hout uit bos	670.000	ton d.s.
Gras (recreatie)	504.000	ton d.s.
Dunne mest	74.980.000	ton
Vaste mest	2.682.000	ton
Suikerbieten	284.000	ton d.s.
Gras (akkerbouw)	7.205.000	ton d.s.
Akkerbouw granen	359.000	ton d.s.
Akkerbouw aardappelen	117.000	ton d.s.
Akkerbouw uien	23.000	ton d.s.
Akkerbouw groenten	39.000	ton d.s.
Akkerbouw overige gewassen	22.000	ton d.s.
Tuinbouw fruit	169.000	ton
Tuinbouw bomen fruitteelt	31.000	ton
Tuinbouw overig	109.000	ton d.s.
Glastuinbouw	63.000	ton d.s.
VGI (voedings- en genotmiddelenindustrie)	7.675.000	ton (nat)

- Ten opzichte van de NBNL-studie zijn de volgende aanpassingen uitgevoerd:
  - Grotere beschikbaarheid van de meeste biomassareststromen in het scenario 'Optimistisch' vanwege een hogere betalingsbereidheid voor biomassa als gevolg van de BMV. We hebben aangenomen dat het beschikbare biomassavolume voor groengasproductie met 20% toeneemt.
  - Maatregelen uit het Stikstoffonds zullen de veestapel naar verwachting flink doen afnemen. Op basis van een quickscan van het PBL is in het model aangenomen dat het technisch beschikbare volume van dunne mest met 23% afneemt. Voor vaste mest is een reductie van 19% aangenomen.
  - Omdat de krimp van de veestapel zal leiden tot minder gebruik van VGI-reststromen als veevoer, nemen we aan dat de beschikbare hoeveelheid VGI-resten voor groengasproductie met 18% toeneemt. (De bovengenoemde toename met 20% in 'Optimistisch' als gevolg van de BMV komt daar nog bovenop.)
  - Er is aangenomen dat 150.000.000 m^3 biogas van de verwachte 200.000.000 m^3 in 2030 zal worden aangewend voor de productie van groen gas (op basis van interviews met de Unie van Waterschappen).
  - Een afname van de technische beschikbaarheid van gras van 25% is aangenomen vanwege de krimp van de veestapel. Daarnaast is het aandeel dat wordt gebruikt voor de productie van groen gas aangepast van 15% naar 10% (eigen inschatting).
- De berekende groen gasvolumes gaan uit van de omzetting van biogrondstoffen met behulp van vergisting en houtvergassing. Om rekening te houden met de hogere groen gasopbrengst in geval van superkritische vergassing is een meeropbrengstfactor berekend van 2,17, uitgaande van een energieconversierendement van 90%, inschattingen van energierendementen van vergisting van verschillende biomassa-stromen en aannames over aandelen van verschillende typen biomassastromen in de biomassa die de superkritische vergassers in gaan.

Interactie met de HBE-markt

- We nemen aan dat groengasproducenten een toenemend aantal langetermijncontracten afsluiten met bio-lng-producenten met een contractduur van 5 tot 10 jaar. Dit omdat de administratieve bio-lng-route en hoge HBE-prijzen de HBE-markt erg aantrekkelijk maken. De kans dat zo'n langetermijncontract wordt afgesloten is in de analyse als volgt verondersteld voor verschillende typen installaties:
  - Geplande installaties met eigen liquefier: 75%
  - Installaties die uit de SDE++ lopen voor 2024: 50%
  - Installaties die online komen als BMV-markt verzadigd is: 50%
  - Overige installaties (vergisters): 5%

Kosten

- Voor de kostenanalyse zijn nationale productiekosten van groen gas tussen nu en 2030 aangenomen zoals weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8 - Aangenomen nationale productiekosten (€/m³ groen gas)[20]

Jaartal	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Monomest gemiddeld	0.62	0.62	0.62	0.63	0.63	0.64	0.64	0.65	0.65	0.66	0.66
Slibvergisting	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Biomassavergassing hout	0.55	0.54	0.53	0.52	0.51	0.50	0.49	0.47	0.46	0.45	0.44
SKW/biomassavergassing excl. hout	0.77	0.75	0.74	0.72	0.71	0.69	0.68	0.66	0.65	0.63	0.62
Co-/allesvergisting	0.51	0.51	0.51	0.52	0.52	0.52	0.52	0.53	0.53	0.53	0.53

