

Waterstof- opslagbehoefte 2030-2035



TNO 2024 R10304 – Juni 2024

Waterstof-opslagbehoefte 2030-2035

Auteurs	Sander Blom, Berend Hopman, Sebastiaan Hers
Rubricering rapport	TNO Publiek
Aantal pagina's	44 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	2

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.

© 2025 TNO

Samenvatting en conclusie

Achtergrond

Waterstof zal naar verwachting in toenemende mate een belangrijke rol in het toekomstige energiesysteem spelen. In veel sectoren in de industrie is het een kansrijke energiedrager voor verduurzaming en daarnaast heeft waterstof een systeemrol voor de toekomstige elektriciteitssector. Complementair aan de variabele opwek van wind en zon, kan waterstof gebruikt worden voor de energievoorziening in tijden dat deze opwek ontbreekt. Hiervoor is het noodzakelijk dat langdurige waterstofopslag beschikbaar is.

De huidige plannen voor grootschalige waterstofopslag omvatten zoutcavernes in Zuidwending, Groningen. Gasunie verwacht de eerste caverne vanaf 2028 in gebruik te nemen en voorziet dat na 2030 nog drie cavernes worden ontwikkeld binnen de bestaande opslagvergunning. Gezien de lange aanlooptijd die nodig is voor aanleg van cavernes en het operationaliseren van opslaglocaties, is het belangrijk dat de ontwikkeling van opslagcapaciteit voor waterstof tijdig meebeweegt met de groei en vergroening van de waterstofmarkt. Dit vergroot de potentie van groene waterstofproductie, kan voor stabielere waterstofprijzen zorgen, en kan bijdragen aan zowel de verduurzaming van de elektriciteitssector als het zekerstellen van waterstofaanbod in onvoorziene situaties (bijv. langdurige onderbreking van waterstofproductie en/of import). Duidelijkheid over de waterstofopslagbehoefte voor de komende tien jaar ontbreekt echter.

Onderzoeksaanpak

In deze studie onderzoeken we de waterstofopslagbehoefte voor de jaren 2030-2035. Daarbij is de hoofdvraag of de geplande aan te leggen capaciteit van de waterstofopslag voldoende is om aan deze behoefte te voldoen. In dit rapport wordt de waterstofopslagbehoefte getoetst aan de hand van drie criteria:

- › **Leveringszekerheid:** waterstofopslag draagt bij aan het in balans houden van vraag en aanbod in het energiesysteem. Kan de leveringszekerheid van waterstof niet gegarandeerd worden, dan kan die geborgd worden met aanvullende waterstofopslag.
- › **Afhankelijkheid van één flexibiliteitsleverancier:** bij een tekort aan waterstofopslag, kan de markt gedomineerd worden door een gering aantal leveranciers van flexibiliteit. Om dat te voorkomen en een diverse markt te creëren, kan het wenselijk zijn om meer opslagcapaciteit te realiseren.
- › **Prijsstabilisatie:** door waterstof in te kopen en op te slaan in tijden van lage waterstofprijzen, en deze in tijden van hoge prijzen weer uit de opslag te onttrekken en te verkopen, draagt waterstofopslag bij aan stabielere waterstofprijzen.

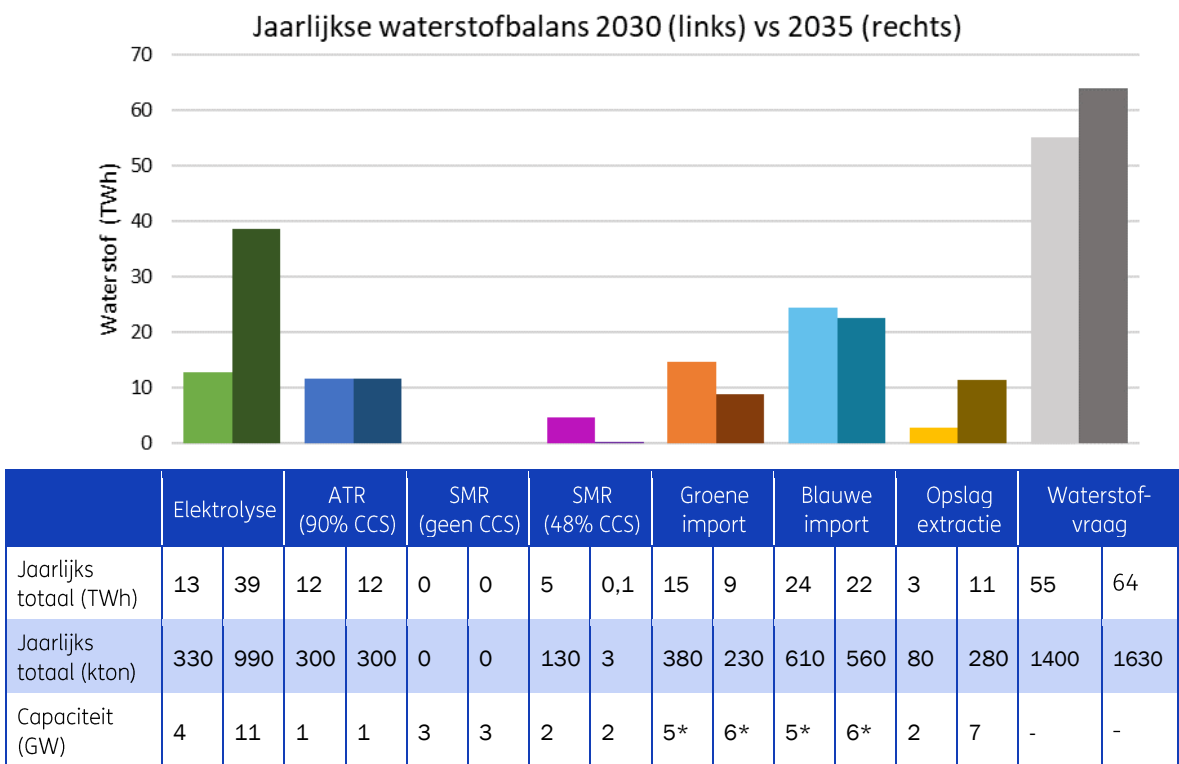
Om de onderzoeksvraag te beantwoorden en de geplande waterstofopslag te toetsen aan deze criteria, is een serie marktsimulaties uitgevoerd. Een kostenoptimalisatie is uitgevoerd voor een toekomstig energiesysteemscenario. Hierbinnen staan investeringen vast en wordt de inzet van waterstofproductie, -transport en -opslag berekend, die overeenkomen met de laagste kosten voor het systeem. Deze kosten-optimale inzet en bijbehorende marktprijzen

geven een beeld van de waterstofmarkt van 2030 en 2035. Hieruit kunnen we vervolgens concluderen of de opslagcapaciteit overeenkomt met de opslagbehoefte.

Daarna worden enkele varianten op het energiesysteemscenario gesimuleerd. Hierbij veranderen we steeds één of enkele variabele(n) en onderzoeken we het effect van deze verandering(en) op het waterstofsysteem en de opslagbehoefte.

Resultaten op basis van Scenario's Investeringsplannen 2024

Het energiesysteemscenario 'Klimaatambitie' van het IP2024 (Netbeheer Nederland) wordt als basis genomen voor de marktsimulatie. De veronderstelde beschikbare waterstofopslagcapaciteit bestaat uit één caverne in 2030 (0,2 TWh) en vier cavernes in 2035 (0,9 TWh).



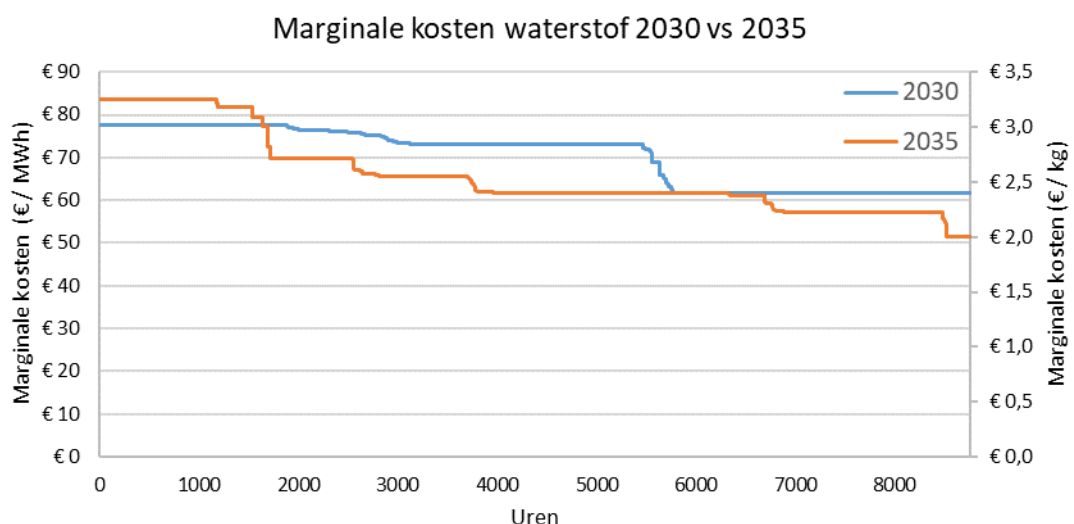
Figuur 1.1: Jaarlijkse waterstofbalans van de simulatieresultaten voor de zichtjaren 2030 en 2035 op basis van het 'Klimaatambitie' scenario van IP2024. In de tabel boven zijn waarden voor de totale waterstofproductie en -vraag in 2030 (links) en 2035 (rechts) gegeven voor het jaarlijks totaal in TWh en kton, en de geïnstalleerde capaciteit in GW. *groene en blauwe import delen dezelfde 5-6 GW aan krakercapaciteit.

In de jaarlijkse waterstofbalans van beide jaren (**Figuur 1.1**) zien we een beperkte rol voor de huidige Steam Methane Reforming installaties (SMR), die waterstof uit aardgas produceren zonder afvang en opslag van CO₂-emissies (ook wel *Carbon Capture and Storage*, kortweg CCS). Blauwe waterstof uit aardgas via Auto Thermal Reforming (ATR) met CCS en import voorzien een groot deel van de waterstofvraag vanwege hun lagere kosten. Productie uit elektrolyse groeit aanzienlijk richting 2035, overeenkomend met de toename in capaciteit van 4 naar 11 GW. Op elk uur van het simulatiejaar is in de modelresultaten van 2030 en 2035 aan de waterstofvraag voldaan, waardoor aan de eis van leveringszekerheid is voldaan.

De mate van ruimte in de leveringszekerheid wordt gegeven door de resterende, beschikbare productiecapaciteit per uur van het jaar. Dit is het verschil tussen de geïnstalleerde capaciteiten in [Figuur 1.1](#) en de door het model berekende, ingezette capaciteit. Deze blijkt voor beide zichtjaren ruim voldoende: gemiddeld is de resterende productiecapaciteit 7 GW in 2030 en 11 GW in 2035. Er is dus in beide zichtjaren volgens het opgestelde scenario genoeg waterstofproductiecapaciteit beschikbaar om de leveringszekerheid te waarborgen, en dit vraagt niet direct om meer opslagcapaciteit dan de huidige geplande capaciteit.

De resterende flexibele capaciteit exclusief de kraker blijft met een gemiddelde van 6 GW in 2030 en 8 GW in 2035 ook voldoende hoog. Deze resterende capaciteit betreft ATR en SMR-installaties, en extractie uit waterstofopslag. De flexibiliteit van het waterstofsysteem is in dit scenario dus niet volledig afhankelijk van de kraker. Echter, aangezien de kraker bij de gekozen aannames gedurende het hele jaar de goedkoopste aanbieder van flexibiliteit blijkt te zijn, zou dat investeringen in CO₂-afvang voor SMR-installaties onrendabel maken en het besluit om deze aan het waterstofnetwerk te koppelen onrendabel zijn. De beschikbare capaciteit aan SMR-installaties waar in deze studie mee gerekend is, zal in dat geval niet bestaan of niet leveren op de waterstofmarkt. In deze situatie is er een grote afhankelijkheid van één enkele producent in de markt, de kraker. Sturing op een divers en flexibel inzetbaar aanbod van waterstof kan deze afhankelijkheid verminderen. Volgens de modelresultaten is voornamelijk blauwe waterstof uit ATR kosten-competitief.

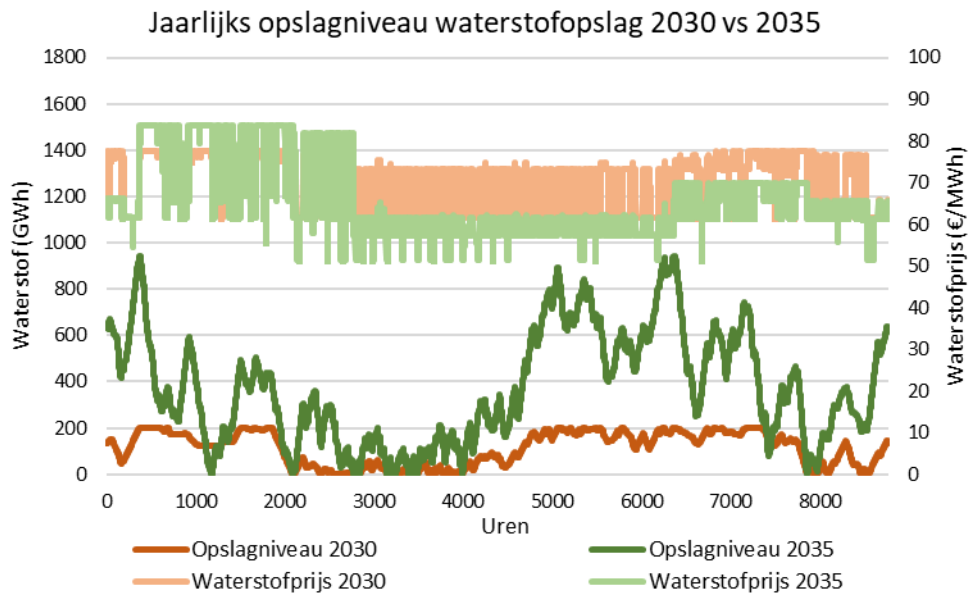
Daarnaast zien we in de resultaten op basis van het IP2024 dat de resulterende waterstof kostencurves weinig spreiding laten zien. Marginale kosten van blauwe import en SMR-installaties met CO₂-afvang bepalen de kostenniveaus. Er zijn geen uren te zien waarin waterstof geproduceerd moet worden met hele hoge gas- of elektriciteitskosten.



Figuur 1.2: Marginale kostencurves voor waterstof als resultaat van de simulaties voor 2030 en 2035. De uurlijkse kosten zijn van hoog naar laag gesorteerd.

Tot slot toont de uurlijkse inzet van de waterstofopslag een combinatie van kortcyclisch gedrag en seizoensopslag. De waterstofopslag maakt gebruik van verschillen tussen waterstofprijzen op dagelijks en wekelijks niveau, en op het kostenverschil tussen zomer en winter, door waterstof op te slaan in uren van lage prijzen, en op de markt aan te bieden in uren van hoge prijzen. Dit kostenverschil in seizoenen volgt de curve van de gasprijs: de opslag wordt aangesproken bij hoge gasprijzen en gevuld bij lage gasprijzen. De vulgraad

van de waterstofopslag staat in 2030 voor een groot deel van het jaar in de buurt van het maximum.



Figuur 1.3: Het opslagniveau van de waterstofopslag en de uurlijkse waterstofprijs, voor simulatieresultaten van de zichtjaren 2030 en 2035.

Resultaten varianten – 2030

Vervolgens is het effect van de aanpassing van enkele variabelen op de behoefte naar waterstofopslag onderzocht aan de hand van 4 scenario's in 2030 en 3 scenario's in 2035. In deze samenvatting worden respectievelijk 3 en 2 scenario's benoemd m.b.t. de meest sprekende conclusies.

Gehalveerde capaciteit importkraker

De eerste variant op het IP2024 scenario, het halveren van de krakercapaciteit, laat zien dat de verminderde waterstofimport wordt opgevangen door productie uit SMR, met en zonder CO₂-afvang. Dit zijn duurdere opties, dus stijgen de uurlijkse waterstofprijzen. De inzet van en behoefte naar waterstofopslag verandert weinig: de waterstofopslag opereert op gemiddeld hogere prijzen die gelijk zijn qua dynamiek.

Verminderde capaciteit wind op zee

Daarnaast laat een variant met tegenvallende uitrol van wind op zee zien dat de daarmee gepaard gaande geringere elektrolyse, een afname van de opslagbehoefte betekent. 4 GW minder wind op zee zorgt voor een afname van 21% extractie en injectie uit opslag. Bij minder variabel aanbod van waterstof is er minder gebruik van opslag, en bij meer variabel aanbod van waterstof meer gebruik van opslag. De waterstof opslagbehoefte op basis van de drie gehanteerde criteria verandert weinig.

Krappe markt

De 'krappe markt' variant laat de effecten zien van een combinatie van hoge importkosten van waterstof en LNG, een gehalveerde krakercapaciteit en een hogere waterstofvraag uit het buitenland. De beperkte en dure import wordt in de resultaten voor 2030 opgevangen door SMR, met en zonder CO₂-afvang. De bijbehorende kostenniveaus zijn lager in de zomer en hoger in de winter, en doen het gebruik van de waterstofopslag significant dalen. Deze

wordt meer als seizoensopslag gebruikt en toont geen kortcyclisch gedrag meer doordat de SMR-installaties voor het grootste deel van het jaar de prijs zetten als aanbieder met de hoogste marginale kosten. Deze kosten fluctueren veel minder en volgen het seizoensgedrag van de gasprijzen.

Resultaten varianten – 2035

CO₂-vrij elektriciteitssysteem

Vervolgens laat een variant van volledig CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening door ombouw van alle gascentrales naar waterstofcentrales in 2035 zien dat de leveringszekerheid in dit geval niet meer gegarandeerd kan worden: de benodigde waterstof in uren van piekvraag van elektriciteit, is te veel voor de beschikbare productie en opslag, die in deze variant gelijk zijn gehouden. Dit is het geval voor 700 uur per jaar en het tekort bedraagt gemiddeld 8,7 GW.

