TNO innovation for life

Scenario's voor gebruik en bekostiging van het landelijke waterstofnet



TNO Publiek ⟩ TNO-2026-16826
12 juni 2026

Energy & Materials Transition
www.tno.nl
+31 88 866 23 45
info@tno.nl

TNO-2026-16826 – 12 juni 2026

Scenario's voor gebruik en bekostiging van het landelijke waterstofnet

Auteurs	M. Weeda, K. Smekens, M. Colakoglu
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal bijlagen	6
Opdrachtgever	Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Programmanaam	Kennis voor Energietransitie
Projectnaam	Intertemporele kostentoerekening voor het waterstoftransportnet

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

© 2026 TNO

Samenvatting

Er is brede consensus dat hernieuwbare en koolstofarme waterstof een onmisbare schakel vormen in het realiseren van een klimaatneutrale industrie en energievoorziening. In de Europese Unie en de lidstaten wordt daarom beleid ontwikkeld om zowel vraag als aanbod van waterstof van de grond te krijgen. Hierbij zet Nederland vooral in op hernieuwbare waterstof. Een infrastructuur om vraag en aanbod met elkaar te verbinden is daarbij een belangrijke randvoorwaarde. Met de realisatie van een landelijk netwerk voor waterstof geeft Gasunie-dochter Hynetwork Services (HNS/Gasunie) invulling aan die randvoorwaarde voor Nederland.

In 2023 heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) HNS/Gasunie officieel belast met de aanleg en het beheer van het landelijke waterstofnetwerk. Ondertussen zijn de plannen verder uitgewerkt en is ook de tijdlijn van het uitrolplan aangepast. In april 2025 is het nieuwe uitrolplan naar KGG gestuurd, maar bij het schrijven van dit rapport is het plan nog niet definitief vastgesteld door de minister. Met de nieuwe planning van het uitrolplan is ook de aanvankelijke inschatting van investeringen naar boven bijgesteld van € 1,5 mld. (prijspeil 2020) naar € 3,8 mld., met een bandbreedte van €2,8 - €4,9 mld. (prijspeil 2024). Tegelijkertijd komt ook de ontwikkeling van productie en gebruik van hernieuwbare waterstof langzamer op gang dan verwacht.

Door de stijgende kosten en een achterblijvende behoefte aan transport van waterstof kunnen tarieven voor een aansluiting op het HNS-netwerk voor vroege klanten erg hoog worden als jaarlijkse kosten moeten worden gedekt door jaarlijkse inkomsten. Een mogelijke uitweg hiervoor is het instrument ‘intertemporele kostentoerekening’, ook wel amortisatie. Hierbij worden in de volloopfase van het netwerk niet kostendekkende tarieven gehanteerd. Het tekort aan inkomsten leidt tot een financieringsbehoefte bij de netbeheerder. Na de volloopfase wordt een tarief gehanteerd dat hoger is dan het kostendekkende tarief totdat de initiële tekorten aan inkomsten in een latere fase zijn goedgemaakt door stijgende inkomsten uit een toenemend gebruik van het netwerk. De tekorten en overschotten worden vereffend via een amortisatierekening.

Om een aantal redenen is inzicht vereist in de mogelijke ontwikkeling van de amortisatierekening:

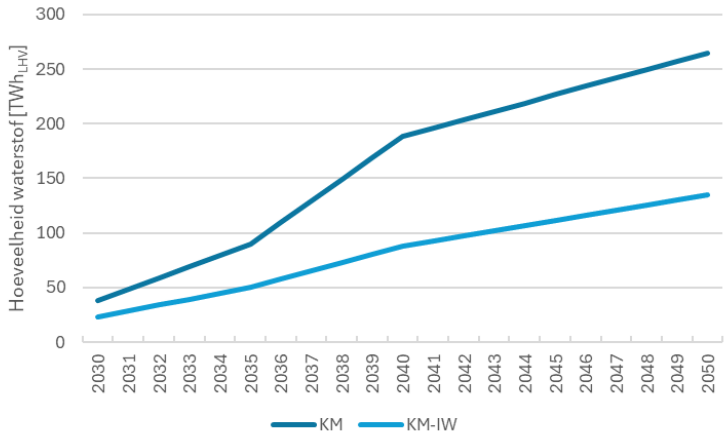
- De ACM moet kunnen vaststellen of en in hoeverre toepassing van intertemporele kostentoerekening bij het vaststellen van tarieven mogelijk is.
- De Rijksoverheid moet kunnen inschatten of risico’s op het niet kunnen aflossen van de amortisatierekening aanvaardbaar zijn en moet hier mogelijk een reservering voor opnemen in de begroting.
- Financiers van de amortisatierekening moeten kunnen vaststellen of en wanneer de amortisatierekening kan worden afgelost.

Om inzicht te krijgen in de mogelijke ontwikkeling van de amortisatierekening is in deze studie een verkenning uitgevoerd naar plausibele scenario’s voor de ontwikkeling van de vraag naar transportcapaciteit van waterstof en hoe de amortisatierekening er voor deze scenario’s uitziet. Daarnaast zijn risico’s geïdentificeerd die aflossing van de amortisatierekening kunnen bemoeilijken en mogelijke maatregelen die deze risico’s kunnen mitigeren. De studie komt tot de volgende bevindingen:

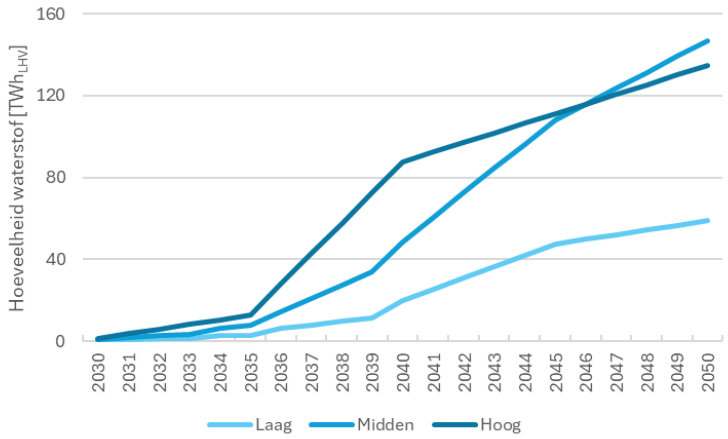
- Er is een groeiende overtuiging dat de omvang van de energie-intensieve industrie zal afnemen vanwege de relatief hoge energiekosten voor die industrie in Nederland en dat het ontstaan van nieuwe duurzame energie-intensieve industrie erg onzeker is. Dit is van belang voor waterstof omdat het vooral de energie-intensieve industrie is die voor het overgrote deel de behoefte aan waterstof bepaalt. Het betreft met name de raffinage van aardolie en de productie van ammoniak, methanol, synthetische brandstoffen (e-fuels), biobrandstoffen en ijzer en staal. Recent zijn daarom een aantal toonaangevende energiescenario's voor Nederland van Netbeheer Nederland en TNO aangepast om de effecten van een beperkte rol voor de energie-intensieve industrie in Nederland te verkennen. Deze scenario's zijn gebruikt als uitgangspunt voor een Laag, Midden en Hoog waterstofscenario in deze studie. Voor de periode 2030-2035 zijn verdere aanpassingen gedaan. Hier is een recente update voor gebruikt van de 'Volumestudie Waterstofdragers'. In het algemeen liggen de volumes in de scenario's die zijn samengesteld voor deze studie een stuk lager dan de waterstofvolumes die tot voor kort als richtinggevend werden gezien zoals het volume uit het Koersvaste Middenweg scenario van Netbeheer Nederland. Tabel S.1 geeft een samenvatting van de inschatting aan waterstofvolumes die in de scenario's via het HNS-netwerk worden getransporteerd. Figuur S.1 toont het verschil in volumeontwikkeling tussen het Koersvaste Middenweg scenario en het aangepaste scenario Koersvaste Middenweg-Import Waterstofdragers dat in deze studie is gebruikt voor het hoge waterstofscenario. Figuur S.2 toont de uiteindelijke volumescenario's die zijn gebruikt in deze studie. Figuur S.3 toont de resultaten van vertaling van volumes naar het totaal aan transportcapaciteit van de aansluitingen op het HNS-netwerk. Deze resultaten zijn gebruikt als invoergegevens voor de berekeningen van intertemporele toerekening (de amortisatie) van kosten voor het HNS-netwerk

Tabel S.1: Overzicht van hoeveelheden waterstof in de scenario's Laag, Midden en Hoog die via het HNS-netwerk worden getransporteerd (in [TWh_{LHV}]).

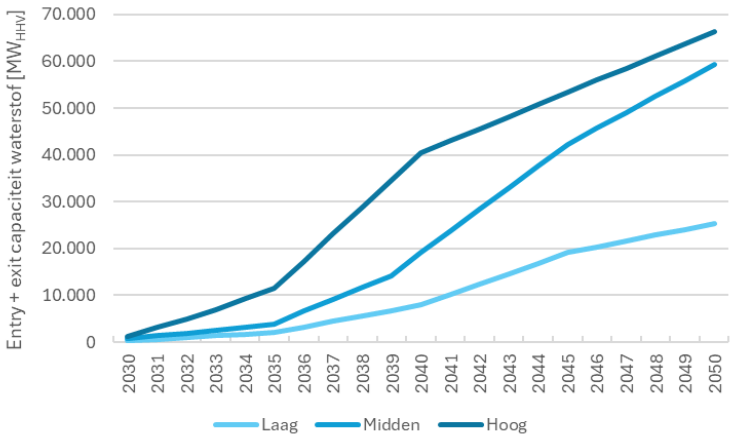
Scenario	Waterstofvraag	2030 [TWh_{LHV}]	2035 [TWh_{LHV}]	2040 [TWh_{LHV}]	2050 [TWh_{LHV}]
Laag	Totaal	0,6	3,2	20,0	58,9
	wv. industrie NL	0,6	2,1	4,6	26,9
	wv. overig NL	0,0	0,1	0,0	0,2
	wv. export	0,0	0,9	15,3	31,7
Midden	Totaal	1,1	7,8	48,7	146,9
	wv. industrie NL	1,0	4,9	24,3	106,2
	wv. overig NL	0,1	0,4	5,5	1,1
	wv. export	0,0	2,5	18,9	39,6
Hoog	Totaal	1,5	12,8	87,8	134,7
	wv. industrie NL	1,4	7,4	25,3	43,5
	wv. overig NL	0,1	1,4	14,1	26,0
	wv. export	0,0	4,0	48,3	65,2



Figuur S.1: Vergelijking van de hoeveelheden waterstof in het KM-scenario en de KM-IW variant, met lineaire interpolatie voor de jaren tussen de scenario-zichtjaren 2030, 2035, 2040 en 2050.



Figuur S.2: Weergave van de waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog in [TWh_{LHV}].



Figuur S.3: Ontwikkeling van de gecombineerde entry/exit transportcapaciteit op het HNS-netwerk voor de waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog.

- In de scenario's vormt het waterstofvolume dat wordt geëxporteerd een aanzienlijk aandeel van het totale waterstofvolume dat via het HNS-netwerk wordt getransporteerd. Het aandeel varieert van ongeveer 30% tot meer dan 50% is alle scenario's. In de schatting voor het lage waterstofscenario vormt de exportcomponent vanaf 2036 meer dan de helft van het volume dat via het HNS-netwerk wordt getransporteerd, tot zelfs iets meer dan driekwart in 2040. Hoewel het aandeel in transportcapaciteit lager is omdat export voornamelijk baseload betreft kan een afname van het volume een aanzienlijk effect hebben op de inkomsten voor het netwerk en de amortisatierekening. De grote afhankelijkheid van export, met name naar Duitsland, is een risico voor het geval de export lager uitvalt dan in de scenario's verondersteld, of wanneer de infrastructuur voor import en transport zich in de buurlanden sneller ontwikkeld waardoor import vanuit Nederland minder nodig is. Een aanvullend risico hierbij kan een eventuele discussie zijn over verlaging van het 'cross-border' tarief met Duitsland in het geval de tarieven met andere landen lager liggen en export vanuit Nederland hierdoor onder druk komt te staan.

- Voor ontwikkeling van de amortisatierekening zijn de waterstofscenario's gecombineerd met drie varianten voor de investeringskosten voor het waterstofnetwerk. Het betreft varianten die de P10- (Laag), P50- (Midden) en P90-raming (Hoog) voor de investeringskosten vertegenwoordigen. Ondanks de lagere volumes en de vertaling daarvan naar een lagere behoefte aan transportcapaciteit van waterstof ten opzichte van eerdere scenario's blijkt uit de doorrekeningen dat voor de meeste combinaties van waterstofscenario's en investeringskosten, aflossing van de amortisatierekening binnen 25 jaar mogelijk. Alleen bij de combinatie van het lage waterstofscenario en de hoge investeringskosten is bij de gebruikte financiële parameterwaarden voor de doorrekening meer dan 30 jaar nodig. Aflossing vindt in dat geval na 31 jaar plaats.

- Het maximum tekort op de amortisatierekening vormt één van de belangrijkste parameter voor het amortisatiemodel. Het vertegenwoordigt de financieringsbehoefte voor het waterstofnetwerk bij de netbeheerder en toont de opgave voor het vinden van financiën voor de amortisatierekening. Het maximum op de amortisatierekening varieert van iets meer dan € 180 mln. voor het hoge waterstofscenario bij de lage investeringskosten, tot ruim € 4,9 mld. bij het lage scenario met de hoge investeringskosten. Het lage waterstofscenario in combinatie met de P50-schatting voor de investeringen resulteert in een maximum op de amortisatierekening van bijna € 3,2 mld. Gezien de huidige trend van vertraging in de ontwikkeling van waterstof, de druk op de energie-intensieve industrie en oplopende investeringskosten lijkt een financieringsbehoefte in de richting van de bovengrens op het ogenblik waarschijnlijker dan in de richting van de ondergrens.

- Bij een langzame ontwikkeling van de behoefte aan transportcapaciteit voor waterstof op een blijvend laag niveau en oplopende (investerings)kosten kan dat tot een prognose leiden dat doorgaan met het amortisatiemodel duurder is dan stoppen. Bij stoppen wordt de resterende waarde van het netwerk (de gestandaardiseerde activawaarde (GAW)) versneld afgeschreven ten laste van de amortisatierekening die vervolgens wordt afgelost door de garantie van EZK. De reservering voor deze garantie in combinatie met de amortisatierekening is een stuk hoger dan alleen de financieringsbehoefte voor de rekening. Voor het lage waterstofscenario bij de hoge investeringskosten is de financiële "exposure" bijna € 8,6 mld. (grofweg € 4,9 mld. voor de amortisatierekening en € 3.7 mld. voor de GAW).

- Een belangrijke optie om bij een achterblijvende vraag naar transportcapaciteit de financieringsbehoefte voor de amortisatierekening te beperken is om de investeringen in de laatste fase van het initiële netwerk (Fase 4) uit te stellen. Fase 1 t/m 3 worden wel

gerealiseerd waarmee ook zonder Fase 4 verbindingen ontstaan tussen de clusters, met het buitenland en met de opslagfaciliteiten. Maar onder andere de IJsselmeerroute en aanvullende grensverbindingen zouden worden uitgesteld. Voor de berekeningen levert uitstel van de investeringen waarbij activering plaatsvindt rond of net na de piek in de amortisatierekening vergelijkbare resultaten als berekeningen zonder de investeringen. Zonder de investeringen in Fase 4 daalt het maximum op de amortisatierekening volgens de berekeningen met € 1,0 mld., ruim 20%, en komt uit op bijna € 3,9 mld. Tegelijk dalen de rentelasten met € 1,3 mld. en kan de amortisatierekening 7 jaar eerder worden afgelost. Ook de daling van de resterende GAW is positief; de daling met € 143 mln. bedraagt iets meer dan 10%. Bij vroegtijdige beëindiging bedraagt de combinatie van het saldo op de amortisatierekening en de resterende GAW maximaal € 6,8 mld.

- Een andere belangrijke mitigerende maatregel voor het amortisatiemodel is om beleid te ontwikkelen dat de vraag naar met name hernieuwbare waterstof zodanig stimuleert dat een ontwikkeling van volume en transportcapaciteit hoger uitkomt dan het lage waterstofscenario. Ontwikkeling van dergelijk beleid kost tijd en het effect daarvan zal naar verwachting pas tot capaciteitsboekingen leiden in de richting van 2035 en daarna. Het huidige beleid en de beschikbare budgetten lijken voldoende om de volumes van het lage waterstofscenario tot 2035 te realiseren. Maar voor de periode daarna, of om voor 2035 op de volumes van de hogere waterstofscenario's uit te komen zijn naar verwachting nog wel aanvullende maatregelen en budgetten nodig.

- Volledige subsidie van de tekorten aan inkomsten in de aanloopfase van HNS-netwerk en compensatie (subsidiëring) van de rente op de amortisatierekening zijn onderzocht als alternatieven voor het amortisatiemodel.
  - Een subsidiemodel is een mogelijk alternatief, maar het verschil tussen het amortisatie- en een subsidiemodel is van belang bij interpretatie en beoordeling van de resultaten. Bij het amortisatiemodel kan de financiering, inclusief de rente, in principe helemaal worden terugverdiend en worden de kosten voor het netwerk helemaal door de gebruikers van het netwerk betaald. Subsidie is een uitgave voor de overheid die niet (direct) kan worden terugverdiend. Bij subsidie wordt een deel van de kosten van het netwerk door de overheid gedragen.
  - Het budget dat nodig is voor volledige subsidiëring is lager dan de behoefte aan financiering voor de amortisatierekening. Bij het lage waterstofscenario met de hoge investeringskosten is het totaal aan subsidie € 1,25 mld. lager dan de financiering van € 4,9 mld. voor de amortisatierekening. De subsidieperiode is met 12 jaar 2 jaar korter dan de periode waarin stortingen op de amortisatierekening nodig zijn. Nadat de inkomsten voldoende zijn geworden en geen subsidie meer nodig is resteert een GAW van bijna € 3,7 mld. Dit is een maat voor het budget dat nodig is als op dat moment wordt besloten om het netwerk versneld af te schrijven. Bij voortijdige beëindiging door slechte vooruitzichten bedraagt de combinatie van totaal uitgekeerde subsidie en resterende GAW die versneld wordt afgeschreven maximaal € 7,7 mld.
  - Subsidiëring van alleen de rente op de amortisatierekening is een tussenvariant. Het maximum op de amortisatierekening is € 1,25 mld. lager dan zonder compensatie van de rente. Aflossing van de amortisatierekening vindt 7 jaar eerder plaats. Het aantal jaar dat een storting op de amortisatierekening moet worden gedaan is 1 jaar korter, maar de rente moet wel gedurende 24 jaar worden gecompenseerd. Bij vroegtijdige beëindiging bedraagt de combinatie van het saldo op de amortisatierekening, de resterende GAW en het totaal aan gecompenseerde rente maximaal € 8,4 mld.

Inhoudsopgave

Samenvatting 3

1 Inleiding 9
1.1 Achtergrond 9
1.2 Onderzoeksvraag 10
1.3 Aanpak 10
1.4 Leeswijzer 11

2 Waterstofscenario's 12
2.1 Overzicht van beschikbare scenario's 12
2.2 Constructie van scenario's voor de studie 17
2.3 Waterstofvolumes in de scenario's 18
2.4 Vertaling van volumes naar capaciteiten 20

3 Spreiding van de kosten van het landelijke waterstofnet 22
3.1 Amortisatie van investeringen en leningen 22
3.2 Kostenscenario's voor het waterstofnet 22
3.3 Parameterwaarden voor de amortisatie 24
3.4 Resultaten voor amortisatiemodel 25
3.5 Vergelijking amortisatie met subsidiemodel 28

4 Risico's en mitigerende maatregelen 31
4.1 Risico die zijn gedekt door de scenario's 31
4.2 Resterende risico's 31
4.3 Effecten van resterende risico's en mitigerende maatregelen 33

5 Conclusies 37

Referenties 40

Bijlagen
Bijlage A: KM-IW variant 42
Bijlage B: CI- en LCI-scenario's 43
Bijlage C: Van waterstofvolumes naar waterstoftransportcapaciteit 46
Bijlage D: Investeringskosten 49
Bijlage E: Investeringskosten voor het landelijke waterstofnetwerk exclusief Fase 4 50
Bijlage F: Beschrijving van risico's 51

1 Inleiding

Dit rapport beschrijft de aanpak en resultaten van een studie naar de mogelijkheden om de ontwikkeling van de transporttarieven voor het landelijke waterstofnetwerk van Hynetwork Services stabiel en voorspelbaar te laten zijn door de kosten van het netwerk over een langere periode te verdelen en zo beter in de tijd te spreiden. Dit zou tot een eerlijkere verdeling moeten leiden van de initiële kosten van het waterstofnetwerk tussen de eerste gebruikers en de toekomstige gebruikers van het netwerk. Hoge initiële tarieven kunnen ook een knelpunt op kunnen leveren in business cases voor waterstof wat kan leiden tot vertraging in benutting van het netwerk en behoefte aan alternatieve aanvullende financiering van het netwerk.

1.1 Achtergrond

Sinds het klimaatakkoord van Parijs is er grote belangstelling voor hernieuwbare en koolstofarme waterstof.[1] Er is ondertussen brede consensus dat het een onmisbare schakel is in het realiseren van een klimaatneutrale industrie en energievoorziening. In de Europese Unie en de lidstaten wordt daarom het nodige beleid ontwikkeld om zowel vraag als aanbod van hernieuwbare en koolstofarme waterstof van de grond te krijgen. Een infrastructuur om vraag en aanbod met elkaar te verbinden is daarbij een belangrijke randvoorwaarde. Met de realisatie van een landelijk netwerk voor waterstof geeft Gasunie-dochter Hynetwork Services (HNS/Gasunie), invulling aan die randvoorwaarde voor Nederland.

Het landelijke waterstofnetwerk (HNS-netwerk) wordt gefaseerd aangelegd waarbij voor een groot deel gebruik wordt gemaakt van bestaande aardgasleidingen. In 2023 heeft de minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK) HNS/Gasunie officieel belast met de aanleg en het beheer van het landelijke waterstofnetwerk als een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB). In 2023 is tevens een subsidie van maximaal € 750 mln. beschikbaar gesteld aan HNS/Gasunie voor de aanloopverliezen en realisatie van het netwerk [1]. Ondertussen zijn de plannen verder uitgewerkt waarbij is gebleken dat de oorspronkelijke planning niet haalbaar is. In december 2024 is een voorstel voor aanpassing van het uitrolplan [2] ter consultatie aan de markt voorgelegd. Na verwerking van de reacties is het aangepaste uitrolplan in april 2025 naar het ministerie van Klimaat en Groene Groei (KGG) gestuurd, maar bij het schrijven van dit rapport is het plan nog niet definitief vastgesteld door de minister. Met de aanpassing van het uitrolplan is ook de kostenraming voor het netwerk naar boven bijgesteld. Na de aanvankelijke inschatting van €1,5 mld. (prijspeil 2020) [3] worden begin 2025 de investeringskosten geschat op € 3,8 mld. met een bandbreedte van € 2,8 - € 4,9 mld. (prijspeil 2024) [4].