— Voor de kostenanalyse zijn groengasproductiekosten voor producenten van groen gas tussen nu en 2030 aangenomen zoals weergegeven Tabel 9. Hierbij is aangenomen dat mest en slib gemiddeld gratis blijven (in sommige gebieden zal een producent moeten betalen voor mest, terwijl hij in andere regio's met overschotten geld toe krijgt). Voor houtvergassing is (o.b.v. het biomassapotentieel) aangenomen dat 75% van het gebruikte hout afkomstig is van huishoudens en gratis is, en dat 25% natuurhout is en gemiddeld € 45 per ton kost[21]. Voor snoeihout nemen we een prijsstijging aan die oploopt tot 50% in 2030 en voor andere reststromen een prijsstijging die oploopt tot 100% in 2030.

Tabel 9 - Productiekosten voor producent inclusief duurdere biomassa, excl./incl. kostendaling (€/kWh)

Jaartal	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Exclusief kostendaling									
Grootschalige allesvergisting	0.074	0.077	0.080	0.083	0.085	0.088	0.091	0.094	0.097
Monomestvergisting < 400 kW	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093	0.093
Monomestvergisting > 400 kW	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
Slibvergisting	0.032	0.032	0.032	0.032	0.032	0.032	0.032	0.032	0.032
Verbeterde slibvergisting	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068
Biomassavergassing hout	0.073	0.073	0.074	0.074	0.074	0.075	0.075	0.075	0.075
SKW (gelijk aan biomassavergassing excl. B-hout)	0.094	0.096	0.098	0.099	0.101	0.103	0.104	0.106	0.108
Inclusief kostendaling									
Grootschalige allesvergisting	0.074	0.077	0.079	0.082	0.084	0.087	0.089	0.092	0.094
Monomestvergisting < 400 kW	0.093	0.092	0.092	0.091	0.090	0.090	0.089	0.088	0.088
Monomestvergisting > 400 kW	0.074	0.074	0.074	0.073	0.073	0.073	0.073	0.072	0.072
Slibvergisting	0.032	0.032	0.032	0.031	0.031	0.031	0.031	0.031	0.031
Verbeterde slibvergisting	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.067	0.067	0.067
Biomassavergassing hout	0.073	0.072	0.071	0.070	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064
SKW (gelijk aan biomassavergassing excl. B-hout)	0.094	0.094	0.094	0.094	0.093	0.093	0.093	0.092	0.092

[20] Persoonlijke correspondentie met het PBL.

[21] SDE++-conceptadvies biomassa vergassing.