Dit tekort aan aanbod van waterstof in piekuren moet worden opgevuld door een grotere capaciteit van blauwe waterstof, of een hogere extractiesnelheid van de waterstofopslag. Groene waterstofproductie is immers niet flexibel inzetbaar. Zonder extra productiecapaciteit kan een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening op basis van waterstofcentrales niet gerealiseerd worden. Bij de aangenomen extractiesnelheid van 1,6 GW per caverne, zou een aanvullend aantal van zes cavernes benodigd zijn als het gemiddelde tekort aan waterstof door opslagcapaciteit wordt ingevuld. Daarnaast moet de capaciteit van het waterstofnetwerk groot genoeg zijn om op deze uren de benodigde waterstof te distribueren.

Verminderde opslagcapaciteit

Tot slot verkennen we een scenario waarin onverhoopt slechts één zoutcaverne voor waterstofopslag wordt gerealiseerd in plaats van vier cavernes in 2035. Dit heeft tot gevolg dat er minder groene waterstof uit elektrolyse kan worden opgeslagen: de vollasturen dalen van 3600 naar 3400. Deze ontbrekende productie wordt opgevangen door SMR-installaties, wat een toename van emissies tot gevolg heeft. Beschikking tot vier cavernes in 2035 maakt dus meer marktgedreven elektrolyse mogelijk, wat het waterstofsysteem significant vergroent: 2,4 TWh of 4% van de waterstofvraag wordt dan op een CO₂-neutrale manier opgewekt, wat overeenkomt met een vermindering van emissies van 0,2 Mton.

Daarnaast is een grote stijging van de variabiliteit van waterstofprijzen te zien als gevolg van de verminderde opslagcapaciteit. Dit kan een obstakel zijn voor investeringsbeslissingen in waterstofproductie en daarmee de energietransitie potentieel vertragen. Er is dus meer behoefte naar waterstofopslag op het criterium van prijsstabiliteit.

Krappe markt

De krappe markt variant voor 2035 laat juist een toename van productie uit elektrolyse zien. De CO₂-heffing en importkosten zijn dusdanig hoog, dat meer productie van waterstof uit elektriciteit aantrekkelijker is. Hiermee is het kortcyclische gedrag van de waterstofopslag behouden, wat positief is voor de business case.

Conclusie

Concluderend geven de resultaten van deze marktsimulaties aan dat de verwachte waterstofopslagcapaciteit in 2030 en 2035 van respectievelijk 1 en 4 cavernes voldoende is in het IP2024 scenario op basis van de drie criteria. De leveringszekerheid kan gewaarborgd worden in beide jaren, met een ruime marge in beschikbare productiecapaciteit. Daarnaast is er met de aangenomen productiecapaciteiten genoeg beschikbare productiecapaciteit naast de kraker. Deze produceert echter wel het overgrote deel van de waterstof op de

markt, en SMR-installaties bijna niets. Het risico bestaat dat bij deze vooruitzichten de SMR-installaties niet op het waterstofnet worden aangesloten en dus ook niet beschikbaar zullen zijn, wat de afhankelijkheid van de kraker aanzienlijk verhoogt. Dit kan voorkomen worden door sturing op meer regelbaar vermogen aan de aanbodkant van de waterstofmarkt. Tot slot laten marginale kostencurves zien dat de waterstofprijzen in deze scenario's weinig variabel zijn en niet extreem hoge waarden aannemen.

Wordt de elektriciteitssector CO₂-neutraal gemaakt door middel van waterstofcentrales (scenario CO₂-vrij elektriciteitssysteem), dan zijn de beschikbare productiecapaciteit en extractiesnelheid uit opslag echter te laag. Uitzonderlijke situaties zoals langdurig onderbroken importstromen vanwege onvoorziene geopolitieke ontwikkelingen, extremere weerjaren of buitengewoon hoge gasprijzen als afgelopen jaar zijn niet onderzocht in deze analyse.

Daarnaast is het beschikbaar hebben van vier cavernes in 2035 maatschappelijk voordeliger en sluit beter aan op de waterstofopslagbehoefte dan wanneer er slechts één caverne beschikbaar is. Dit uit zich in stabielere prijzen, voldoende leveringszekerheid, verminderde afhankelijkheid van de importkraker en meer waterstof uit binnenlandse bronnen.

Discussie

De opslagcapaciteit lijkt onder de geschetste omstandigheden dus voldoende te zijn in het tijds kader 2030-2035. Andere factoren kunnen echter reden geven om meer cavernes aan te sluiten:

- › De onderzochte CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening vraagt om aanleg van zes extra cavernes in 2035, indien het tekort aan flexibel inzetbare waterstofcapaciteit niet door extra geïnstalleerde capaciteit van stuurbaar vermogen van waterstof of andere vormen van waterstofopslag wordt opgevuld.
- › De internationale waterstofmarkt kan zich zodanig ontwikkelen dat er meer of minder waterstofopslag in Nederland gewenst is dan in deze studie wordt geconcludeerd. De ontwikkeling van de waterstofvraag in Duitsland is erg onzeker, en de vraag naar import vanuit Nederland kan veel hoger of lager uitvallen dan in deze studie aangenomen is. Daarnaast kan een Europees waterstofnetwerk zorgen voor een positie voor Nederland als waterstofopslaghub, door de relatief grote opslagpotentie. Aansturen op samenwerking is in beide gevallen wenselijk, ook gezien de grote waterstof opslagpotentie in Duitsland.
- › In deze studie is geen uitvoerige risicoanalyse gedaan voor de waterstofmarkt. Het krappe markt scenario heeft slechts enkele van de potentiële tegenvaller belicht. Bijvoorbeeld een slecht weerjaar kan een grotere behoefte aan waterstofopslag betekenen. Anderzijds kunnen veel ontwikkelingen in de waterstofmarkt (bijvoorbeeld opschaling elektrolyse) langzamer gaan dan gedacht. Tevens is er geen rekening gehouden met meer uitzonderlijke, geopolitieke situaties waarbij buitenlands aanbod grotendeels voor lange tijd wegvalt.

Als waterstofopslag de rol van (strategische) buffer inneemt, kan in het geval van tegenvallende groene productie, een hogere vraag, of onvoorziene onderbreking van het aanbod er dus een grotere opslagcapaciteit nodig zijn.

Tot slot moet ook opgemerkt worden dat de opslagbehoefte na 2035 richting 2050 nu al voorbereidingen ter versnelling en opschaling van opslagcapaciteit kan vergen, mede vanwege doorlooptijden die daarmee gemoeid zijn (vergunningstrajecten, milieueffectrapportage en publieke participatie, boorwerk dat in de eerste 20 jaar gereed moet zijn, het organiseren van pekerverwerking en -afvoer). Uitgaande van de huidige Nederlandse zoutproductie kunnen naar schatting tot maximaal 60 extra cavernes worden gerealiseerd tussen 2030 en 2050 (EBN, TNO, 2021). Dezelfde studie schetst een bandbreedte van opslagbehoefte op basis van de verschillende scenario's in integrale systeemanalyses, die dit potentieel in verschillende gevallen in ruime mate overstijgt. Dat geldt ook voor bandbreedten in scenario's in de integrale systeemstudies die nadien gepubliceerd zijn (Gasunie, 2021) (TNO, 2022). Een recentere maatschappelijke kosten-baten analyse (TNO, 2023) laat zien dat tijdige inzet op aanleg van ten minste 30 cavernes gunstige netto welvaartseffecten laat zien. Voor scenario's met een hogere opslagbehoefte geldt dat in veel sterkere mate ook voor 60 nieuwe cavernes, terwijl de netto maatschappelijke kosten daarvan bij lagere opslagbehoefte relatief beperkt zijn. Daarbij is bovendien sprake van no-regrets zoals aanpassing van de huidige praktijk waarin bij nieuwe zoutwinningprojecten nog geen rekening gehouden wordt met een toekomst als opslagcaverne, waar tegen geringe meerkosten van een aangepaste boormethodiek wel toekomstige opslag mogelijk wordt gemaakt. In die zin vertegenwoordigt tijdige inzet op grootschalige ontwikkeling van waterstofopslag in zoutcavernes een hoge maatschappelijke optiewaarde tegen relatief geringe maatschappelijke kosten.

Inhoudsopgave

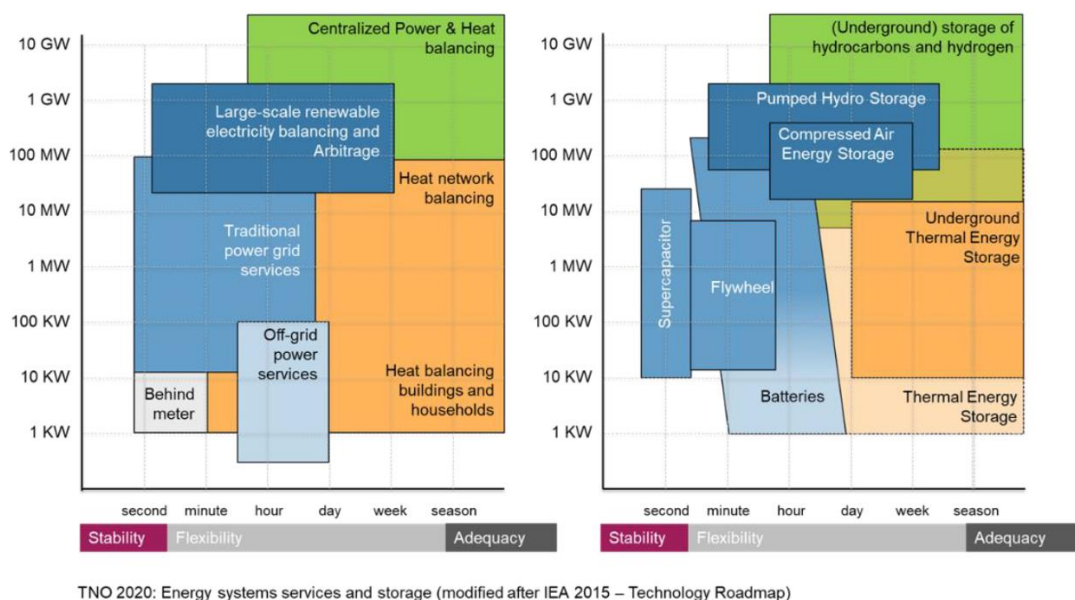
Samenvatting en conclusie.....	3
Inhoudsopgave	10
1 Inleiding.....	11
2 Methodologie en aannames.....	14
2.1 Modelbeschrijving.....	14
2.2 Energiesysteem en -scenario.....	14
3 Resultaten	19
3.1 Resultaten op basis van IP2024 - 2030.....	19
3.2 Resultaten varianten - 2030.....	23
3.3 Resultaten op basis van IP2024 - 2035.....	30
3.4 Resultaten varianten - 2035.....	34
4 Literatuur.....	39
Bijlagen	
Bijlage A: Afkortingen en begrippen	41
Bijlage B: Resultaten op basis van IP2024 - 2032	42

1 Inleiding

Motivatatie en context

Waterstof zal naar verwachting in toenemende mate een belangrijke rol in de energietransitie spelen. Waterstof zal gebruikt worden als brandstof, grondstof in diverse sectoren van de industrie, maar ook als complementaire energiedrager bij grootschalige, variabele opwek van hernieuwbare elektriciteit. De afspraken gemaakt in het Klimaatakkoord streven daarom al in 2030 naar 3-4 GW elektrolyse. In het recent gepubliceerde Nationaal Plan Energiesysteem heeft waterstof een “systeemrol” en is het “cruciaal in industrie en internationaal transport”. Ook zal de groei van elektrolysecapaciteit doorgaan richting 15-20 GW in 2040.

Het huidige waterstofverbruik en -aanbod hebben nog een constant karakter, maar de verduurzaming van het aanbod en het overgaan van nieuwe sectoren naar waterstof als energievoorziening, doen de variabiliteit van beiden toenemen. Balancering van de waterstofmarkt op uur- en weekbasis, als ook een seizoensbuffer voor maanden met minder opwek uit wind en zon, vragen in de veranderende waterstofmarkt om langdurige opslag. Ondergrondse opslag van waterstof in zoutcavernes en potentieel in lege gasvelden is hier bij uitstek geschikt voor vanwege de grote capaciteit en lange duur van opslag (zie [Figuur 1.1](#) (EBN, TNO, 2021)).



Figuur 1.1: Een overzicht van verschillende gevraagde energiesysteemdiensten (links) en energieopslagtechnologieën (rechts) op basis van vermogen en leveringsduur.

EnergyStock, onderdeel van Gasunie, is gestart met de aanleg van waterstofopslag in zoutcavernes op locatie Zuidwending, Groningen. Het zogeheten HyStock project voorziet de aanleg van vier nieuwe cavernes voor waterstofopslag waarvan één caverne naar verwachting operationeel is vanaf 2028.

Verscheidene studies benadrukken de noodzaak van waterstofopslag op de lange termijn voor de Nederlandse energietransitie. Volgens het onderzoek ‘Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050’ (OPVIS II) (EBN, TNO, 2021) is waterstofopslag een “belangrijke en noodzakelijk technologie” en vraagt om 42-475 GWh opslagcapaciteit in 2030 en een ondergrens van 1,3-4,3 TWh in 2050. De scenario’s in II3050 – editie 2 gaan uit van 0,9 tot 3,1 TWh in 2030 en 13,6 tot 28,9 TWh in 2050 (Netbeheer Nederland, 2023). Bij volledige invulling van de behoefte middels zoutcavernes vertaald dit zich in respectievelijk 1-4 en 17-34 zoutcavernes. Indien waterstofopslag een grote rol gaat spelen in het bieden van flexibiliteit, is de behoefte volgens OPVIS II zelfs in een standaard weerjaar 15-26 TWh. In een analyse van Aurora (Aurora, 2023) voor een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening wordt 29 TWh (waarvan 5 TWh voor de elektriciteitssector) genoemd als opslagbehoefte voor 2050. Tot slot laat een Kosten-Baten analyse van TNO (TNO, 2023) zien dat het anticiperen van de zoutmarkt en markt voor waterstofopslag op de aanleg van 30-60 opslagcavernes in 2050 resulteert in een netto positieve baat voor Nederland van tussen de 8 en 13 miljard. Deze studie, als ook OPVIS II, bevat echter geen waterstof import en conclusies hebben betrekking op het economisch voordeel, maar niet het verzekeren van de leveringszekerheid als functie van de waterstofopslag.

Afbakening

Deze studie richt zich op de waterstofopslagbehoefte in het tijds kader 2030-2035. In deze jaren zal de waterstofmarkt verschuiven van flexibel inzetbare, op gas gebaseerde technologieën, naar een diverse, groenere markt met een verhoogde waterstofvraag. De behoefte naar opslag zal naar verwachting toenemen, maar er bestaat onzekerheid over het tijdschema. Deze studie poogt de vraag te beantwoorden, of de geplande aanleg van zoutcavernes in het HyStock project voldoende voorzien in de operationele waterstofopslagbehoefte in de zichtjaren 2030, 2032 en 2035. De resultaten voor zichtjaar 2032 zijn te vinden in Bijlage B. Er wordt in deze studie niet gekeken naar de potentie van bovengrondse ammoniakopslagen en grootschalige opslag van waterstof in lege gasvelden.

De studie bevat geen risicoanalyse en houdt geen rekening met extreme situaties: in de simulaties wordt uitgegaan van een onder normale omstandigheden functionerend energiesysteem. De effecten van onder andere een extreem weerjaar, uitzonderlijk hoge (gas)prijzen, en onvoorziene geopolitieke ontwikkelingen, worden niet expliciet meegenomen in het beoordelen van de waterstof opslagbehoefte. Wel wordt door middel van de simulatie van marktvarianten het effect van veranderingen in de productie, opslag en export van waterstof gesimuleerd, wat een indicatie kan geven voor de extremere situaties. Er wordt geen rekening gehouden met buitenlandse plannen ten aanzien van waterstofopslag. Al met al kan de rol van waterstofopslag als strategische voorraad dus vragen om een grotere opslagcapaciteit dan in deze resultaten voldoende is.

Benaderingswijze

De waterstof opslagbehoefte wordt onderzocht met behulp van een serie simulaties. Daartoe toetsen we de opslagbehoefte aan de volgende drie criteria:

- › Leveringszekerheid: waterstofopslag draagt bij aan het in balans houden van het energiesysteem. Kan de leveringszekerheid van waterstof niet gegarandeerd worden, dan is er behoefte aan waterstofopslag.
- › Afhankelijkheid flexibiliteitsleverancier: bij een tekort aan waterstofopslag, kan de markt gedomineerd worden door een gering aantal leveranciers van flexibiliteit. Om

dat te voorkomen en een diverse markt te creëren, kan het wenselijk zijn om meer opslagcapaciteit te realiseren.

- › Prijsstabilisatie: door op te slaan in tijden van lage waterstofprijzen, en deze in tijden van hoge prijzen weer uit de opslag te trekken, draagt waterstofopslag bij aan stabielere en lage waterstofprijzen.

We onderzoeken de waterstofopslagbehoefte met een serie marktsimulaties. In deze simulaties wordt voor een energiesysteem, gebaseerd op toekomstscenario's van netbeheerders, de minimale-kosten inzet van het elektriciteits-, gas- en waterstofsysteem bepaald. Hierbij gaan we uit van de huidige vooruitzichten voor waterstofopslag in 2030-2035. Uit dit kosten-optimale resultaat bepalen we of de leveringszekerheid gegarandeerd kan worden, of er stabiele prijzen zijn, en of er voldoende aanbieders op de markt aanwezig zijn. Kortom, of er meer behoefte is naar waterstofopslag dan er in de huidige plannen rekening mee is gehouden.

Vervolgens simuleren we een aantal varianten op het scenario op basis van IP2024. Hierbij wordt steeds één variabele aangepast die van invloed is op het gebruik van of de behoefte naar waterstofopslag. Tot slot passen we meerdere variabelen aan in een 'krappe markt' variant, waar we de effecten onderzoeken van een waterstofmarkt met veel vraag en dure import met beperkte capaciteit. [Tabel 1.1](#) geeft een overzicht van de aanpassingen van de gesimuleerde varianten ten opzichte van de variant op basis van IP2024.