Tegelijkertijd komt ook de ontwikkeling van productie en gebruik van hernieuwbare en koolstofarme waterstof langzamer op gang dan verwacht. Er wordt wel geïnvesteerd in CO_2-afvang bij bestaande waterstofproductie. Maar hier is alleen infrastructuur voor afvoer en opslag van CO_2 voor nodig. Er is onvoldoende stimulering om een goede business case voor

[1] Hernieuwbare waterstof, een ‘renewable fuel of non-biological origin’ (RFNBO), wordt geproduceerd door elektrolyse van water met voornamelijk hernieuwbare elektriciteit Koolstofarme waterstof is Waterstof afkomstig van niet-hernieuwbare bronnen, doorgaans fossiele brandstoffen met koolstofafvang of kernenergie. Om hernieuwbaar of koolstofarm genoemd te mogen worden geldt in beide gevallen dat de waterstof een reductie van de broeikasgasemissies van minstens 70% behaalt in vergelijking met een fossiele waterstofreferentie.

nieuwe fabrieken voor koolstofarme waterstof op basis van aardgas te realiseren. Nederland zet vooral in op productie van hernieuwbare waterstof. Er is echter nog weinig ervaring met elektrolyse voor grootschalige productie van die waterstof. Verder zijn de investeringskosten voor een elektrolyseproject nog hoog. Samen met hoge elektriciteitsprijzen en kosten voor het elektriciteitsnet leidt dit tot dure waterstof waarvoor beperkte betalingsbereidheid is. Tot slot ontbreekt het nog aan doelen en verplichtingen voor de periode na 2030/2035 en is de regelgeving voor de korte(re) termijn nog niet volledig uitgekristalliseerd. Als gevolg van deze en andere onzekerheden zijn marktpartijen terughoudend om te investeren.

De Algemene Rekenkamer heeft onlangs haar zorgen geuit over de stijgende kosten van het HNS-netwerk en een achterblijvende behoefte aan transport van waterstof [5]. Hierdoor zouden tarieven voor een aansluiting op het HNS-netwerk voor vroege klanten erg hoog worden als jaarlijkse kosten moeten worden gedekt door jaarlijkse inkomsten. Een mogelijke uitweg hiervoor wordt geboden door de gewijzigde Gasverordening [6] die toepassing van zogenoemde ‘intertemporele toerekening van kosten’ van het HNS-netwerk toestaat. Daarmee kan de terugbetaling van de kosten van het netwerk over een bepaalde tijd worden uitgespreid. Dit wordt ook wel amorisatie genoemd. Effectief komt het erop neer dat een deel van de vergoeding van de initiële kosten van het net ook worden betaald door toekomstige gebruikers. Dit heeft een dempend effect op de tarieven voor transportcapaciteit van klanten in de volloopfase.

Door toepassing van niet kostendekkende tarieven in de volloopfase ontstaat een financieringsbehoefte bij de netbeheerder. Het saldo van de ‘amortisatierekening’ stijgt in de periode waarin kosten hoger zijn dan de inkomsten uit tarieven. Na verloop tijd stelt de toezichthouder – de Autoriteit Consument & Markt (ACM) - tarieven vast die hoger liggen dan de kosten waardoor de rekening wordt afgelost. Om een aantal redenen is inzicht vereist in de ontwikkeling van de amortisatierekening:

- De ACM moet kunnen vaststellen of en in hoeverre toepassing van intertemporele kostentoerekening bij het vaststellen van tarieven mogelijk is.
- De Rijksoverheid moet kunnen inschatten of risico’s op het niet kunnen aflossen van de amortisatierekening aanvaardbaar zijn en moet hier mogelijk een reservering voor opnemen in de begroting.
- Financiers van de amortisatierekening moeten kunnen vaststellen of en wanneer de amortisatierekening kan worden afgelost.

1.2 Onderzoeksvraag

Uit de redenen die inzicht vereisen in de ontwikkeling van de amortisatierekening volgen de volgende onderzoeksvragen voor deze verkenning:

- Wat zijn plausibele scenario’s voor de ontwikkeling van de vraag naar transportcapaciteit van waterstof en hoe ziet de amortisatierekening eruit voor deze scenario’s?
- Wat zijn, gegeven de scenario’s, de risico’s waardoor de amortisatierekening niet afgelost zou kunnen worden en hoe kunnen deze risico’s gemitigeerd worden?

1.3 Aanpak

Voor het onderzoek zijn achtereenvolgens de volgende activiteiten uitgevoerd:

- Inventarisatie en analyse van recente energie- en waterstofscenario’s.
- Construeren van drie waterstofscenario’s op basis van beschikbare gegevens in overleg met EZK; een Laag, Midden en Hoog waterstofscenario.
- Vertaling van de waterstofvolumes van de scenario’s naar een inschatting van transportcapaciteiten van producten, afnemers (inclusief export) en waterstofopslagen.

- Opstellen van een cashflow-model voor de jaarlijkse kosten en inkomsten voor het waterstofnet en de ontwikkeling van de amortisatierekening.
- Uitvoeren van de cashflow-berekeningen voor de waterstofscenario's waarbij voor elk van de scenario's drie varianten voor de investeringskosten in het waterstofnet zijn bekeken.
- Uitvoeren van een gevoeligheidsanalyse voor het bepalen van het effect van een aantal belangrijke parameters op de termijn waarin de amortisatierekening kan worden afgelost.
- Inventarisatie van (diverse type) risico's waardoor de amortisatierekening niet afgelost zou kunnen worden en van maatregelen om de risico's te verkleinen.

De aanpak van het onderzoek en tussentijdse resultaten zijn gepresenteerd en bediscussieerd in drie bijeenkomsten met een klankbordgroep bestaande uit vertegenwoordigers van het ministerie van Financiën, het ministerie van EZK, de ACM en Gasunie.

1.4 Leeswijzer

De opbouw van het rapport volgt de lijn van de aanpak van het onderzoek. Hoofdstuk 2 bevat een inventarisatie van recente energie- en waterstofscenario's en een beschrijving van de scenario's die op basis daarvan zijn ontwikkeld voor deze studie. Hoofdstuk 3 geeft een overzicht van de invoergegevens en de resultaten van de amortisatieberekeningen, inclusief de resultaten van de gevoeligheidsanalyse. In hoofdstuk 4 worden de risico's besproken die aflossing van de amortisatierekening kunnen bemoeilijken, en mogelijke maatregelen om de risico's te verkleinen. Tot slot bevat hoofdstuk 5 de conclusies van dit onderzoek.

2 Waterstofscenario’s

De kosten van het landelijke waterstofnet moeten worden gedekt door inkomsten van klanten die vanwege een behoefte aan transport en opslag van grote hoeveelheden waterstof een aansluiting op het net hebben. Om in te kunnen schatten of en op welke manier de kosten gedekt kunnen worden is daarom eerst ontwikkeling van inzicht in de behoefte aan waterstof en transport van die waterstof via het net nodig. De transitie naar een meer duurzame samenleving met een klimaatneutraal energiesysteem is echter in volle gang en het verloop en de uitkomst daarvan zijn nog in hoge mate onzeker. Voor deze studie is daarom gekozen voor een scenariobenadering met uiteenlopende beelden voor de ontwikkeling van volumes aan waterstof en behoefte aan transport en opslag van waterstof. Dit hoofdstuk geeft een overzicht van de voor Nederland meest recente en relevante energie-en klimaatscenario’s op basis waarvan de waterstofscenario’s voor deze studie zijn opgebouwd.

2.1 Overzicht van beschikbare scenario’s

Voor deze studie zijn drie waterstofscenario’s geconstrueerd. Deze worden beschreven in de volgende paragraaf. Deze paragraaf beschrijft in de secties 2.1.1 t/m 2.1.3 eerst kort de scenario’s die uiteindelijk zijn gebruikt om de waterstofscenario’s voor deze studie te construeren. Sectie 2.1.4 ‘Overige scenario’s’ stipt de scenario’s aan die wel zijn beschouwd maar uiteindelijk niet zijn gebruikt voor de waterstofscenario’s.

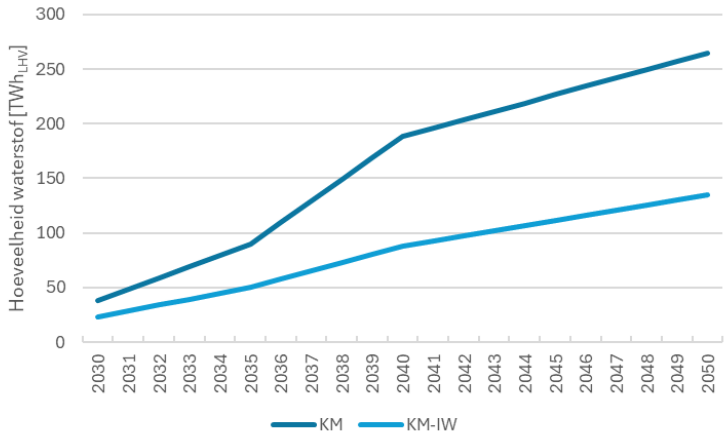
2.1.1 Koersvaste Middenweg-Import Waterstofdragers

Met het rapport ‘Netbeheer Nederland Scenario’s Editie 2025’ [7] zijn in mei 2025 de meest recente versies van de energiescenario’s van Netbeheerder Nederland (NBNL) gepubliceerd. Uitgangspunt van alle scenario’s is dat klimaatneutraliteit wordt bereikt in 2050. Het “Koersvaste Middenweg” (KM) scenario omschrijft ten opzichte van de drie andere scenario’s een meer gemiddeld beeld wat betreft politieke, economische, maatschappelijke, technologische en ecologische ontwikkelingen, en vormt zo een soort referentiescenario. Kort samengevat sluit het scenario voor de korte termijn aan bij het ingezette beleid in Nederland en Europa en geeft het voor de langere termijn een bijstelling van de inschattingen van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) uit 2023 [8]. Dit betekent dat elektriciteit de ruggengraat gaat vormen van het energiesysteem. Hierbij wordt maximaal ingezet op de groei van het gebruik van hernieuwbare bronnen en ook van kernenergie. Waterstof speelt een belangrijke rol bij de inpassing van variabel aanbod van elektriciteit uit zon en wind in het energiesysteem (systeemrol) met vooral toepassingen in de industrie en, via e-fuels, in de internationale lucht- en scheepvaart. Het scenario gaat ervan uit dat de belangrijkste industriesectoren worden ondersteund met overheidsbeleid terwijl ook nieuwe industrie de ruimte krijgt. Nederland maakt werk van een strategisch aandeel binnenlandse productie met ook sterke inzet op import en opslag van hernieuwbare en koolstofarme waterstof. Daarbij ondersteunt en vergemakkelijkt de inzet van koolstofarme waterstof de transitie naar hernieuwbare waterstof. Voor een uitgebreide beschrijving wordt verwezen naar het rapport.

In opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) is als onderdeel van het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) een ‘Verkenning Import Waterstofdragers’ (IW) uitgevoerd op het KM-scenario. Deze verkenning onderzoekt de impact van een lagere energievraag in de industrie en sluit naar verwachting beter aan bij de vertraging in

elektrificatie van de industrie en de ontwikkeling van waterstof, en bij de mogelijkheid dat het meest energie-intensieve deel van de industrie afneemt als gevolg van relatief dure energie in Nederland. De onderliggende aannames zijn ontwikkeld met het ministerie. NBNL heeft de doorrekening uitgevoerd met het Energie Transitie Model (ETM), een simulatiemodel. De verkenning is informerend voor de actualisatie van het NPE waarvan de publicatie gepland staat voor Prinsjesdag 2026.

Het KM-IW scenario veronderstelt dat productie van hernieuwbare waterstof relatief duur blijft in Nederland [9], in lijn met de hoger dan eerder ingeschatte kosten van hernieuwbare waterstof uit de 'RHyCEET'-studie van TNO [10]. Dit heeft tot gevolg dat in Nederland geen grote nieuwe investeringen worden verwacht in energie-intensieve processen waarbij hernieuwbare waterstof een belangrijk deel van de productiekosten vormt, zoals de productie van e-ammoniak, e-methanol en duurzame luchtvaartbrandstoffen. Ook wordt er een kleinere tol voorzien voor de inzet van waterstof in flexibele elektriciteitscentrales voor regelbaar vermogen. Bijlage A bevat een overzicht van de belangrijkste aanpassingen met gevolgen voor het waterstofvolume in het KM-IW scenario ten opzichte van het oorspronkelijke KM-scenario. Figuur 2.1 schets de ontwikkeling van de waterstofvraag in zowel het KM-scenario en KM-IW variant, inclusief export[2]. In de IW-variant bedraagt de waterstofvraag grofweg de helft van de vraag in het oorspronkelijke KM-scenario.



Figuur 2.1: Vergelijking van de hoeveelheden waterstof in het KM-scenario en de KM-IW variant, met lineaire interpolatie voor de jaren tussen de scenario-zichtjaren 2030, 2035, 2040 en 2050.

2.1.2 'Competitive & Import 2026' en 'Less Competitive & Import 2026'

Na een eerste publicatie van de TNO-energiescenario's ADAPT en TRANSFORM in 2020 [11], en een update in 2022 [12] zijn voor het TRANSFORM-scenario een aantal varianten uitgewerkt voor verschillende ontwikkelingspaden van de industrie in het TRANSFORM-toekomstbeeld. In het ADAPT-scenario streeft de maatschappij naar het handhaven van de huidige levensstijl en behoud van de economische structuur, waaronder een sterke industriesector. Door ruime toepassing van CO_2-opslag blijven fossiele energiedragers een aanzienlijk aandeel houden in de energiemix. Vervanging van fossiele bronnen als grondstof voor de chemie wordt niet nagestreefd. Ook zijn de ambities beperkt om de brandstoffen voor de internationale lucht- een scheepvaart te verduurzamen. De emissies daarvan vallen buiten

[2] Volgens [9] tonen de cijfers alleen transportbehoevende waterstof, exclusief productie 'achter het hek.

nationale klimaatdoelstellingen. Daarentegen zijn in het TRANSFORM-scenario burgers wel bereid om hun gedrag aan te passen met als gevolg een lagere energievraag voor vervoer, inclusief luchtvaart, en een veranderende vraag naar industriële en agrarische producten. Er is beperkte ruimte voor CO_2-opslag en bedrijven investeren in processen op basis van hernieuwbare energie en duurzame grondstoffen, inclusief volledige vervanging van fossiele brandstoffen voor de lucht- en scheepvaart door duurzame varianten. De volumeproductie en het niveau van energie-intensieve processen in de industrie blijft in het TRANSFORM-scenario echter wel op peil. De industrie behoudt een sterke concurrentiepositie.

In de varianten voor het TRANSFORM-scenario zijn de effecten verkend van een veranderende concurrentiepositie. Het gaat om een verminderde afzet van producten door verzwakking van de concurrentiepositie en verplaatsing van de meest energie-intensieve delen van de productie van brandstoffen, basischemicaliën en staal als gevolg van relatief hoge energieprijzen in combinatie met import van de producten (halffabricaten) van die processen. Dit heeft geleid tot drie varianten:

- In ‘Minder Competitief’ (Less Competitive; LC) ondervindt de industrie veel internationale concurrentie. Dit leidt tot productievermindering. Producten worden nog wel steeds gemaakt uit primaire grondstoffen.
- In ‘Competitief & Import’ (Competitive & Import; CI) is de industrie internationaal concurrerend, maar is het kosteneffectiever om de omzetting van primaire grondstoffen naar halffabricaten te laten plaatsvinden daar waar duurzame energie goedkoper en ruimer beschikbaar is.
- ‘Minder Competitief & Import’ (Less Competitive & Import; LCI) is een combinatie van LC en CI: veel internationale concurrentie en import van halffabricaten in plaats van primaire grondstoffen.

Bij de ADAPT en TRANSFORM-scenario’s was de randvoorwaarde voor 2040 nog een emissiereductie van broeikasgassen van 80%. Ondertussen is de Europese doelstelling voor 2040 een emissiereductie van 90%. Verder is de toekomst van de energie-intensieve industrie in Nederland in toenemende mate onderwerp van discussie en van groot belang voor de toekomstige energievoorziening in Nederland. De industrie legt een groot beslag op het energieverbruik[3] wat bij een overgang naar hernieuwbare energie een uitdaging is vanwege de beperkte ruimte die daarvoor in Nederland beschikbaar is. Daarnaast groeit het besef dat fossiele bronnen nog geruime tijd een aanzienlijke rol zullen spelen in de energievoorziening en dat realisatie van een klimaatneutraal systeem in 2050, of binnen afzienbare termijn daarna, lastig is zonder een significante rol voor afvang en opslag van CO_2. In de aanloop naar de actualisatie van het NPE in 2026 zijn daarom voor de CI- en LCI-verhaallijnen nieuwe scenario’s gemaakt waarin ten opzichte van de TRANSFORM-varianten vooral een verruiming is voorzien van de mogelijkheid voor CO_2-opslag en de import van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen. Voor onderhavig onderzoek is gebruik gemaakt van de conceptresultaten die eind 2025 beschikbaar waren.[4] De scenario’s zijn uitgewerkt voor de zichtjaren 2030, 2040 en 2050. Omdat 5% van het Europese reductiedoel elders mag worden gerealiseerd, zijn ook varianten met een reductiedoelstelling van 85% doorgerekend. De verschillen in resultaten zijn echter beperkt. Voor deze studie zijn alleen de resultaten voor 90% gebruikt.

[3] De energie-intensieve industrie is op het ogenblik goed voor ongeveer een derde van het energieverbruik in Nederland en zorgt daarbij voor 23 procent van de uitstoot van broeikasgassen terwijl de directe bijdrage aan het bruto binnenlands product (bbp) maar 1,1 procent is.

[4] Het rapport over de scenario’s is nog niet gepubliceerd en volgt naar verwachting later in 2026.

Bijlage B bevat een overzicht van de belangrijkste aanpassingen met gevolgen voor het waterstofvolume in het CI26- en LCI26-scenario ten opzichte van de eerdere CI- en LCI-variant van het TRANSFORM-scenario. De resultaten van het CI26 en LCI2026 zijn weergegeven in paragraaf 2.3. Voor meer gedetailleerder beschrijvingen van aanpak, aannames en resultaten van de verschillende scenario's wordt hier verwezen naar de scenario-rapporten [12], [13], [14], [15].

2.1.3 Scenario's Volumestudie Waterstofdragers

In 2022 is een studie uitgevoerd door Berenschot, Arcadis en TNO die bekend is geworden als de 'Volumestudie' [16]. Doel was om inzicht te krijgen in mogelijke externe veiligheidsaspecten van import en transport door Nederland van hernieuwbare waterstofdragers (RFNBO's). Import van aanzienlijke hoeveelheden waterstofdragers werd voorzien om aan de vraag naar hernieuwbare waterstof te kunnen voldoen als gevolg van de Europese doelen voor RFNBO-waterstof uit het "Fit for 55" beleidspakket en het aanvullende REPowerEU-plan. De grote volumes ammoniak die door marktpartijen al voor de korte termijn werden geschetst waren destijds aanleiding voor ontwikkeling van de kabinetsvisie waterstofdragers [17]. Sinds die studie is om diverse redenen significante vertraging in de marktontwikkeling van waterstof opgetreden waardoor inschattingen voor nieuwe volumes hernieuwbare en koolstofarme waterstof significant lager uitvallen dan eerder geraamd. Daarom was er behoefte aan een actualisatie van de studie. De resultaten hiervan zijn eind maart 2026 opgeleverd aan het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) [18].

De focus van de actualisatie lag op de zichtjaren 2030 en 2035. Voor 2030 is een projectie voor de vraag gemaakt op basis van de vastgestelde en voorgenomen RFNBO-doelen[5] voor respectievelijk de transportsector en de industrie als onderdeel van de implementatie van de herziene Europese richtlijn voor hernieuwbare energie[6] in de Nederlandse wetgeving. Voor binnenlands aanbod van RFNBO-waterstof is gekeken naar projecten die al in aanbouw zijn of waarvoor al een investeringsbeslissing is genomen, aangevuld met een inschatting van projecten die gerealiseerd kunnen worden met de beschikbare subsidiebudgetten. De studie beschouwd daarmee alleen waterstof van nieuwe productiecapaciteit. De aanname is dat het grootste deel hiervan via het HNS-netwerk wordt getransporteerd. Voor waterstof van bestaande capaciteit is al infrastructuur aanwezig die productie met afname verbindt.

Voor 2035 zijn de onzekerheden rond doelen en beschikbare middelen veel groter. Voor dat zichtjaar is daarom gekozen voor een scenario-aanpak en zijn er drie scenario's gemaakt met de volgende verhaallijnen:

- "Krimp zet door": Dit scenario gaat uit van aanhoudend ongunstige marktomstandigheden en verdere druk op energie-intensieve industrie. Structurele afbouw van industriële activiteiten resulteert in lagere absolute vraagvolumes. Waterstof(dragers) wordt (worden) uitsluitend ingezet om aan minimale verplichtingen te voldoen; aanvullende toepassingen blijven uit.
- "Status quo": Dit scenario beschrijft een ontwikkeling waarin marktpartijen zich hoofdzakelijk richten op het voldoen aan bestaande wettelijke verplichtingen. Verdere opschaling blijft beperkt, investeringsbereidheid is terughoudend en additionele vraag boven het minimale beleidskader komt nauwelijks tot stand. De volumegroei blijft daarmee gematigd en primair verplichting-gedreven.
- "Stijgende lijn": In dit scenario verbeteren de randvoorwaarden voor waterstof en waterstofdragers geleidelijk. Gunstigere energieprijzen, grotere investeringszekerheid en

[5] Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO): vloeibare en gasvormige brandstoffen waarvan de energie-inhoud afkomstig is van hernieuwbare bronnen anders dan biomassa
[6] Tweede herziening van de Europese Renewable Energy Directive: REDIII

aanvullende stimuleringsmaatregelen leiden tot bredere toepassing in industrie en elektriciteitsopwekking. De volumes bewegen zich aan de bovenkant van een realistische bandbreedte, zonder dat sprake is van een disruptieve groeisprong.