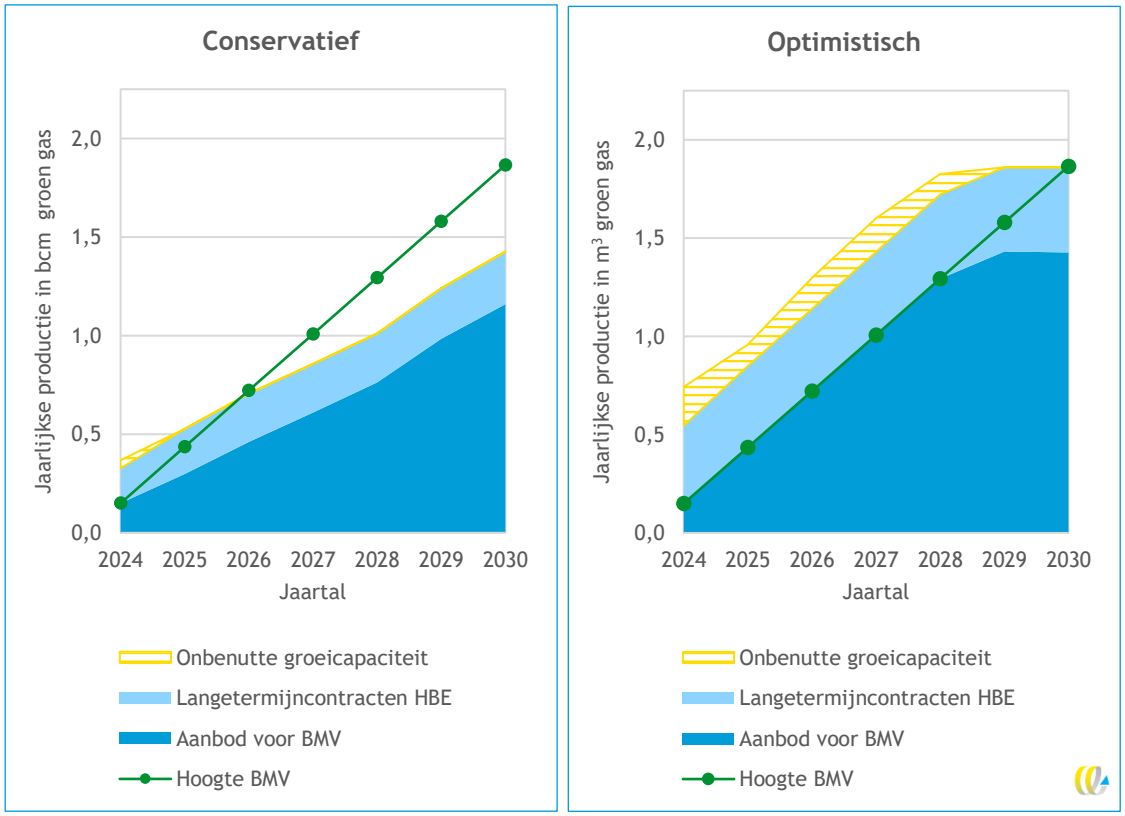
- We nemen aan dat groen gasleveranciers die niet aan de bijmengverplichting voldoen een boete betalen van € 3,00/m^3 groen gas.
- De systeemkosten voor investeringen in het aardgasnet die nodig zijn om de toename van groen gasinvoeding te faciliteren (boosterstations, etc.) zijn gesteld op € 100 miljoen per miljard kubieke meter groen gas.
- De eenmalige uitvoeringskosten bedragen € 10 miljoen. Daarnaast wordt € 3 miljoen per jaar betaald aan uitvoeringskosten.
- Aangenomen is dat huishoudens gedeeltelijk gecompenseerd worden door de overheid voor de stijging van hun aardgasrekening. De hoogte van de compensatieregeling is overgenomen uit het Coalitieakkoord en bedraagt € 225 miljoen per jaar taakstellend. Deze compensatie komt bij de huishoudens terecht via een vaste korting per aansluiting.
- We nemen aan dat de aardgasprijs in 2024 € 0,50/m^3 bedraagt (een nasleep van de sterke marktprijsstijging in 2021) en dat deze richting 2030 geleidelijk afneemt tot de geraamde prijs in de KEV2021 (€ 0,22 per m^3).

Emissies

- Voor de berekening van de broeikasemissiereductie zijn we uitgegaan van 56,4 kg CO_2/GJ groen gas. Dit gaat om de zogenaamde Scope 1-emissies, dat wil zeggen, de directe emissies die vrijkomen bij de verbranding van groen gas (NEA, 2019)

D Resultaten voor de hoge variant

Hoge variant leidt tot kwalitatief vergelijkbare resultaten met coalitievariant

In deze bijlage laten we zien hoe de productiecapaciteit zich zou ontwikkelen bij een bijmengverplichting die hoger is dan in het Coalitieakkoord. We gaan hierbij uit van een verplichtingshoogte die lineair oploopt tot 1,87 bcm in 2030. Deze hoogte komt overeen met 20% van de gaslevering in 2030 volgens de KEV 2021 (de 1,6 bcm uit het Coalitieakkoord is gebaseerd op ramingen uit de KEV 2020). Figuur 42 laat zien dat de resultaten voor de hoge variant vergelijkbaar zijn met die voor de coalitievariant. Zowel onder conservatieve als optimistische aannames lijkt de doelstelling in 2030 niet te kunnen worden gehaald. In het optimistische scenario treden door de relatief hogere doelstellingen als vanaf 2029 haalbaarheidsproblemen op.

Figuur 42 - Productiecapaciteit onder de hoge variant