Tabel 1.1: Overzicht van aanpassingen ten opzichte van het scenario op basis van IP2024 variant

Jaar	Naam variant	Aanpassingen t.o.v. scenario o.b.v. IP2024
2030	Gehalveerde capaciteit importkraker	Halvering capaciteit importkraker van 0.5 Mton (71 PJ HHV)
	Verminderde capaciteit wind op zee	Vermindering capaciteit wind op zee van 22 naar 17 GW
	Productsubsidie elektrolyse	Minimaal aantal vollasturen elektrolyse van 4200 uur
	Krappe markt	1. Halvering capaciteit importkraker, 0.5 Mton (71 PJ HHV) 2. Verdubbeling waterstofvraag uit Noordrijn-Westfalen, 24 TWh 3. Stijging van de importkosten van waterstof met 8% 4. Stijging van de importkosten van LNG met 17%
2035	CO ₂ -vrij elektriciteitssysteem	1. Ombouw van gascentrales naar waterstofcentrales, 15 GW 2. Overdimensionering van extractie- en injectiesnelheid
	Verminderde waterstof opslagcapaciteit	Vermindering van aantal waterstofopslag cavernes, 1 caverne (200 GWh).
	Krappe markt	1. Halvering capaciteit importkraker, 0.5 Mton (71 PJ HHV) 2. Verdubbeling waterstofvraag uit Noordrijn-Westfalen, 24 TWh 3. Stijging van de importkosten van waterstof met 8% 4. Stijging van de importkosten van LNG met 17%

2 Methodologie en aannames

2.1 Modelbeschrijving

Om de waterstofopslagbehoefte te analyseren, doen we een serie simulaties met het energiemarktmodel I-ELGAS (TNO) (Koirala, 2021). Het I-ELGAS model is een geïntegreerd elektriciteits-, waterstof- en gasmarktmodel voor het Noord-West Europese energiesysteem. Het bepaalt op basis van marginale kosten de optimale inzet van productie, transport en opslag binnen een vooraf bepaald energiesysteem. De energiebalans voor waterstof, elektriciteit en gas wordt uurlijks opgemaakt, vergelijkbaar met een uurlijkse marktruiming, voor Nederland en acht andere landen in Noord-West Europa. Hierbij worden vraag en aanbod aan elkaar gelijk gesteld, door gebruik te maken van de inzet van productie, conversie, opslag en transport, met minimale totale marginale kosten. Het model berekent deze kostenoptimale situatie binnen een bestaand energiesysteem en neemt dus geen investeringskosten mee in de optimalisatie.

Deze optimale inzet resulteert in merit order gebaseerde marginale kostencurves, die als proxy dienen voor elektriciteits-, waterstof- en gasprijzen. Deze kostencurves laten per uur zien welke producent onderaan de merit order staat, i.e. de duurste aanbieder die ingezet moet worden en de prijs bepaalt. Het model bepaalt over alle uren van het jaar de optimale inzet van waterstofopslag, wat betekent dat deze arbitreert tussen de verschillende prijsniveaus, om tot minimale jaarlijkse systeemkosten te komen.

De waterstofopslag heeft als enige additionele eis dat het opgeslagen volume gelijk is aan het begin en eind van het jaar. Er wordt dus geen eis gesteld aan eventuele seizoensvoorraad of risicobuffer voor de waterstofopslag. Deze is vrij om gevuld en leeggetrokken te worden gedurende het jaar.

Het model bevat infrastructuur voor elektriciteit, waterstof en gas. In deze studie wordt voor het elektriciteitsnet een kopperen plaat verondersteld: congestie vindt binnen Nederland op het HV-net niet plaats. Dit heeft gevolgen voor de elektriciteitsmarkt, maar daarmee ook de opwek van waterstof uit elektrolyse. Dit moet in acht genomen worden bij het bekijken van de resultaten. Grensoverschrijdende elektriciteitshandel tussen Europese landen heeft wel een maximum aan de transportcapaciteit in het model.

2.2 Energiesysteem en -scenario

Scenariodata Nederlands energiesysteem

Het Nederlandse energiesysteemscenario dat ten grondslag ligt voor de simulaties in deze studie, is het scenario Klimaatambitie (KA) uit de Scenario's Investeringsplannen 2024 (IP2024) van Netbeheer Nederland (Netbeheer Nederland, 2023). Dit scenario komt het meest overeen met het bestaande en aangekondigde klimaatbeleid, en vormt een middenweg tussen elektrificatie en inzet op duurzame gassen. Het maakt gebruik van beelden die geschetst worden in de Klimaat- en Energieverkenning 2022 (KEV), aangevuld met het geagendeerd beleid vanuit het Coalitieakkoord, om tot een reductie van de uitstoot van broeikasgassen met 55% ten opzichte van 1990 te komen, in 2030.

Eén van de noemenswaardige aannames van het KA-scenario, is een geïnstalleerde capaciteit van 22,1 GW wind op zee in 2030. Dit is een hoger getal dan de genoemde 21 GW van de aanvullende routekaart wind op zee (Rijksoverheid, 2022), waar al onzekerheid over bestaat of de volledige capaciteit in 2030 aangesloten kan worden, of pas in 2031 beschikbaar zal zijn. Deze onzekerheid kan via elektrolyseproductie een grote invloed hebben op het gebruik van de waterstofopslag. Vandaar dat de keuze is gemaakt om een variant te simuleren van tegenvallende capaciteit wind op zee, met de aanname van 17 GW.

Bovenop de data die beschikbaar is uit het IP2024, zijn enkele verdiepingen gedaan die relevant zijn voor de waterstofmarkt, zoals hieronder beschreven.

Scenariodata omliggende landen

De elektriciteit-, gas- en waterstofmarkten van negen landen uit het Noordzeegebied worden gemodelleerd met data uit TYNDP2020 (ENTSO-E, ENTSO-G, 2022), aangepast op de gepubliceerde Europese REPowerEU plannen (Europese Commissie, 2022). Voor zichtjaar 2035 is hier geen scenario voor beschikbaar – gekozen wordt voor het Global Ambition scenario. Voor zichtjaar 2035 wordt data van Global Ambition 2040 gebruikt.

De elektriciteit en gasmarkten zijn verbonden met Nederland, de waterstofmarkten niet: alleen de gebieden Nordrhein-Westfalen (NRW) en Gent hebben een connectie. De totale vraag op het waterstofnetwerk in de NRW-regio in 2030 bedraagt volgens het Netzentwicklungsplan 2022 45 TWh (FNB-gas, 2022). Waterstof uit eigen productie bedraagt 8 TWh. Van de overblijvende 37 TWh is de aanname dat buurstaat Niedersachsen twee derde kan voorzien, en Nederland een derde. Deze keuze is gemaakt door te kijken naar het productie-overschot dat bestaat in Niedersachsen. Er heerst grote onzekerheid over de vraag in beide deelstaten, dus wordt deze aanname in de ‘krappe markt’ variant aangepast, om het effect te onderzoeken. De exportvraag uit NRW wordt toegevoegd aan het model met een constant profiel.

De totale waterstofvraag in Gent in 2030 bedraagt 20 kton, of 0,78 TWh (HHV) (Waterstof Industrie Cluster, 2020). Bestaande plannen m.b.t. lokale productie tellen op tot 0,28 TWh eigen productie. De netto overgebleven vraag uit Gent bedraagt dus 0.5 TWh, welke ook met een constant profiel wordt toegevoegd aan de waterstofvraag.

Waterstofopslag

Opslag van waterstof kan op dit moment alleen op grote schaal gebeuren in zoutcavernes. In deze studie wordt uitgegaan van de cavernes in Zuidwending, die door Gasunie worden klaargemaakt voor waterstofopslag in het HyStock project (HyStock, 2023). In het IP2024 scenario veronderstellen we dat één zoutcaverne beschikbaar is in 2030, met een werkvolume van 6 kton waterstof zoals beschreven in de planning van HyStock. In 2035 wordt aangenomen dat drie extra cavernes beschikbaar zijn, waarmee het totale werkvolume 24 kton wordt. Deze laatste cavernes moeten echter nog worden gerealiseerd en een finale investeringsbeslissing ontbreekt.

De extractiesnelheid van de waterstofopslag wordt als volgt bepaald: literatuurwaarden schrijven 1-10 mln Sm³/dag/put voor, in het geval van zoutcavernes als Zuidwending (Yousefi, 2023). De ‘Haalbaarheidsstudie offshore ondergrondse waterstofopslag’ (EBN, TNO, 2022) gaat uit van een extractiesnelheid van 8 mln Sm³/dag/put, voor zowel kort-cyclisch als seizoensopslag. In deze studie wordt op basis van genoemde studies de uurlijkse

extractiesnelheid aangenomen 0,5 mln Sm³/uur/put, of 1,7 GW te bedragen. Dit wordt gelimiteerd door het waarborgen van de structurele integriteit van de caverne. De injectiesnelheid bedraagt om vanwege behoud van de structurele integriteit de helft van de extractiesnelheid: 0,8 GW (Yousefi, 2023).

Waterstofproductie

Er wordt uitgegaan van een elektrolysecapaciteit van 4 GW in 2030 volgens het Klimaatakkoord (2019). Daarna wordt in 2032 gerekend met het streefdoel van het kabinet van 8 GW (Jetten, 2023). Het Nationaal Plan Energiesysteem stuurt op 15 à 20 GW elektrolysecapaciteit in 2040 (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2023). Deze studie gaat uit van de ondergrens van deze bandbreedte, geïnterpoleerd voor 2035: 10,6 GW.

Voor blauwe waterstofproductie uit Autothermal Reforming (ATR) wordt aangenomen dat het H2Gateway project beschikbaar is (H2 Gateway, 2020) met een capaciteit van 1.3 GW. Daarnaast zijn de bestaande Steam Methane Reforming (SMR) installaties beschikbaar en aangesloten op het waterstofnetwerk, totaal 5.2 GW. Dit gaat om de huidige geïnstalleerde capaciteit van SMR's (in eigendom van private bedrijven) die zouden moeten worden omgezet om waterstof aan het landelijk waterstofnet te leveren. Aangenomen wordt dat de installaties die zich in industriecoluster Rotterdam bevinden (1.6 GW), toegang hebben tot het PORTHOS-project voor CO₂-afvang en opslag. Deze SMR-installaties met CCS (SMR + CCS) maken in de simulaties gebruik van PSA tail gas absorption (TNO, Berenschot, 2017) en vangen 48% van hun emissies af. ATR-installaties vangen 90% van hun CO₂-emissies af (H-Vision, 2019). Deze capaciteiten gelden voor alle zichtjaren.

Waterstofvraag

Aan de waterstofvraag in het IP2024 wordt een additionele vraag toegevoegd, ten behoeve van de productie van ammoniak. Deze wordt in het vorige IP2022 wel genoemd, maar in IP2024 is aangenomen dat dit niet meer op de waterstofmarkt wordt verhandeld. Aangezien het denkbaar is dat marktpartijen voor ammoniakproductie in de toekomst met hun productieprocessen toegang tot de markt zouden willen hebben om gebruik te maken van lagere prijzen, wordt aangenomen dat de helft van hun waterstofvraag zich op de waterstofmarkt bevindt. De andere helft wordt dan direct via import van ammoniak voorzien, en is geen deel van de simulatie.

Daarnaast wordt voor alle zichtjaren aangenomen dat TATA Steel Nederland in fase 1 van hun verduurzamingsplannen (genoemd in de 'Haalbaarheidsstudie Klimaatneutrale Paden TSN IJmuiden (2021)' (FNV, TATA Steel, Roland Berger, 2021)) zijn: één hoogoven is vervangen door één DRI-installatie en een elektrisch fornuis. De daaruit afkomstige extra elektriciteitsvraag wordt toegevoegd aan de IP2024 data met een constant profiel. De extra benodigde waterstof en methaanvraag worden als een algemene energievraag gemodelleerd: het model kan op basis van de marktprijzen bepalen wat de mix van waterstof/methaan is. De jaarlijkse mix moet vervolgens uit minstens 50% waterstof bestaan.

Importroute via vloeibare ammoniak

Naar aanleiding van aangekondigd beleid uit REPowerEU (Europese Commissie, 2022) en initiatieven vanuit de markt, wordt aan het waterstofsysteem ook een importroute van vloeibare ammoniak via schepen toegevoegd. Deze importroute bestaat uit een keten van uit duurzame elektriciteit [€30/MWh] geproduceerde waterstof, waarvan ammoniak wordt geproduceerd en verscheept naar de haven van Rotterdam. De marginale kosten van deze route omvatten productie-, exportterminal- en transportkosten. Deze kosten zijn gebaseerd op inschattingen van mondiale gemiddelden (van kansrijk geachte ammoniakexport landen).

Aangenomen wordt dat de ammoniak gekraakt wordt met een efficiëntie van 80%, en dat de kraker met marginale kosten waterstof aanbiedt op de markt (i.e. de CAPEX van de importterminal zit hier *niet* bij inbegrepen). De marginale kosten van waterstof afkomstig van deze kraker bedragen dan €82 /MWh (CE Delft, 2018) (Europese Commissie, 2021) (IEA, 2019).

Het volume aan waterstof dat de kraker op de markt kan aanbieden, is gebaseerd op de aangekondigde 1 Mton kraker in de haven van Rotterdam (Port of Rotterdam, 2022). Hierbij wordt aangenomen dat er ook voldoende productiecapaciteit in het buitenland is om groene en blauwe ammoniak te produceren. Hier bestaat echter geen zekerheid over.

Importroute LNG

De Europese gasmarkt, beschreven in het Ten Year Network Development Plan 2020, houdt rekening met projecties van voor de Russische invasie van Oekraïne in 2022. Daarom is een aanpassing gedaan aan dit scenario, overeenkomstig met REPowerEU plannen (Europese Commissie, 2022) en plannen van de Verenigde Staten voor het vermeerderen van exportcapaciteit van LNG. Het model berekent vervolgens *endogeen* op basis van deze LNG-importroute en Europese productie de Nederlandse gasprijzen.

Het rapport 'Gaswinning op de Noordzee' (CE Delft / TNO) (CE Delft, TNO, 2022) laat in 2026 een groei van wereldwijde LNG-exportcapaciteit zien van 416 bcm (14.500 PJ) t.o.v. 2022, waarvan 75% in de Verenigde Staten. De totale LNG importcapaciteit in Noord-West Europa wordt op basis van deze geplande exportcapaciteit geschaald naar de Europese energievraag. De marginale kosten voor geïmporteerd LNG bestaan uit een aanname van €30,- / MWh Henry Hub kosten op basis van gemiddelde prijs van afgelopen jaren, plus ca. €3,40 /MWh transportkosten.

Waterstofinfrastructuur

Het meest recente, door HyNetwork Services gepubliceerde plan voor het waterstofnetwerk, wordt aangenomen voor de definitie van transportlijnen van waterstof in 2030 (HyNetwork Services, 2023). Hierin zijn de vijf industrieclusters met elkaar verbonden via een Oost-West connectie in het noorden én het zuiden van Nederland. Daarnaast is een pijpleiding aanwezig richting Gent en Nordrhein-Westfalen.

De capaciteiten en maximale vraag uit het IP2024 zijn vergeleken met het de capaciteiten genoemd in het HyWay27 rapport voor de transportcapaciteit van de pijpleidingen (Strategy&, pwc, 2021). Deze transportcapaciteit is ruimschoots genoeg en er wordt dus aangenomen dat er geen congestie in het waterstofnetwerk zal optreden.

Relevant beleid voor de waterstofmarkt

Twee beleidsmaatregelen die groot effect hebben op de ontwikkeling van de waterstofmarkt zijn meegenomen in deze analyse: een landelijke afnameverplichting voor groene waterstof en een productiesubsidie op elektrolyse.

Volgens de Renewable Energy Directive III van de Europese Commissie (European Commission, 2023), moet in de industrie consumptie van waterstof minimaal voor 42% uit Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs) bestaan. In 2035 is dit percentage 60%. Deze norm geldt op lidstaatniveau en de verwachting is dat deze in Nederland niet op bedrijfsniveau 1-op-1 zal worden verplicht. Deze beleidsmaatregel is in het model verwerkt als volgt verwerkt: de jaarlijkse opwek uit elektrolyse en waterstof uit import van groene ammoniak, moeten samen minimaal 42% of 60% bedragen van de totale waterstofvraag in Nederland. Dit betekent dat het model kiest voor groene waterstofproductie op momenten wanneer de kosten van groene waterstof hoger liggen dan die van andere bronnen. Het verschil tussen de marginale productiekosten van groene waterstof en de kosten-optimale prijs is vergelijkbaar met de toekomstige prijs van een Garantie van Oorsprong (GvO). De getoonde prijzen in dit rapport zijn *zonder* kosten van GvO's.

Daarnaast vraagt de geplande snelheid van opschaling van elektrolysecapaciteit in Nederland om een opschalingsinstrument in de huidige markt, en zal elektrolyse zonder interventie maar beperkt van de grond kunnen komen (Berenschot, TNO, 2023). Het is dus te verwachten dat elektrolyzers in 2030, en in 2035, afhankelijk van de doorlooptijd, produceren met behulp van een subsidie. Een subsidie op investeringskosten wordt in het model niet meegenomen, maar wel een productiesubsidie waarbij de operationele kosten vergoed worden tot een vast aantal vollasturen. In deze analyse worden voor het jaar 2030 twee uiteenliggende situaties geschetst: in het scenario op basis van IP2024 is geen productiesubsidie aanwezig, en de variant 'Productiesubsidie Elektrolyse' wordt gesimuleerd waar de operationele kosten van elektrolyse tot 4200 vollasturen worden gesubsidieerd. Deze subsidie werkt in het model als volgt: de elektrolyzers worden geacht jaarlijks minstens 4200 vollasturen te produceren. De onderliggende redenering is dat producenten bij een vergoeding van operationele kosten tot een bepaalde grens, in ieder geval tot die grens produceren om de kans te vergroten hun investeringskosten terug te kunnen verdienen.

Technologieën binnen scope

Voor waterstofproductie worden vier productiemethoden onderscheiden: elektrolyse, ATR (+ CCS), SMR en SMR (+ CCS). De efficiënties (HHV) van deze vier technieken zijn opgenomen in [Tabel 2.1](#).