2.1.4 Overige scenario's

Andere scenario's die zijn overwogen betreffen:

- "Vertraagde Transitie": Het KM-scenario is een NBNL-scenario, maar het KM-IW is dat niet. Dat is een verkenning die is uitgevoerd als onderdeel van het PEH waarbij aanpassingen op het KM-scenario door NBNL zijn doorgerekend op verzoek van KGG. NBNL heeft gewerkt aan een eigen variant met aanpassingen voor de industrie. Dit scenario wordt "Vertraagde Transitie" genoemd. Ondertussen zijn beschrijving en resultaten gepubliceerd [19], maar tijdens deze studie was het nog onvoldoende ver uitgewerkt om te kunnen gebruiken. Op basis van de eerste resultaten was de verwachting dat het scenario qua volumeontwikkeling van waterstof niet veel zal afwijken van de KM-IW variant. Dit scenario is daarom niet verder beschouwd.
- "Target Grid": TenneT actualiseert dit jaar Target Grid, een netwerkontwerp voor een klimaatneutraal en sterk geëlektrificeerd energiesysteem in 2050. De actualisatie is begonnen met een toekomstscenario als basis voor een netwerkdoorrekening. TenneT gaat hierbij uit van het scenario "Eigen Vermogen", het meest geëlektrificeerde scenario van Netbeheer Nederland [7], maar heeft hierop ook een eigen Target Grid -variant ontwikkeld. Bij navraag bleek er voor waterstof alleen een inschatting voor 2050 beschikbaar. Mondeling zijn inschattingen van de binnenlandse waterstofvraag verkregen van 70 PJ tot 90 PJ. Dit ligt onder het niveau van het LCI26 scenario van TNO. Maar door ontbreken van verdere gegevens en een publicatie is ook dit scenario niet verder beschouwd.
- "Trajectverkenning klimaatneutraal" (TVKN) [20]: Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) heeft met de TVKN onderzocht welke ontwikkelingen in de samenleving mogelijk en/of nodig zijn om in 2050 een klimaatneutrale maatschappij te realiseren. Dit is gedaan aan de hand van drie sets van uitgangspunten en randvoorwaarden die zijn geplaatst op de assen beschikbaarheid van hernieuwbare energie-opties (van ruim tot beperkt), inclusief besparing, en eisen aan klimaatneutraliteit (van pragmatisch tot specifiek). De drie sets/beelden (pragmatisch-ruim; pragmatisch-beperkt; specifiek-ruim) kunnen worden gezien als scenario's hoewel bijbehorende verhaallijnen ontbreken. De combinatie van gekozen uitgangspunten en randvoorwaarden voor beperkte beschikbaarheid en specifieke eisen met betrekking tot klimaatneutraliteit blijken in de analyse niet tot een klimaatneutrale samenleving te kunnen leiden. Een vergelijking van TVKN-resultaten met resultaten van ADAPT, TRANSFORM en de TRANSFORM-industrievarianten is beschikbaar in [13]. Uit de vergelijking blijkt dat de cijfers voor waterstof aan de bovenkant tot boven de cijfers van de TNO-scenario's liggen. Hetzelfde geldt voor een vergelijking met de KM-IW variant. De TVKN-resultaten zijn daarmee niet van aanvullende waarde voor deze studie.
- "Welvaarts- en Leefomgevingsscenario's 2025" (WLO2025) [21]: In een actualisatie van de WLO-scenario's heeft het PBL vier scenario's kwantitatief uitgewerkt. De scenario's omvatten een bandbreedte waarmee naar verwachting voldoende rekening wordt gehouden met de onzekerheden op belangrijke gebieden als de bevolkingsgroei, de economie, en het energiesysteem. De scenario's verschillen enerzijds in de mate van groei van de bevolking en de economie en de snelheid van technologische ontwikkelingen, en anderzijds in de snelheid waarmee klimaatneutraliteit wordt bereikt. De scenario's met hoge groei gaan uit van een doorgaande groei van de bevolking en economie met snelle technologische ontwikkeling in een lange periode van internationale samenwerking en toename van de wereldhandel. De lage groeiscenario's kennen een

lage bevolkingsgroei, meer internationale conflicten, kortere handelsketens en minder economische ontwikkeling. In de scenario's met snelle transitie naar klimaatneutraliteit behaalt Europa netto nul CO_2-emissies in 2050. In de vertraagde scenario's gebeurt dat pas in 2075. Daarmee verschillen de laatste scenario's van alle overige scenario's die uitgaan van klimaatneutraliteit in 2050. Het "Cahier Klimaat en Energie" [22] beschrijft de scenarioresultaten voor het energiesysteem waarvan de cijfermatige weergave is te vinden in de bijlage "data Klimaat en energie" [23]. Op basis van de cijfers die openbaar beschikbaar zijn blijkt het lastig om een volledige waterstofbalans te maken. Voor waterstof wordt alleen energetisch eindgebruik in verschillende sectoren gerapporteerd. Indien productie van waterstof via elektrolyse als maat wordt genomen voor vergelijking dan vertoont de onderkant van de bandbreedte in de cijfers voor 2040 en 2050 (bij langzame transitie) een grote overeenkomst met de cijfers van het TNO-scenario's LCI26. De WLO2025 scenario's geven daarmee geen aanleiding voor een nog meer behoudend waterstofscenario.

2.2 Constructie van scenario's voor de studie

Voor deze studie zijn op basis van de beschikbare energiescenario's drie scenario's samengesteld voor transport van volumes waterstof via het HNS-netwerk; een hoog, midden en laag scenario. De scenario's worden toegelicht in de volgende tabellen:

Tabel 2.1: Beschrijving van de opbouw van het waterstofscenario Laag.

Zichtjaar	Scenariobijdragen voor het waterstofscenario Laag
2030	• Alleen volume van het Holland Hydrogen 1 project. Waterstof voor transport wordt nabij tankstations geproduceerd of via de weg getransporteerd. • Nog geen export naar Duitsland. Export naar België en transport van het ELYgator-project gaat via het private net van Air Liquide.
2035	• Volume voor Nederland o.b.v. het "Krimp zet door" scenario uit de Update Volumestudie Waterstofdragers met aanname dat waterstof voor transport nabij tankstations wordt geproduceerd of via de weg wordt getransporteerd. • Export ook o.b.v. het "Krimp zet door"; inschatting van export naar Duitsland in lijn met "Krimp zet door". Geen transport naar/van België via het HNS-netwerk verondersteld.
2040	• Volume voor Nederland o.b.v. het TNO-scenario LCI26. Dit scenario bevat geen import en export van waterstof. De inschatting voor export naar Duitsland (zie volgende punt) is toegevoegd met impliciete aanname dat import van waterstofdragers nodig is voor die export. • Export van gasvormige waterstof naar Duitsland via pijpleidingen afgeleid van het Duitse O45-Strom energiescenario[7], Geen transport naar/van België via het HNS-netwerk verondersteld.
2050	• Idem 2040

[7] Dit is een scenario met een hoge mate van elektrificatie waarbij ammoniak wordt geïmporteerd. Er is een aanzienlijke import is van de halffabricaten methanol en nafta. Verder een afname in het gebruik van kunstmest, staal en kunststof en een toename in het aandeel staal uit schroot en het aandeel circulaire chemie. In die zin is het te beschouwen als een conservatief scenario voor waterstof (zie [27] voor meer detail over industrie en andere sectoren). In [26] wordt naast totalen voor import in 2030, 2040 en 2045 in het Duitse O45-Strom scenario (p.22) ook een meer optimistisch scenario voor import gepresenteerd met onderverdeling voor de jaren 2031 t/m 2040 waar die import vandaan komt ('Szenario Optimistische Fortschreibung: Mögliche Importmengen nach Importkorridoren und Ländern'). Die onderverdeling is gebruikt om export vanuit Nederland in het O45-Strom scenario in te schatten. Door ontbreken van een waarde voor 2050 is de export vanaf 2045 constant verondersteld.

Tabel 2.2: Beschrijving van de opbouw van het waterstofscenario Midden.

Zichtjaar	Scenariobijdragen voor het waterstofscenario Midden
2030	• Als volume voor Nederland is het gemiddelde genomen van de scenario's Laag en Hoog • Nog geen export naar Duitsland, en naar België alleen via een privaat net.
2035	• Volume voor Nederland o.b.v. het "Stijgende Lijn" scenario uit de Update Volumestudie Waterstofdragers zonder de waterstofvolumes voor staal en elektriciteitscentrales. Waterstof voor transport wordt nabij tankstations geproduceerd of via de weg getransporteerd. • Voor export is het gemiddelde genomen van de scenario's Laag en Hoog.
2040	• Volume voor Nederland o.b.v. het TNO-scenario CI26. Dit scenario bevat geen import en export van waterstof. De inschatting voor export (zie volgende punt) is toegevoegd met impliciete aanname is dat import van waterstofdragers nodig is voor alle export. • Export van gasvormige waterstof naar Duitsland via pijpleidingen afgeleid van het Duitse O45-Strom energiescenario, en export van 26% van dat volume naar België *
2050	• Idem 2040

* Percentage betreft de verhouding van waterstofvraag in beide landen afgeleid van gegevens van de Fuel Cell and Hydrogen Observatory

Tabel 2.3: Beschrijving van de opbouw van het waterstofscenario Hoog.

Zichtjaar	Scenariobijdragen voor het waterstofscenario Hoog
2030	• Volume o.b.v. het "Stijgende Lijn" scenario uit de Update Volumestudie Waterstofdragers • Nog geen export naar Duitsland, en naar België alleen via een privaat net.
2035	• Volume o.b.v. het "Stijgende Lijn" scenario uit de Update Volumestudie Waterstofdragers • Export ook o.b.v. het "Stijgende Lijn"; inschatting van export naar Duitsland in lijn met "Stijgende Lijn" trend. Nog geen transport van waterstof naar België via het HNS-netwerk.
2040	• Volume voor Nederland o.b.v. de KM-IW variant. • Export is integraal meegenomen in de doorrekening van de KM-IW variant
2050	• Idem 2040

2.3 Waterstofvolumes in de scenario's

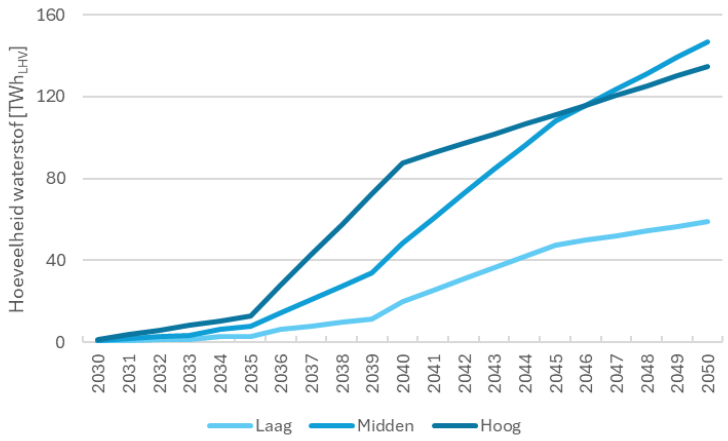
Zoals eerder aangegeven en ook duidelijk wordt uit de Tabel 2.1 t/m Tabel 2.3 zijn de scenario's alleen uitgewerkt voor een beperkt aantal zichtjaren. Onderstaande geeft een overzicht van de hoeveelheid waterstof in de samengestelde scenario's. Het betreft een inschatting van alleen de hoeveelheden die via het HNS-netwerk getransporteerd worden. Waterstof die achter hek direct bij een eindgebruiker worden geproduceerd of via private netten worden getransporteerd zijn hier niet in opgenomen. De totale hoeveelheid waterstof in Nederland ligt dus hoger.

Tabel 2.4: Overzicht van hoeveelheden waterstof in de scenario's Laag, Midden en Hoog die via het HNS-netwerk worden getransporteerd (in [TWh_{LHV}]).

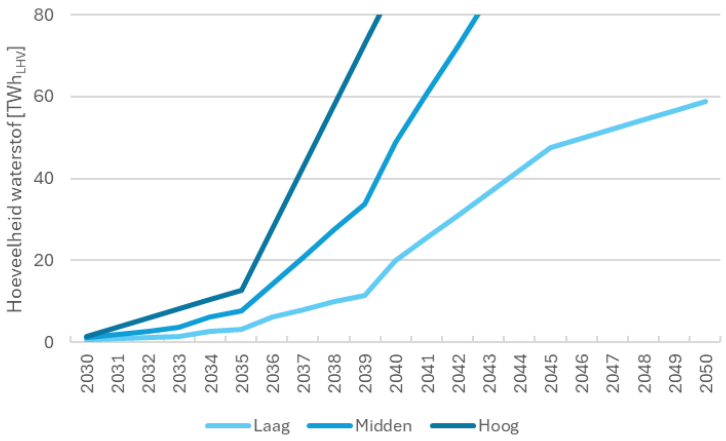
Scenario	Waterstofvraag	2030 [TWh_{LHV}]	2035 [TWh_{LHV}]	2040 [TWh_{LHV}]	2050 [TWh_{LHV}]
Laag	Totaal	0,6	3,2	20,0	58,9
	wv. industrie NL	0,6	2,1	4,6	26,9
	wv. overig NL	0,0	0,1	0,0	0,2
	wv. export	0,0	0,9	15,3	31,7
Midden	Totaal	1,1	7,8	48,7	146,9
	wv. industrie NL	1,0	4,9	24,3	106,2
	wv. overig NL	0,1	0,4	5,5	1,1
	wv. export	0,0	2,5	18,9	39,6
Hoog	Totaal	1,5	12,8	87,8	134,7
	wv. industrie NL	1,4	7,4	25,3	43,5
	wv. overig NL	0,1	1,4	14,1	26,0
	wv. export	0,0	4,0	48,3	65,2

Figuur 2.2 geeft een grafische weergave van de waterstofscenario's. De waarden voor de jaren tussen de zichtjaren zijn verkregen door lineaire interpolatie tussen de zichtjaren. Voor het O45-Strom was het echter wel mogelijk om voor een bepaalde periode verwachte export vanuit Nederland op jaarbasis af te leiden. Het verloop van de scenario's Laag en Midden verloopt daarom niet helemaal gelijkmatig tussen alle zichtjaren.

De figuur geeft de scenario's op de volledige schaal. Dan blijkt dat de scenario's Midden en Hoog elkaar kruisen in 2046 en het Midden scenario boven het scenario Hoog komt liggen, vooral vanwege een hogere inschatting voor de waterstofvraag in de industrie. Voor de vervolganalyse is echter slechts een deel van de scenario's nodig. De capaciteit van het initiële HNS-netwerk bedraagt 10 GW. Als alle eindgebruikers deze capaciteit gedurende 8000 uur zouden benutten, dan zou dat tot een gebruik van 80 TWh leiden. In Figuur 2.3 loopt de as tot 80 TWh en geeft aan dat de scenario's tot dat niveau wel onderscheidend zijn. Verder blijkt Gasunie een capaciteit op bovenwaarde (higher heating value; HHV) te hanteren. De scenario's leveren echter resultaten op onderwaarde (lower heating value; LHV). Bij omrekening van de scenarioresultaten nemen de waarden met een factor 1,18 toe waardoor het relevante deel van de scenario's tot ongeveer 68 TWh_{LHV} loopt.



Figuur 2.2: Weergave van de waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog in [TWh_{LHV}].

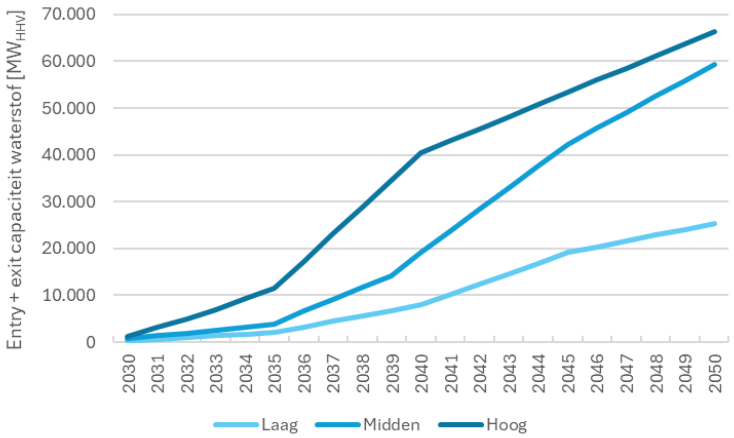


Figuur 2.3: Weergave van de waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog tot 80 TWh_{LHV}.

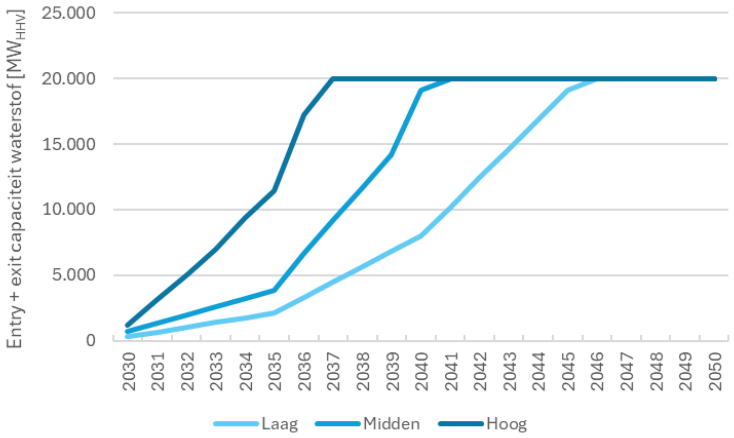
2.4 Vertaling van volumes naar capaciteiten

De kosten van het HNS-netwerk moeten worden gedekt door inkomsten uit een tarief op transportcapaciteit die wordt gecontracteerd door producenten en afnemers die zijn aangesloten op het net, inclusief opslagen. De waterstofhoeveelheden in de scenario's moeten daarvoor worden omgewerkt naar capaciteiten. Daar zijn bij voorkeur gedetailleerde gegevens voor nodig over geïnstalleerde capaciteit en productie en afname op uurbasis. Een simpele verdeling van de verbruikscijfers over 8000 of 8760 uur met verdubbeling daarvan om rekening te houden met productie en afname volstaat niet (basislast-benadering). Niet alle productie-eenheden en afnemers die aangesloten zijn op het netwerk draaien voltijds. Voor alle jaren geldt dit voor elektrolyse. In latere jaren kan dit ook het geval zijn voor gebruik van waterstof in elektriciteitscentrales op momenten dat aanbod van zon en wind niet toereikend is, en voor piekcentrales die warmte leveren aan warmtenetten op momenten van piekvraag op koude winterdagen. Zo kunnen er momenten en periodes ontstaan dat er meer aanbod is (uit elektrolyse) dan vraag en omgekeerd. Voor de balans is er dan ook opslag nodig waarbij de capaciteit voor het vullen van de opslag anders kan zijn dan de capaciteit waarmee waterstof onttrokken moet kunnen worden aan de opslag.

Voor een beschrijving van de omwerking van volumes naar capaciteiten wordt verwezen naar Bijlage C. Figuur 2.4 geeft de resultaten voor ontwikkeling van de transportcapaciteit voor de scenario's zoals gedefinieerd in Tabel 2.1 t/m Tabel 2.3; waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog. In Figuur 2.5 zijn dezelfde profielen gegeven maar dan gemaximeerd op de capaciteit waarover een transporttarief kan worden geheven, te weten 10 GW_{HHV} entry en 10 GW_{HHV} exit. Het uitgangspunt is dat als er 10 GW wordt ingevoed (vanuit productie of opslag) er ook 10 GW afname is (eindgebruikers en opslag). De capaciteit van het initiële HNS-netwerk blijft dus 10 GW_{HHV}.



Figuur 2.4: Ontwikkeling van de gecombineerde entry/exit transportcapaciteit op het HNS-netwerk voor de waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog.



Figuur 2.5: Ontwikkeling van de gecombineerde entry/exit transportcapaciteit op het HNS-netwerk voor de waterstofscenario's Laag, Midden en Hoog gemaximeerd op de capaciteit voor tariefheffing.

3 Spreiding van de kosten van het landelijke waterstofnet

Om de kosten van het gebruik voor de eerste klanten in de volloopfase van het waterstofnetwerk te beperken is onderzocht wat een initieel niet kostendekkend capaciteitstarief voor een aansluiting op het netwerk zou betekenen voor de financiering van het netwerk en de termijn waarop initiële tekorten kunnen worden goedgemaakt. Hiervoor zijn cash-flow analyses uitgevoerd voor de verschillende waterstofscenario's met verschillende niveaus van investeringskosten en operationele en onderhoudskosten voor het netwerk. Dit hoofdstuk beschrijft de resultaten van die analyses.

3.1 Amortisatie van investeringen en leningen

De investeringskosten van het waterstofnet worden geamortiseerd, dat wil zeggen dat de kosten worden gespreid over de levensduur van de investeringen. Amortisatie is een boekhoudkundige methode om investeringskosten over meerdere boekjaren te verdelen en zo ook de kosten over meerdere jaren te kunnen terugverdienen. De methode en financiële parameters waarmee amortisatie van de investeringskosten in gereguleerde energie-infrastructuur mag worden gedaan worden in de toekomst vastgesteld door de Autoriteit Consument & Markt (ACM).

In het kader van deze studie verwijst amortisatie meer naar het uitspreiden van de terugbetaling van een lening over een bepaalde tijd. Daarom wordt ook wel de term 'intertemporele kostentoerekening' gebruikt in plaats van amortisatie. Bij een niet kostendekkend tarief in de volloopfase van het waterstofnet moet er worden geleend om het tekort aan inkomsten te compenseren. Het netwerk wordt niet in een keer aangelegd maar gespreid over een periode die is gestart in 2024 en volgens plan eindigt in 2035. In 2036 is dan het gehele netwerk operationeel. Gedurende die periode nemen de investeringen toe en daarmee ook de kosten en de tekorten die moeten worden afgedekt. Dit loopt door in de volloopfase van het net waarin het aantal klanten nog beperkt is. Naarmate het aantal klanten en het gebruik van het netwerk in de tijd toeneemt moet het jaarlijkse tekort aan inkomsten afnemen en omslaan naar een toenemend overschot waarmee de lening voor het dekken van de tekorten dan kan worden afbetaald.