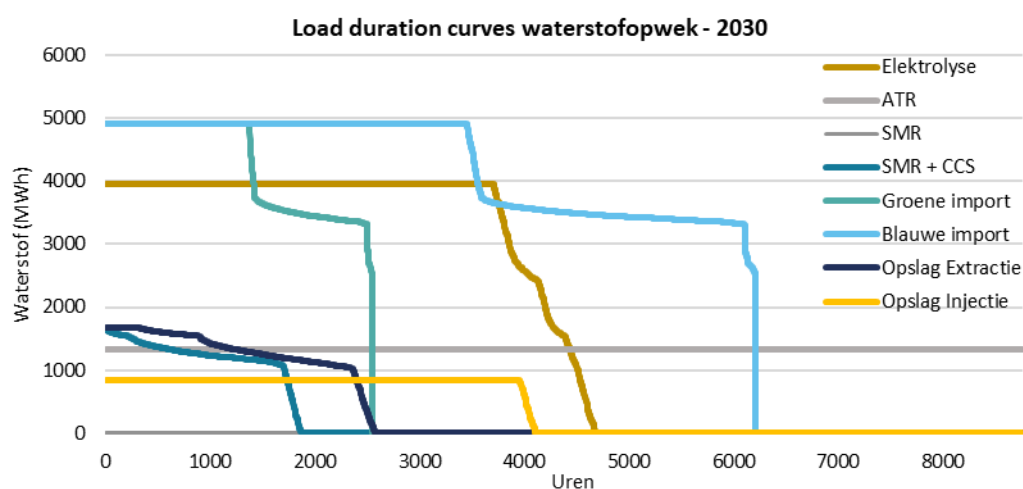
Tabel 2.1: In de marktsimulaties opgenomen waterstof productietechnologieën, percentages van afgevangen CO₂-emissies en efficiënties.

Technologie	Efficiëntie	CO ₂ -afvang	Bron
Elektrolyse (PEM)	75%	n.v.t.	NOW (2018)
Blaauwe waterstof (ATR + CCS)	82%	90%	H-Vision (2019)
Grijze waterstof (SMR)	81%	0%	Weeda (2018)
Grijze waterstof (SMR + CCS)	77%	48%	IEAGHG (2017)

3 Resultaten

3.1 Resultaten op basis van IP2024 - 2030

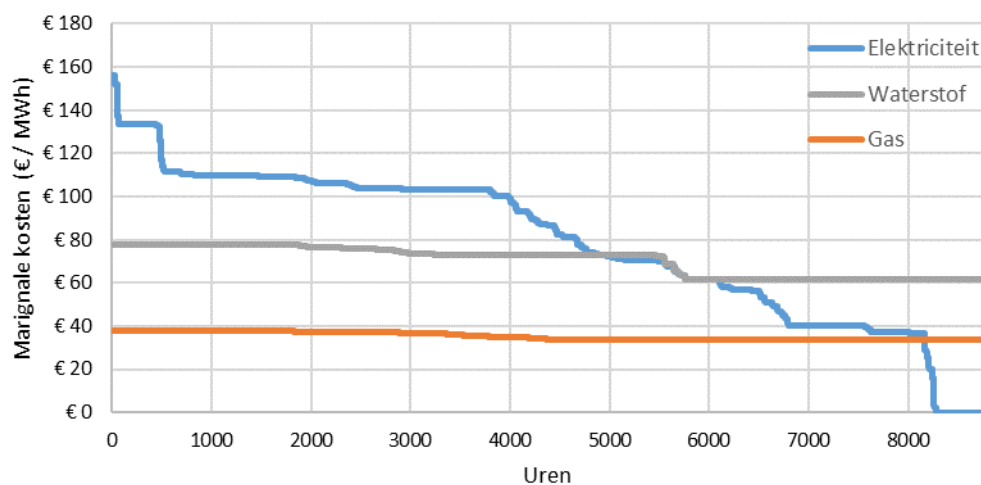
De eerste simulaties zijn op basis van het energiesysteems scenario 'Klimaatambitie' van Tennet en Gasunie, zoals beschreven in IP2024. [Figuur 3.1](#) laat zogeheten load duration curves zien voor de resulterende waterstofproductie waarbij de uurlijkse productie per technologie van hoog naar laag gesorteerd wordt weergegeven.



Figuur 3.1: Load duration curves van alle waterstof productietechnologieën. De uurlijkse productie wordt gesorteerd van hoog naar laag weergegeven.

Het merendeel van de in 2030 geproduceerde waterstof is afkomstig van import van blauwe (24 TWh, 40% van de totale productie) en groene ammoniak (15 TWh, 21% van de totale productie). Groene waterstof komt daarnaast uit elektrolyse, waarmee aan de 42% groene waterstof afnameverplichting wordt voldaan. Ondanks de grote hoeveelheid wind op zee (22 GW) staan de elektrolyzers minder dan 4000 uur per jaar aan, voor een productie van 3200 vollasturen. In deze simulatie is geen productiesubsidie op vollasturen van elektrolyse aanwezig. ATR (+ CCS) produceert het hele jaar door waterstof tegen relatief lage marginale kosten vanwege vermeden emissiekosten. [Figuur 3.2](#) laat de gesorteerde prijscurves van gas, waterstof en elektriciteit zien.

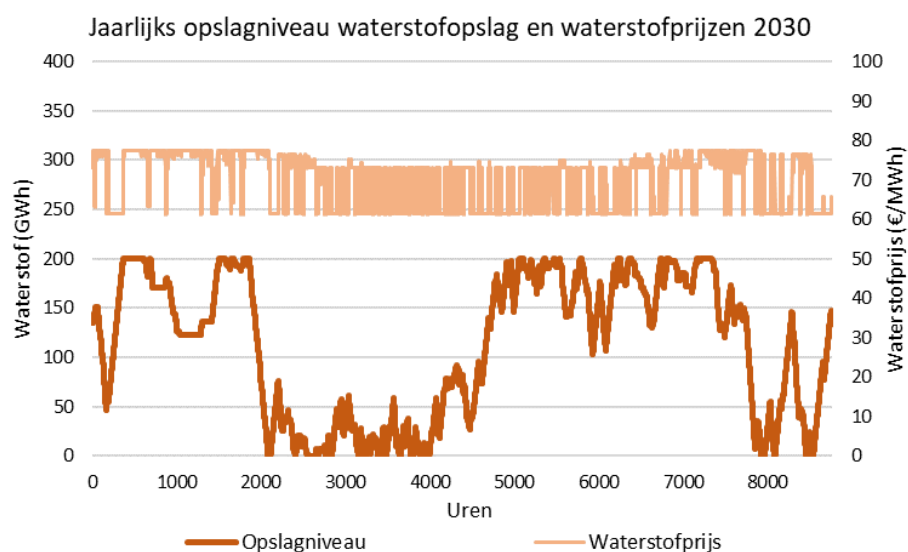
Marginale kostencurves elektriciteit, waterstof en gas - 2030



Figuur 3.2: Marginale kostencurves voor elektriciteit, waterstof en gas, als resultaat van de kostenoptimalisatie van het 2030 scenario. De kosten zijn van hoog naar laag gesorteerd.

De waterstof- en gasprijs zijn gedurende het jaar vrij constant. Het gaat hier om endogeen (door het model) berekende energieprijzen, waarvoor de aannames in het vorige hoofdstuk zijn uiteengezet. Hierbij wordt de waterstofprijs voornamelijk bepaald door de prijs voor groene en blauwe import. De elektriciteitsprijs varieert veel meer dan de gas en waterstof prijs. De prijscurves vertonen voor alle drie energiedragers geen extreme prijzen wat betekent dat vraag en aanbod in balans zijn. Dit is een positief teken voor de capaciteit van waterstofopslag. Als er te weinig opslag van waterstof beschikbaar was geweest had dit kunnen resulteren in extreme prijzen.

Figuur 3.3 laat het niveau van de waterstofopslag gedurende het jaar zien. Het opslagniveau maakt 14 Equivalent Full Cycles (EFC) door. Een EFC is de cumulatieve energie die overeenkomt met een cyclus van volledig vullen en leegtrekken van de opslag.



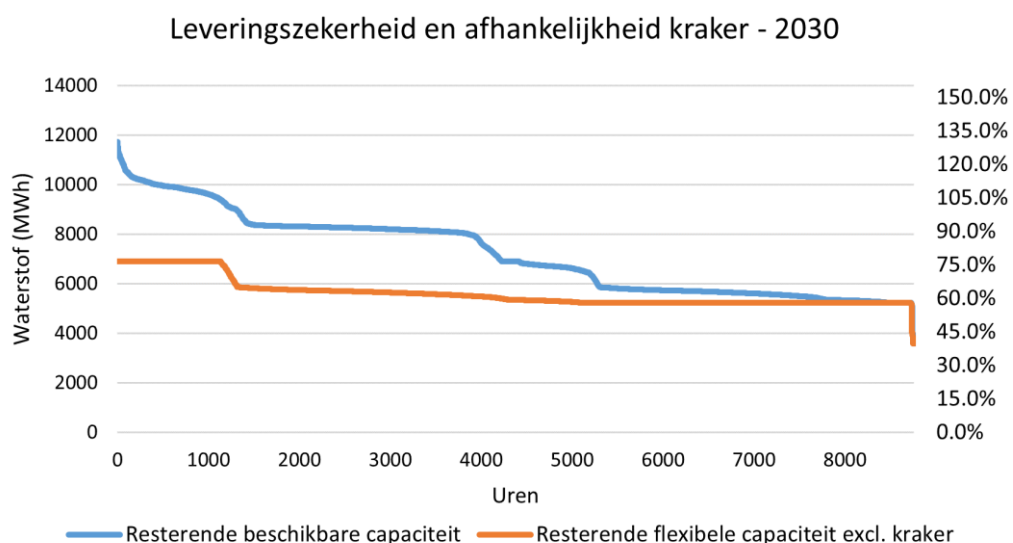
Figuur 3.3: Waterstof opslagniveau en de uurlijkse waterstofprijzen voor de simulatie van het 2030 scenario.

De waterstofopslag gedraagt zich kort-cyclisch: er vindt injectie en extractie op uur- en weekbasis plaats. Naast het kort-cyclische gedrag is er ook gedrag op seizoensbasis te zien. De opslag volgt het seizoensgedrag van de waterstofprijs. Deze weerspiegelt op zijn beurt de gasprijs, doordat productie uit SMR en de flexibele vraag van TATA Steel daar afhankelijk van zijn.

Vervolgens wordt er gekeken naar de leveringszekerheid en de afhankelijkheid van de kraker als aanbieder van flexibiliteit. Als het blijkt dat de leveringszekerheid in gevaar komt, kan dit betekenen dat er extra waterstof opslagcapaciteit nodig is.

Een maatstaf voor leveringszekerheid is de nog beschikbare productiecapaciteit per uur, naast de uurlijks ingezette productie. Hierbij wordt bij elektrolyse gecorrigeerd voor de nog beschikbare capaciteit van hernieuwbare energie. Voor de waterstofopslag wordt verondersteld dat ten tijde van injectie geen extractie kan plaatsvinden. [Figuur 3.4](#) laat de resterende productiecapaciteit zien voor alle uren in het jaar.

Daarnaast kan de afhankelijkheid van de kraker worden beoordeeld door te kijken naar de resterende flexibele productiecapaciteit *exclusief* de capaciteit van de kraker. De flexibele capaciteit die dan overblijft is afkomstig van ATR (+ CCS), SMR (+ CCS) en extractie uit de waterstofopslag. Waterstof uit elektrolyse is alleen flexibel inzetbaar in uren waar er nog een overschot aan groene elektriciteit bestaat en de elektrolysecapaciteit nog niet bereikt is. In [Figuur 3.4](#) wordt ook de resterende flexibele productiecapaciteit exclusief kraker weergegeven voor alle uren in het jaar.



Figuur 3.4: De uurlijks beschikbare waterstofcapaciteit, naast de huidige ingezette productie. Dezelfde curve is weergegeven zonder de beschikbare capaciteit van de kraker. De rechter as geeft het percentage van de maximale piekvraag in 2030.

Gedurende het hele jaar komt de leveringszekerheid van waterstof niet in gevaar: de minimum beschikbare resterende capaciteit is 4 GW. De gemiddelde resterende productiecapaciteit bedraagt 7 GW. De resterende flexibele capaciteit exclusief de kraker blijft met een gemiddelde van 6 GW ook voldoende hoog. De capaciteit van de kraker is 5 GW, wat betekent dat op bijna alle uren van het jaar er ook andere flexibele productiecapaciteit beschikbaar is om de capaciteit van de kraker volledig te kunnen vervangen. De flexibiliteit van het waterstofsysteem is in dit scenario dus niet volledig

afhankelijk van de kraker. Echter, gezien de kraker bij de gekozen aannames gedurende het hele jaar de goedkoopste aanbieder van flexibiliteit blijkt, zou dit vooruitzicht investeringen in CO₂-afvang voor SMR-installaties en het besluit om deze aan het waterstofnetwerk te koppelen, tegen kunnen gaan. De beschikbare capaciteit aan SMR-installaties waar in deze studie mee gerekend is, zullen in dat geval niet bestaan of niet leveren op de waterstofmarkt. In deze situatie is er een grote afhankelijkheid van één enkele producent in de markt, de kraker. Sturing op een divers en flexibel inzetbaar aanbod van waterstof, waar volgens de modelresultaten voornamelijk blauwe waterstof uit ATR kosten-competitief is, kan deze afhankelijkheid verminderen.

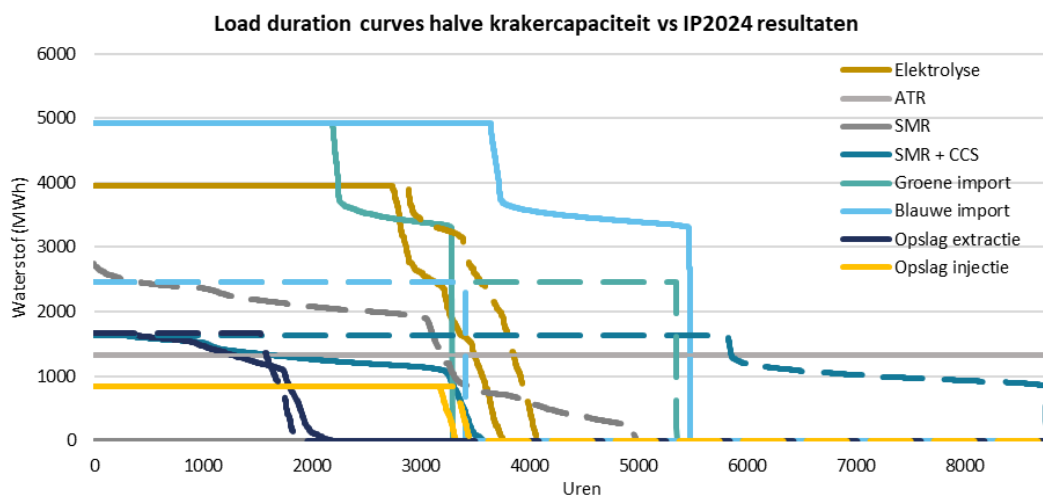
Gegeven dat de leveringszekerheid gewaarborgd blijft en de prijzen niet uitzonderlijk hoog worden, kan op basis van deze modelresultaten en -aannames worden geconcludeerd dat één zoutcaverne voor waterstofopslag in dit scenario voldoende scoort op de drie criteria. De waterstofopslag wordt nog niet maximaal gebruikt aangezien er uren zijn zonder injectie of extractie.

3.2 Resultaten varianten - 2030

3.2.1 Gehalveerde capaciteit importkraker – 2030

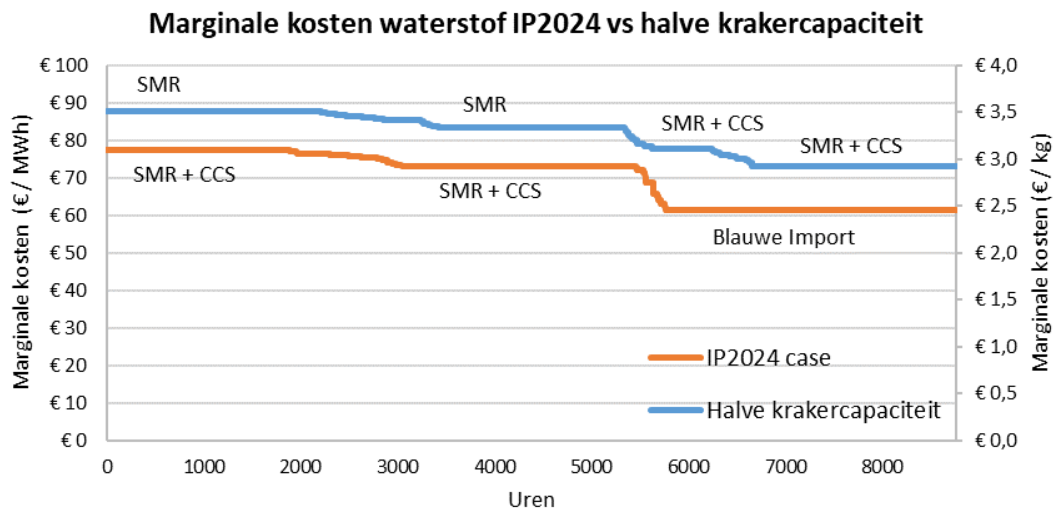
In de eerste variant op het scenario op basis van IP2024 wordt de totale capaciteit van de kraker gehalveerd tot 0,5 Mton (71 PJ (HHV)) waterstof per jaar. Dit wordt gedaan om te kijken in welke mate het waterstofsysteem in 2030 afhankelijk is van de krakercapaciteit, en om het effect op de benodigde waterstofopslag te onderzoeken bij verminderde import.

[Figuur 3.5](#) laat de load duration curves van de groene en blauwe import en de SMR (+ CCS) zien.