3.2 Kostenscenario's voor het waterstofnet

Voor elk van de waterstofscenario's is het verloop van de jaarlijkse tekorten en overschotten berekend voor drie verschillende niveaus van investeringen voor het waterstofnetwerk en de bijbehorende operationele- en onderhoudskosten (hierna: O&O-kosten). Ook hier een lage, midden en hoge variant, met investeringen van respectievelijk € 2,8 mld., € 3,8 mld. en € 4,9 mld. (P10-, P50- en P90-begroting) zoals eerder gerapporteerd aan de Tweede Kamer [24]. De projectie van investeringen en O&O-kosten zijn aangeleverd door Gasunie waarbij de investeringen zijn uitgesplitst per segment van het HNS-netwerk. Een overzicht van de segmenten, met het jaar waarin ze volgens planning in gebruik worden genomen (activering van de investeringen) en de totale investeringskosten is bijgevoegd in Bijlage D.

De activiteiten voor het waterstofnetwerk in de periode 2024 tot en met 2030 zijn niet gereguleerd, maar zijn aangemerkt als een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB) waarvoor een bijhorend regelgevend kader geldt. Voor dekking van de tekorten in die periode is een subsidie beschikbaar van €750 mln. Die periode valt daarmee buiten de periode voor intertemporele kostentoerekening van de inkomsten voor het netwerk. Die periode start naar verwachting in 2031 gelijk met de start van de periode waarin de activiteiten rond het netwerk onder regulering van de ACM gaan vallen. Afschrijvingen van investeringen die eerder zijn gedaan, maar nog wel doorlopen in de gereguleerde periode tellen wel mee in de jaarlijkse kosten in 2031 en daaropvolgende jaren. Tabel 3.1 geeft een overzicht van de investeringen in reële waarden die zijn gedaan en worden voorzien in de periode 2024 tot en met 2035, waarvan de afschrijvingen en bijbehorende O&O-kosten in de periode vanaf 2030 mogen meetellen in de cash-flow analyse voor berekening van de amortisatieperiode.

Tabel 3.1: Overzicht van de jaarlijkse reële investeringen in het waterstofnetwerk die zijn gedaan (2024 en 2025) of worden voorzien volgens de P10, P50 en P90-schatting.

Jaar	Investeringen (reëel) in [€ mln.]		
	Laag – P10 schatting	Midden – P50 schatting	Hoog – P90 schatting
2024	83	112	144
2025	79	107	138
2026	196	266	343
2027	311	422	544
2028	388	526	678
2029	343	466	601
2030	473	642	828
2031	332	450	580
2032	182	248	319
2033	208	282	363
2034	84	115	148
2035	67	90	116
Totaal	2.745	3.725	4.804

De door de ACM vast te stellen gestandaardiseerde activawaarde (GAW) vormt de basis voor de vaststelling van de jaarlijkse kosten en tarieven. Om te bepalen welk bedrag jaarlijks de GAW ingaat moeten de investeringen uit Tabel 3.1 eerst gecorrigeerd worden voor inflatie. Daarnaast moet er rekening worden gehouden met de bouwrente.[8] Met deze correcties worden de reële waarden uit Tabel 3.1 omgerekend naar de nominale waarden inclusief bouwrente, die zijn opgenomen in Tabel 3.2. De activering van de investeringen in de segmenten van het netwerk vindt steeds een jaar later plaats. Het eerste deel van het netwerk betreft het deel in Rotterdam. De aanleg loopt tot en met 2025, waarna de investering wordt geactiveerd in 2026. De investeringen in de laatste delen van het netwerk (aanleg Fase 4) lopen volgens de planning tot en met 2035 en worden uiteindelijk geactiveerd in 2036.

[8] De bouwrente is in dit geval de vergoeding voor de kosten die al voor en bij de gefaseerde aanleg van het netwerk worden gemaakt voordat de delen van het netwerk klaar zijn en in gebruik worden genomen.

Tabel 3.2: Overzicht van jaarlijkse nominale toevoegingen aan de gestandaardiseerde activawaarde (GAW).

Jaar	Investeringskosten [€ mln.] (nominaal incl. bouwrente)		
	Laag – P10 schatting	Midden – P50 schatting	Hoog – P90 schatting
2024	0	0	0
2025	92	124	160
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	329	446	575
2029	486	660	851
2030	123	167	216
2031	1.372	1.862	2.400
2032	141	191	246
2033	89	121	156
2034	89	121	156
2035	721	978	1.261
Totaal	3.441	4.669	6.021

3.3 Parameterwaarden voor de amortisatie

Het jaar 2031 is in deze studie gekozen als start van de amortisatieperiode. De cash-flow analyse voor het bepalen van de amortisatieperiode is uitgevoerd met de parameterwaarden die in onderstaande Tabel 3.3 zijn samengevat. De keuze voor deze aannames is gemaakt door TNO in overleg met EZK, ACM en Gasunie. Dit betekent niet dat de ACM deze parameters in de regulering op dezelfde hoogte vaststelt.

Tabel 3.3: Parameterwaarden voor de cash-flow analyse voor bepaling van de amortisatieperiode.

Parameter	Eenheid	Waarde
Afschrijvingstermijn	Jaar	30
Inflatie	Percentage	2%
WACC gereguleerd (nominaal voor belasting)	Percentage	5,8%
Rente op de amortisatierekening	Percentage	4%[9]
Start vervangingsinvesteringen	Jaar na activering investering	20
Hoogte vervangingsinvesteringen	Percentage	2%
Tarief in eerste jaar van amortisatie (2031)	€/kW$_{HHV}$/jr	26,9 [10]

Voor de berekeningen is in eerste instantie gekozen voor een afschrijvingstermijn van 30 jaar in lijn met de (maximale) periode waaraan wordt gedacht voor de intertemporele kostentoerekening. In paragraaf 4.3.5 zijn ook de effecten doorgerekend van een langere afschrijvingstermijn van 55 jaar in lijn met de huidige afschrijvingstermijn voor de aardgasinfrastructuur.

[9] De kosten (risicopremie) die zijn verbonden aan de garantiestelling die vanuit EZK in het amortisatiemodel is opgenomen zijn niet opgenomen in het rentepercentage op de amortisatierekening.

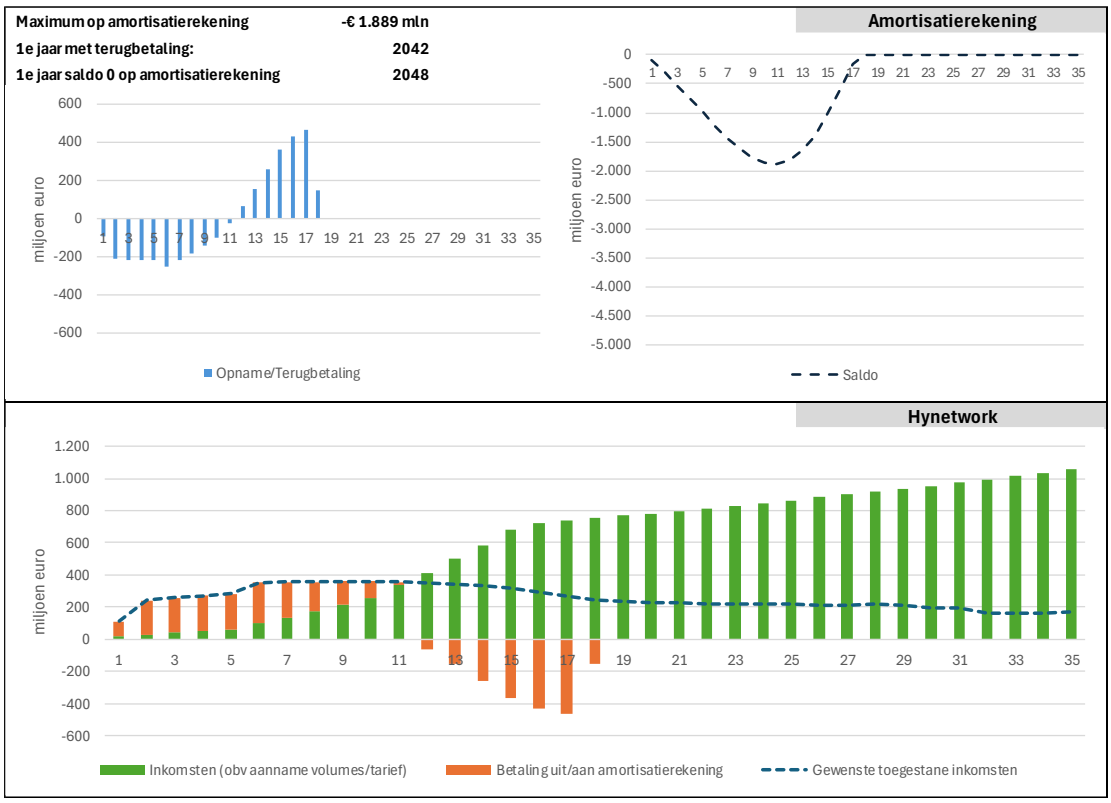
[10] Deze waarde is het inflatie gecorrigeerde resultaat van het transporttarief dat eerder is vastgesteld voor de DAEB-periode. Dat tarief leidde in een TNO-studie naar de 'levelised cost of (renewable) hydrogen production' [10] tot een bijdrage van 0,29 €/kg waterstof. Bij toename van de investeringskosten en het achterblijven van de vraag naar transportcapaciteit zou de bijdrage een veelvoud hiervan kunnen worden zonder mitigerende maatregelen.

3.4 Resultaten voor amortisatiemodel

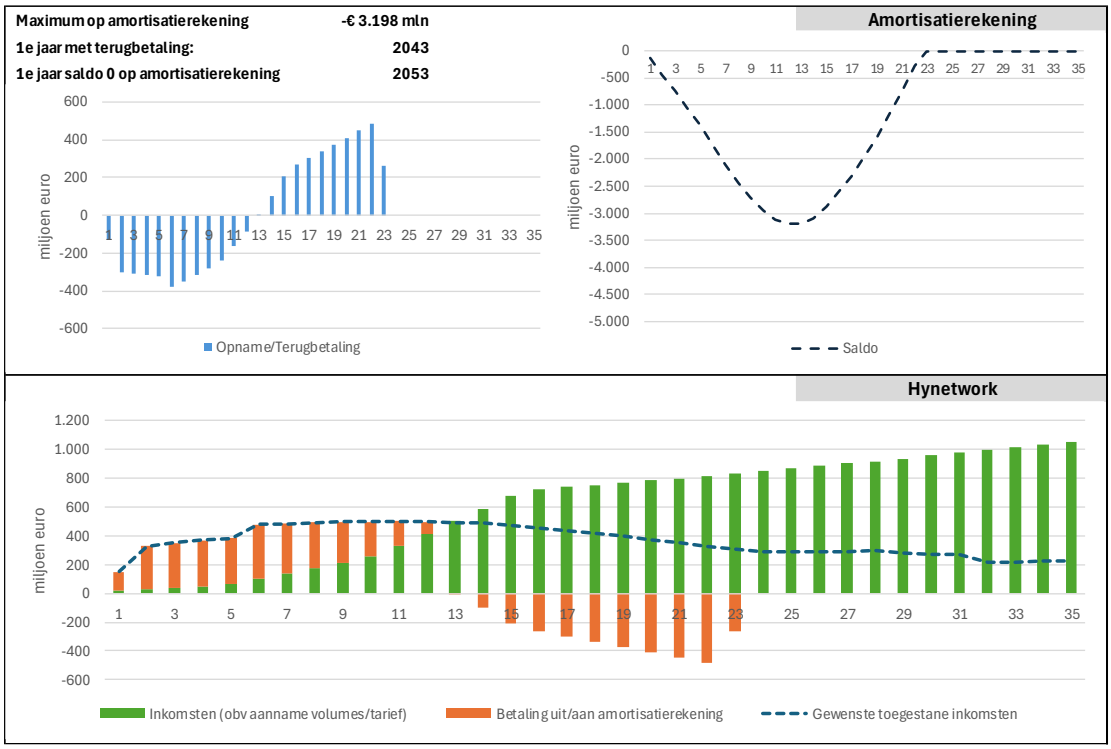
Figuur 3.1 t/m Figuur 3.3 tonen voorbeelden van resultaten van de berekeningen. De figuren zijn voor het lage waterstofscenario in combinatie met de verschillende projecties voor de investeringskosten in het waterstofnetwerk.

De figuur die de cash-flow weergeeft voor het HNS-netwerk (onderste grafiek in Figuur 3.1 t/m Figuur 3.3) bevat naast inkomsten uit het transporttarief en betaling uit of aan de amortisatierekening ook het verloop van ‘Gewenste toegestane inkomsten’. Deze term omvat de jaarlijkse O&O-kosten, de afschrijvingskosten, een toegestaan rendement op de gestandaardiseerde waarde van het netwerk en de rente die moet worden vergoed op de financiering van de amortisatierekening. De figuren laten duidelijk zien dat na aflossing van de amortisatierekening de ‘Inkomsten’ hoger zijn dan de ‘Gewenste toegestane inkomsten’. Dit biedt mogelijk ruimte voor neerwaartse bijstelling van het transporttarief in de toekomst.

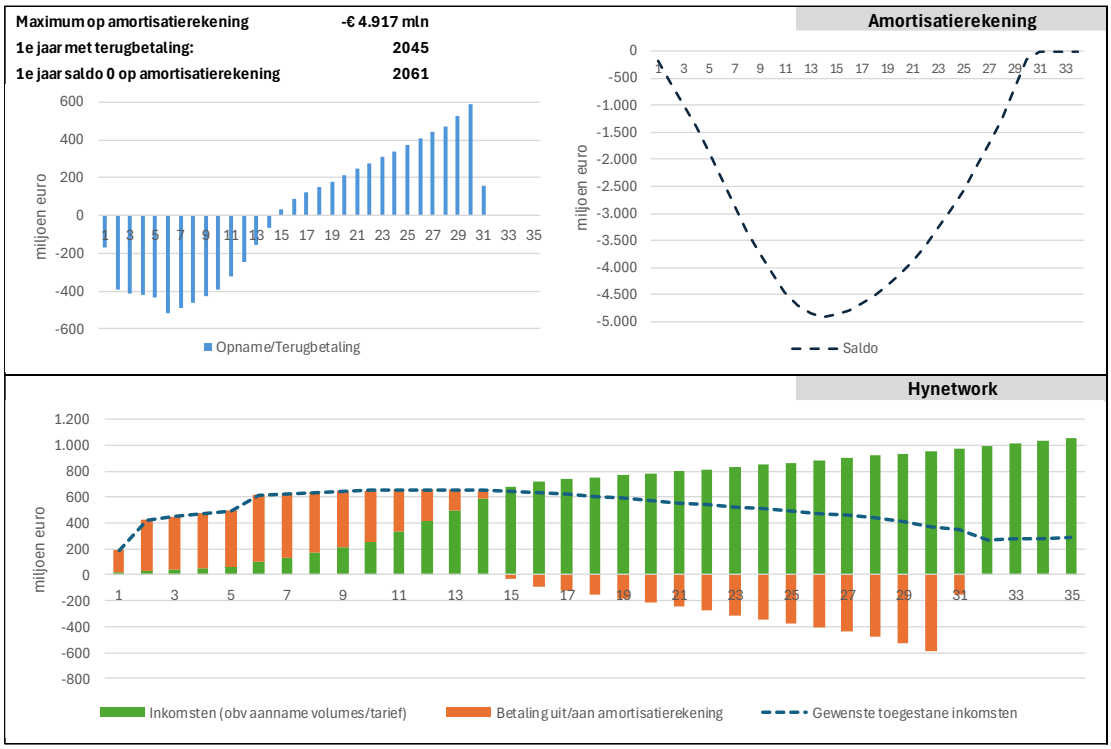
De figuren geven vooral een illustratie van de resultaten. Van belang zijn de resultaten die zijn samengevat in Tabel 3.4



Figuur 3.1: Ontwikkeling van de amortisatierekening (boven en cash-flow voor Gasunie/HNS (onder) voor het lage waterstofscenario en de lage variant voor investerings- en O&O-kosten voor het waterstofnetwerk.



Figuur 3.2: Ontwikkeling van de amortisatierekening (boven en cash-flow voor Gasunie/HNS (onder) voor het lage waterstofscenario en de midden variant voor investerings- en O&O-kosten voor het waterstofnetwerk.



Figuur 3.3: Ontwikkeling van de amortisatierekening (boven en cash-flow voor Gasunie/HNS (onder) voor het lage waterstofscenario en de hoge variant voor investerings- en O&O-kosten voor het waterstofnetwerk.

Tabel 3.4: Samenvatting van de belangrijkste resultaten van de amortisatieberekeningen.

Waterstof-scenario	Waterstof-netwerk kosten	Amortisatie-periode (berekend) [# jaar]	Maximum op amortisatie rekening [€ mln.]	Rente over amortisatie-rekening [€ mln.]	Resterende GAW na aflossing [€ mln.]
Laag	Laag	18	1.889	766	1.522
	Midden	23	3.198	1.676	1.374
	Hoog	31	4.917	3.600	1.304
Midden	Laag	12	992	268	2.207
	Midden	16	1.799	645	2.373
	Hoog	23	2.826	1.550	1.772
Hoog	Laag	6	182	24	2.895
	Midden	9	511	102	3.462
	Hoog	15	1.047	378	3.260

De resultaten voor de berekende amortisatieperiode geven aan dat, bij ontwikkeling van de behoefte aan transportcapaciteit voor waterstof volgens de scenario's (Figuur 2.5), en de gehanteerde investeringskosten (Tabel 3.2) en financiële parameters (Tabel 3.3), aflossing van de amortisatierekening in vrijwel alle gevallen ruim binnen 30 jaar mogelijk is. Het lage waterstofscenario in combinatie met hoge investeringskosten levert de langste periode voor aflossing van de rekening op. In dat geval vindt aflossing van de rekening plaats in jaar 31, dat wil zeggen in 2061. De resultaten laten een grote bandbreedte zien in de financiering die nodig is voor de amortisatierekening. De "diepte" van de amortisatierekening varieert van ruim € 180 mln., in het geval van het hoge waterstofscenario met de lage investeringskosten, tot € 4,9 mld. bij het lage waterstofscenario met de hoge investeringskosten.

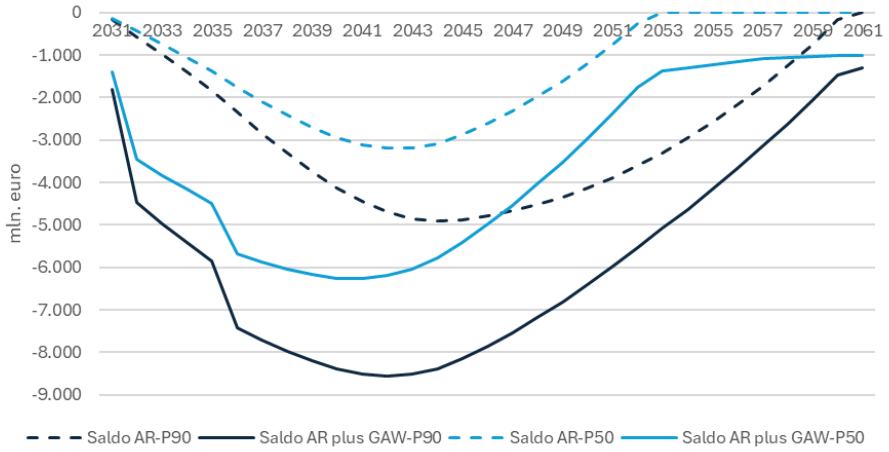
Tabel 3.4 geeft alleen de resterende GAW (gestandaardiseerde activawaarde) nadat de amortisatierekening is afgelost. De waarde van de GAW ontwikkelt zich echter met de aanleg van het netwerk. Als een deel van het netwerk is aangelegd dan is de investering gedaan. Bij ingebruikname van dat deel wordt de investering geactiveerd en worden onderdeel van de activa van HNS/Gasunie. De waarde van de investering komt dan op de balans. Vanaf dat moment start de afschrijving van de investering. De ontwikkeling van de GAW op de balans is dus het netto resultaat van de toevoeging van investeringen enerzijds en de afschrijving daarvan anderzijds.

De resultaten in Tabel 3.4 tonen dat na aflossing van de amortisatierekening de investeringen nog niet geheel zijn afgeschreven. De resterende GAW varieert van ongeveer € 1,3 mld. tot € 3,5 mld.[11] in de verschillende combinaties van waterstofscenario's en kostenprojecties. De intertemporele kostentoerekening eindigt zodra de amortisatierekening is afgelost. Vanaf dat moment moet de ACM een tarief ter dekking van de efficiënte kosten vaststellen. De GAW vormt hiervoor de basis in combinatie met de omvang van de aangesloten capaciteit op het netwerk. Een indicatieve berekening (GAW gedeeld door transportcapaciteit) voor het lage, midden en hoge waterstofscenario geeft aan dat voor dekking van de kosten in het jaar na aflossing van de amortisatierekening een tarief zou

[11] Het verloop van de GAW volgt in principe een vast patroon onafhankelijk van het waterstofscenario, het amortisatieschema of een subsidie. Bij een gegeven investeringsschema is de resterende GAW alleen afhankelijk van het tijdstip waarop de GAW wordt bepaald.

volstaan dat respectievelijk ordegrootte 40%, 55% en 70% lager is (nominaal) dan in het jaar waarin aflossing plaatsvindt.[12]

De verwachting is in het algemeen dat als het waterstofnetwerk vorm krijgt dit een stimulans zal zijn voor de ontwikkeling van de waterstofmarkt. Niettemin zal de snelheid waarmee die markt zich ontwikkelt en de omvang daarvan sterk afhankelijk zijn van de kostenontwikkeling rond hernieuwbare waterstof en de toekomst van de energie-intensieve industrie. Mocht het uiteindelijk toch tegenvallen dan kan in Duitsland in de periode 2039-2055 door het ministerie worden besloten om te stoppen met het amortisatiemodel als onverhoopt de prognose is dat doorgaan met het model duurder is dan stoppen. In dat geval wordt de resterende GAW versneld afgeschreven ten laste van de amortisatierekening die vervolgens wordt afgelost door de garantie van het ministerie. Hier zou ook in Nederland voor kunnen worden gekozen. De kans dat een dergelijke situatie zich voordoet is het grootst als de behoefte aan transportcapaciteit voor waterstof zich ontwikkelt volgens het lage scenario. Een indicatie van het financiële risico dat de overheid dan loopt kan worden verkregen door het saldo op de amortisatierekening (AR) te combineren met het verloop van de GAW. In Figuur 3.4 is dit geschetst voor de resultaten van het lage waterstofscenario met de P50- en de P90-variant voor de investeringen. De reservering voor deze garantie in combinatie met de amortisatierekening is een stuk hoger dan alleen de financieringsbehoefte voor de rekening. Voor het lage waterstofscenario bij de hoge investeringskosten is de financiële “exposure” bijna € 8,6 mld.