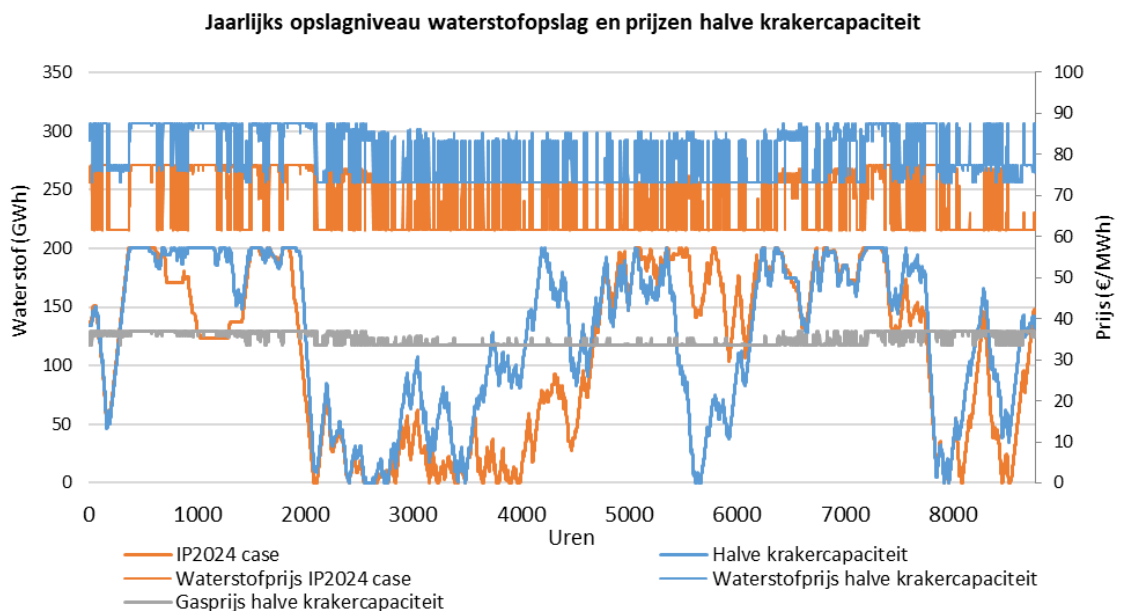
Figuur 3.5: Load duration curves van de resultaten op basis van IP2024 (heel) in vergelijking met de curves van de resultaten met halve krakercapaciteit (gestippeld)

De load duration curves laten zien dat wanneer de maximale productie van groene en blauwe waterstof halveert, de kraker alle uren van het jaar wordt ingezet. Om te voldoen aan de afnameverplichting van 42% groene waterstof, stijgt het aantal vollasturen elektrolyse. Ook de hoeveelheid geproduceerde waterstof uit blauwe import neemt af. Deze daling wordt vervangen door de productie uit SMR (+ CCS), ofwel grijze waterstof. [Figuur 3.6](#) laat zien wat deze verandering in productiecapaciteit betekent voor de waterstofprijs, en geeft daarnaast aan welke technologie de prijs op elk moment bepaald.



Figuur 3.6: Marginale kostencurves van de resultaten op basis van IP2024 vs de resultaten van de halve krakercapaciteit. Per kostenplateau is aangegeven welke waterstoftechnologie prijszettend is.

Door de verminderde capaciteit van de kraker is zowel groene als blauwe import geen prijssetter meer. Hierdoor wordt de prijs van waterstof het hele jaar door bepaald door SMR (+ CCS). De bijbehorende hogere kosten worden onder andere veroorzaakt door de emissierechten die moeten worden gekocht voor de productie van grijze waterstof. De twee prijsniveaus van SMR en SMR + CCS worden veroorzaakt door het verschil in gasprijzen tussen zomer en winter. **Figuur 3.7** laat het opslagniveau door het jaar heen zien van de waterstofopslag, naast gas- en waterstofprijzen.



Figuur 3.7: Jaarlijks opslagniveau van de resultaten van de IP2024 case en de halve krakercapaciteit. De waterstofprijzen voor beide scenario's, als ook de gasprijzen van de halve krakercapaciteit zijn op een andere as weergegeven.

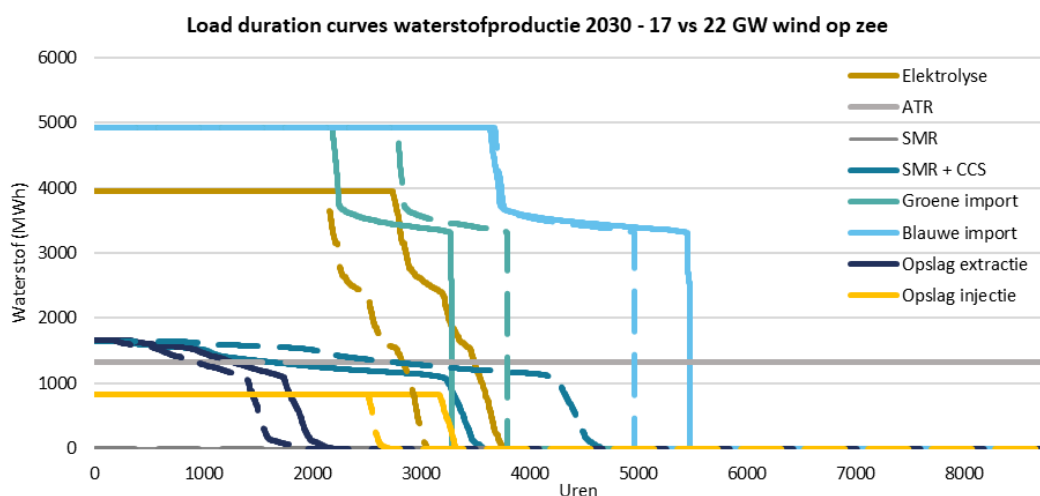
De figuur laat geen significante veranderingen in het gedrag van de waterstofopslag zien. De enige grote verandering die zichtbaar is, is dat opslag in de variant met halve kraker capaciteit meer gebruik maakt van de lagere waterstofprijs in de zomer. Ondanks de verhoogde waterstofprijzen ten opzichte van de variant op basis van IP2024, handelt de waterstofopslag nog steeds op een vergelijkbare manier tussen de waterstofprijzen van winter en zomer. Het opslagniveau gedurende het jaar verandert dan ook weinig. De inzet van de waterstofopslag ziet in dit scenario weinig effect van het halveren van de krakercapaciteit.

Concluderend heeft een gehalveerde krakercapaciteit in dit scenario het effect dat waterstof op de markt voor een groot deel uit gas wordt geproduceerd en de bijbehorende kosten bepalen de waterstofprijs, die hoger is dan in het IP2024 scenario. Voor de waterstofopslag verandert er weinig: deze scoort nog goed op de drie criteria en de inzet verandert weinig.

3.2.2 Verminderde capaciteit wind op zee – 2030

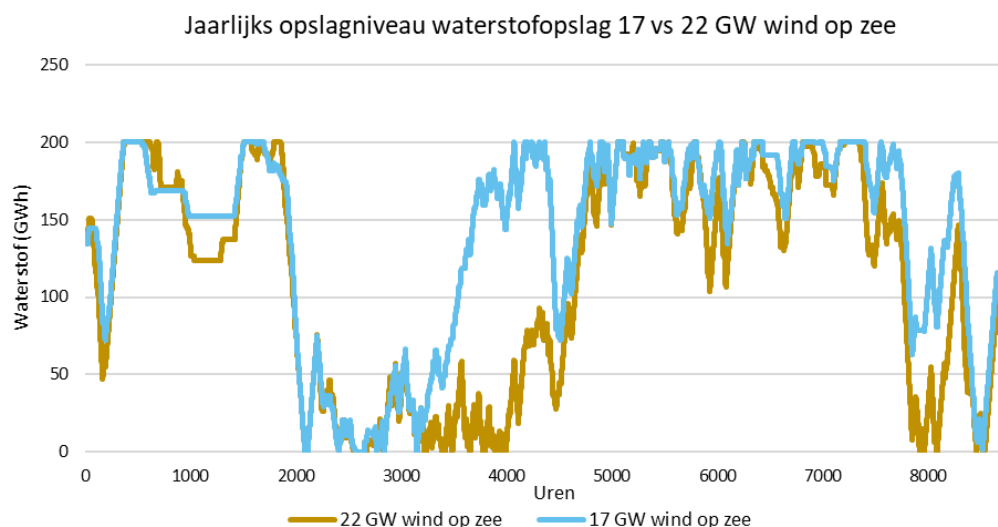
Omdat aan de Tweede Kamer al gecommuniceerd is dat de plannen voor wind op zee voor 2030 niet volledig gehaald worden, kijken we in deze variant naar de waterstofmarkt in het geval er 17 GW aan wind op zee is geïnstalleerd in plaats van de voorgenenomen 22 GW.

Figuur 3.8 laat de load duration curves voor 2030 zien.



Figuur 3.8: Load duration curves voor de resultaten van het IP2024 scenario (heel) met 22 GW wind op zee, versus de resultaten van het scenario met 17 GW wind op zee (gestippeld)

Doordat er minder geïnstalleerd vermogen wind op zee is en dus minder goedkope groene elektriciteit beschikbaar is op de markt, gaat het aantal marktgedreven vollasturen elektrolyse omlaag met 665 uur (-20 %), wat een negatief effect op de business case voor elektrolyse heeft. Hierdoor vindt er een verschuiving plaats in de waterstofproductie. De vollasturen van SMR (+ CCS) gaan omhoog en daarnaast lopen zowel de injectie als de extractie van de waterstofopslag terug. Bij tegenvallende productie uit elektrolyse zien we een verminderde inzet van de waterstofopslag: er is minder extractie en injectie dan bij 22 GW wind op zee. **Figuur 3.9** laat het bijbehorende opslagniveau van de waterstof opslag zien.



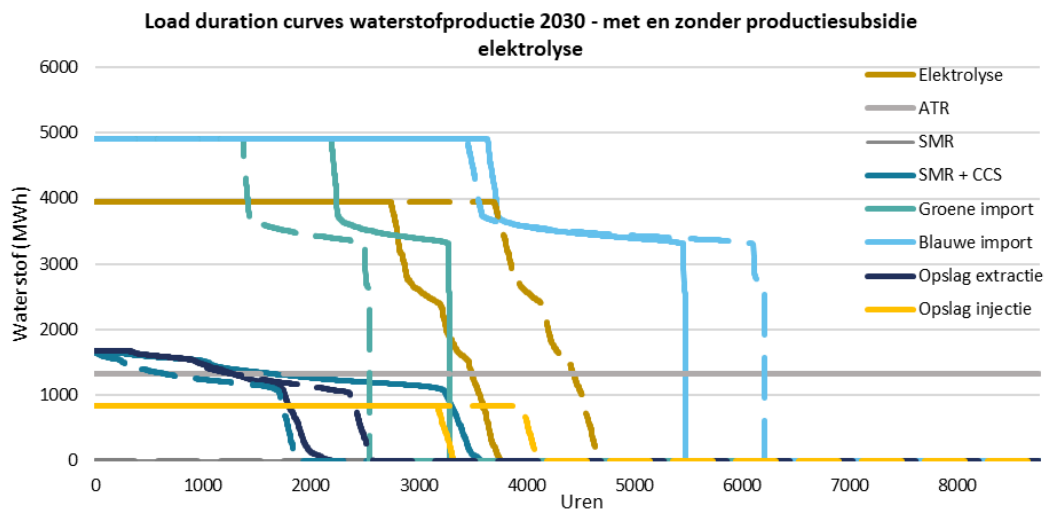
Figuur 3.9: Jaarlijks opslagniveau van de resultaten van de IP2024 case met 22 GW wind op zee, versus het scenario met 17 GW wind op zee.

Het gedrag van de waterstofopslag blijft grotendeels onveranderd ondanks het teruggelopen aantal uren van injectie en extractie. De vergrote hoeveelheid wind op zee in het IP2024 scenario, zorgt ervoor dat er tussen uur 3100 en 4500 in [Figuur 3.9](#) meer gebruik gemaakt kan worden van de opslag dan in de variant met 17 GW wind op zee.

Concluderend heeft de capaciteit wind op zee dus via productie uit elektrolyse invloed op het gebruik van de opslag, maar is dit effect bij 17 en 22 GW beperkt.

3.2.3 Productiesubsidie elektrolyse – 2030

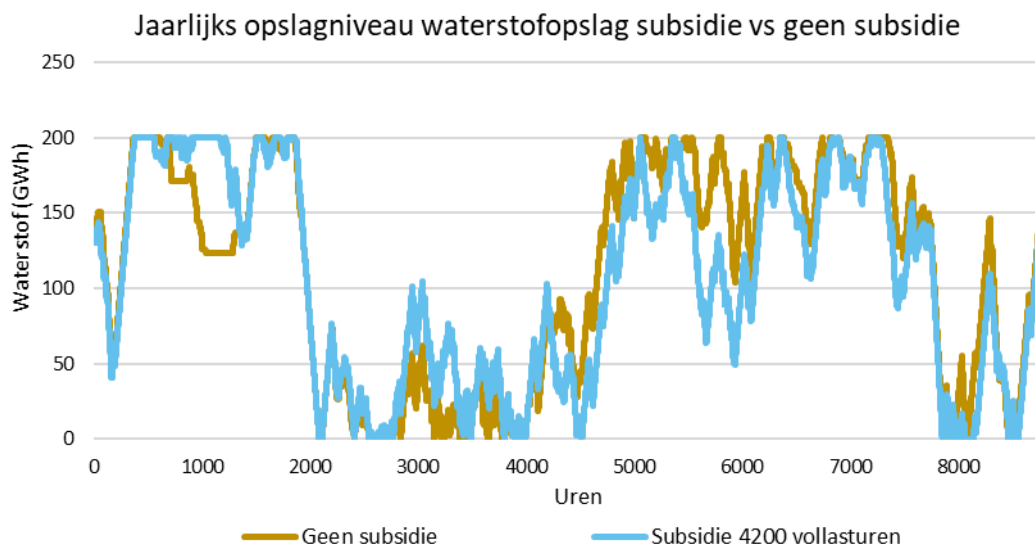
In deze variant worden de effecten van een eventueel opschalingsinstrument in de vorm van een productiesubsidie op elektrolyse onderzocht. Met een minimale productie van 4200 vollasturen in plaats van de markt-gedreven 3200 vollasturen, wordt de waterstofopslag meer ingezet. De load duration curves van het 2030 scenario met en zonder productiesubsidie zijn te zien in [Figuur 3.10](#).



Figuur 3.10: Load duration curves voor de resultaten van het IP2024 scenario (heel) zonder subsidie, versus de resultaten van het scenario met productiesubsidie voor elektrolyse tot 4200 vollasturen (gestippeld)

SMR-installaties met CO₂-afvang en groene import schakelen terug bij de toenemende productie van elektrolyse. Daarnaast stijgt het gebruik van extractie en injectie van opslag met 0,6 TWh (+24%).

Het jaarlijks opslagniveau van de waterstofopslag in [Figuur 3.11](#) bevestigt de relatie tussen elektrolyse en inzet van waterstofopslag die we zagen in de variant ‘minder wind op zee’. De combinatie van kort-cyclische en seizoensopslag is behouden, alleen wordt bij meer elektrolyse de opslag vaker ingezet.



Figuur 3.11: Jaarlijks opslagniveau van de resultaten van het IP2024 scenario zonder subsidie, versus het scenario met productiesubsidie voor elektrolyse tot 4200 vollasturen.

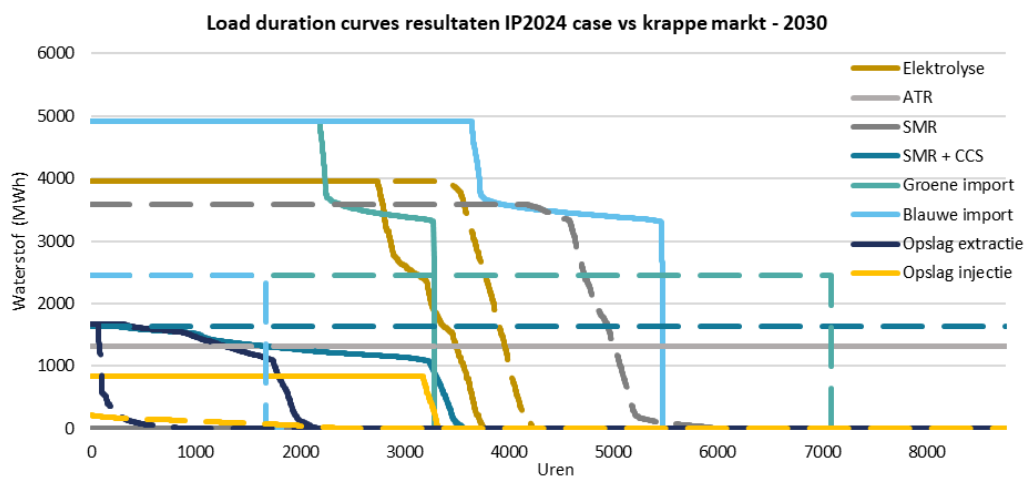
Een eventuele aanwezigheid van een productiesubsidie op elektrolyse toont dus geen significant grotere inzet van de waterstofopslag dan de simulaties zonder subsidie.

3.2.4 Krappe markt - 2030

Om te kijken hoe de waterstofmarkt eruit ziet bij meerdere tegenslagen is er een 'krappe markt' scenario gedefinieerd. Het 'krappe markt' scenario verschilt van de IP2024 variant op de volgende punten:

1. Importcapaciteit van de kraker wordt gehalveerd naar 0,5 Mton p.a.
2. Waterstof vraag vanuit Noordrijn-Westfalen verdubbelt naar 24 TWh
3. Waterstof importkosten stijgen met 8%
4. LNG importkosten stijgen met 17%

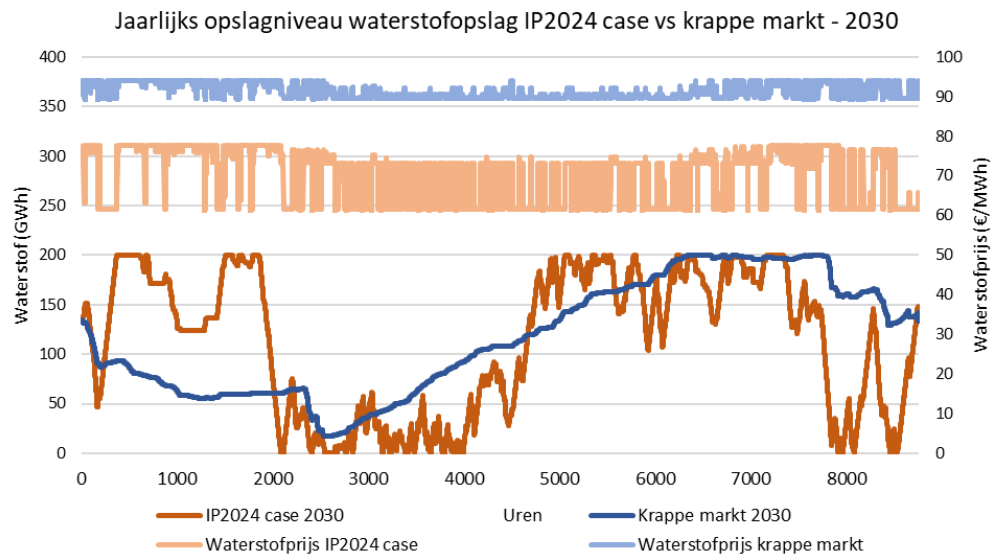
Figuur 3.12 laat de load duration curves zien voor de 'krappe markt' variant en de resultaten op basis van IP2024.



Figuur 3.12: Load duration curves voor de resultaten van het IP2024 scenario (heel) versus de resultaten van het 'krappe markt' scenario (gestippeld).

Het meest opvallende verschil met de resultaten op basis van IP2024 is het aantal vollasturen van SMR (+ CCS). In het 'krappe markt' scenario wordt de verlaagde hoeveelheid waterstof uit blauwe import vervangen door grijze waterstof. De beperkte import komt als gevolg van de gehalveerde capaciteit van de kraker en de verhoogde importkosten. De totale hoeveelheid geproduceerde groene waterstof uit importen neemt echter toe. Dit komt door de afnameverplichting van 42% voor groene waterstof. Een ander alternatief voor groene waterstof is waterstof uit elektrolyse. De elektriciteit blijkt in veel uren niet goedkoop genoeg om groene waterstof uit elektrolyse te produceren, daarom heeft groene import vaak de voorkeur als het gaat om groene waterstof productie.

De injectie en extractie van de waterstofopslag lopen zwaar terug, van 14 naar 1,3 Equivalent Full Cycles: ruim één keer volledig vullen en legen van de opslag. **Figuur 3.13** laat het gedrag van de waterstof opslag zien in combinatie met de waterstofprijzen.



Figuur 3.13: Waterstof opslagniveau en de uurlijkse waterstofprijzen voor de simulatie van het 2030 scenario op basis van IP2024 versus het 'krappe markt' scenario.

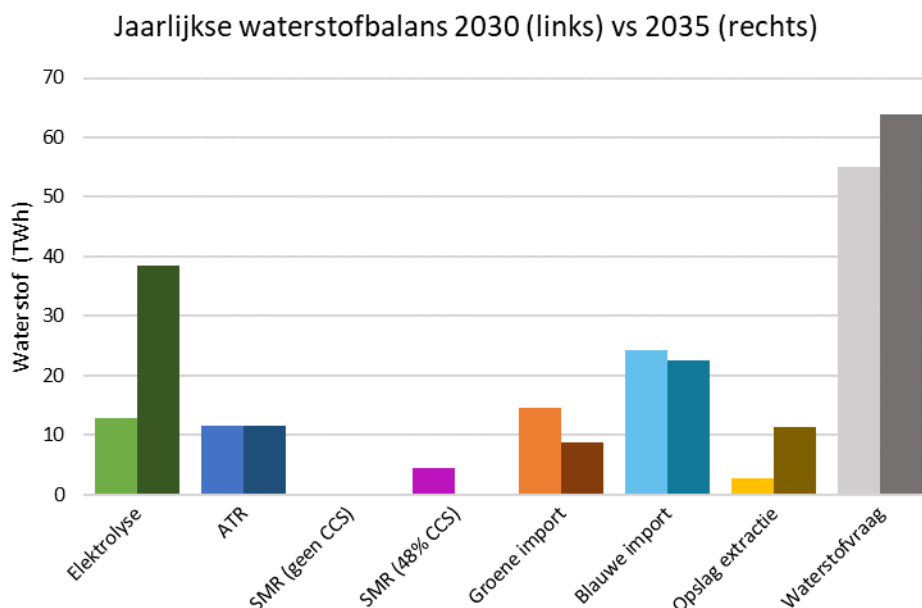
Het gedrag van de waterstofopslag verandert drastisch in de 'krappe markt' variant. Het niveau van de waterstofopslag fluctueert veel minder en lijkt op de curves die we kennen van de bestaande gasopslag. Deze curves beschrijven seizoensgedrag waarbij de opslag in de zomer wordt volgepompt en in de winter wordt leeggemaakt.

De waterstofprijzen laten zien dat de prijs hoger en constanter wordt in de 'krappe markt' variant. De constantere prijzen verklaren het minder fluctuerende waterstofniveau in de opslag. De waterstof opslag zal bij variërende prijzen vaker vol- en leeglopen omdat er gearbitreerd wordt tussen prijzen. Een constantere prijs zorgt daarom voor een minder fluctuerend waterstofniveau in de opslag, waardoor enkel de seizoensopslag overblijft. Deze zo ver terugvallende inzet van de waterstofopslag verslechtert de business case van de uitbater van de opslag significant.

Concluderend is er in het krappe marktscenario op alle drie criteria geen extra waterstofopslag behoefte, maar is de resulterende inzet van de waterstofopslag zo ver teruggefallen dat dit de business case van de uitbater significant verslechtert.

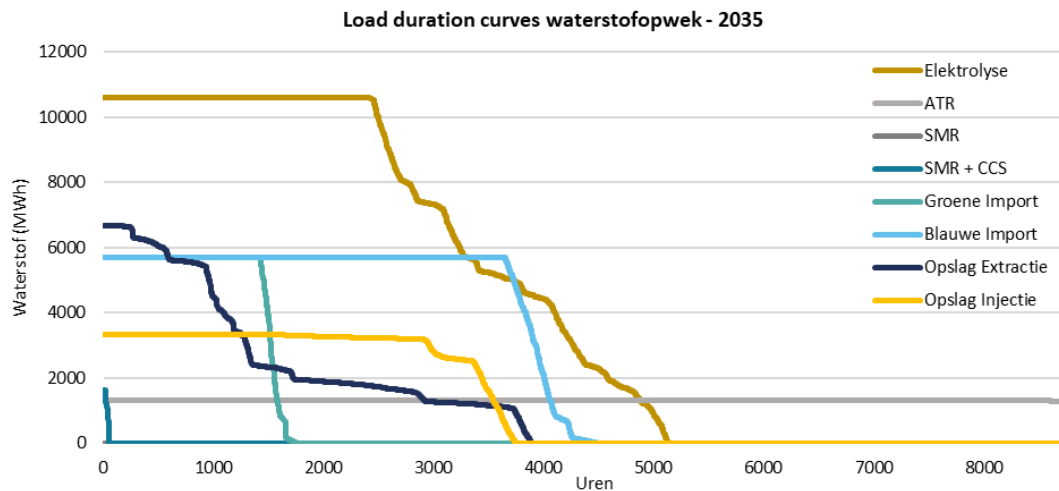
3.3 Resultaten op basis van IP2024 – 2035

In 2035 wordt verondersteld dat de capaciteit van elektrolyzers 10,6 GW bedraagt en wordt aangenomen dat er vier zoutcavernes beschikbaar zijn voor waterstofopslag. De capaciteit van groene waterstof op basis van elektrolyse, import en de waterstofopslag neemt sterk toe ten opzichte van 2030. [Figuur 3.14](#) laat de totale hoeveelheid geproduceerde waterstof met bijbehorende bron zien voor 2030 en 2035.



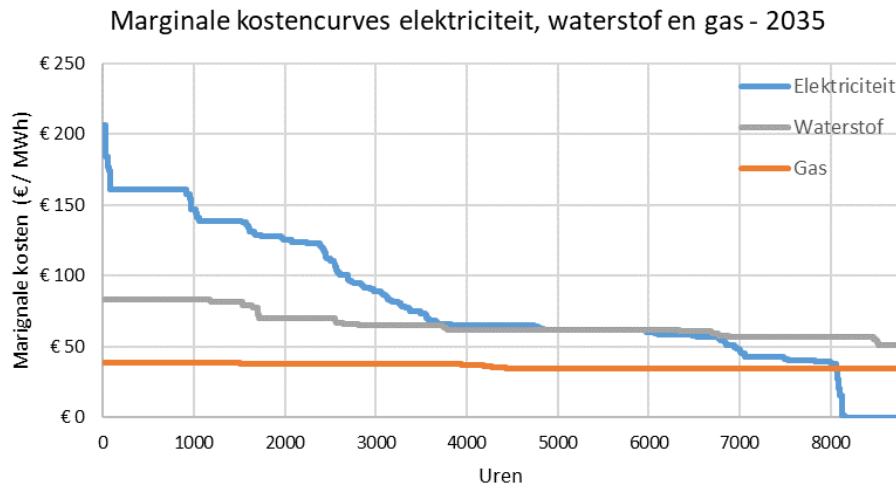
Figuur 3.14: Jaarlijkse waterstofbalans van de simulatieresultaten voor de zichtjaren 2030 en 2035 op basis van het 'Klimaatambitie' scenario van IP2024.

Elektrolyse bedraagt 47% van de totale productie in 2035. Het aanbod van waterstof uit opslagextractie is vier maal de hoeveelheid die voor 2030 is berekend. Doordat zowel elektrolyse en waterstofopslag meer waterstof gaan leveren, daalt het aantal vollasturen van SMR naar bijna nul. De import van blauwe en groene waterstof loopt ook terug, wat betekent dat waterstof in hogere mate afkomstig is uit binnenlandse bronnen. [Figuur 3.15](#) laat de load duration curves zien voor de resultaten op basis van IP2024 in 2035.



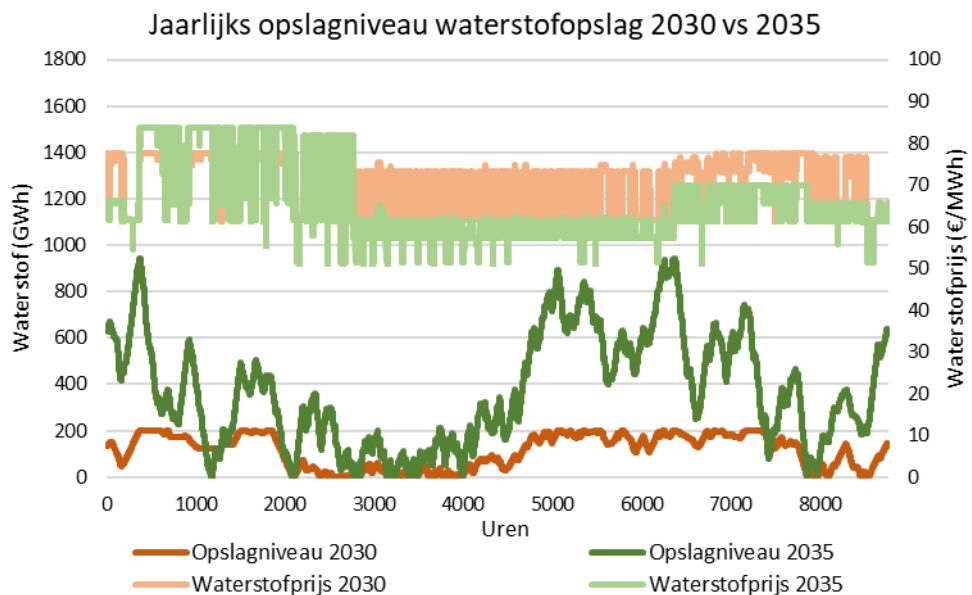
Figuur 3.15: Load duration curves van alle waterstof productietechnologieën. De uurlijkse productie wordt gesorteerd van hoog naar laag weergegeven.

De combinatie elektrolyse en wind op zee zorgt voor een totaal van 3600 vollasturen elektrolyse. Met 3000 vollasturen injectie en 1700 vollasturen extractie wordt er veel gebruik gemaakt van de waterstofopslag. De marginale kosten van ATR (+ CCS) zijn, net als in 2030, laag genoeg om het hele jaar door te draaien. [Figuur 3.16](#) laat zien hoe de gesorteerde prijscurves van gas, waterstof en elektriciteit er uit zien.



Figuur 3.16: Marginale kostencurves voor elektriciteit, waterstof en gas, als resultaat van de kostenoptimalisatie van het 2035 scenario. De kosten zijn van hoog naar laag gesorteerd.

De waterstof- en gasprijs zijn gedurende het jaar vrijwel constant. Doordat het aantal draaiuren van de SMR-installaties laag is en de marginale kosten van ATR (+ CCS) bij deze gasprijs lager zijn dan die van groene en blauwe import, weten we dat de prijs vrijwel het hele jaar wordt bepaald door een producent die niet afhankelijk is van de gasprijs. Ondanks deze ontbrekende link met de gasprijs is er nog steeds een constante prijscurve zichtbaar voor waterstof. De prijscurves voor deze drie energiedragers vertonen geen extreme prijzen, hieruit kan worden geconcludeerd dat het model in balans is. [Figuur 3.17](#) laat het opslagniveau in de waterstof opslag zien in 2030 en 2035 samen met de maximale capaciteit de opslag. Het aantal Equivalent Full Cycles bedraagt 12.

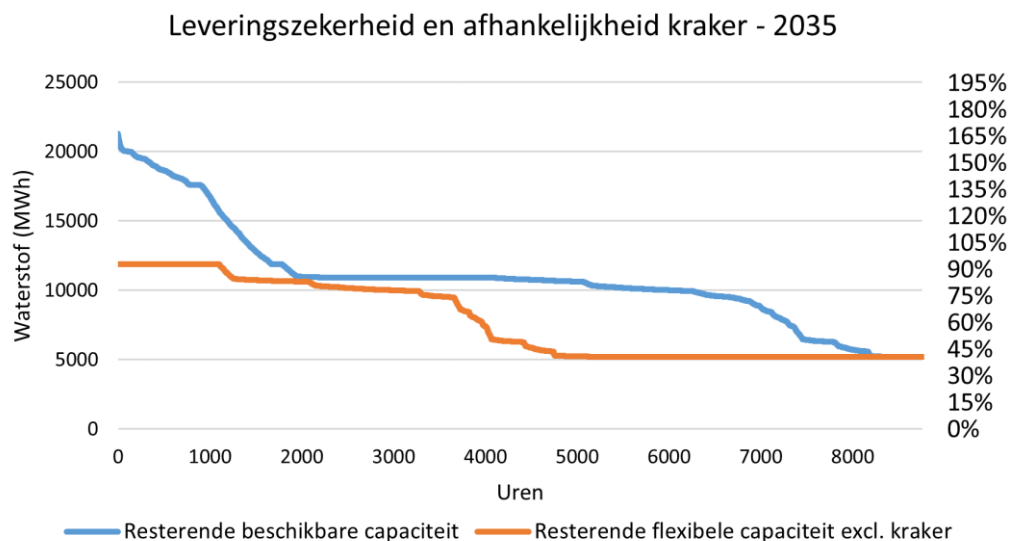


Figuur 3.17: Het opslagniveau van de waterstofopslag en de uurlijkse waterstofprijs, voor simulatieresultaten van de zichtjaren 2030 en 2035.

Net als in 2030, vertoont de waterstofopslag ook in 2035 kort-cyclisch gedrag in combinatie met gedrag op seizoensbasis. Er zijn geen langdurige periodes waarin de waterstofopslag helemaal gevuld is, en waar er eigenlijk behoefte zou zijn geweest aan meer opslagcapaciteit.

Vervolgens wordt er gekeken naar de leveringszekerheid van waterstof in 2035. Met een gemiddelde resterende capaciteit (naast de daadwerkelijke uurlijkse productie) van 11 GW en een minimum resterende capaciteit van 5 GW komt de leveringszekerheid niet in gevaar. Het waterstofsysteem in 2035 heeft een gemiddelde resterende capaciteit die 51% hoger is dan in 2030. Daarmee is er ruim voldoende en hoeft er op basis van deze modelresultaten geen uitbreiding van de waterstofopslag capaciteit plaats te vinden ten behoeve van de leveringszekerheid.

Om inzicht te krijgen in de afhankelijkheid van de kraker als flexibele producent van waterstof wordt er gekeken naar de resterende flexibele productiecapaciteit per uur. Deze bedraagt gemiddeld 8 GW. Dit betekent dat er geen grote afhankelijkheid is van de importkraker en dat er op ieder moment in het jaar kan worden uitgeweken naar een andere flexibele technologie. Samen met het feit dat elektrolyse het merendeel van de totale waterstofvraag produceert, laten deze modelresultaten zien dat er in 2035 geen hoge afhankelijkheid is van de importkraker. Hier gaat echter weer op dat deze situatie SMR-installaties bevat die weinig produceren. Dit vooruitzicht kan investeerders doen afwijken van de keuze om de installaties aan het landelijk waterstofnet te koppelen. In dat geval is deze capaciteit als back-up afwezig. [Figuur 3.18](#) laat de gesorteerde resterende capaciteit en de gesorteerde resterende flexibele capaciteit per uur zien om inzicht te geven in leveringszekerheid en de afhankelijkheid van de importkraker.



Figuur 3.18: De uurlijks beschikbare waterstofcapaciteit, naast de huidige ingezette productie. Dezelfde curve is weergegeven zonder de beschikbare capaciteit van de kraker. De rechteras geeft het percentage van de maximale piekvraag in het 2035.

Concluderend laat het scenario op basis van IP2024 een gebalanceerde waterstofmarkt zien waarbij er geen dringende behoefte is aan extra waterstofopslag ten behoeve van de leveringszekerheid of prijsstabiliteit. Ook is de afhankelijkheid van de importkraker gedaald en wordt er in verhoogde mate waterstof uit binnenlandse bronnen gemaakt. Hierbij moet opgemerkt worden dat deze afhankelijkheid vergroot wordt als SMR-installaties op basis van deze vooruitzichten niet beschikbaar worden gemaakt op de markt.