Figuur 3.4: Indicatie van het financiële risico voor de overheid bij tussentijdse beëindiging van het amortisatiemodel bij het lage waterstofscenario en hoge investeringskosten voor het waterstofnetwerk.

3.5 Vergelijking amortisatie met subsidiemodel

Met een toenemende amortisatieperiode stijgt de rentelast als onderdeel van de financiering (Tabel 3.4. Ook de bandbreedte van de rentelast is groot en varieert van € 24 mln. tot bijna € 3,6 mld. Die rente moet worden terugverdiend via de inkomsten uit boekingen voor transportcapaciteit en vertaalt zich in kosten voor waterstof.

[12] In de meeste combinaties van waterstofscenario en projecties van investeringskosten wordt de maximale capaciteit van het initiële HNS-netwerk bereikt binnen de periode waarin de amortisatierekening wordt afbetaald. Om te kunnen voorzien in de toenemende behoefte aan transportcapaciteit voor waterstof volgens de scenario’s zal er in de tussentijd meer geïnvesteerd moeten worden. Voor de indicatieve berekening van de eventuele daling van het transporttarief is geen rekening gehouden met die investeringen, noch met de hogere projectie van transportcapaciteit volgens de scenario’s in het jaar nadat de amortisatierekening is afbetaald.

3.5.1 Effect van subsidie zoals in de DAEB-periode

Om de rentekosten voor waterstof te vermijden zou een alternatief kunnen zijn om jaarlijkse tekorten te dekken met subsidie zoals die in de DAEB-periode is vormgegeven. Die subsidie is dan nodig tot de inkomsten voldoende zijn om de kosten te dekken. Die subsidieperiode is korter dan de amortisatieperiode (periode voor intertemporele kostentoerekening). Als gevolg daarvan zal ook de resterende GAW waarop een vervolgtarief kan worden gebaseerd anders zijn. Tabel 3.5 geeft de resultaten voor het aantal jaar dat subsidie nodig is en de resterende GAW in het jaar nadat is gebleken dat er geen subsidie meer nodig is; het tweede jaar na de subsidieperiode.

Tabel 3.5: Samenvatting van resultaten bij dekken van tekorten met subsidie.

Waterstof-scenario	Waterstof-netwerk kosten	Subsidie-periode [# jaar]	Alternatief: budget nodig bij subsidie [€ mln.]	Resterende GAW na subsidie [€ mln.]
Laag	Laag	10	1.520	2.322
	Midden	11	2.487	2.995
	Hoog	12	3.663	3.662
Midden	Laag	7	868	2.666
	Midden	8	1.519	3.462
	Hoog	9	2.363	4.264
Hoog	Laag	3	176	2.291
	Midden	5	463	3.929
	Hoog	6	930	4.866

Het budget dat nodig is voor zo'n subsidie is lager dan de financieringsbehoefte voor de amortisatierekening. In de meest gevallen is de subsidieperiode hetzelfde als de periode dat stortingen op de amorisatierekening nodig zijn, maar de subsidieperiode kan 1 à 2 jaar korter zijn (N.B. De periode dat stortingen op de amortisatierekening nodig zijn is korter dan de amortisatieperiode die ook de jaren omvat waarin aflossing van de rekening plaatsvindt; zie Figuur 3.1 t/m Figuur 3.3).

Het verschil in benodigd budget is beperkt bij het hoge waterstofscenario en varieert van nog geen € 10 mln. bij de lage investeringskosten tot € 117 mln. bij de hoge investeringskosten. Het verschil in benodigd budget is het grootst bij het lage waterstofscenario. Bij de P50-variant voor de investeringen is het totaal aan subsidie ruim € 0,7 mld. lager dan de financiering van € 3,2 mld. die nodig is voor de amortisatierekening. De subsidieperiode is in dit geval 1 jaar korter dan de periode dat stortingen op de amortisatierekening nodig zijn. Bij de P90-variant is het totaal aan subsidie € 1,25 mld. lager dan de financiering van € 4,9 mld. die nodig is voor de amortisatierekening. In dit geval is de subsidieperiode 2 jaar korter dan de periode dat stortingen op de amortisatierekening nodig zijn. Gedurende 12 jaar zou een subsidie nodig zijn die varieert tussen € 65 mln. en € 445 mln. per jaar. Als de overheid de lening verstrekt voor de amortisatierekening leveren deze verschillen een indicatie voor de reservering van middelen die nodig zijn in het ene of andere geval.[13] Het grote verschil tussen beide modellen is echter dat de middelen voor de subsidie een uitgave betekenen en

[13] Bij een subsidiemodel moet nog rekening worden gehouden dat de financiering van de subsidie ook rentedragend is, alleen dan niet voor HNS/Gasunie maar voor de overheid.

niet (direct) terugverdiend kunnen worden, en de middelen voor het amortisatiemodel een lening is die in principe wordt terugbetaald. Dat betekent ook dat bij een subsidie de kosten worden betaald door de belastingbetaler en bij amortisatie (uitgaande van terugbetaling) door de gebruikers van het netwerk.

Bij dekking van de tekorten met subsidie is in alle gevallen de resterende GAW wel hoger dan bij het amortisatiemodel. Het verschil in resterende GAW is het grootst voor het lage waterstofscenario met hoge investeringskosten. Na dekking van de tekorten met subsidie is de resterende GAW in dat geval ruim € 2.7 mld. hoger dan de resterende GAW na aflossing van de amortisatierekening. Tegelijk met de hogere GAW is na afloop van de subsidieperiode de behoefte aan transportcapaciteit ook nog niet zo ver ontwikkeld als na afloop van de amortisatieperiode. Hierdoor zal de ruimte voor aanpassing van de tarieven beperkter zijn. Een indicatieve berekening geeft aan dat in het jaar nadat er geen subsidie meer nodig is voor dekking van een tekort, er kan worden volstaan met een tarief dat in alle gevallen ordegrootte 25% tot 30% lager ligt (nominaal) dan het jaar daarvoor. Deze afname is minder dan hierboven geschetst voor het jaar na aflossing van de amortisatierekening, maar zou wel aanzienlijk eerder in kunnen gaan. Bij het lage waterstofscenario met de P50 en P90 investeringen zou de aanpassing respectievelijk 12 en 19 jaar eerder in kunnen gaan.

Bij voortijdige beëindiging door slechte vooruitzichten bedraagt de combinatie van totaal uitgekeerde subsidie en resterende GAW die versneld moet worden afgeschreven maximaal € 7,7 mld.

3.5.2 Effect van subsidiëren van de rente op de amortisatierekening

Een tussenvariant voor volledige subsidie van de tekorten in de opstartfase is om alleen de rente over de amortisatierekening te compenseren (subsidiëren). In dat geval is er gedurende 24 jaar een bedrag nodig dat varieert van € 7 mln. tot € 147 mln. per jaar voor een totaal van iets meer dan € 2,0 mld. om de rente te compenseren. De amortisatierekening kan zeven jaar eerder worden afgelost. Het maximum op de rekening daalt met € 1.254 mln. tot € 3.663 mln. De amortisatierekening is 7 jaar eerder afgelost en geeft dus eerder ruimte voor verlaging van het tarief, maar op het moment in de tijd ligt de resterende GAW nog wel hoger. De verschillende resultaten zijn samengevat in Tabel 3.6

Tabel 3.6: Samenvatting van resultaten voor verschillende instrumenten om tekorten in de inkomsten van het waterstofnetwerk te dekken voor het lage waterstofscenario bij de hoge variant voor investeringen (P90).

Waterstofscenario Laag met investeringen Hoog; P90-variant	Amortisatie-/ subsidie-periode [jaar]	Maximum op amortisatie rekening [€ mln.]	Rente over amortisatie-rekening [€ mln.]	Budget nodig voor subsidie [€ mln.]	Resterende GAW na subsidie [€ mln.]
Intertemporele kostentoerekening	31	4.917	3.600		1.304
Subsidie van jaarlijkse tekorten	12			3.663	3.662
Jaarlijkse compensatie van de rente op de amortisatierekening	24	3.663	(*2.018*)	2.018	1.675

In dit geval bedraagt bij vroegtijdige beëindiging de combinatie van het saldo op de amortisatierekening, de resterende GAW en het totaal aan gecompenseerde rente maximaal € 8,4 mld.

.

4 Risico’s en mitigerende maatregelen

Recente ervaringen hebben geleerd dat de ontwikkeling van waterstof en de ontwikkeling van het landelijke waterstofnet met tal van onzekerheden is omgeven. Onzekerheden kunnen een risico vormen op het niet kunnen aflossen van de amortisatierekening binnen een gewenste termijn of dat de rekening in het geheel niet kan worden afgelost. Dit hoofdstuk geeft een overzicht van mogelijke risico’s voor de haalbaarheid van het amortisatiemodel voor het HNS-netwerk en de mate waarin die zijn geadresseerd. Ook wordt gekeken naar eventuele maatregelen om de risico’s te mitigeren.

4.1 Risico die zijn gedekt door de scenario’s

Zoals op voorhand te verwachten levert het lage waterstofscenario in combinatie met de hoge investeringskosten de meest uitdagende situatie voor dekking van de kosten van het landelijke waterstofnet. Met het lage waterstofscenario en de hoge investeringskosten zijn in de analyse al een aantal belangrijke risico’s meegenomen die een grote impact hebben op de resultaten van het amortisatiemodel. De analyse biedt daarmee naar verwachting een goed inzicht in de financiële haalbaarheid en noodzakelijke financiering van het waterstofnet. De volgende risico’s zijn naar verwachting voldoende ingecalculeerd (zie ook Bijlage F):

- Een tegenvallende ontwikkelingen van benodigde investeringen ten opzichte van de huidige middenraming (P50) van € 3,8 mld. Uitgaan van de P90-raming betekent dat er 90% kans is dat het project binnen die raming van de investeringen wordt gerealiseerd. Dit wordt gezien als een conservatieve veilige schatting die vaak wordt gebruikt voor budgettering om financiële risico's te beperken.
- Onvoldoende stimulerende beleidsmatige ontwikkelingen waardoor de ontwikkeling van waterstofvolume en behoefte aan transportcapaciteit traag op gang komt.
- Een afnemende concurrentiepositie voor met name de energie-intensieve industrie waardoor het waterstofvolume ook op langere termijn beperkt blijft.
- Een snellere ontwikkeling van alternatieven voor decarbonisatie en verduurzaming waardoor elektrificatie en CCS het voornaamste deel van de opgave kunnen verzorgen. Ook voor Duitsland is uitgegaan van een maximale rol van elektrificatie.
- Een snelle ontwikkeling van concurrerende waterstofinfrastructuur waardoor meer diversificatie optreedt in de import van waterstof in Duitsland ten koste van de rol van export naar Duitsland vanuit Nederland. Ook is er in het lage waterstofscenario verondersteld dat er geen significante export is naar België.

4.2 Resterende risico’s

Naast de risico’s die naar verwachting al in voldoende mate zijn meegenomen in het lage waterstofscenario bij de hoge investeringskosten kunnen nog een aantal resterende risico’s worden onderkend:

- De P90-schatting is weliswaar een conservatieve schatting maar betekent niettemin dat er nog een kans van 10% is dat de investeringskosten uiteindelijk toch hoger uitvallen. In de herziene kostenschatting zal rekening zijn gehouden met de effecten op prijzen en materiaalkosten als gevolg van de inval van Rusland in Oekraïne. Maar mogelijk leidt de

recente oorlog die de Verenigde Staten en Israël zijn gestart met Iran en de opwaartse druk die dit heeft op de inflatie tot nog hogere prijzen en materiaalkosten waar ook in de P90-schatting nog niet voldoende rekening mee is gehouden.

- Een (gemiddeld) hogere inflatie leidt mogelijk tot hogere rentes en een hogere WACC. De combinatie van die factoren kan leiden tot toename van met name het maximum op de amortisatierekening (financiering die nodig is voor de rekening) en de rente over de amortisatierekening. Een hogere inflatie hoeft niet te gelden gedurende de hele looptijd van het project, maar een hogere waarde gedurende een beperkte periode kan ook een significant effect hebben.
- In Nederland geldt voor aardgasopslag een korting van 25% op het tarief voor transportcapaciteit om overmatige tariefheffing op aardgas die via een opslag loopt te voorkomen. Om een vergelijkbare reden kan ook worden gepleit voor een korting op het tarief voor opslag van waterstof.[14]
- Er kan een verschil optreden in transporttarieven met de omliggende landen. Als het tarief in Nederland hoger zou liggen dan kan er discussie ontstaan over een korting op het cross-border tarief voor de aansluitingen met het buitenland. Dit kan een grote impact hebben omdat in het lage waterstofscenario de transportcapaciteit voor export naar Duitsland een groot aandeel vormt van de totale transportcapaciteit.
- Er blijft een kans dat het waterstofvolume nog lager uitvalt dan in het laagste scenario dat nu is meegenomen als het effect van de volume-risico's waarmee in dit scenario rekening is gehouden (zie paragraaf 4.1) in de praktijk nog groter is dan gevonden in de studies die de basis vormen voor het laagste scenario. De waterstofscenario's zijn verder afhankelijk van het doorgaan van beleid en verdere beleidsinstrumenten die lijn zijn met realisatie van klimaatneutraliteit in 2050.wat het uitgangspunt is van alle scenario's (KM-IW, CI26 en LCI26) die zijn gebruikt voor het samenstellen van de waterstofscenario's in deze studie.

Het risico van extra vertraging ten opzichte van het de huidige herziene planning voor de amortisatie wordt beperkt geacht. Enerzijds lijkt de kans op verdere vertraging klein. Tijdens een recente informatiebijeenkomst van HNS/Gasunie is aangegeven dat de ontwikkeling van de meeste trajecten van het netwerk aan de voorkant van de bandbreedte zitten die wordt gehanteerd voor de planning.[15] Mocht anderzijds onverhoopt toch nog grote vertraging optreden dan kan worden besloten om het amortisatieschema later in werking te laten treden waardoor dit risico niet of maar beperkt doorwerkt in de amortisatie.

Tot slot worden ook de technische risico's beperkt geacht vanwege alle ervaring met de aanleg, het gebruik en het onderhoud van een leidingnetwerk voor transport van een gas. Waterstof is weliswaar geen aardgas, maar buisleidingtransport van waterstof is niet nieuw en er is al enige ervaring met transport van waterstof door een bestaande aardgasleiding in Zeeuws-Vlaanderen van Dow in Terneuzen naar Yara in Sluiskil. Verder is de aanleg en ingebruikname van de eerste 32 kilometer aan nieuwe buisleiding van de Tweede Maasvlakte naar Pernis door het Rotterdamse havengebied succesvol verlopen.

[14] Zonder korting zou voor een deel van de waterstof het volledige tarief meerdere keren van toepassing kunnen zijn: bij productie, bij opslag, bij weer invoeden in het net vanuit de opslag en bij afname door eindgebruikers. In de praktijk zullen kosten worden gemiddeld en omdat maar een beperkt deel van de waterstof via een opslag loopt zullen de transportkosten voor de eindgebruikers niet viermaal het tarief van 26,9 €/kW_{HHV}/jr (voor entry of exit) bedragen.

[15] Bijeenkomst 'In gesprek over het waterstofnetwerk' 19 mei 2026, Foodhallen, Rotterdam.

4.3 Effecten van resterende risico's en mitigerende maatregelen

Door variatie van een aantal relevante parameters zijn de effecten van resterende risico's en mogelijke mitigerende maatregelen te verkend. In een aantal gevallen is ook het effect van een positieve verandering in de parameter berekend. Het effect van een nog lager waterstofvolume en een nog lagere vraag naar transportcapaciteit voor het HNS-netwerk is verder niet beschouwd. Het effect hiervan ligt voor de hand; een hoger maximum op de amortisatierekening met een langere amortisatieperiode dan 31 jaar en een hogere rentelast.

Tabel 4.1 bevat een overzicht van de resultaten van de gevoeligheidsanalyse voor de parameters die zij gevarieerd. De resultaten in de tabel zijn weergegeven als verschil ten opzichte van de referentiesituatie. De parameterswaarden voor die situatie zijn gegeven in Tabel 3.3 en de uitgangswaarden voor het lage waterstofscenario in combinatie met de hoge investeringskosten staan in de bovenste regel van Tabel 4.1 (zie ook Tabel 3.4). Voor de financiering van de aanpak met intertemporele kostentoerekening is het maximum op de amortisatierekening één van de belangrijkste parameters. De resultaten voor deze parameter zijn ook weergegeven in Figuur 4.1.

Tabel 4.1: Resultaten van de gevoeligheidsanalyse voor het lage waterstofscenario in combinatie met hoge projectie voor de investeringskosten in het HNS-netwerk.

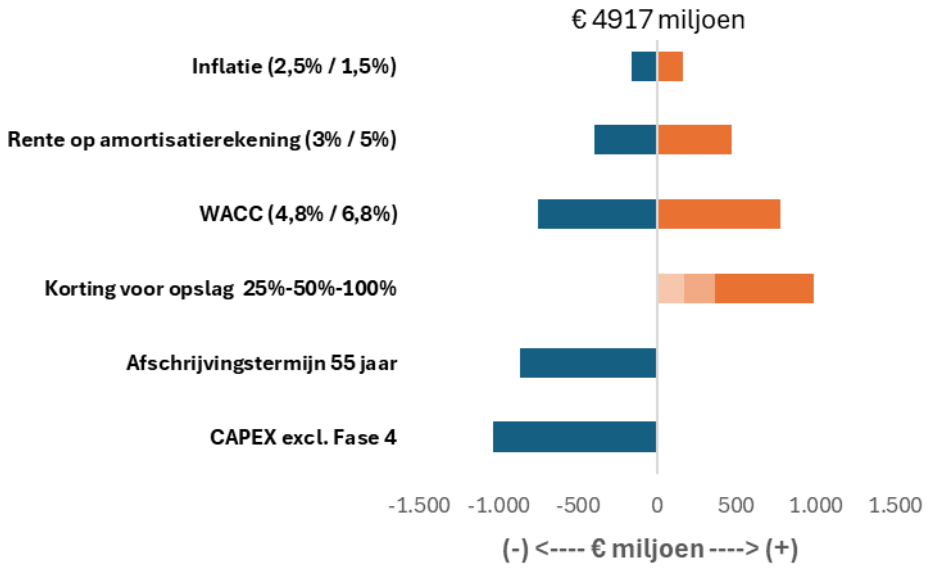
	Amortisatie-periode [# jaar]	Maximum op amortisatie rekening [€ mln.]	Rente over amortisatie-rekening [€ mln.]	Resterende GAW na afbetaling [€ mln.]
Uitgangswaarde Laag/Hoog	31	4917	3600	1304
Inflatie (1,5% / 2,5%)	4 / -3	168 / -158	774 / -517	309 / 55
Rente amortisatierekening 3% / 5%	-3 / 2	-397 / 469	-1348 / 2020	17 / 149
WACC 4,8% / 6,8%	-3 / 3	-747 / 784	-918 / 1161	49 / 229
Korting op opslag 25%-50%-100%	2 / 4 / 9	169 / 370 / 990	466 / 1043 / 2720	149 / 310 / 310
Afschrijvingstermijn 55 jaar	-3	-859	-933	2521
CAPEX excl. fase 4	-7	-1031	-1316	-143

4.3.1 Effect van inflatie, rente en WACC

Het effect van een verandering in de gemiddelde inflatie op het maximum op de amortisatierekening is beperkt. Daarbij is het effect tegengesteld aan het effect van een verandering van de rente en de WACC. Een stijging van het inflatiepercentage leidt tot een daling van het maximum op de rekening terwijl een toename van de rente op de rekening en de WACC leiden tot een toename van het maximum, en dus de financieringsbehoefte voor het amortisatiemodel.

Een toename van de inflatie zal een opwaartse druk opleveren op de rente en de WACC. Vanwege het tegengestelde effect heeft een toename van de gemiddelde inflatie een dempend effect op de toename van de financieringsbehoefte door een stijging van de rente en de WACC als gevolg van die inflatie. Verandering in de rente en WACC lijkt wel een groter effect te hebben op het maximum op de amortisatierekening dan een verandering in de inflatie. Dit is ook het geval voor de amortisatieperiode, de rentelast over de amortisatierekening en de resterende GAW na aflossing van de rekening. Ter illustratie levert

een combinatie van 2,5% inflatie, 5% rente op de amortisatierekening en een WACC van 6,8% de volgende resultaten: amortisatieperiode 33 jaar; maximum op de rekening € 6.046 mln.; rentelast € 6.179 mln.; resterende GAW € 1.454 mln. Het uiteindelijke effect is afhankelijk van hoe sterk de inflatie doorwerkt in de rente en WACC, maar per saldo zal een toename leiden tot een toename van de financieringsbehoefte voor de amortisatierekening. Het omgekeerde geldt ook.



Figuur 4.1: Resultaten van de gevoeligheidsanalyse voor het maximum op de amortisatierekening voor het lage waterstofscenario bij hoge investeringen en O&O-kosten voor het waterstofnetwerk.

4.3.2 Effect van korting op opslag en cross-border tarief

De resultaten voor toepassing van de korting op het transporttarief voor opslag laten een toename zien voor het maximum op de amortisatierekening, hoewel de toename beperkt is vanwege de veronderstelde beperkte rol van opslag in het lage waterstofscenario. De daling van de inkomsten door korting op het transporttarief voor opslag leidt samen met de toename van de rentelasten tot verlenging van de periode voor aflossing van de rekening met twee jaar. Ook de resterende GAW neemt toe, hoewel ook deze stijging bij een korting van 25% beperkt is.

Naast een korting van 25% zijn ook kortingen van 50% en 100% voor opslag doorgerekend. De kortingen leiden tot een daling van het tarief van 26,9 €/kW$_{HHV}$/jaar op met gemiddeld respectievelijk 5%, 10% en 20% (inkomsten bij de korting voor opslag gedeeld door de totale transportcapaciteit). De hogere korting geeft daarmee inzicht in de richting van de resultaten voor het geval er ook een korting toegepast zou moeten worden op het cross-border tarief.[16] Zoals te verwachten, geven de resultaten aan dat meer kortingen en daarmee een verdere daling van het gemiddelde tarief tot een verdere toename van de financieringsbehoefte voor de amortisatierekening leidt. De resultaten duiden op een aanzienlijke toename van de rentelasten en periode die nodig is voor aflossing van de rekening. Tot slot wijst ook de trend in de resterende GAW op een verdere toename van de activawaarde die nog moet worden

[16] Met name de resultaten voor 100% zijn slechts indicatief omdat de datasets voor investeringskosten tot 2065 lopen en daarmee onvoldoende gegevens bevatten voor een accurate berekening als de aflossingsperiode voor de amortisatierekening 36 jaar of langer is.

terugverdiend na aflossing van de amortisatierekening. Per saldo betekent dit dat vergoeding van de netwerkkosten worden doorgeschoven naar toekomstige klanten omdat tarieven na aflossing van de rekening minder kunnen dalen.

4.3.3 Mitigerende maatregel: beleid

Een belangrijke mitigerende maatregel om te voorkomen dat het lage waterstofscenario zich voordoet is om beleid te ontwikkelen dat de vraag naar met name hernieuwbare waterstof stimuleert; dit draagt bij aan verduurzaming van de energievoorziening, vermindering van de afhankelijkheid van (de import van) aardgas en invulling van de lidstaatverplichtingen voor inzet van RFNBO uit de REDIII. Ontwikkeling van dergelijk beleid kost tijd en het effect daarvan zal naar verwachting pas tot capaciteitsboekingen leiden in de richting van 2035 en daarna. Het huidige beleid en de beschikbare budgetten lijken voldoende om de volumes van het lage waterstofscenario tot 2035 te realiseren. Maar zolang de productiekosten van hernieuwbare waterstof ruim boven die van conventionele waterstofproductie met aardgas blijven liggen, zowel met als zonder CCS, zijn voor de periode daarna, of om voor 2035 op de volumes van de hogere waterstofscenario's uit te komen naar verwachting nog aanvullende budgetten en maatregelen nodig, zoals bijvoorbeeld langjarige RFNBO-verplichtingen die passen bij de investeringshorizon voor grote hernieuwbare waterstofprojecten. Verder zullen de ontwikkelingen in de buurlanden nauwgezet in de gaten moeten worden gehouden om te kunnen anticiperen in het geval dat daar verdere vertraging in de vraagontwikkeling optreedt of de waterstofvraag (voorlopig) voor een groter deel via alternatieve infrastructuur wordt voorzien.

4.3.4 Mitigerende maatregel: verhogen tarief

Mochten budgetten beperkt blijven en vraagcreatie onvoldoende snel van de grond komen dan is een voor de hand liggende mitigerende maatregel om een toename van de financieringsbehoefte voor de amortisatierekening te beperken om het tarief voor transportcapaciteit te verhogen. Dit druist echter in tegen de oorspronkelijke idee achter het amortisatiemodel, te weten het beperkt houden van het tarief voor een zo min mogelijke impact op de business case voor hernieuwbare en koolstofarme waterstof.

4.3.5 Mitigerende maatregel: verlengen afschrijvingstermijn

Een andere mitigerende maatregel is om de afschrijvingstermijn voor investeringen te verlengen van 30 jaar naar 55 jaar, in lijn met (grote delen van) de aardgasinfrastructuur.[17] Dit levert een daling van het maximum op de rekening van € 859 mln. en ook een aanzienlijke daling van de rentelast. De resterende GAW die nog moet worden terugverdiend na aflossing van de amortisatierekening laat in dit geval echter de grootste stijging zien. De resterende GAW wordt bijna drie keer zo groot, en stijgt van € 1,3 mld. naar ruim € 3,8 mld. Omdat deze waarde de basis vormt voor vaststelling van de tarieven door de ACM beperkt dit de mogelijkheden voor daling van de tarieven nadat de amortisatierekening is afgelost. Naast het vaststellen van het tarief worden afschrijvingstermijnen voor de verschillende categorieën aan activa ook door de ACM vaststelt. De ACM zal zich hierbij naar verwachting baseren op de technische levensduur van de infrastructuur. Dit is nog een onzekere factor, maar op basis van beschikbare informatie zal toch een keuze moeten worden gemaakt.

[17] Zie Methodebesluit bijlage Afschrijvingstermijnen GTS

4.3.6 Mitigerende maatregel: uitstel investeringen Fase 4

Het grootste positieve effect op het maximum van de amortisatierekening (daling van het maximum) treedt op als de investeringen in Fase 4 worden uitgesteld (zie Bijlage E voor het effect van het achterwege laten van Fase 4 op de jaarlijkse investeringen en toevoegingen aan de GAW; equivalent van Tabel 3.1 en Tabel 3.2). Tabel 4.1 geeft het resultaat voor een berekening zonder Fase 4-investeringen, maar uitstel van de investeringen waarbij activering plaats vindt rond of net na de piek in de amortisatierekening geeft vergelijkbare effecten. Uitstel van investeringen in de vierde fase kan als mitigerende maatregel worden overwogen als de ontwikkeling van het waterstofvolume zich de komende tijd voltrekt langs de lijn van het lage waterstofscenario. Fase 1 tot en met 3 zouden wel gerealiseerd worden waarmee ook zonder Fase 4 verbindingen ontstaan tussen de clusters, met het buitenland en opslagfaciliteiten. Maar onder andere de IJsselmeerroute en aanvullende grensverbindingen zouden worden uitgesteld. Enige kanttekening is dat hoewel de extra capaciteit van de IJsselmeerroute niet direct nodig zal zijn bij een laag scenario, deze tweede verbinding van oost naar west wel een fysiek robuuster systeem oplevert waar ook waarde in kan zitten.[18]

Naast uitstel van Fase 4 kunnen ook nog netwerkuitbreidingen binnen clusters worden uitgesteld als de vraag achterblijft. Deze maatregel is niet doorgerekend. Zonder de investeringen in Fase 4 daalt het maximum op de amortisatierekening volgens de berekening met € 1.031 mln., ruim 20%, en komt uit op bijna € 3,9 mld. Tegelijk dalen de rentelasten met € 1,3 mld. en kan de amortisatierekening 7 jaar eerder worden afgelost. Ook de daling van de resterende GAW is positief; de daling met € 143 mln. is ets meer dan 10%. Bij vroegtijdige beëindiging bedraagt de combinatie van het saldo op de amortisatierekening en de resterende GAW maximaal € 6,8 mld.

4.3.7 Verwerken uitbreiding van transportcapaciteit in amortisatiemodel

Alle berekeningen in deze studie zijn uitgevoerd voor aanleg van het initiële HNS-netwerk. Dit netwerk heeft een transportcapaciteit van 10 GW_{HHV} waterstof. Alle scenario's die in deze studie zijn bekeken, inclusief het lage waterstofscenario, bereiken dit maximum ruim voor het einde van de amortisatieperiode. Als de vraag naar transportcapaciteit ondertussen toeneemt, dan moeten er extra investeringen worden gedaan voor uitbreiding van het netwerk. Het is nog niet duidelijk hoe dit moet worden meegenomen in het amortisatiemodel, of dit dan effect heeft op het transporttarief en of dit voor alle klanten geldt, en wat dan de financiële risico's worden. Gezien de huidige ontwikkelingen is de aandacht vooral uitgegaan naar het lage waterstofscenario. Maar de ontwikkeling kan ook in een versnelling raken waardoor er al kort na voltooiing van het initiële netwerk moet worden gewerkt aan uitbreiding van het netwerk. Een vroegtijdige uitbreiding kan een risico opleveren als de vereiste investeringen hoog zijn en de versnelling na de uitbreiding niet doorzet. Omgekeerd kan het ook een mitigerende maatregel zijn als de uitbreiding met relatief beperkte middelen kan worden gerealiseerd en daardoor een aanzienlijke extra transportcapaciteit kan worden aangesloten die bij kan dragen aan aflossing van de amortisatierekening. Gezien de lange voorbereidingstijd die in het algemeen nodig is bij uitbreiding van infrastructuur is het zaak om ook tijdig aandacht te schenken aan welke investeringen nodig zijn voor uitbreiding en wat daarvan de mogelijke financiële consequenties zijn.

[18] Voor deze studie is geen toets uitgevoerd of investeringen in Fase 4 toch niet nodig zouden kunnen zijn om aan de capaciteitsvraag binnen het scenario te voldoen. Fase 4 bevat onder andere. uitbreidingen voor export naar Duitsland. Exportvolumes naar Duitsland maken een groot deel uit van de totale waterstofvraag bedient door het HNS-netwerk in het laag scenario.

5 Conclusies

Door de stijgende kosten en een achterblijvende behoefte aan transport van waterstof kunnen tarieven voor een aansluiting op het HNS-netwerk voor vroege klanten erg hoog worden als jaarlijkse kosten moeten worden gedekt door jaarlijkse inkomsten. Een mogelijke uitweg hiervoor is het instrument ‘intertemporele kostentoerekening’, ook wel amortisatie. Hierbij worden in de volloopfase van het netwerk niet kostendekkende tarieven gehanteerd. Het tekort aan inkosten leidt tot een financieringsbehoefte bij de netbeheerder. Na de volloopfase wordt een tarief gehanteerd dat hoger is dan het kostendekkende tarief totdat de initiële tekorten aan inkomsten in een latere fase zijn goedgemaakt door stijgende inkomsten uit een toenemend gebruik van het netwerk. De tekorten en overschotten worden vereffend via een amortisatierekening.

Om inzicht te krijgen in mogelijke ontwikkeling van de amortisatierekening is in deze studie een verkenning uitgevoerd naar plausibele scenario’s voor de ontwikkeling van de vraag naar transportcapaciteit van waterstof en hoe de amortisatierekening er voor deze scenario’s uitziet. Daarnaast zijn risico’s geïdentificeerd die aflossing van de amortisatierekening kunnen bemoeilijken en mogelijke maatregelen die deze risico’s kunnen mitigeren. De studie komt tot de volgende bevindingen:

- Er is een groeiende overtuiging dat de omvang van de energie-intensieve industrie zal afnemen vanwege de relatief hoge energiekosten voor die industrie in Nederland en dat het ontstaan van nieuwe duurzame energie-intensieve industrie erg onzeker is. Dit is van belang voor waterstof omdat het vooral de energie-intensieve industrie is die voor het overgrote deel de behoefte aan waterstof bepaald. Het betreft me name de raffinage van aardolie en de productie van ammoniak, methanol, synthetische brandstoffen (e-fuels), biobrandstoffen en ijzer en staal. Recent zijn daarom een aantal toonaangevende energiescenario’s voor Nederland van Netbeheer Nederland en TNO aangepast om de effecten van een beperkte rol voor de energie-intensieve industrie in Nederland te verkennen. Deze scenario’s zijn gebruikt als uitgangspunt voor een Laag, Midden en Hoog waterstofscenario in deze studie. Voor de periode 2030-2035 zijn verdere aanpassingen gedaan, waarvoor een recente update van de ‘Volumestudie Waterstofdragers’ is gebruikt. In het algemeen liggen de volumes in de scenario’s die zijn samengesteld voor deze studie een stuk lager dan de waterstofvolumes die tot voor kort als richtinggevend werden gezien zoals het volume uit het Koersvaste Middenweg scenario van Netbeheer Nederland.

- In de scenario’s vormt het waterstofvolume dat wordt geëxporteerd een aanzienlijk aandeel van het totale waterstofvolume dat via het HNS-netwerk wordt getransporteerd. Het aandeel varieert van ongeveer 30% tot meer dan 50% is alle scenario’s. In de schatting voor het lage waterstofscenario vormt de exportcomponent vanaf 2036 meer dan de helft van het volume dat via het HNS-netwerk wordt getransporteerd, tot zelfs iets meer dan driekwart in 2040. Hoewel het aandeel in transportcapaciteit lager is omdat export voornamelijk baseload betreft kan een afname van het volume een aanzienlijk effect hebben op de inkomsten voor het netwerk en de amortisatierekening. De grote afhankelijkheid van export, met name naar Duitsland, is een risico voor het geval de export lager uitvalt dan in de scenario’s verondersteld, of wanneer de infrastructuur voor import en transport zich in de buurlanden sneller ontwikkeld waardoor import vanuit

Nederland minder nodig is. Een aanvullend risico hierbij kan een eventuele discussie zijn over verlaging van het ‘cross-border’ tarief met Duitsland in het geval de tarieven met andere landen lager liggen en export vanuit Nederland hierdoor onder druk komt te staan.

- Voor ontwikkeling van de amortisatierekening zijn de waterstofscenario’s gecombineerd met drie varianten voor de investeringskosten voor het waterstofnetwerk. Het betreft varianten die de P10- (Laag), P50- (Midden) en P90-raming (Hoog) voor de investeringskosten vertegenwoordigen. Ondanks de lagere volumes en de vertaling daarvan naar een lagere behoefte aan transportcapaciteit van waterstof ten opzichte van eerdere scenario’s blijkt uit de doorrekeningen dat voor de meeste combinaties van waterstofscenario’s en investeringskosten, aflossing van de amortisatierekening binnen 25 jaar mogelijk. Alleen bij de combinatie van het lage waterstofscenario en de hoge investeringskosten is bij de gebruikte financiële parameterwaarden voor de doorrekening meer dan 30 jaar nodig. Aflossing vindt in dat geval na 31 jaar plaats.

- Het maximum tekort op de amortisatierekening vormt één van de belangrijkste parameters voor het amortisatiemodel. Het vertegenwoordigt de financieringsbehoefte voor het waterstofnetwerk bij de netbeheerder en toont de opgave voor het vinden van financiën voor de amortisatierekening. Het maximum op de amortisatierekening varieert van iets meer dan € 180 mln. voor het hoge waterstofscenario bij de lage investeringskosten, tot ruim € 4,9 mld. bij het lage waterstofscenario met de hoge investeringskosten. Het lage waterstofscenario in combinatie met de P50-schatting voor de investeringen resulteert in een maximum op de amortisatierekening van bijna € 3,2 mld. Gezien de huidige trend van vertraging in de ontwikkeling van waterstof, de druk op de energie-intensieve industrie en oplopende investeringskosten lijkt een financieringsbehoefte in de richting van de bovengrens op het ogenblik waarschijnlijker dan in de richting van de ondergrens.

- Bij een langzame ontwikkeling van de behoefte aan transportcapaciteit voor waterstof op een blijvend laag niveau en oplopende (investerings)kosten kan dat tot een prognose leiden dat doorgaan met het amortisatiemodel duurder is dan stoppen. Bij stoppen wordt de resterende GAW versneld afgeschreven ten laste van de amortisatierekening die vervolgens wordt afgelost door de garantie van EZK. De reservering die nodig is voor deze garantie in combinatie met de amortisatierekening, is een stuk hoger dan alleen de financieringsbehoefte voor de rekening. Voor het lage waterstofscenario bij de hoge investeringskosten is de financiële “exposure” bijna € 8,6 mld. (grofweg € 4,9 mld. voor de amortisatierekening en € 3.7 mld. voor de GAW).

- Een belangrijke optie om bij een achterblijvende vraag naar transportcapaciteit de financieringsbehoefte voor de amortisatierekening te beperken is om de investeringen in de laatste van het initiële netwerk (Fase 4) uit te stellen. Fase 4 betreft vooral het verbinden van noordoost Nederland met west Nederland onder het IJsselmeer. De extra capaciteit hiervan is mogelijk niet direct nodig zijn bij een laag scenario, hoewel deze tweede verbinding van oost naar west wel een fysiek robuuster systeem oplevert. Zonder de investeringen in Fase 4 daalt het maximum op de amortisatierekening volgens de berekening met € 1,0 mld., ruim 20%, en komt uit op bijna € 3,9 mld. Tegelijk dalen de rentelasten met € 1,3 mld. en kan de amortisatierekening 7 jaar eerder worden afgelost. Ook de daling van de resterende GAW is positief; de daling met € 143 mln. bedraagt iets meer dan 10%. Bij vroegtijdige beëindiging bedraagt de combinatie van het saldo op de amortisatierekening en de resterende GAW (de financiële “exposure”) maximaal € 6,8 mld.

- Een andere belangrijke mitigerende maatregel voor het amortisatiemodel is om beleid te ontwikkelen dat de vraag naar met name hernieuwbare waterstof zodanig stimuleert dat een ontwikkeling van volume en transportcapaciteit hoger uitkomt dan het lage waterstofscenario. Ontwikkeling van dergelijk beleid kost tijd en het effect daarvan zal naar verwachting pas tot capaciteitsboekingen leiden in de richting van 2035 en daarna. Het huidige beleid en de beschikbare budgetten lijken voldoende om de volumes van het lage waterstofscenario tot 2035 te realiseren. Maar voor de periode daarna, of om voor 2035 op de volumes van de hogere waterstofscenario's uit te komen zijn naar verwachting nog wel aanvullende maatregelen en budgetten nodig.

- Volledige subsidie van de tekorten aan inkomsten in de aanloopfase van HNS-netwerk en compensatie (subsidiëring) van de rente op de amortisatierekening zijn onderzocht als alternatieven voor het amortisatiemodel.
  - Een subsidiemodel is een mogelijk alternatief, maar het verschil tussen het amortisatie- en een subsidiemodel is van belang bij interpretatie en beoordeling van de resultaten. Bij het amortisatiemodel kan de financiering, inclusief de rente, in principe helemaal worden terugverdiend en worden de kosten voor het netwerk helemaal door de gebruikers van het netwerk betaald. Subsidie is een uitgave voor de overheid die niet (direct) kan worden terugverdiend. Bij subsidie wordt een deel van de kosten van het netwerk door de overheid gedragen.
  - Het budget dat nodig is voor volledige subsidiëring is lager dan de behoefte aan financiering voor de amortisatierekening. Bij het lage waterstofscenario met de hoge investeringskosten is het totaal aan subsidie € 1,25 mld. lager dan de financiering van € 4,9 mld. die nodig is voor de amortisatierekening. De subsidieperiode is met 12 jaar 2 jaar korter dan de periode dat stortingen op de amortisatierekening nodig zijn. Nadat de inkomsten voldoende zijn geworden en geen subsidie meer nodig is resteert een GAW van bijna € 3,7 mld. Dit is een maat is voor het budget dat nodig is als mocht worden besloten om op dat moment het netwerk versneld af te schrijven. Bij voortijdige beëindiging door slechte vooruitzichten bedraagt de combinatie van totaal uitgekeerde subsidie en resterende GAW die versneld wordt afgeschreven maximaal € 7,7 mld.
  - Subsidiëring van alleen de rente op de amortisatierekening is een tussenvariant. Het maximum op de amortisatierekening is € 1,25 mld. lager dan zonder compensatie van de rente. Aflossing van de amortisatierekening vindt 7 jaar eerder plaats. Het aantal jaar dat een storting op de amortisatierekening moet worden gedaan is 1 jaar korter, maar de rente moet wel gedurende 24 jaar worden gecompenseerd. Bij vroegtijdige beëindiging bedraagt de combinatie van het saldo op de amortisatierekening, de resterende GAW en het totaal aan gecompenseerde rente maximaal € 8,4 mld.

Referenties

[1] Ministerie van Kloimaat en Groene Groei, „Toetredingsvoorwaarden tot het transportnet voor waterstof," 19 december 2025. [Online]. Available: https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2025-44652.pdf. [Geopend 8 mei 2026].

[2] Hynetwork, „Conceptvoorstel aanpassing uitrolplan," december 2024.

[3] PWC/Strategy&, „HyWay27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk," juni 2021.

[4] „Kostenraming transportnet voor waterstof en warmtelinq," Tweede Kamer, vergaderjaar 2024-2025, 32 813, nr. 1471, Den Haag.

[5] Algemene Rekenkamer, „Aanleg waterstofnetwerk onder hoge druk: Subsidie aanloopverliezen niet doeltreffend," 2025.

[6] Europess Parlement en de Raad, *Verordening (EU) 2024/1788 inzake de interne markt voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof: atikel 5, lid 3,* 13 juni 2024.

[7] Netbeheer Nederland, „Netbeheer Nederland Scenario's Editie 2025," mei 2025.

[8] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, „Nationaal plan energiesysteem," Den Haag, december 2023.

[9] Netbeheer Nederland, „Netbeheer Nederlad scenario's editie 2025: Verkenningen," 14-04-2026.

[10] L. Eblé, M. Weeda, „Evaluation of the leveised cost of hydrogen based op proposed electrolysr project in the Netherlands," TNO 2024 R10766, 2024.

[11] M. Scheepers, A. Faaij, R. van den Brink, „Scenario's voor Klimaatneutraal Energiesysteem: Slimme combinaties van energie-opties leiden tot duurzame en betaalbare energiehuishouding," Whitepaper, TNO, mei 2020.

[12] M. Scheepers, S. Gamboa Palacios, G. Janssen, J. Moncada Botero, J. van Stralen, C. Oliveira Machado dos Santos. A. Uslu, K. West, „Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstocks," TNO 2022 P10162, april 2022.

[13] M. Scheepers, „Toekomst van het Nederlandse energiesysteem: Ontwikkeling energie-intensieve industrie bepalend voor de energietransitie," TNO Whitepaper, mei 2024.

[14] M. Scheepers, J. van Stralen, J.G. CHavarrriaga, A. Elberry, A. Uslu, C. Oliveira, „Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050: Scenario update and scenario vaiants for industry," TNO 2024 P10607, May 2024.

[15] M. Scheepers et al , „Energiedoelen 2040: Indicatoren en knelpunten (concept)," publicatie verwacht in 2026.

[16] Berenschot, Arcadis, TNO, „Omgevingsveiligheid van toekomstige stromen waterstofrijke energiedragers," 26 januari 2023.

[17] Ministerie van Klimaat en Gorene Groei, „Kabinetsvisie waterstofdragers," 22 november 2024. [Online]. Available: https://open.overheid.nl/documenten/6fd5d27a-b334-4aa2-b8fc-f0edaad4d832/file. [Geopend 8 mei 2026].

[18] Berenschot, Arcadis, TNO, „Update volumestudie waterstofdragers," 31 maart 2026.

[19] Netbeheer Nederland, „Verkenning Vertraagde Transitie: Netbeheer Nederland scenario's editie 2025,” 17-04-2026.

[20] PBL, „TRajectverkenning Klimaatneutraal 2050 - Trajecten naar een klimaatneutrale samenleving voor Nederland in 2050,” PBL-publicatienummer 5093, Den Haag, 24 april 2024 (update 3 maart 2026).

[21] PBL, „Toekomstverkenning WLO - Vir scenario;s voor Nederland in 2040, 2050 en 2060,” PBL-publicatienummer: 5450, Den Haag, 2050.

[22] PBL, „Toekomstverkenning WLO - Cahier Klimaat en Energie,” PBL-publicatienummer: 5455, Den Haag, 2025.

[23] „Publicaties WLO 2025,” PBL, 2025. [Online]. Available: https://www.wlo2025.nl/publicaties. [Geopend 15 april 2026].

[24] MInisterie van KGG, „Kamerbrief Transportnet voor waterstof en distributienetten,” Kamerstuk 2025/26, 29 023 nr. 624, 18 december 2025.

[25] PBL, „Klimaat- en Energieverkenning 2024,” Den Haag, oktober 2024.

[26] Fraunhofer, „Hintergrundszenarien zur Festlegung des Hochlaufsentgelts im Wassestoff-Kernnetz,” 15-03-2025.

[27] Fraunhofer ISI, Consentec, TU Berlin, ifeu, „Langfristszenarien, Documents,” 24 04 2024. [Online]. Available: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-en/documents/. [Geopend June 2026].

Bijlage A
KM-IW variant

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de belangrijkste aanpassingen in de Koersvaste Middenweg-Import Waterstofdragers (KM-IW) variant voor waterstof ten opzichte van de het oorspronkelijke Koersvaste Middenweg-scenario.

Tabel A.1: Overzicht van de belangrijkste aannames in de KM-IW variant met een effect op het waterstofvolume ten opzichte van het oorspronkelijke KM scenario.

Sector	Aannames
Raffinaderijen	• Olieraffinage krimpt tot 15% van huidig (scenario uitgangspunt van Horizon Aanvoer scenario uit “Netbeheer Nederland Scenario’s Editie 2025”) • Synthetisch productie en een deel van de hydrotreated vegetable oil (HVO) wordt vervangen door SAF-productie uit geïmporteerd methanol (waterstof -36 TWh) • De overall productie is ruwweg 35% van het productieniveau in 2019
Staalproductie	• De 1e hoogoven naar DRI gaat op aardgas in 2035; de 2e wordt vervangen door een Electric Arc Furnace (EAF) o.b.v. schrootimport vanaf 2040 • Het productieniveau blijft ruwweg op peil • De waterstofvraag is 8 TWh lager t.o.v. KM2050 (-90%)
Kunstmestproductie	• Richting 2050 is er alleen nog import van ammoniak, dan wel productie met waterstof uit vergassing van afval (Furec-project Chemelot) • Het productieniveau van kunstmest blijft ruwweg op peil • De waterstofvraag is 7 TWh lager t.o.v. KM2050
Stoomkrakers	• Capaciteitsverlaging van 5 naar 2 stoomkrakers vanaf 2040 (ruwweg een halvering van de productie) • Geen elektrisch kraken tot aan 2040. In 2050 is ruwweg de helft van de fornuizen geëlektrificeerd. De rest stookt nog restgas. Het overschot aan restgassen komt beschikbaar voor derden.
Methanol	• Geen synthetische productie, alleen vergassing van afval (ruwweg halvering van productieniveau) • De waterstofvraag is 8 TWh lager t.o.v. KM2050 (-75%)
Internationale Luchtvaart	• Minder directe toepassing van waterstof, en een grotere rol voor (bio)kerosine. • Het marktaandeel waterstof is max 5% in 2050 (7 TWh lager t.o.v. KM2050)
Overig	• Meerdere elektrificatie en waterstofprojecten zijn vertraagd tot na 2030 (verschuiving tot 2035)

Bijlage B
CI- en LCI-scenario's

Onderstaande tabellen geven een overzicht van de belangrijkste aannamen met betrekking tot de industrie in het TNO TRANSFORM-scenario en de industrievarianten LC, CI en LCI. Tabel geeft vervolgens een overzicht van de belangrijkste aanpassingen voor de CI26- en LCI26-varianten van het nieuwe scenario dat is afgeleid van het TRANSFORM-scenario maar in lijn met als het ADAPT-scenario ook een ruime mogelijkheid bevat om reductie van broeikasgasemissies te realiseren door CO_2-opslag.

Tabel B.1: Overzicht van de uitgangspunten voor de energie-intensieve industrie in 2050 in het TRANSFORM-scenario.

Sector	Aannames TRANSFORM
Raffinaderijen	• Raffinaderijen voorzien in 10% van de brandstofvraag in de EU • Import van houtchips/-pellets voor verwerking tot brandstoffen in (bio)raffinaderijen
Staalproductie	• De staalproductie daalt geleidelijk tot 75% ten opzichte van het ADAPT-scenario. • In 2030/35 vindt overgang plaats naar DRI op aardgas, maar zonder CCS; vanaf 2040 wordt aardgas vervangen door waterstof. • Staalproductie vindt plaats met een electric arc furnace (EAF).
Kunstmestproductie	• De kunstmestproductie bedraagt 42% ten opzichte van het ADAPT-scenario • Er zijn twee kunstmestfabrieken in bedrijf met eigen ammoniakproductie en er vindt beperkte import van groene ammoniak plaats (15%).
Organische chemie (HVC: High Value Chemicals)	• De productie is 40% lager dan in het ADAPT-scenario (en 20% lager dan in 2019). • Import van houtchips/-pellets voor groene chemie • De beschikbaarheid van plastic afval blijft beperkt tot Nederlandse aanbod. • Circulariteit zorgt voor veranderingen in productontwerp, met als resultaat hogere mechanische plastic recycling.

Tabel B.2: Overzicht van de uitgangspunten voor de energie-intensieve industrie in 2050 in de industrievariant "Less Competitive" van het TRANSFORM-scenario.

Sector	Aannames TRANSFORM – industrievariant "Less Competitive"
Raffinaderijen	• Raffinaderijen voorzien in 5% van de brandstofvraag in de EU. • Er vindt Import plaats van houtchips en -pellets voor verwerking tot brandstoffen in bioraffinaderijen
Staalproductie	• Het productievolume aan staal daalt met 50% t.o.v. het TRANSFORM-scenario. • In 2030/35 vindt overgang plaats naar DRI op aardgas, maar zonder CCS; vanaf 2040 wordt aardgas vervangen door waterstof. • Staalproductie vindt plaats met een electric arc furnace (EAF).
Kunstmestproductie	• Een van de twee kunstmestfabrieken sluit • Er vindt beperkte import van groene ammoniak plaats (15%)
Organische chemie (HVC: High Value Chemicals)	• Het productievolume daalt tot 50% ten opzichte van het niveau in 2019 • De beschikbaarheid van plastic afval blijft beperkt tot Nederlandse aanbod • De samenstelling van plastic afval is vergelijkbaar met de huidige samenstelling

Tabel B.3: Overzicht van de uitgangspunten voor de energie-intensieve industrie in 2050 in de industrievariant “Competitive & Import” van het TRANSFORM-scenario.

Sector	Aannames TRANSFORM – industrievariant “Competitive & Import”
Raffinaderijen	• Raffinaderijen voorzien in 10% van de brandstofvraag in de EU. • 50% van de hernieuwbare brandstoffen gebaseerd op de import van hernieuwbare halffabricaten (bio-tussenproducten, zoals bio-olie, bio-ethanol, en waterstof)
Staalproductie	• Het productievolume aan staal blijft gelijk aan TRANSFORM. • Het gebruik van schroot gaat naar 30% zonder kwaliteitsverlies van het staal • De ijzerproductie wordt beperkt en vervangen door HBI-import (hot briquetted iron) • De resterende ijzerproductie vindt plaats op basis van DRI met waterstof.
Kunstmestproductie	• De twee Nederlandse kunstmestfabrieken blijven in bedrijf. • Een fabriek schakelt volledig over op import van groene ammoniak, terwijl de andere fabriek ammoniak produceert met geïmporteerde waterstof.
Organische chemie (HVC: High Value Chemicals)	• De productie is 40% lager dan in het ADAPT-scenario (en 20% lager dan in 2019). • Er vindt import plaats van bio/hernieuwbare nafta, bio-olie, ethanol, bio-methanol en hernieuwbare/synthetische methanol, plastic afval uit de EU en waterstof. • Circulariteit zorgt voor veranderingen in productontwerp, met als resultaat een hogere mechanische plastic recycling.

Tabel B.4: Overzicht van de uitgangspunten voor de energie-intensieve industrie in 2050 in de industrievariant “Less Competitive & Import” van het TRANSFORM-scenario.

Sector	Aannames TRANSFORM – industrievariant “Less Competitive & Import”
Raffinaderijen	• Raffinaderijen voorzien in 5% van de brandstofvraag in de EU. • 50% van de hernieuwbare brandstoffen gebaseerd op de import van hernieuwbare halffabricaten (bio-tussenproducten, zoals bio-olie, bio-ethanol, en waterstof)
Staalproductie	• Het productievolume aan staal daalt met 50% t.o.v. het TRANSFORM-scenario. • Het gebruik van schroot gaat naar 30% zonder kwaliteitsverlies van het staal • Er is geen ijzerproductie maar alleen import van HBI (hot briquetted iron)
Kunstmestproductie	• Een van de twee kunstmestfabrieken sluit • De kunstmestproductie is gebaseerd op geïmporteerde ammoniak
Organische chemie (HVC: High Value Chemicals)	• Het productievolume daalt tot 50% ten opzichte van het niveau in 2019. • Er vindt import plaats van bio/hernieuwbare nafta, bio-olie, ethanol, bio-methanol en hernieuwbare/synthetische methanol, plastic afval uit de EU en waterstof. • Circulariteit zorgt voor veranderingen in productontwerp, met als resultaat een hogere mechanische plastic recycling.

Bij de ADAPT en TRANSFORM-scenario’s was de randvoorwaarde voor 2040 nog een emissiereductie van broeikasgassen van 80%. Voor het CI26 en LCI26 is dat verhoogd naar 90% in overeenstemming met de Europese doelstelling. Omdat 5% van de doelstelling elders mag worden gehaald is voor beide gevallen ook een variant met een reductiedoelstelling van 85% doorgerekend. De verschillen in resultaten zijn echter beperkt. Voor deze studie zijn alleen de resultaten voor 90% gebruikt.

De belangrijkste aanpassingen voor CI26 en LCI26 ten opzichte van de CI- en LCI-varianten van het TRANSFORM-scenario die effect hebben op de waterstofvolumes betreffen:

- Hogere investeringskosten voor wind op zee (windparken en netwerk) en elektrolysers. Deze aanpassing was nodig omdat de kosten van deze technieken de afgelopen jaren zijn toegenomen.
- Hogere investeringskosten voor grote kerncentrales. Geen toepassing van kleine kerncentrales (SMR’s).

- Verruiming van CO_2-opslag (CCS: Carbon Capture & Storage). Hierdoor is het mogelijk om nog fossiele brandstoffen te blijven gebruiken en toch de reductiedoelstellingen voor broeikasgasemissies te realiseren.
- Import van biobrandstoffen en synthetische brandstoffen: aanpassing van de importprijzen en de maximum hoeveelheid die kan worden geïmporteerd. De maximale import van ruwe biomassa is verlaagd door rekening te houden met de biomassa die nodig is voor de productie van geïmporteerde biobrandstoffen.
- Geen import (en export) van waterstof.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de uitgangspunten voor de productievolumes in de energie-intensieve industrie en de potentiëlen van hernieuwbare energie-opties, kernenergie en CO_2-opslag, Het betreft slechts potentiëlen waar gebruik van kan worden gemaakt bij het bepalen van een energiesysteem dat tegen de laagste maatschappelijke kosten invulling kunnen geven aan alle energievragen binnen de randvoorwaarde voor reductie van broeikasgasemissies en overige randvoorwaarden die aan de berekeningen worden meegegeven. Voor een gedetailleerde beschrijving van aanpak, aannames en resultaten wordt verwezen naar de scenariorapporten

Tabel B.5: Overzicht van productievolumes in de energie-intensieve industrie en aanbodpotentiëlen voor hernieuwbare/koolstofarme energie in de verschillende TNO-scenario's en scenariovarianten.

Parameter	Eenheid	ADAPT		TRANSFORM/CI → CI26		LC/LCI → LCI26	
		2040	2050	2040	2050	2040	2050
Energie-intensieve industrie							
Raffinaderijen	PJ			900	380	450	180
Staal	Mton	7,2	7,2	5,9	5,4	3,0	2,7
Ammoniak	Mton	3,0	3,1	1,9	1,3	1,1	0,8
HVC	Mton	11,4	12,7	8,6	7,2	7,4	5,6
Potentiëlen aanbod/opslag							
Wind op Land	GW	7,8	7,8	10	12	10	12
Wind op Zee	GW	36	40	45	70	45	70
Zon-PV	GW	69	109	84	132	84	132
Kernenergie	GW	4,0	5,2	4,0 → 3,5	5,2 → 6	4,0 → 3,5	5,2 → 6
CO_2-opslag[a]	Mton	35	40	13 → 33	15 → 40	13 → 33	15 → 40
Biomassa[b]	PJ	570	890	550 → 430	860 → 430	380 → 260	740 → 430
Biofuels[c]	PJ	-	-	- → 70	- → 110	- → 70	- → 110
Synfuels[c]	PJ	-	-	- → 70	- → 110	- → 70	- → 110

[a] Bij CI26 en LCI26 in 2040 7,5 Mton en in 2050 15 Mton buiten het Nederlandse deel van de Noordzee.

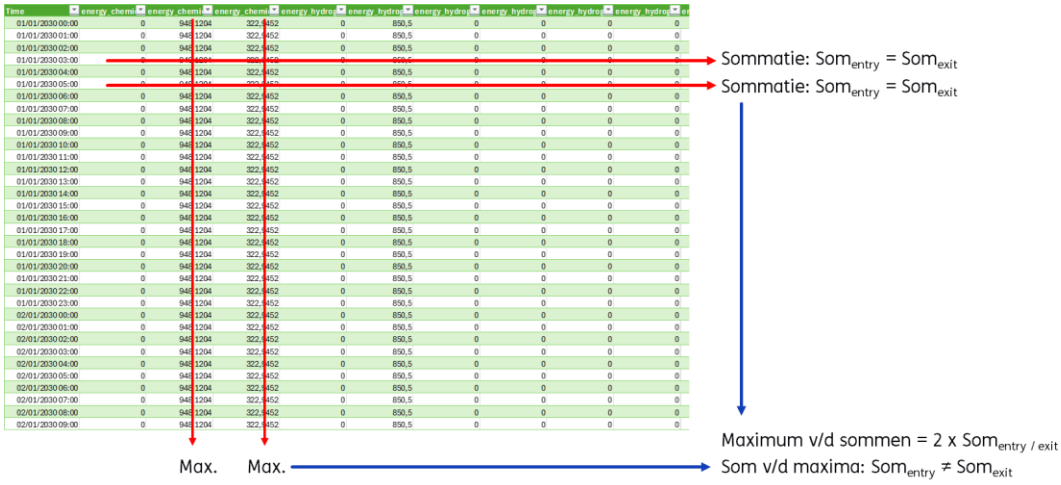
[b] Gecombineerd binnenlands potentieel en import van biomassa.

[c] Import potentieel.

Bijlage C

Van waterstofvolumes naar waterstoftransportcapaciteit

Voor de KM-IW variant zijn standaard gegevens op uurbasis (MWh/h) beschikbaar voor alle opties aan de “entry”-kant en aan de “exit”-kant van het waterstofnet. Uit die gegevens kunnen op twee manieren capaciteiten worden afgeleid.[19] Dit is weergegeven in Figuur C.1. Vanuit het idee dat elke partij z’n maximale transportcapaciteit moet contracteren kan per vraag-, aanbod- en opslagcategorie in het scenario (de kolommen) de maximale capaciteit in het jaar worden bepaald. Die maximale capaciteit kan dan voor alle opties worden gesommeerd (som van de maxima). Deze methode houdt echter geen rekening met correlaties die er zijn tussen opties. Zo zal er waarschijnlijk geen of weinig waterstof aan de opslag worden onttrokken als elektrolysers op vol vermogen produceren. Ook zal er in de regel niet gelijktijdig elektriciteitsproductie met waterstof plaatsvinden als er voldoende zon en wind is voor grootschalige productie van waterstof met elektrolysers. De methode houdt ook geen rekening met mogelijke ongelijktijdigheid waarmee in de praktijk afname van waterstof voor verschillende toepassingen plaatsvindt. Vanwege die ongelijktijdigheid kan in principe meer capaciteit op het netwerk worden aangesloten dan de capaciteit van het netwerk zelf. Een betere methode is daarom om capaciteiten per uur (de rijen) te sommeren en vervolgens het maximum in de kolom met sommaties te bepalen (maximum van de sommen). In dit geval is in de simulaties de sommatie van capaciteiten van aanbodopties (entry) gelijk aan de sommatie opties aan de afnamekant (exit).

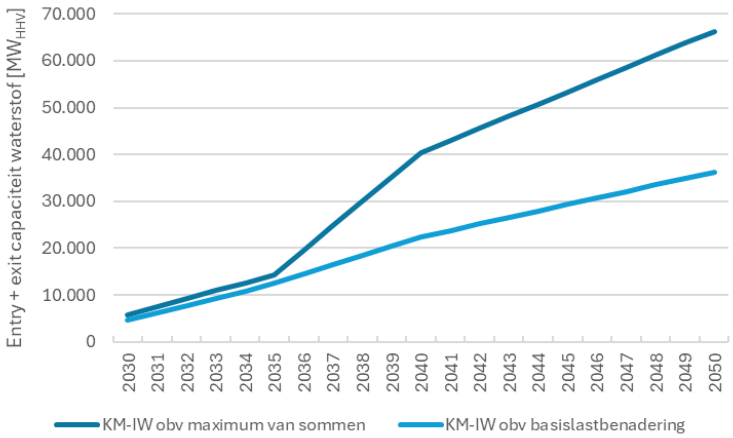


Figuur C.1: Methodes voor bepalen van transportcapaciteiten o.b.v. van gegevens op uurbasis.

In Figuur C.2 zijn voor de KM-IW variant de resultaten weergegeven voor de ontwikkeling van gecombineerde entry- en exit-transportcapaciteit op basis van “maximum van de sommen”

[19] Gasunie gebruikt dit type gegevens voor netwerkberekeningen. Hiervoor wordt een algoritme gebruikt dat combinaties maakt van entry- en exit-flows om zo verschillende transportsituaties door te rekenen en te toetsen of het netwerk deze 'aan kan'. Voor de analyse in deze studie voert dat echter te ver.

en op basis van tweemaal de waterstofvraag (vraag = aanbod) omgerekend naar capaciteit met 8000 uur (basislast-benadering). De verschillen zijn in vroege jaren nog beperkt vanwege de beperkte elektrolysecapaciteit en beperkte noodzaak voor balancering van vraag en aanbod via opslag. Naarmate de noodzaak daarvoor groter wordt neemt het verschil tussen beide benaderingen toe en leidt de volumebenadering tot een onderschatting. Het resultaat voor de benadering “som van de maxima” is niet opgenomen in de figuur. Die benadering zou in 2050 tot een gecombineerde transportcapaciteit leiden van ruim 126.000 MW_{HHV}.



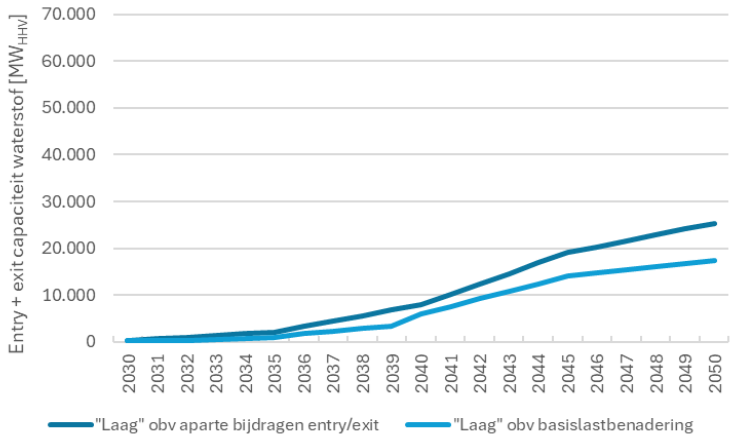
Figuur C.2: Verloop van de transportcapaciteit voor de KM-IW variant uit resultaten op uurbasis volgens de methode ‘maximum van de sommen en vanuit vertaling van volume naar capaciteit bij 8000 uur.

Het Energy Transition Model (ETM) dat is gebruikt voor simulatie van de KM-IW variant levert standaard de waterstofresultaten op uurbasis. Dat is (nog) niet het geval voor het OPERA model waarmee het optimale energiesysteem op basis van de laagste maatschappelijke kosten voor het CI26 en LCI26 scenario zijn bepaald. Voor die scenario’s is een vertaling van volumes naar capaciteiten gemaakt op basis van standaard beschikbare resultaten over geïnstalleerde capaciteiten, vollasturen en entry- en exit-capaciteit van opslag. Voor de resultaten van de Update Volumestudie Waterstofdragers is dat gedaan op basis van alleen de elektrolysecapaciteit met 4800 vollasturen en 8000 vollasturen voor alle overige vraag- en aanbodopties (zichtjaren 2030 en 2035 in de scenario’s Laag, Midden en Hoog).[20]

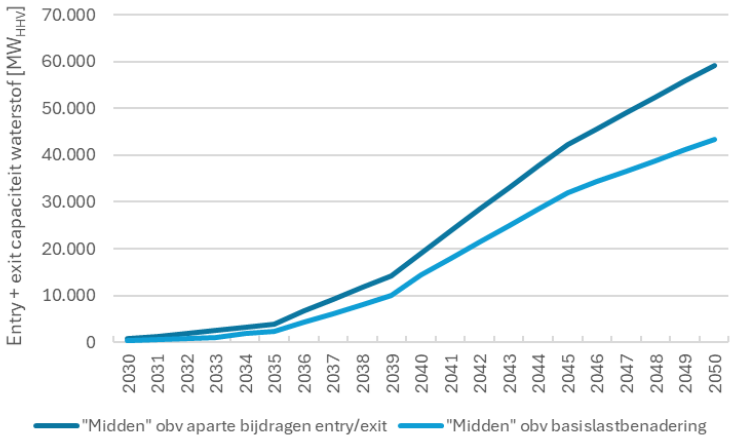
De resultaten van deze benadering van de ‘maximum van de sommen’-methode zijn afgezet tegen de eenvoudigere basislastbenadering. De resultaten zijn voor het waterstofscenario Laag weergegeven in Figuur C.3 en voor het Midden-scenario in Figuur C.4. De trend in de resultaten is duidelijk vergelijkbaar met de trend voor KM-IW variant in Figuur C.2 hoewel de verschillen tussen beide benaderingen in latere jaren vooral voor het lage waterstofscenario minder uitgesproken is. Het lijkt daarmee eerder een onderschatting van capaciteiten zoals die uit een benadering op uurbasis zou volgen dan een overschatting. Aangezien een conservatieve inschatting van transportcapaciteit leidt tot minder inkomsten bij een gegeven transporttarief is dit eerder gunstig dan ongunstig in een analyse van mogelijkheden om de

[20] In de praktijk zal aanbod en gebruik van waterstof niet altijd plaatsvinden in vollast maar zal een deel van de tijd ook in deellast zijn. Alleen hanteren van vollasturen is dus een benadering. Voor de analyse zijn productieopties die continu aanbod kunnen leveren (reforming van aardgas) zoveel mogelijk gekoppeld met continue afname (industrie en transport). Daarna is zoveel mogelijk van het tekort aan continu aanbod aangevuld met aanbod vanuit elektrolyse. Bij een resterend tekort aan aanbod moet dit uit opslag komen. Aanbod van elektrolyse dat niet direct kan worden gekoppeld aan vraag moet tijdelijk in opslag. Bij het CI26 en LCI26 scenario is daar waar mogelijk ook rekening gehouden met correlaties tussen aanbod- en aanbodcategorieën. Deze analyses leiden niet tot een sluitende massabalans en leveren dus slechts een indicatief resultaat.

kosten van het HNS-netwerk terug te verdienen. Daarom is geen nader werk gedaan naar uitwerking van de waterstofresultaten op uurbasis voor het CI26- en LCI26 scenario. Voor de analyses in hoofdstuk 3 is gebruik gemaakt van de ‘maximum van de sommen’-methode; de resultaten op basis van aparte bijdragen van entry entry- en exit-flows in Figuur 2.4 en Figuur 2.5 van Hoofdstuk 2.



Figuur C.3: Vergelijking van methodes voor conversie van hoeveelheden waterstof in het scenario Laag naar transportcapaciteiten.



Figuur C.4: Vergelijking van methodes voor conversie van hoeveelheden waterstof in het scenario Midden naar transportcapaciteiten.

Bijlage D
Investeringskosten voor het landelijke waterstofnetwerk

Tabel D.1: Overzicht van netwerksegmenten en totale investeringskosten voor het landelijke waterstofnetwerk, nominaal en inclusief bouwrente (bron Gasunie).

Segment HNS-netwerk	Jaar klaar voor gebruik	Investeringskosten		
		Laag [€ mln.]	Midden [€ mln.]	Hoog [€ mln.]
1. Noord-Nederland	2029			
2. Noordzeekanaalgebied (NZKG)	2030			
3. Rotterdam	2026			
4. Zuidwest Nederland	2030			
5. Scheemda - Oude Statenzijl	2030			
6. Spaarndam - Mijnsheerenland	2032			
7. Rotterdam - Boxtel (DRC)	2032			
8. Limburg	2032			
9. Ommen - Ravenstein/Boxtel	2031			
10. Ommen - Winterswijk	2036			
11. Angerlo - Zevenaar	2031			
12. Den Helder - Beverwijk	2036			
13. IJsselmeer route	2036			
14. Schoonebeek - Vlieghuis	2029			
15. Schinnen - ‘s Gravenvoeren	2036			
Netwerkuitbreiding stelpost 1	2032			
Netwerkuitbreiding stelpost 2	2033			
Netwerkuitbreiding stelpost 3	2034			
Netwerkuitbreiding stelpost 4	2035			
Overname assets				
Totaal (incl. bouwrente)		3.441	4.669	6.021

Bijlage E
Investeringskosten voor het landelijke waterstofnetwerk exclusief Fase 4

Tabel E.1: Overzicht van de jaarlijkse investeringen (reëel) in het waterstofnetwerk volgens de P10, P50 en P90-schatting, exclusief de investeringen in de laatste fase (Fase 4).

Jaar	Investeringen (reëel) in [€ mln.]		
	Laag – P10 schatting	Midden – P50 schatting	Hoog – P90 schatting
2024	83	112	144
2025	79	107	138
2026	196	266	343
2027	311	422	544
2028	388	526	678
2029	328	445	573
2030	438	594	766
2031	241	327	422
2032	111	150	193
2033	38	51	66
2034	2	3	4
2035	0	0	0
Totaal	2.212	3.003	3.872

Tabel E.2: Overzicht van jaarlijkse toevoegingen aan de gestandaardiseerde activawaarde (nominaal incl. bouwrente), exclusief de investeringskosten voor Fase 4 van het netwerk.

Jaar	Investeringskosten [€ mln.] (nominaal incl. bouwrente)		
	Laag – P10 schatting	Midden – P50 schatting	Hoog – P90 schatting
2024	0	0	0
2025	92	124	160
2026	0	0	0
2027	0	0	0
2028	329	446	575
2029	486	660	851
2030	123	167	216
2031	1.372	1.862	2.400
2032	141	191	246
2033	89	121	156
2034	89	121	156
2035	0	0	0
Totaal	2.720	3.691	4.760

Bijlage F

Beschrijving van risico's

Financiële risico's

Samen met de aangepaste planning voor uitrol van waterstofnetwerk heeft HNS/Gasunie ook een herziening van de verwachte investeringskosten voor het project gedeeld met de ministeries van KGG en Financiën. Hierin is de oorspronkelijke kostenraming van €1,5 mld. naar boven bijgesteld tot € 3,8 mld. Oorzaken voor de stijging van de investeringskosten zijn volgens HNS/Gasunie [5]:

- "minder hergebruik van aardgasleidingen als gevolg van de veranderende aardgasstromen. Sinds de inval in Oekraïne is er voor de oost-westverbinding een nieuwe leiding voor waterstof nodig, de Delta Rhine Corridor (DRC). Ook is er meer nieuwbouw nodig voor het netwerk in Noord-Nederland;
- meer detailkennis van het benodigde ontwerp, wijzigingen in leidingdiameter en een beperkt aantal netwerkuitbreidingen;
- aanvullende duurzaamheidseisen, waaronder maatregelen voor de reductie van stikstofuitstoot, groen staal en waterbeheer;
- hogere prijzen in de leveranciersketen en hogere materiaalkosten;
- overige meerkosten, waaronder langere doorlooptijden en het rekening houden met onzekerheden."

De kostenraming van € 3,8 mld. betreft de 'P50'-schatting. In deze studie is dit de Midden-variant voor de investeringskosten van het netwerk. P50 betekent een kans van 50% dat de aanleg van het netwerk voor dat budget wordt gerealiseerd. Naast de P50-schatting zijn in deze studie de P10 en P90-schatting gehanteerd, respectievelijk de lage en hoge variant voor de investeringskosten. De P90-schatting betekent dat er 90% kans is dat het project binnen de P90-kostenschatting wordt gerealiseerd. Dit wordt gezien als een conservatieve veilige schatting die vaak wordt gebruikt voor budgettering om financiële risico's te beperken. Niettemin blijft er een kans van 10% dat de investeringskosten uiteindelijk toch hoger uitvallen. In de herziene kostenschatting zal rekening zijn gehouden met de effecten op prijzen en materiaalkosten als gevolg van de inval van Rusland in Oekraïne, maar mogelijk leidt de recente oorlog die de Verenigde Staten en Israël zijn gestart met Iran tot nog hogere prijzen en materiaalkosten waar ook in de P90-schatting nog niet voldoende rekening mee is gehouden.

Inflatiebeleid richt zich op stabilisatie rond twee procent. In de berekeningen is daarom ook uitgegaan van een inflatie van twee procent. Maar gezien de ontwikkeling van de inflatie na de inval van Rusland in Oekraïne en de opwaartse druk op de inflatie die ook nu weer wordt verwacht door het conflict in het Midden-Oosten is er het risico van een hogere inflatie. Een hogere inflatie leidt mogelijk tot hogere rentes en een hogere WACC. De combinatie van die factoren kan leiden tot hogere waarden in de berekeningen voor het maximum op de amortisatierekening (financiering die nodig is voor de rekening), de rente over de amortisatierekening, de amortisatieperiode en de resterende GAW. Een hogere inflatie hoeft niet te gelden gedurende de hele looptijd van het project, maar een hogere waarde gedurende een beperkte periode kan ook een significant effect hebben.

Externe risico's

Het grootste externe risico voor het HNS-netwerk betreft de ontwikkeling van het gebruik van waterstof, de waterstofmarkt en de behoefte die daaruit volgt voor transport van waterstof door het HNS-netwerk. De behoefte aan transport van waterstof door het HNS-netwerk is daarbij sterk afhankelijk van:

- de mate waarin het huidige gebruik van fossiele waterstof wordt vervangen door hernieuwbare waterstof die wordt geproduceerd via elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit;
- de ontwikkeling van nieuwe toepassingen voor waterstof in vooral de sectoren industrie en vervoer en de mate van voorziening daarvan via centrale productie van hernieuwbare en/of koolstofarme waterstof;
- de vraag naar hernieuwbare en/of koolstofarme waterstof in omliggende landen waar die landen zelf niet in kunnen voorzien.

Het blijft echter zeer lastig om in te schatten wat de snelheid en omvang van die ontwikkelingen zullen zijn. Grote risico's voor de volumeontwikkeling en de behoefte aan transportcapaciteit voor waterstof zijn:

- onvoldoende stimulerende beleidsmatige ontwikkelingen;
- een afnemende concurrentiepositie voor met name de energie-intensieve industrie;
- een snellere ontwikkeling van alternatieven voor decarbonisatie en verduurzaming;
- een snelle ontwikkeling van concurrerende waterstofinfrastructuur.

Stimulerende beleidsmatige ontwikkelingen

Hernieuwbare waterstof is nog duur en de doelen en regelgeving rond hernieuwbare waterstof zijn nog onvoldoende uitgekristalliseerd voor solide business case analyses waardoor bedrijven terughoudend zijn om te investeren in de productie en het gebruik van hernieuwbare waterstof. De teller voor investeringsbeslissingen in middelgrote en grote fabrieken voor productie van hernieuwbare waterstof staat bij het schrijven van dit rapport op 420 MW terwijl invulling van de Nederlandse jaarverplichtingen voor inzet van RFNBO in de industrie en de vervoerssector een geschatte elektrolysecapaciteit van ordegrootte 1 GW in 2030 vereist. Rekening houdend met de bouwtijd en de tijd die het kost om installaties in te regelen is het de vraag of een werkende capaciteit van 1 GW in 2030 nog mogelijk is. Voor 2035 is vooralsnog geen grote uitbreiding van de capaciteit nodig omdat de voorgenomen verhoging van de RFNBO-jaarverplichting voor de industrie (van 4% naar 9,9%) beperkt is en er nog geen (richtinggevende) doelen zijn voor de vervoerssector.[21] Tegelijk wordt de uitrol gehinderd door knellende Europese randvoorwaarden voor RFNBO[22] en liggen de investeringskosten voor hernieuwbare waterstof vooralsnog op een hoger niveau dan waarmee eerder rekening is gehouden bij reservering van de subsidiebudgetten waardoor zelfs de voorlopig vereiste uitbreiding van capaciteit tot 2035 een aandachtspunt kan gaan vormen.

Bovenop de volume-onzekerheid is het ook nog onzeker welk deel van de geïnstalleerde capaciteit gebruik gaat maken van het HNS-netwerk. Air Liquide gaat de waterstof van het ELYgator-project (200 MW) transporteren via het eigen waterstofnet. Het Djewels project van

[21] De jaarverplichting voor de industrie geeft slechts gedeeltelijk invulling aan de Europese lidstaatverplichting uit de herziene richtlijn hernieuwbare energie (REDIII) die lidstaten verplicht om ervoor te zorgen dat inzet van RFNBO in de industrie in 2030 tenminste 42% en in 2035 tenminste 60% bedraagt van het waterstofgebruik in de industrie. Een hogere jaarverplichting wordt niet haalbaar en wenselijk geacht om een goede concurrentiepositie voor de industrie in de EU te kunnen behouden.

[22] Het betreft met name de 'additionaliteitseis' voor gebruik van ongesubsidieerde hernieuwbare elektriciteit en de temporele correlatie tussen de productie van elektriciteit en waterstof waaraan al in 2030 op uurbasis moet worden voldaan.

Power2X (20 MW) krijgt een direct verbinding met een fabriek van Nobian in Delfzijl. Tankstations worden voorlopig vanuit kleinere installaties ter plekke of over de weg van waterstof voorzien. Vooralsnog is alleen van het Shell Holland Hydrogen 1 project (200 MW) bekend dat de waterstof via het HNS-netwerk zal worden getransporteerd. Om rekening te houden met het risico van lage initiële benutting is dit als startpunt genomen voor het lage waterstofscenario in deze studie en is voor 2035 gekozen de 'Krimp zet door' variant uit de 'Update volumestudie waterstofdragers' [18]. Niettemin lijkt realisatie van het veronderstelde volume in 2035 ook in het lage scenario niet als vanzelf tot stand te komen. Naast aanvullende maatregelen die de vraag naar hernieuwbare waterstof stimuleren en meer passende regelgeving, zijn mogelijk ook meer middelen nodig om de uitrol te versnellen. Dit geldt overigens ook voor de uitrol van wind op zee, want hernieuwbare waterstof begint bij de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit. Hoe minder er gebruik wordt gemaakt van de beschikbare hernieuwbare energiebronnen in Nederland en Europa, hoe beperkter de mogelijkheden voor binnenlandse en Europese hernieuwbare waterstof zullen zijn en hoe groter het aandeel (en de afhankelijkheid van) import van hernieuwbare energie in de vorm van hernieuwbare waterstof of daarvan afgeleide producten.

Concurrentiepositie van de energie-intensieve industrie

Voor de behoefte aan hernieuwbare waterstof is vooral de omvang van de energie-intensieve industrie van belang. Het huidige waterstofgebruik in de industrie wordt gedomineerd door de productie van ammoniak en de raffinage van aardolie. Op termijn kunnen ook de productie van ijzer en staal, de productie van geavanceerde biobrandstoffen en biomethanol[23] en de productie van synthetische methanol en brandstoffen[24] een belangrijke factor zijn voor het gebruik van hernieuwbare waterstof. Door de hoge energiekosten voor de energie-intensieve industrie in Nederland is er echter onzekerheid over de mate waarin de huidige energie-intensieve industrie hier blijft en in welke mate er een toekomst is in Nederland voor nieuwe energie-intensieve industrie.[25] Het gaat veelal om multinationals die wereldwijd productielocaties hebben. Bij een onvoldoende sterke concurrentiepositie zou de huidige energie-intensieve industrie de productiecapaciteit hier kunnen afschalen en naar elders verplaatsen. Opbouw van nieuwe energie-intensieve industrie die basisproducten/-halffabricaten als ammoniak en methanol produceert op basis van hernieuwbare waterstof, stikstof en CO_2 ligt dan minder voor de hand. Een verschuiving naar import van hernieuwbare halffabricaten is waarschijnlijker waarbij verdere verwerking tot eindproducten als kunstmest, kunststoffen en brandstoffen hier nog wel plaats kan vinden. Maar bij sterke afname van de concurrentiepositie van de energie-intensieve industrie kan ook verschuiving van die delen van de productieketens naar elders plaatsvinden. Behoud van die industrie vergt dan aanvullend beleid waarbij overheden een balans moeten zien te vinden tussen het belang van 'de markt' (private partijen) en het maatschappelijk belang van strategische autonomie voor essentiële producten. Het mogelijke gevolg van deze situatie voor de behoefte aan waterstof in Nederland is in principe verkend met het 'Less Competitive and Import' (LCI26) scenario dat mede de basis vormt voor het lage waterstofscenario in deze studie. Aangenomen wordt dat de analyse van intertemporele kostentoerekening voor het lage

[23] Productie op basis van vergassing van biomassa tot syngas gevolgd door synthese van methanol en biobrandstoffen met het syngas. Voor maximale benutting van de koolstof uit de biomassa moet extra waterstof worden toegevoegd.

[24] Productie van methanol en brandstoffen op basis van duurzame koolstofbronnen (o.a. biogene CO_2 en CO_2 van 'direct air capture' (DAC)) en hernieuwbare waterstof.

[25] Sinds midden-2021 is de methanolproductie in Nederland gestopt vanwege de hoge gasprijzen. Sindsdien wordt alle methanol al geïmporteerd en deels doorgevoerd naar Duitsland. Jaarlijks komt er ordegrootte 2 à 3 miljoen ton methanol binnen via de haven van Rotterdam. Vervanging hiervan door methanol op basis van hernieuwbare bronnen is een grote opgave waarbij de beschikbaarheid van duurzame/hernieuwbare koolstof waarschijnlijk een grotere uitdaging is dan de beschikbaarheid van hernieuwbare waterstof.

waterstofscenario voldoende rekening houdt met dit risico en daarmee bruikbare inzichten biedt voor de financiële haalbaarheid en noodzakelijke financiering van het waterstofnet.

Alternatieven voor decarbonisatie en verduurzaming

Voor klimaatmitigatie is het doel uiteindelijk het decarboniseren en verduurzamen van de economie en niet om zoveel mogelijk toepassingen voor (hernieuwbare) waterstof te realiseren. Decarbonisatie en verduurzaming kunnen ook worden gerealiseerd door energiebesparing, afvang en opslag van CO_2 (CCS), grotere toepassing van biomassa en door elektrificatie. Al die opties hebben voordelen en beperkingen met de blijvende afhankelijkheid van fossiele energie en de beschikbaarheid van CO_2-opslagcapaciteit en duurzame biomassa als kritische aandachtspunten voor de omvang van de rol van CCS en biomassa. Elektrificatie is vanuit duurzaamheidsperspectief de meest aantrekkelijke optie gezien het potentieel van zon en wind en het efficiënte gebruik van energie die elektrificatie mogelijk maakt. Hernieuwbare waterstof is complementair aan hernieuwbare elektriciteit in de rol van opslagmedium van energie als het aanbod van elektriciteit uit zon en wind groter is dan de momentane vraag.[26] Maar naarmate de mogelijkheden voor directe elektrificatie groter worden, zal de rol van waterstof als opslagmedium voor binnenlands geproduceerde hernieuwbare elektriciteit kleiner worden. Belangrijke voorwaarde is wel dat uitbreiding van het elektriciteitsnet tijdig wordt gerealiseerd (inclusief laadinfrastructuur voor zwaardere transporttoepassingen) en meer technologie voor elektrificatie van industriële processen beschikbaar komt. De balans tussen alle opties bepaalt uiteindelijk de rol en omvang van hernieuwbare waterstof. Vanwege het ruime potentieel voor CCS en import van biomassa, of op biomassa gebaseerde producten in het LCI26 en CI26 scenario, is de inschatting dat in ieder geval de resultaten van deze scenario's een schatting vertegenwoordigen voor het volume aan (hernieuwbare) waterstof waarbij voldoende rekening is gehouden met de competitie tussen alternatieve opties voor decarbonisatie en verduurzaming.

In specifieke gevallen kan elektrificatie overigens ook een bijdrage leveren aan de beschikbaarheid en behoefte aan transport van waterstof. Dit kan bij elektrificatie van raffinaderijen en krakers. Bij de processen in die industrieën komen onvermijdelijk grote hoeveelheden restgas vrij die voornamelijk bestaan uit methaan. Dit wordt in de huidige situatie vooral gebruikt voor productie van stoom en hoge temperatuur warmte voor diverse processtappen. Een deel wordt gebruikt voor de productie van waterstof dat bij de raffinaderijen intern wordt gebruikt als grondstof. Bij elektrificatie van de stoomproductie en diverse processtappen kan er een overmaat restgas ontstaan. Dit zou gebruikt kunnen worden voor productie van koolstofarme waterstof (productie in combinatie met CCS) en dan via het HNS-netwerk beschikbaar gemaakt kunnen worden voor andere industrieën en voor andere toepassingen.

Concurrentie van andere transportinfrastuctuur voor waterstof

Hiervoor is al aangegeven dat niet alle transport van waterstof via het HNS-netwerk hoeft te lopen. Een deel kan via private netten worden getransporteerd. Een deel zal nog via de weg plaatsvinden, en een deel zal op of nabij de locatie van gebruik worden geproduceerd waarvoor geen transport nodig is. Transport is wel nodig bij export van waterstof naar de omliggende landen, met Duitsland als belangrijkste markt. Voor deze export is waarschijnlijk ook import van waterstof nodig. Op dit gebied zijn er bij partijen rond de grote zeehavens in

[26] Aanvullende opties voor opslag zijn conversie naar en opslag van warmte en opslag in batterijen. Voordeel van waterstof ten opzichte van deze opties is dat de energie relatief eenvoudig in grotere hoeveelheden en voor langere tijd kan worden opgeslagen. Daarnaast is 'de kwaliteit' van de energie hoger dan van warmte (waterstof kan wel naar warmte maar warmte niet naar waterstof) en heeft waterstof meerdere toepassingsmogelijkheden dan elektriciteit (naast energetische toepassingen ook als grondstof voor chemie).

de omliggende landen vergelijkbare ambities als in Nederland. Vanwege de nabijheid van Antwerpen is om die reden in het lage waterstofscenario geen rekening gehouden met export via het HNS-netwerk naar België. Voor inschatting van de export naar Duitsland in het lage en midden waterstofscenario, is het Duitse scenario ‘O45-Strom’ gebruikt. Voor dit scenario is, op basis van de infrastructuurontwikkelingen in Duitsland en in Duitse havens en de plannen in omliggende landen, vanuit Duits perspectief, een inschatting gemaakt van de import vanuit Nederland. Maar als de opbouw van infrastructuur in bijvoorbeeld Duitse en Belgische havens sneller plaatsvindt dan in Nederland dan kan dat leiden tot beperking van de hoeveelheid waterstof die vanuit Nederland nodig is. Dit is een risico omdat in de schatting voor het lage waterstofscenario de exportcomponent vanaf 2036 meer dan de helft van het volume vertegenwoordigd dat via het HNS-netwerk wordt getransporteerd, tot zelfs iets meer dan driekwart in 2040. Een afname van dit volume kan een aanzienlijk effect hebben op de inkomsten voor het netwerk en de rekening voor de intertemporele kostentoerekening. Een aanvullend risico hierbij kan een eventuele discussie zijn over verlaging van het ‘cross-border’ tarief met Duitsland in het geval de tarieven met andere landen lager liggen en export vanuit Nederland hierdoor onder druk komt te staan.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl

TNO innovation for life