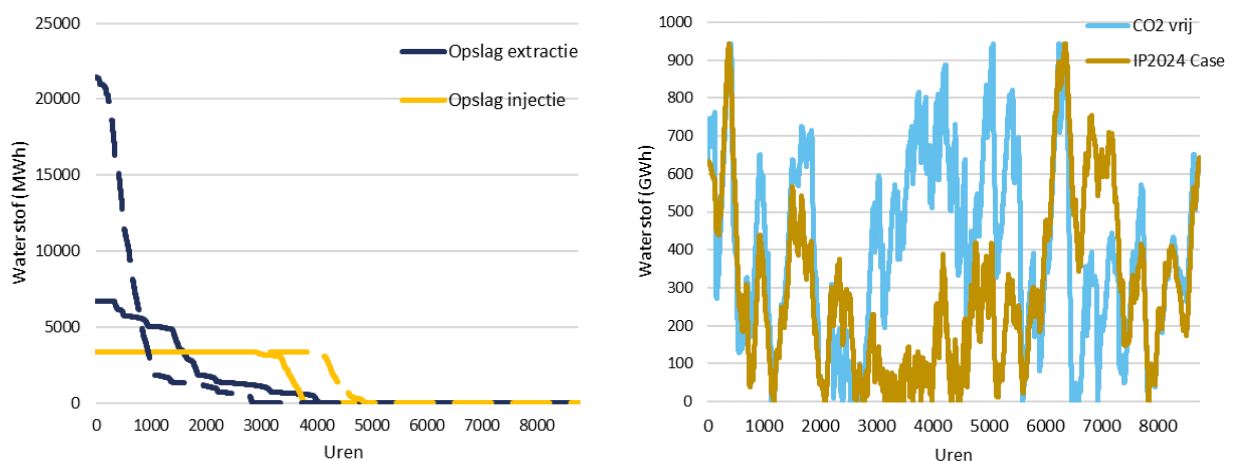
3.4 Resultaten varianten - 2035

3.4.1 CO₂-vrij elektriciteitssysteem – 2035

In deze variant worden de effecten onderzocht van de realisatie van een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035, op de waterstofopslagbehoefte. Dit houdt in dat alle gascentrales in deze variant zijn omgebouwd tot waterstofcentrales, in totaal gaat het over 16 GW aan vermogen van elektriciteitsproductie. Tijdens uren met hoge elektriciteitsvraag zal ook de vraag naar waterstof stijgen.

De eerste modelresultaten van deze variant vertoonden extreem hoge waterstofprijzen. Deze hoge prijzen kwamen tot stand op de momenten dat er een hoge elektriciteitsvraag was in combinatie met een lage productie van hernieuwbare elektriciteit (o.a. uit wind en zon). Op deze momenten wordt er een beroep gedaan op de waterstof centrales, maar omdat er op die momenten niet genoeg waterstofproductie beschikbaar is schiet de prijs omhoog: er kan niet aan de hoge vraag voldaan worden.

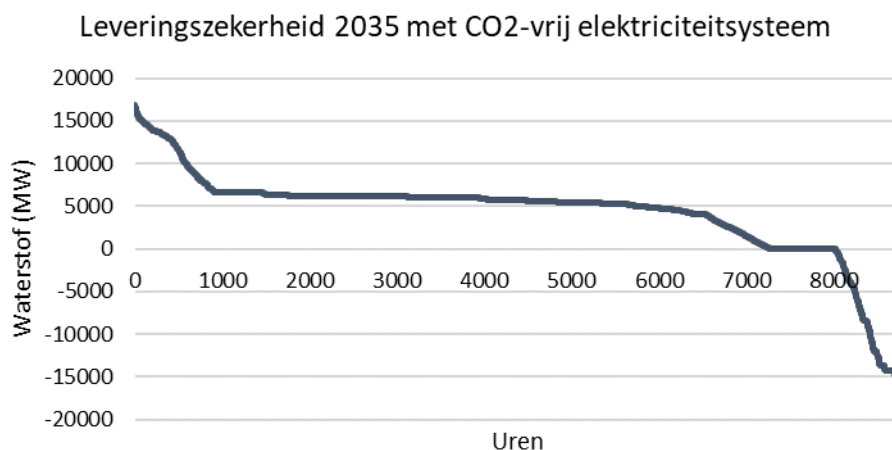
Om het tekort te kunnen kwantificeren, is er voor een tweede simulatie gekozen voor een overgedimensioneerde extractiesnelheid van de waterstofopslag. De productiecapaciteit blauwe waterstof uit ATR-installaties (+ CCS) is in deze en vorige simulaties nog steeds 1.3 GW. Deze tweede simulatie leidt tot de load duration curves die te zien zijn in [Figuur 3.19a](#). Omdat het merendeel van de producenten geen verandering in productie ondervindt, zijn alleen de load duration curves van de injectie en extractie weergegeven. [Figuur 3.19b](#) laat het bijbehorende opslagniveau van de waterstofopslag zien.



Figuur 3.19: a.) load duration curves van waterstofopslag extractie en injectie voor IP2024 case (heel) en CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening (gestippeld), zonder limiet op de extractiesnelheid. b.) jaarlijks opslagniveau voor de resultaten van de IP2024 case en CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening.

Aan het niveau van de waterstofopslag en de load duration curve is te zien dat de waterstofopslag veel meer gebruikt wordt dan in de variant op basis van IP2024. Gedurende 700 uur per jaar is de waterstofvraag te hoog, wat betekent dat de productiecapaciteit inclusief extractie uit de waterstofopslag niet toereikend is. Het tekort aan waterstofproductiecapaciteit gedurende deze uren is gemiddeld 9 GW, en maximaal 15 GW. [Figuur 3.20](#) laat de gesorteerde resterende ongebruikte CO₂-vrije productiecapaciteit van

waterstof zien per uur. Aangezien de elektriciteitsproductie uit waterstof CO₂-vrij moet zijn, wordt de waterstof uit SMR en SMR + CCS weggelaten. De CO₂-afvang van ATR-installaties bedraagt 90%, maar voor deze variant wordt deze techniek als nagenoeg CO₂-vrij beschouwd.



Figuur 3.20: De uurlijks beschikbare CO₂-vrije productiecapaciteit van waterstof, naast de huidige ingezette productie. Deze bestaat uit elektrolyse, ATR, import en extractie uit opslag.

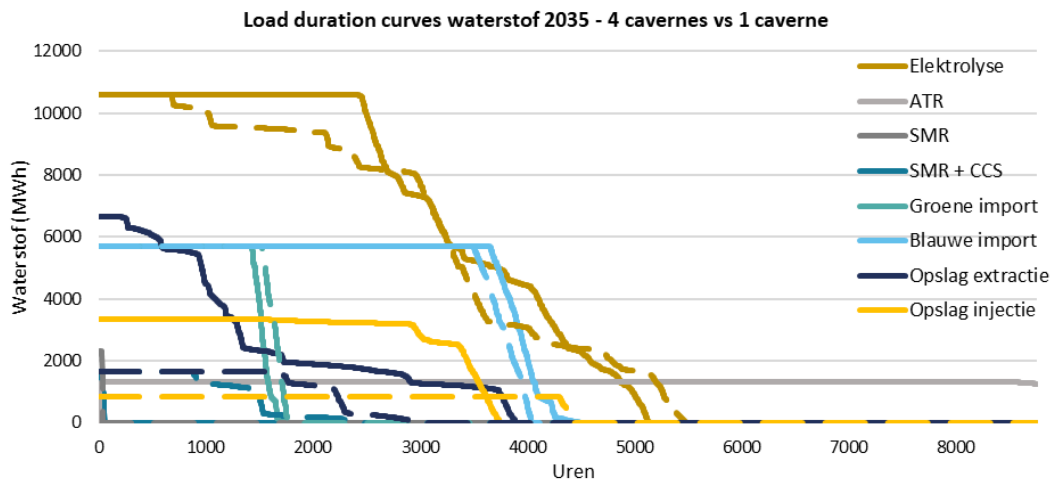
De totale hoeveelheid ontbrekende CO₂-vrije waterstof (de oppervlakte onder de ‘staart’ van [Figuur 3.20](#)) bedraagt 6,4 TWh. Dit komt overeen met een totale hoeveelheid ontbrekende elektriciteit van 3,2 TWh in deze 700 uur, rekening houdend met efficiëntie van de centrales. Deze hoeveelheid elektriciteit zou normaliter door aardgascentrales geproduceerd worden. De totale emissies die daarmee gepaard zouden gaan, bedragen 1.3 Mton CO₂. Hierbij gaan we uit van een emissiefactor van 56,8 kg/GJ voor aardgas.

Om tijdens de piekvraag van waterstof toch voldoende capaciteit te hebben, is extra productie van waterstof of een hogere extractiesnelheid van de waterstofopslag nodig. Om het gemiddelde tekort van 9 GW op te vangen met een additionele waterstofopslag, zouden er zes extra zoutcavernes voor waterstofopslag nodig zijn, gegeven de extractiesnelheid van 1,6 GW per caverne. Daarnaast moet de capaciteit van het waterstofnetwerk groot genoeg zijn om deze extractiesnelheid te kunnen uitkoppelen naar de rest van het land.

Concluderend is voor het gesimuleerde CO₂-vrije elektriciteitssysteem (het IP2024 scenario met centrales omgebouwd van aardgas naar waterstof) de waterstof productiecapaciteit ontoereikend. Als deze gemiddelde ontbrekende capaciteit met alleen extra extractie uit waterstofopslag zou moeten worden ingevuld, zou dit betekenen dat er zes extra zoutcavernes moeten zijn aangesloten in 2035.

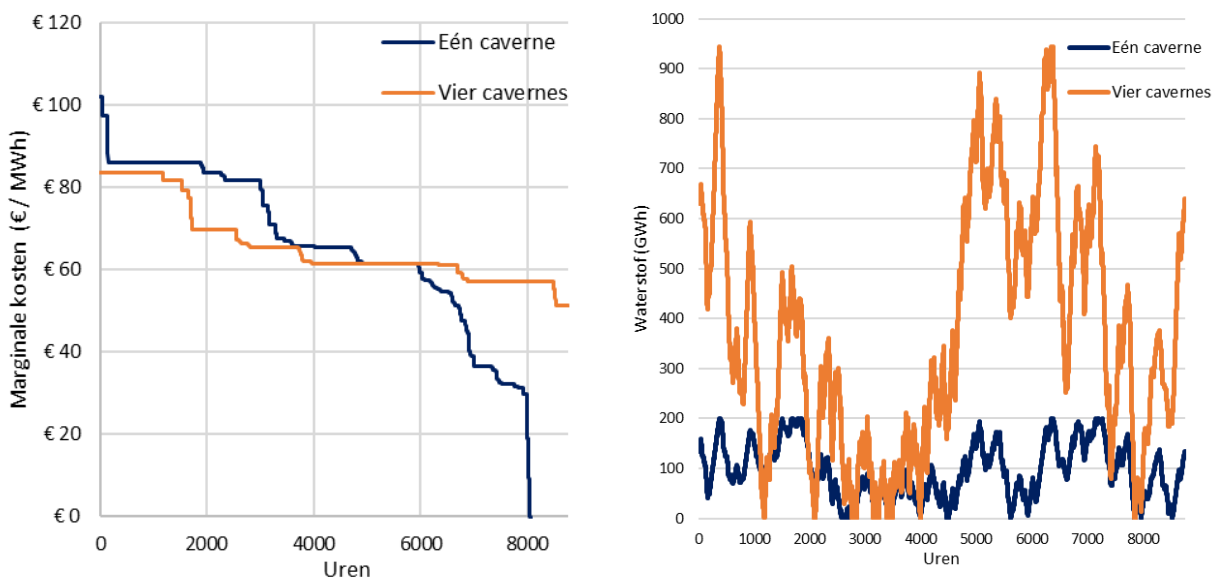
3.4.2 Verminderde waterstof opslagcapaciteit – 2035

Deze variant onderzoekt hoe de waterstofmarkt eruit ziet in het geval er geen extra zoutcavernes beschikbaar komen in 2035. Dit komt er op neer dat alleen de waterstofopslag ter grote van één zoutcaverne beschikbaar is in 2035, goed voor 200 GWh werkvolume. [Figuur 3.21](#) laat de load duration curves zien voor de variant op basis van IP2024 en de variant met verminderde waterstofopslagcapaciteit.



Figuur 3.21: Load duration curves voor de resultaten van het IP2024 scenario (heel) met vier cavernes versus de resultaten van het scenario met één beschikbare caverne voor waterstofopslag (gestippeld).

De verminderde capaciteit van de wateropslag zorgt ervoor dat de vollasturen van elektrolyse teruglopen van 3600 naar 3400 uur. Ten tijden van overvloed aan duurzame elektriciteit kan het overschot minder goed in de vorm van waterstof opgeslagen worden. Ook stijgt het aantal vollasturen SMR + CCS ten tijde van hoge waterstofvraag. Dit zorgt voor een stijging van de nationale emissies van het waterstofsysteem. [Figuur 3.22a](#) laat het niveau in de waterstofopslag zien voor beide varianten en [Figuur 3.22b](#) bevat de bijbehorende waterstofprijzen.



Figuur 3.22: a.) Marginale kosten curves voor de IP2024 case met vier cavernes en het scenario met één caverne. b.) jaarlijks opslagniveau voor de resultaten van beide scenario's

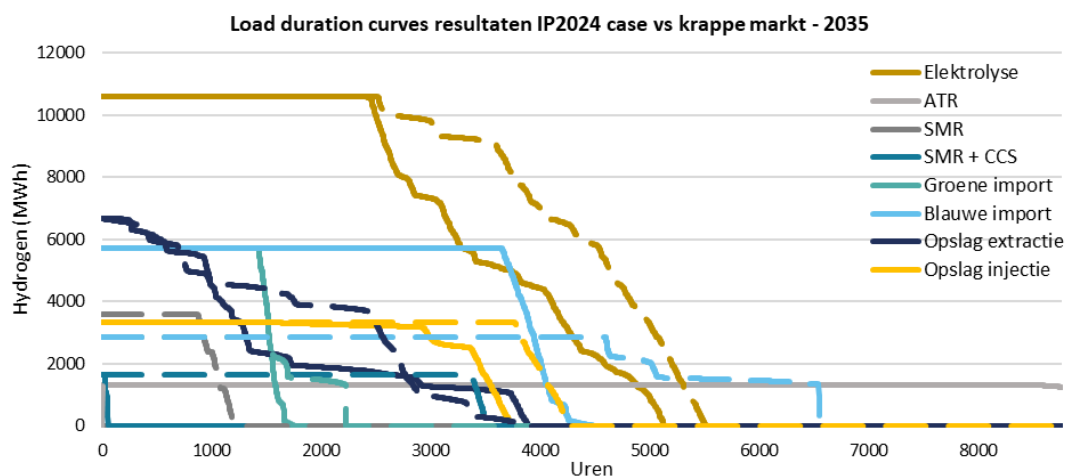
Het jaarlijks verloop van het opslagniveau laat zien dat er nog meer gebruikt wordt gemaakt van de waterstofopslag. Dit kan worden verklaard door de grote spreiding van de waterstofprijzen. Meer variatie in prijzen betekent dat er nog meer gelegenheid voor de

waterstofopslag is om te arbitreran tussen prijzen (injecteren ten tijde van lage prijzen en extraheren ten tijde van hoge prijzen). De extreem lage prijzen ten tijden van piekproductie van groene waterstof duiden een overschot van waterstof aan. Ten tijden van lage productie van groene waterstof kan de kleine waterstofopslag minder waterstof aan de markt leveren waardoor er ook duurdere waterstof uit SMR + CCS nodig is.

Een grotere waterstofopslagcapaciteit in 2035 maakt dus meer marktgedreven elektrolyse mogelijk, wat leidt tot een groener waterstofsysteem. Daarnaast zijn waterstofprijzen stabielcr als er vier cavernes beschikbaar zijn op de markt dan wanneer er slechts één caverne beschikbaar is. De stabiliteit van waterstofprijzen is wenselijk voor het creëren van een goed investeringsklimaat. Concluderend kan op basis van dit scenario worden gesteld dat het beschikbaar hebben van vier cavernes in 2035 voordeliger is voor de prijsstabiliteit en beter aansluit op de waterstof opslagbehoefte dan wanneer er slechts één caverne beschikbaar is.

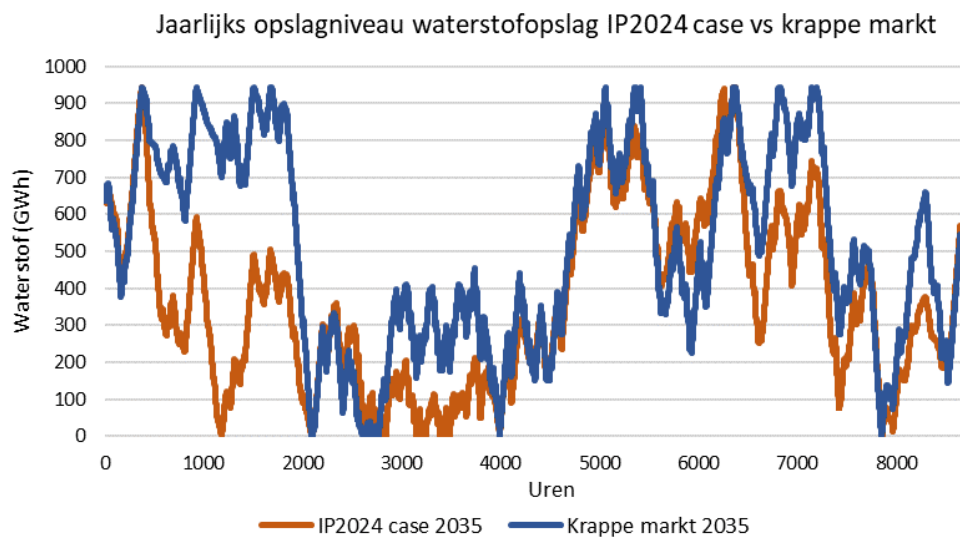
3.4.3 Krappe markt – 2035

De ‘krappe markt’ variant voor 2035 hanteert dezelfde veranderingen als de variant voor 2030: kostenstijgingen van geïmporteerde waterstof en LNG, een gehalveerde capaciteit voor de importkraker en een verdubbelde waterstofvraag in het buitenland. In tegenstelling tot de 2030 ‘krappe markt’ wordt in 2035 de dure en minder beschikbare import vervangen door elektrolyse, in plaats van SMR (zie [Figuur 3.23](#)).



Figuur 3.23: Load duration curves voor de resultaten van het IP2024 scenario (heel) versus de resultaten van het ‘krappe markt’ scenario (gestippeld).

In 2035 zijn de elektrolysecapaciteit en de opwek hernieuwbare elektriciteit een stuk hoger dan in 2030. Daarnaast is de ETS-prijs gestegen van 137 naar 191 €/ton. De markt valt in 2035 daardoor niet terug op SMR om de import op te vangen, maar op elektrolyse. De toenemende mate van elektrolyse heeft additionele extractie en injectie van opslag tot gevolg ten opzichte van de andere scenario’s/varianten.



Figuur 3.24: Waterstof opslagniveau voor de simulatie van het 2035 scenario op basis van IP2024 versus het 'krappe markt' scenario.

Het jaarlijkse verloop van het opslagniveau, weergegeven in [Figuur 3.24](#), laat in tegenstelling tot de 'krappe markt' variant van 2030, een toenemende mate van kort-cyclisch gedrag zien, in plaats van enkel seizoensopslag. De 'krappe markt' heeft in 2035 dus minder grote consequenties voor de waterstofopslag dan in 2030 vanwege de grotere beschikbaarheid van groene waterstof.

4 Literatuur

- Aurora. (2023). *Decarbonising the Dutch Gas-fired Power Fleet*.
- Berenschot, TNO. (2023). *Effecten van een productiesubsidie voor elektrolyzers*.
- CE Delft. (2018). *Waterstofroutes Nederland - blauw, groen en import*.
- CE Delft, TNO. (2022). *Gaswinning op de Noordzee - En de afspraken daarover in het akkoord voor de Noordzee*.
- EBN, TNO. (2021). *Ondergrondse Energieopslag in Nederland 2030-2050: Technische evaluatie van vraag en aanbod*.
- EBN, TNO. (2022). *Haalbaarheidsstudie Offshore Ondergrondse Waterstofopslag*.
- ENTSO-E, ENTSO-G. (2022). *Ten Year Network Development Plan*.
- European Commission. (2023). *Renewable Energy Directive III*.
- Europese Commissie. (2021). *ASSET Study on Hydrogen generation in Europe: overview of costs and key benefits*.
- Europese Commissie. (2022). *REPowerEU - betaalbare, veilige en duurzame energie voor Europa*.
- FNB Gas. (2022). *Network Development Plan 2022*. Retrieved from <https://fnb-gas.de/en/network-development-plans/network-development-plan-2022/>
- FNB-gas. (2022). *Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032*.
- FNV, TATA Steel, Roland Berger. (2021). *Haalbaarheidsstudie klimaatneutrale paden TSN IJmuiden*.
- Fraunhofer IPA. (2018). *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*.
- Gasunie. (2021). *II3050*. Retrieved from <https://www.gasunie.nl/en/expertise/energy-system/ii3050>
- H2 Gateway. (2020). *Poort naar een CO₂-vrije waterstofeconomie*. Retrieved from [https://portofdenhelder.nl/files/documents/Poort%20naar%20een%20CO₂-vrije%20waterstofeconomie%20-%20H₂%20Gateway.pdf](https://portofdenhelder.nl/files/documents/Poort%20naar%20een%20CO2-vrije%20waterstofeconomie%20-%20H2%20Gateway.pdf)
- H-Vision. (2019). *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*.
- HyNetwork Services. (2023). *Market update Hydrogen Network Netherlands*.
- HyStock. (2023, April). *About Hystock - the Project*. Retrieved from [Hystock.nl: https://www.hystock.nl/en/about-hystock/the-project](https://www.hystock.nl/en/about-hystock/the-project)
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*.
- IEAGHG. (2017). *Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS*. Retrieved from https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf
- Jetten, R. (2023). *Kabinetsaanpak Klimaatbeleid - Brief aan de Kamer*.
- Koirala, B. (2021). *Integrated electricity, hydrogen and methane system modelling framework: Application to the Dutch Infrastructure Outlook 2050*. *Applied Energy*, 289.
- Marcel Weeda, J. G. (2018). *Contouren van een Routekaart Waterstof*. Retrieved from [https://www.atrion.nl/file/download/default/2E8080994472F14070F31A9EE0BA7321/TSE%20TKI%20Nieuw%20Gas%20Routekaart%20Waterstof-web%20\(6%20maart%202018\).pdf](https://www.atrion.nl/file/download/default/2E8080994472F14070F31A9EE0BA7321/TSE%20TKI%20Nieuw%20Gas%20Routekaart%20Waterstof-web%20(6%20maart%202018).pdf)
- Matheus de Groot, J. K. (2022). *Optimal operating parameters for advanced alkaline water electrolysis*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34773-34783.

- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2023). *Nationaal Plan Energiesysteem*.
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2023). *Nationaal Plan Energiesysteem - Concept*.
- NEA. (2023). Tarieven CO2-heffing. Retrieved from <https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/tarieven-co2-heffing>
- Netbeheer Nederland. (2021). *Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 - editie 2*.
- Netbeheer Nederland. (2023). *Scenario's investeringsplannen 2024 - Scenario's voor de ontwikkeling van het energiesysteem in de jaren 2025-2030-2035, ten behoeve van de investeringsplannen van de Nederlandse netbeheerders elektriciteit en gas*.
- Port of Den Helder. (2020). *H2 Gateway - Poort naar een CO2-vrije waterstofeconomie*.
- Port of Rotterdam. (2022, 12 06). *Grootschalige ammoniakkraker moet 1 mln ton waterstofimport mogelijk maken via Rotterdamse haven*. Retrieved from Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/nl/nieuws-en-persberichten/grootschalige-ammoniakkraker-moet-1-miljoen-ton-waterstofimport-mogelijk>
- Rijksoverheid. (2022). *Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030*.
- Strategy&, pwc. (2021). *HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?*
- TenneT, Gasunie. (2022). *Infrastructure Outlook 2050*.
- TNO. (2022). *Een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland*. Retrieved from <https://www.tno.nl/nl/newsroom/2022/04/ambitieuze-scenario-klimaatneutraal/>
- TNO. (2023). *Waterstofopslag in cavernes: een maatschappelijke kosten-batenanalyse*.
- TNO, Berenschot. (2017). *CO2-vrije waterstofproductie uit gas*.
- TSN, FNV. (2021). *Haalbaarheidsstudie klimaatneutrale paden TSN IJmuiden*. Retrieved from <https://www.fnv.nl/getmedia/91110cd9-b455-4025-96e6-5387dbb8f98d/Eindrapport-klimaatneutrale-paden-Tata-Steel-Nederland-211118.pdf>
- Tweede Kamer der Staten-Generaal. (2023). Kamerstuk 29826 nr. 176.
- Waterstof Industrie Cluster. (2020). *A Flemish Hydrogen Strategy 2025-2030*.
- Yousefi, S. H. (2023). Techno-economic analysis of developing an underground hydrogen storage facility in depleted gas field: a Dutch case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(74), 28824-28842.

Bijlage A

Afkortingen en begrippen

Tabel A.1: Een selectie van gebruikte afkortingen en hun betekenis.

Afkorting	Betekenis	Opmerking
ATR	Auto-Thermal Reforming	Waterstofproductie techniek o.b.v. aardgas
CCS	Carbon Capture and Storage	CO ₂ -afvang en -opslag
EFC	Equivalent Full Cycle	
ETS	Emission Trade System	Emissiehandelsysteem EU
IP2024	Scenario's Investeringsplannen 2024	Auteur: Netbeheer Nederland
KA	Klimaatambitie	Scenario uit IP2024
LNG	Liquid Natural Gas	Vloeibaar aardgas
OPVIS II	Ondergrondse Energieopslag in Nederland (2030-2050)	Auteur: TNO / EBN
SMR	Steam Methane Reforming	Waterstofproductie techniek o.b.v. aardgas

Tabel A.2: Een selectie van gebruikte begrippen en de definitie die in deze studie wordt gehanteerd.

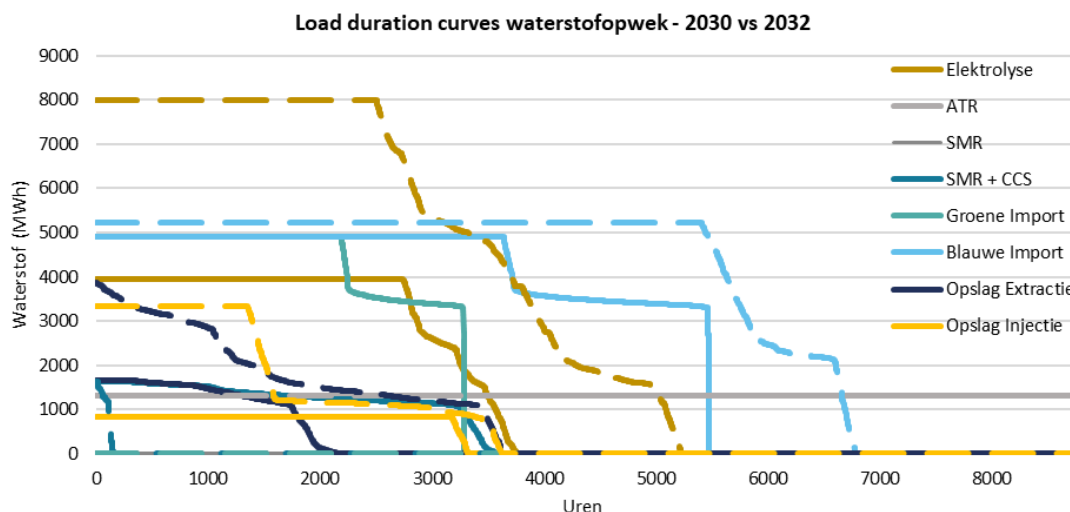
Begrip	Definitie
Blauwe waterstof	CO ₂ -arme waterstof geproduceerd uit fossiele bronnen. In deze studie omvat dit productie uit Auto Thermal Reforming (ATR), met afvang van 90% van de CO ₂ -emissies (CCS).
Equivalent Full Cycle	De cumulatieve energie die overeenkomt met een cyclus van volledig vullen en leegtrekken van de opslag.
Grijze waterstof	Waterstof geproduceerd uit fossiele bronnen. In deze studie omvat dit productie uit Steam Methane Reforming (SMR), met en zonder afvang van 48% van de CO ₂ -emissies.
Groene waterstof	Waterstof geproduceerd uit hernieuwbare elektriciteit. In deze studie: elektriciteit uit wind- en zonne-energie.
Load duration curve	De uurlijkse productie (van waterstof), gesorteerd van hoog naar laag. Geeft inzicht in het productieprofiel van verschillende aanbieders van waterstof.
Marginale kosten	Het bedrag waarmee de totale kosten toenemen bij productie van één extra eenheid. In deze studie uitgedrukt in € / MWh.
Vollasturen	De jaarlijkse totale energieproductie, gedeeld door het nominale vermogen van een producent.
Waterstof opslagbehoefte	Vraag vanuit het systeem naar opslag van waterstof, om (i) de leveringszekerheid te waarborgen, (ii) een afhankelijkheid van een enkele leverancier van flexibiliteit te voorkomen, of (iii) stabilere prijzen te creëren.
Waterstof opslagcapaciteit	De totale hoeveelheid energie die opgeslagen kan worden in de waterstofopslag. In deze studie doelen we met de genoemde getallen altijd op het werkvolume.

Bijlage B

Resultaten op basis van IP2024 - 2032

Ter illustratie van de effecten van de ontwikkeling van de waterstofmarkt tussen 2030 en 2035, is een extra simulatie uitgevoerd voor het zichtjaar 2032. Het aangekondigde streefdoel van 8 GW in 2032 (Tweede Kamer der Staten-Generaal, 2023) betekent een verdubbeling van de elektrolysecapaciteit in twee jaar. Interessant zijn de samenhang met de ontwikkeling van de waterstofvraag (die relatief langzamer zal toenemen) en de capaciteit wind op zee. Deze laatste ontwikkelt zich eveneens snel in dit tijdsbestek: in het IP2024 scenario 'Klimaatambitie' stijgt deze van 22 GW in 2030 naar 31 GW in 2035.

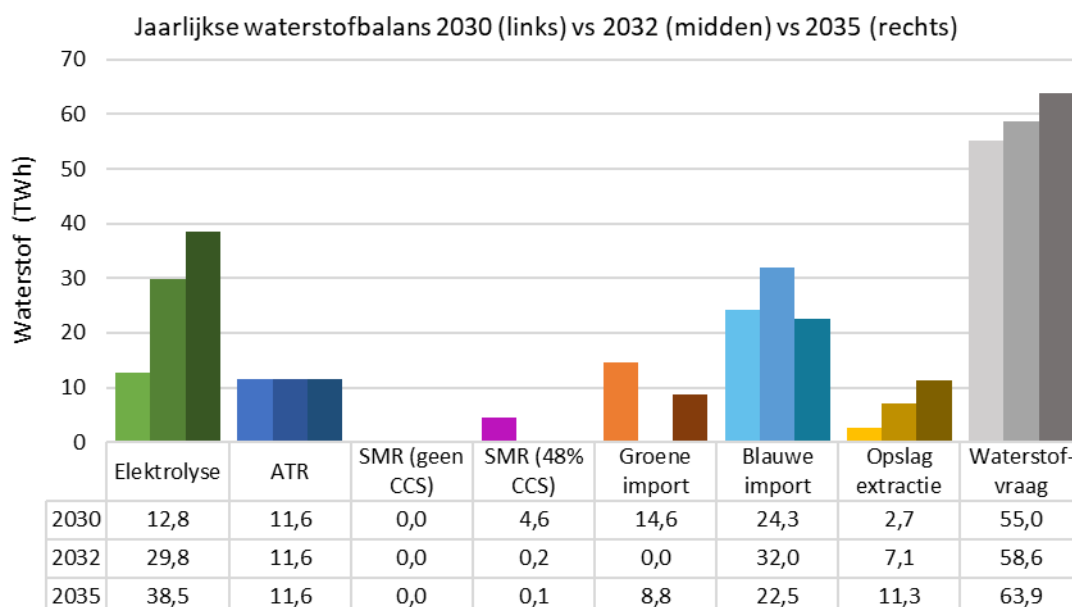
De productiecapaciteit van andere waterstofproducenten zijn berekend door de in IP2024 gepresenteerde waardes voor 2030 en 2035 te interpoleren. Hierbij wordt dus verondersteld dat de ontwikkeling van productiecapaciteit tussen 2030 en 2035 lineair plaatsvindt. Hetzelfde geldt voor de waterstofvraag: de uurlijkse vraagcurve voor 2032 is een interpolatie tussen die van 2030 en 2035. Tot slot is ook voor de waterstofopslag de opslagcapaciteit geïnterpoleerd, wat neerkomt op 500 GWh werkvolume. De productie- en injectiesnelheid van de waterstofopslag schalen mee met de opslagcapaciteit. [Figuur B.1](#) laat de load duration curves zien van de waterstofproducenten in 2032.



Figuur B.1: Load duration curves van alle waterstof productietechnologieën, voor het zichtjaar 2032. De uurlijkse productie wordt gesorteerd van hoog naar laag weergegeven.

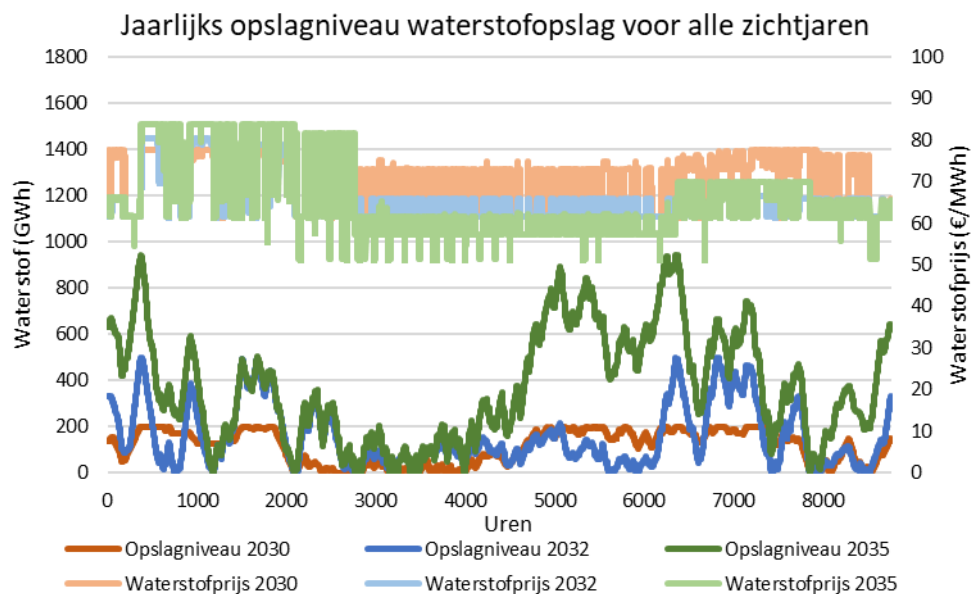
De verhoogde productie uit elektrolyse verdringt de productie uit SMR + CCS en groene import. Meer waterstof uit blauwe import is mogelijk nu de afnameverplichting door elektrolyseproductie al wordt gehaald. Deze afnameverplichting is aangenomen nog steeds 42% te bedragen in 2032. Groene waterstof uit import is in deze modelresultaten niet meer nodig. [Figuur B.2](#) laat een interessante ontwikkeling zien tussen de zichtjaren: door de

stijging van de elektrolysecapaciteit en het gelijk blijven van de afnameverplichting groene waterstof, spelen groene en blauwe import een respectievelijk kleinere en grotere rol in 2032 dan in 2035. Import van waterstof volgt daardoor niet dezelfde stijging van 2030 naar 2035 als de andere bronnen van waterstof.



Figuur B.2: Jaarlijkse waterstofbalans van de simulatieresultaten voor de zichtjaren 2030, 2032 en 2035 op basis van (interpolatie van) het 'Klimaatambitie' scenario van IP2024.

De extra productie uit elektrolyse en hogere kosten voor emissierechten hebben ervoor gezorgd dat het aantal vollasturen SMR + CCS daalt van 2700 naar 100 uur. Hierdoor is er in 2032 in volume een grotere rol voor de waterstofopslag weggelegd, te zien aan de extractie- en injectiecurves. [Figuur B.3](#) laat het opslagniveau van de waterstofopslag en de waterstofprijs zien voor alle zichtjaren. De opslag wordt in 2032 voor 14,4 Equivalent Full Cycles gevuld.



Figuur B.3: Het opslagniveau van de waterstofopslag en de uurlijkse waterstofprijs, voor simulatieresultaten van de zichtjaren 2030 en 2032.

De opslag is minder vaak richting het maximum gevuld, zoals in de resultaten voor 2030. De curve van het opslagniveau lijkt meer op de situatie in 2035, met uitzondering van de uren 4.000 – 6.500 (juni t/m september). Vanwege de in 2032 hoger gelegen waterstofprijzen over dat tijdsbestek is het niet gunstig om de opslag te vullen en leeg te trekken. De opslag wordt dus minder benut dan in het jaar 2035.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl