

Elektriciteitsmix en
marktdynamiek in 2035
CO₂-vrij
elektriciteitssysteem



Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 CO₂-vrij elektriciteitssysteem

Dit rapport is geschreven door:

Lucas van Cappellen, Michiel Bongaerts, Frans Rooijers, Joeri Vendrik (CE Delft)

Casper Berkhout, Niels Janssen en Seth van Wieringen (Witteveen+Bos)

Laurens de Vries (TU Delft), Emiel van Druten (TenneT, TU Eindhoven) en Paul Smeets (Eneco) hebben in een expertrol bijgedragen aan deze studie. Daarnaast gaat onze dank uit naar de klankbordgroep voor hun uitgebreide bijdrage.

Delft, CE Delft, augustus 2024

Publicatienummer: 24.230431.106

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, Ministerie van EZK en TKI Urban Energy

Uw kenmerk: 202308131

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Lucas van Cappellen (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	4
	Infographic	7
	Summary	9
1	Inleiding	12
	1.1 Aanleiding en doel studie	12
	1.2 Leeswijzer	13
	1.3 Dataplatform	13
2	Methode en aannames	15
	2.1 Methode op hoofdlijnen	15
	2.2 Afbakening	17
	2.3 Belangrijke algemene aannames	18
	2.4 Referentiescenario	19
	2.5 Gevoeligheids- en beleidsvarianten	19
3	Systeemanalyse	21
	3.1 Conclusies modellering optimale energiemix	22
	3.2 Detailresultaten: Referentiescenario	30
	3.3 Gevoeligheidsvarianten optimale energiemix 2035	42
	3.4 Beleidsvarianten voor energiemix	56
	3.5 Vergelijking andere systeemstudies	64
4	Marktdynamiek in energiesysteem 2035	67
	4.1 Conclusies marktanalyse	67
	4.2 Methode en afbakening	70
	4.3 Ontwikkeling prijzen elektriciteits- en waterstofmarkt	73
	4.4 Businesscases voor productiebronnen en flexibele assets in referentiescenario	82
	4.5 Reflectie marktdynamiek in andere varianten	89
	4.6 Prijsduurkrommes in varianten	94
	4.7 Reflectie op balanceringsmarkten	100
5	Conclusies en aanbevelingen	104
	5.1 Reflectie	104
	5.2 Aanbevelingen Nederlandse overheid	105
	5.3 Conclusies	106
	Referenties	108
A	Methode, aannames, referentiescenario en varianten	110

A.1 Het PyPSA-model	110
A.2 Aannames referentiesituatie	114
A.3 Resulterende aannames - gevoeligheidsvarianten	123
A.4 Resulterende aannames - beleidsvarianten	128
A.5 Modelconfiguratie en aannames	131
A.6 Overige aannames	133

Samenvatting

Het doel van deze studie is om meer inzicht te geven in 1) hoe een CO₂-vrij elektriciteitsstelsel in 2035 eruit kan zien binnen de uitgangspunten van het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) en 2) welke marktdynamiek daaruit volgt. De aannames en methode zijn verder beschreven in het tekstkader aan het einde van deze samenvatting.

Systeemanalyse: referentiescenario Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)

Uit de systeemanalyse blijkt dat wind op land additioneel ten opzichte van het NPE wordt gerealiseerd, omdat deze techniek lagere kosten kent dan zon-pv en wind op zee (o.a. door de hoge kosten voor het elektriciteitsnet op zee). In het NPE is er meer productie van elektriciteit dan vraag, waardoor relatief veel van de Europese waterstofvraag in Nederland wordt geproduceerd. Vanwege veel opwek spelen curtailment en elektrolyse een belangrijke rol in het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit. Europa importeert in totaal geen waterstof, onder andere vanwege de systeemfunctie van elektrolyzers en door de lage prijzen van elektriciteit.

De binnenlandse elektriciteitsinfrastructuur en grensverbindingen worden sterk uitgebreid en vraagsturing wordt veel ingezet. Waterstofcentrales spelen een rol in het voorzien in piek elektriciteitsvraag met een vermogen van zo'n 8 GW. In waterstofcentrales wordt met name blauwe waterstof ingezet en is inzet van groene waterstof niet kosteneffectief. 24-uurs-langetermijnopslag blijkt voordeliger dan batterijen voor opslag; mede door het overschot van elektriciteit en daaruit volgende lage elektriciteitsprijzen. Hierdoor vormt de lagere efficiëntie van 24-uursopslag en conversie geen belemmering. 24-uursopslag vervangt daarmee zowel kortetermijnopslag als een gedeelte van de centrales. Daarnaast is er noodzaak voor waterstofopslag voor het balanceren van vraag en aanbod van waterstof.

Marktdynamiek: businesscases voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem?

Deze studie heeft uurlijkse elektriciteitsprijzen voor het jaar 2035 berekend die inzicht geven in de potentiële businesscases. Dit model omvat echter geen voorspelfouten, markthandel van marktpartijen en energiemarkten (termijnmarkten, balanceringsmarkten). Het is daardoor een benadering van mogelijke inkomsten door uurlijkse verkoop van elektriciteit, waarbij additionele inkomsten ingeschat zijn gebaseerd op eerdere studies.

De uurlijkse energieprijzen zijn in 2035 in het NPE-referentiescenario ongeveer 35% rond de 0 €/MWh; er zijn grote overschotten van duurzame energie. De prijzen zijn zo'n 40% tussen de 5 en 20 €/MWh, waarbij er voldoende productie is uit hernieuwbaar, nucleair en elektriciteitsopslag om in de vraag te voorzien. Zo'n 10% van de tijd is er vraagsturing vereist in de industrie en mobiliteit, waarbij elektriciteitsvraag in tijd verplaatst wordt om te zorgen dat er voldoende aanbod is. Die momenten kennen hogere prijzen. Ook zo'n 15% is er inzet van waterstofcentrales en duurdere opgeslagen elektriciteit en vraagsturing vereist. Drie uur per jaar is er onvoldoende productie en schakelt een deel van de industrie af vanwege hoge prijzen.

De overschotten van duurzame elektriciteit zijn het resultaat van de aannames uit het NPE, maar ook de eis om in 2035 CO₂-vrij te zijn. Door de grote hoeveelheid zon-, kern- en windvermogen die minimaal opgesteld wordt is de elektriciteitsprijs veel uren laag, wat

resulteert in onrendabele businesscase voor deze productiebronnen. In alle varianten blijkt dat de uurlijkse elektriciteitsprijzen alleen onvoldoende zijn voor het realiseren van de benodigde productie- en flexibiliteitsvermogens, met uitzondering van vraagsturing. Uit een analyse van de balanceringsmarkten is gebleken dat er nog een nog een additioneel rendabel en noodzakelijk vermogen van ongeveer 2,2 GW is in 2035, waarvoor nu o.a. al batterijen voor worden gerealiseerd.

Er is veel onzekerheid over de toekomstige inkomsten vanwege verschillende onzekerheden, wat investeringen in nieuwe assets belemmert. Zo verslechtert de businesscase als de vraag minder snel groeit dan verwacht of als de ontwikkeling van concurrerende technieken sneller gaat. Voor de betrouwbaarheid van het energiesysteem is het echter essentieel dat er voldoende (flexibel) vermogen wordt gerealiseerd, plus additioneel vermogen voor bijvoorbeeld een slecht weerjaar of achterblijvende ontwikkeling van een techniek.

Het energiesysteem is in transitie en wordt met het huidige beleid dus niet zomaar CO₂-vrij en betrouwbaar in 2035. Daarbij komt dat 2035 zeer snelle actie vereist, aangezien de ontwikkeling van technieken en elektriciteitsinfrastructuur tot tien jaar duurt. Kennisontwikkeling en opschaling van langetermijnopslag en vraagsturing in de industrie en mobiliteit is essentieel. Keuzes op de korte termijn zijn vereist over de vormgeving van het energiesysteem en beleid om investeringszekerheid te realiseren. Beleid kan zich richten op het wegnemen van praktische belemmeringen (zoals organisatorisch en netcongestie) en uitlokken van realiseren van investeringen in een CO₂-vrij energiesysteem door te reguleren, te beprijzen en te subsidiëren.

Inzichten vanuit 31 varianten

Er zijn varianten doorgerekend die verschillen in specifieke aannames ten opzichte van het referentiescenario (NPE-uitgangspunten). Hiermee is onderzocht hoe het systeem functioneert bij verschillende configuraties van het energiesysteem. Er zijn vier soorten varianten: volledige vrije optimalisatie, aannames over prijzen van technieken, externe onzekerheden en beleidsvarianten.

In de vrije optimalisatie is de modellering uitgevoerd zonder NPE-richtwaardes voor zon, wind en kernenergie. Er wordt meer wind op land gerealiseerd en minder kernenergie, zon en wind op zee. In totaal wordt in Nederland dan minder opwek gerealiseerd en daardoor minder elektrolyse, maar ongeveer dezelfde capaciteit wordt op andere plekken in Europa gerealiseerd. Nederland importeert meer elektriciteit. Hierdoor zijn de kosten 5% lager.

Uit alle varianten concluderen we dat er zowel robuuste ontwikkelingen als onzekerheden zijn. Robuuste conclusies omvatten het kostenverlagende effect van meer wind op land, een behoorlijke hoeveelheid waterstofcentrales (minstens 8 GW in Nederland) plus een eventuele strategische reserve, de noodzaak voor waterstofopslagcapaciteit voor de elektriciteitssector (minstens 1,2 TWh) en een sterke behoefte aan 24-uurs-elektriciteitsopslag. Belangrijke robuuste conclusies zijn daarnaast dat we in de prijsscenario's geen grote kantelpunten zien; dezelfde technieken blijven dominant bij verwachte lage en hoge toekomstige prijzen. Voor energieopslag blijkt wel dat bij lage batterijprijzen een gedeelte van het vermogen van 24-uursopslag wordt vervangen door 4-, 8- en 12-uursenergieopslag in batterijen.

De belangrijkste onzekerheden over de invulling van flexibiliteit betreffen de potentie van langetermijnopslag en de schaalbaarheid van infrastructuur en vraagsturing. Er is dan meer behoefte aan (andere vormen van) energieopslag en centrales. Ook om te kunnen voorzien

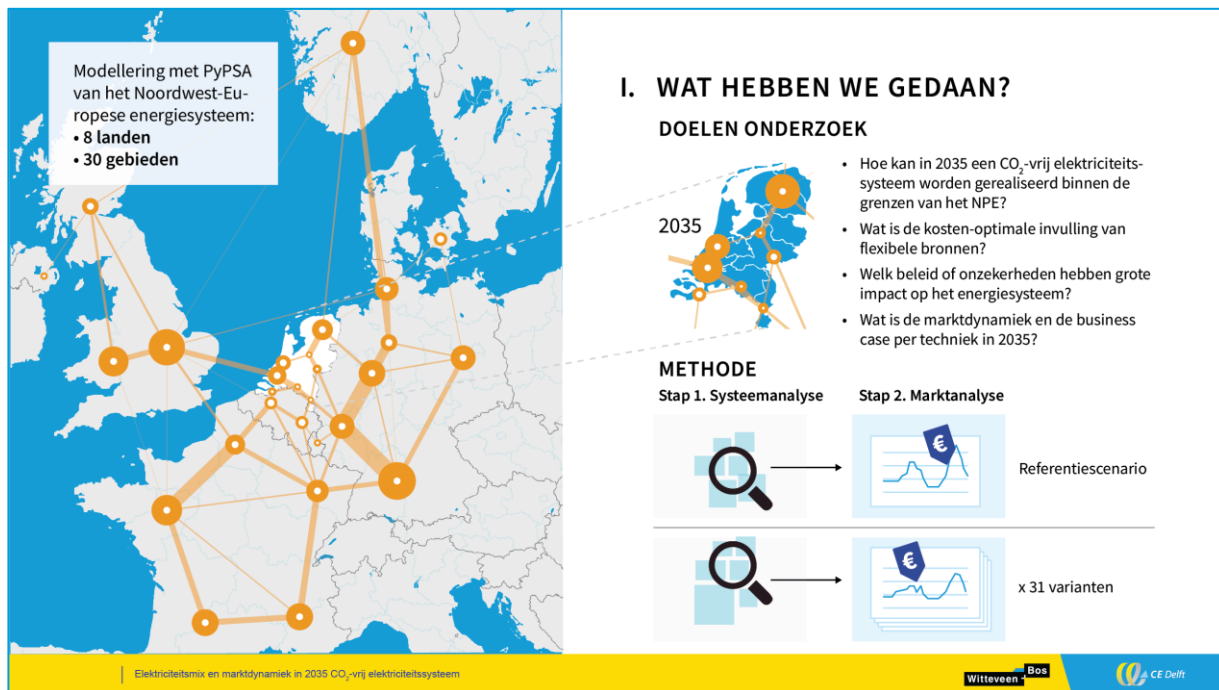
in de energievraag in een extreem weerjaar zijn er additionele centrales vereist. Deze onzekerheden bepalen in de grootste mate hoeveel vermogen er van welke techniek vereist is.

Overheidsbeleid bepaalt uiteindelijk in de grootste mate de vormgeving van de energiemix. Zo geldt dat als in Noordwest-Europa een CO₂-reductiedoelstelling van 95% voor 2035 wordt gehanteerd, de waterstofcentrales grotendeels vervangen worden door aardgascentrales met lagere kosten. De onderzochte beleidsscenario's over kernenergie, groene en blauwe waterstof en elektrolysecapaciteit laten allen zien dat ze het nationale en Europese systeem vormgeven. Het belangrijkste beleidsonderwerp is in onze ogen aanvullende regulering voor een rendabele businesscase en investeringszekerheid voor hernieuwbare technieken, inclusief het creëren van de juiste randvoorwaarden zoals ruimte en vergunningen. Beleid is doorslaggevend of er voldoende en tijdig wordt geïnvesteerd in zowel duurzame elektriciteitsproductie als flexibiliteit voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem.

Uitgangspunten van deze studie

De studie omvat de vraag van elektriciteit, groene waterstof voor industrie en mobiliteit en mogelijke blauwe waterstof voor elektriciteitsproductie. Voor de belangrijkste uitgangspunten zijn op verzoek van de opdrachtgever de kaders van het NPE gehanteerd: richtwaarden voor het opgestelde vermogen zon en wind, CO₂-vrij, nagenoeg zelfvoorzienend op jaarbasis, één additionele kerncentrale en het toestaan van blauwe en groene waterstof voor elektriciteitsproductie. De andere systeemcomponenten (waaronder flexibele energiebronnen, opslag en infrastructuur) om vraag en aanbod bij elkaar te brengen worden geoptimaliseerd op basis van minimale maatschappelijke kosten, oftewel zonder andere maatschappelijke afwegingen. Deze studie modelleert het Noordwest-Europese elektriciteitssysteem in het rekenmodel PyPSA. In de 'systeemanalyse' van deze studie is het opgesteld vermogen van flexibele technieken bepaald. Aan de hand van 31 varianten op het NPE-referentiescenario zijn de robuuste ontwikkelingen en belangrijkste onzekerheden geanalyseerd. In de daaropvolgende 'marktanalyse' zijn de elektriciteitsprijzen en de businesscases van technieken bepaald.

Infographic



III. MARKTANALYSE

METHODE EN UITGANGSPUNTEN

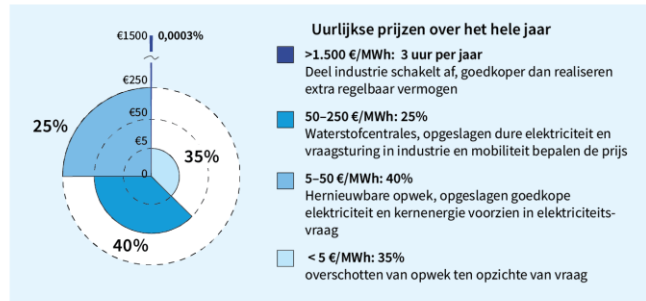


Stap 1.
Opgesteld vermogen
referentiescenario

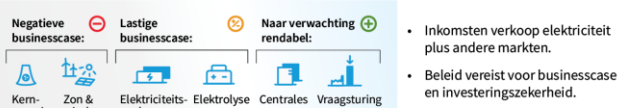
Stap 2.
Uurlijkse prijzen
berekenen

Stap 3.
Business case
per techniek

RESULTATEN BUSINESSCASE:

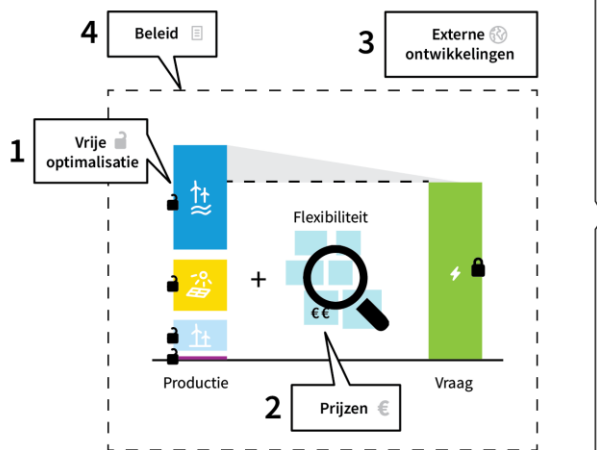


BUSINESSCASE PER TECHNIK: Resultaat kosten en inkomsten 2035



IV. 31 ANDERE VARIANTEN BEREKEND

UITGANGSPUNTEN:



RESULTATEN VARIANTEN:

- 1. Vrije optimalisatie:** Minder productie van wind op zee en zon-PV en geen kernenergie, import van waterstof. Lagere systeemkosten.
- 2. Prijzen:** Wind op land en zon blijven kosteneffectief bij andere prijzen, dus voordeliger dan kernenergie en zon. Als batterijen sterker dalen in kosten, vervangen ze deel van vermogen 24-uurs opslag.
- 3. Externe ontwikkelingen:** Vereist additioneel flexibel vermogen voor een extreem weerjaar of als ontwikkeling technieken minder snel gaat.
- 4. Beleid met groot effect** zijn centrales op blauwe/groene waterstof of aardgas, doelstellingen CO₂ en kernenergie.



Summary

The purpose of this study is to provide further insight into 1) what a CO₂-free electricity system in 2035 could look like within the assumptions of the National Energy System Plan (NPE) and 2) what the resulting market dynamics might be. The assumptions and methodology are further described in the text box at the end of this summary.

System analysis: National Energy System Plan (NPE) reference scenario

According to the system analysis, onshore wind is additionally realised to NPE-values since it has lower costs than solar PV and offshore wind (partly due to high offshore grid costs). There is more production of electricity than demand in the NPE, which means that a relatively high proportion of European hydrogen demand is produced in the Netherlands. Because of the high level of generation, curtailment and electrolysis play an important role in balancing electricity supply and demand. Europe does not import hydrogen at all, partly because of the systemic function of electrolyzers and because of low electricity prices.

There are major increases in domestic electricity infrastructure and border connections, and demand-side management is widely deployed. Hydrogen plants play a role in the energy system by supplying during peak demand hours, with a total installed capacity of about 8 GW. These plants use blue hydrogen and the use of green hydrogen is not cost-effective. Where there is sufficient availability of 24-hour long-term storage, this is more cost-effective than batteries for electricity storage. This is partly due to the high availability of electricity and low electricity prices, which means energy storage and conversion with lower efficiency is not a major obstacle. 24-hour storage replaces both short-term storage and partly the need for power plants. In addition, there is a need for hydrogen storage to balance hydrogen supply and demand.

Market dynamics: business cases for a CO₂-free electricity system?

This study calculated hourly electricity prices for the year 2035 that provide insight into the potential business cases. However, this model does not include forecast errors, market trading of market participants and energy markets (forward markets, balancing markets). It is therefore an approximation of possible revenue from hourly electricity sales, with additional revenue estimated based on previous studies.

Hourly energy prices are around 35% around 0 €/MWh in 2035 in the NPE reference scenario; there are large surpluses of renewable energy. Prices are around 40% between € 5 and € 20/MWh, with sufficient generation from renewables, nuclear and electricity storage to meet demand. About 10% of the time, demand-side management is required in industry and mobility, where electricity demand is shifted in time to ensure sufficient supply. These times have higher prices. Some 15% of the time, the use of hydrogen plants and more expensive stored electricity and demand-side management is also required. Three hours a year, there is insufficient production and part of the industry switches off because of high prices.

The surplus of renewable electricity is the result of the assumptions from the NPE, but also the requirement to be CO₂-free by 2035. Due to the high minimum amount of solar, nuclear and wind capacity being installed, the electricity price is low for many hours, resulting in

unprofitable business cases for these generation sources. In all variants, hourly electricity prices alone are found to be insufficient to realise the required generation and flexibility capacities, with the exception of demand-side management. An analysis of the balancing markets has shown that there is still an additional profitable and essential capacity of about 2.2 GW in 2035, for which for instance batteries are currently already being realised.

There is much uncertainty about future revenue due to various unknown factors, which hinders investment in new assets. For instance, the business case deteriorates if demand grows at a slower rate than expected or if the development of competing technologies grows at a faster rate. To ensure the reliability of the energy system, however, it is essential to realise sufficient flexible capacity plus additional capacity for any contingencies such as a bad weather year or lagging technology development.

The energy system is in transition, which means with current policies it will not simply become CO₂-free and reliable by 2035. In addition, since the development of technologies and electricity infrastructure takes up to ten years, very quick action is required in the lead up to 2035. Knowledge development and the scale-up of long-term storage and demand-side management in industry and mobility is essential. Short-term choices are required on energy system design and policies to achieve investment security. Policies should focus on removing practical barriers, such as organisational and grid congestion, and elicit the realisation of investments in a CO₂-free energy system by regulating, pricing and subsidising.

Insights from 31 variants

We have calculated the variants with different specific assumptions compared to the reference scenario (NPE assumptions). The aim is to observe how the system functions under different configurations of the energy system. There are four types of variants: fully free optimisation, technology pricing assumptions, external uncertainties and policy variants.

In the free optimisation scenario, the modelling was carried out without NPE target values for solar, wind and nuclear. There will be more onshore wind and less nuclear, solar and offshore wind. The Netherlands will then realise less generation overall and therefore less electrolysis, but roughly the same capacity will be realised in other places in Europe. The Netherlands imports more electricity. As a result, costs are 5% lower.

We conclude that there are both robust developments and uncertainties for all variants. Robust conclusions include the cost-reducing effect of more onshore wind, a decent amount of hydrogen plants (at least 8 GW in the Netherlands) plus a possible strategic reserve, the need for hydrogen storage capacity for the power sector (at least 1.2 TWh) and a high need for 24-hour electricity storage. In addition, another important robust conclusion is that we do not see major tipping points in the price scenarios; the same technologies remain dominant at expected low and high future prices. For energy storage, it does appear that when battery prices are low, some of the capacity of 24-hour storage is being replaced by 4-, 8- and 12-hour energy storage in batteries.

The main uncertainties about the interpretation of flexibility concern the potential of long-term storage and the scalability of infrastructure and demand-side management. There will be a greater need for other forms of energy storage and power plants. Additional power plants are also required to meet energy demand in an extreme weather year.

Government policy ultimately determines the shaping of the energy mix to the greatest extent. For example, if a CO₂ reduction target of 95% by 2035 is adopted in Northwestern Europe, hydrogen plants will largely be replaced by lower-cost natural gas plants. The policy scenarios we studied on nuclear, green and blue hydrogen and electrolysis capacity, all show that they shape the national and European system. In our view, the most important policy issue is additional regulation for a profitable business case and investment security for renewable technologies, including creating the right framework conditions such as space and permits. The policy is critical to ensure sufficient and timely investment in both renewable electricity generation and flexibility for a CO₂-free electricity system.

Basic assumptions of this study

The study includes electricity demand, green hydrogen for industry and mobility and possible blue hydrogen for power generation. At the request of the client, we use the NPE frameworks for the main assumptions: guideline values for solar and wind installed capacity, CO₂-free, virtually self-sufficient on an annual basis, one additional nuclear power plant and permitting blue and green hydrogen for electricity generation. The other system components to bring supply and demand together, including flexible energy sources, storage and infrastructure, are optimised on the basis of minimum social costs or, in other words, without other social considerations. This study models the Northwest European electricity system in the PyPSA computational model. The 'system analysis' of this study determined the installed capacity of flexible techniques. We analysed the robust developments and key uncertainties based on 31 variants of the NPE reference scenario. In the subsequent 'market analysis', electricity prices and technology business cases were determined.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en doel studie

Nederland zit midden in de energietransitie. Eén van de aanjagers daarvan is de verduurzaming van de elektriciteitssector. Er is door de nationale overheid een ambitieus streven gesteld om als eerste sector CO₂-vrij te zijn en wel in 2035. Er is echter nog veel onbekend over hoe het energie- en elektriciteitssysteem er in 2035 uit zal zijn. De vormgeving van dit energiesysteem wordt gestuurd door de kosten van technieken en overheidsbeleid.

Het doel van deze studie is om te onderzoeken hoe verschillende hoeveelheden opgesteld vermogen voor hernieuwbare elektriciteit en flexibiliteitsopties invloed hebben op de invulling van het elektriciteitssysteem, de flexibiliteitsopties en op de prijsdynamiek en marktwerking van de elektriciteitsmarkt. Daarmee geeft het inzicht in de ontwikkeling van het energiesysteem richting 2035 die gebruikt kunnen worden door (overheids-) partijen bij het ontwikkelen van strategie en beleid.

De studie bestaat daarmee zowel uit een optimalisatie van het energiesysteem zoals het opgesteld vermogen van verschillende productie- en flexibiliteitsbronnen als uit een analyse van de elektriciteitsmarkten; de uurlijkse inzet van deze bronnen.

NPE als uitgangspunt + varianten in techniek en beleid

Deze studie heeft als insteek om te optimaliseren op de laagste maatschappelijke kosten. Hierbij analyseren we alleen kosten en niet naar andere maatschappelijke afwegingen zoals ruimtegebruik en publieke acceptatie. We hanteren hierbij het 'Nationaal Plan Energiesysteem' als uitgangspunt. Dit NPE is het referentiescenario van de studie dat in het meeste detail geanalyseerd wordt. We hanteren het NPE omdat dit het huidige beleid omvat, wat al een afweging tussen de verschillende maatschappelijke criteria omvat en aansluit bij de huidige (politieke) planvorming. De opgestelde vermogens voor hernieuwbare opwek staan met een kleine range vast. Hiervoor zal eerst verkend worden welke verhouding tussen het geïnstalleerde vermogen aan hernieuwbare elektrische opwek- en flexibiliteitsopties zal kunnen leiden tot de laagste kosten voor het elektriciteitssysteem.

In totaal worden in deze studie 31 varianten ten opzichte van het referentiescenario (NPE) doorgerekend, welke afwijken in andere aannames over technieken of beleidskeuzes. We definiëren daarbij gevoeligheidsvarianten met bijvoorbeeld andere kosten of vraagscenario's. Dit zijn externe ontwikkelingen zonder directe overheidsimpact, al kan hier natuurlijk wel beleid op worden gemaakt. Daarnaast onderscheiden we beleidsvarianten waarbij er concreter met beleid gestuurd kan worden zoals hoeveelheid kernenergie of een variant met eisen voor zelfvoorzienendheid.

Het doel hiervan is om te toetsen welke invloed bepaalde strategische keuzes kunnen hebben op de betaalbaarheid en prijsdynamiek/marktwerking van de elektriciteitsmarkt. Daarnaast is het doel van het onderzoek om inzicht te geven in de verwachte marktontwikkelingen bij de prijsfluctuaties in de verkende scenario's. Dit geeft ook inzicht in de investeringszekerheid voor hernieuwbare energie en flexibiliteit.

Onderzoeksvragen

Om de hiervoor genoemde doelen te bereiken worden de volgende onderzoeksvragen beantwoord voor verschillende uitgangssituaties/scenario's:

- Tot welke vormgeving van het energiesysteem en invulling van de behoefte aan flexibiliteit met verschillende flexibiliteitsbronnen leiden de streven uit het NPE over hernieuwbare opwek?
- Wat zijn robuuste ontwikkelingen in alle varianten en welke beleids- en techniek-aannames hebben grote impact op de ontwikkeling van het Nederlands elektriciteits-systeem in 2035?
- Wat is de marktdynamiek (uurprijzen, prijszettende assets, biedingsstrategie) op de elektriciteitsmarkt als geheel en de *captured price* voor de in de simulatie meegenomen variabele hernieuwbare energiebronnen en flexibiliteitsopties?
- Hoe zullen verschillende vormen van CO₂-vrije opwek- en flexibiliteitsopties naar verwachting reageren op de prijsfluctuaties?

Deze onderzoeksvragen worden in de verschillende hoofdstukken geadresseerd en uitgewerkt in de methodologie.

1.2 Leeswijzer

Dit rapport bestaat uit de volgende onderdelen:

- Hoofdstuk 2 beschrijft de methode en aannames van deze studie op hoofdlijnen.
- Hoofdstuk 3 bevat de resultaten van de systeemanalyse van het energiesysteem in het referentiescenario en varianten.
- Hoofdstuk 4 bevat de resultaten van de marktanalyses van het referentiescenario.
- Hoofdstuk 5 bevat de conclusies en aanbevelingen.
- In Bijlage A zijn alle gedetailleerde aannames en methode toegelicht.

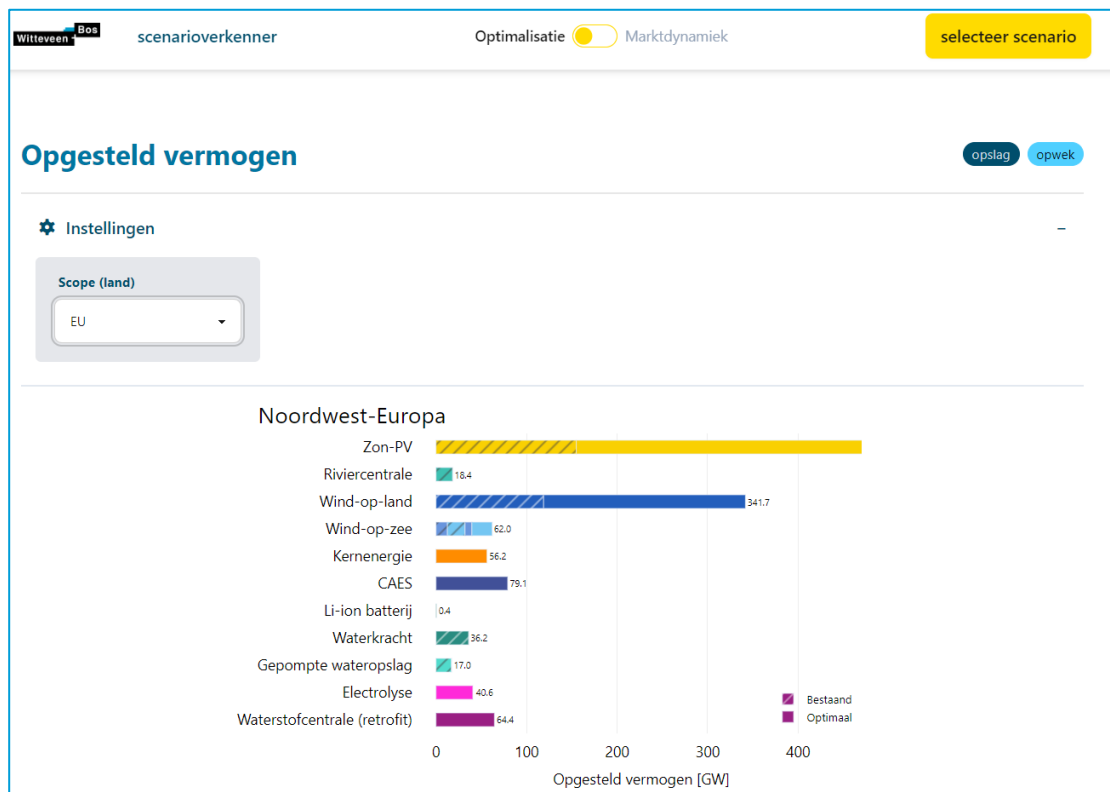
1.3 Dataplatform

Dit onderzoek heeft zeer veel data en resultaten opgeleverd. Om additionele inzichten te bieden is een online dataplatform ontwikkeld. Dit is een tool om de vele resultaten op een gebruiksvriendelijke wijze inzichtelijk te maken. Deze is illustratief hieronder weergegeven en in te zien voor iedereen via:

<https://witteveenbosdatalakeopen.z6.web.core.windows.net/>

De verschillende varianten kunnen rechts geselecteerd worden. Middenboven in kunnen de resultaten van de systeemanalyse en marktdynamiek geselecteerd worden. Per variant zijn er zeven figuren beschikbaar waarbij geselecteerd kan worden per land en energiedrager.

Figuur 1 - Voorbeeld dataplatform



2 Methode en aannames

2.1 Methode op hoofdlijnen

In deze studie is gekozen voor modellering van het elektriciteitssysteem in Noordwest-Europese. Het omvat elektriciteitsproductie, elektriciteitsvraag, flexibele bronnen om vraag en aanbod te matchen en groene waterstofproductie voor vraag uit industrie en mogelijk elektriciteitsproductie. Er is gekozen voor een kostenoptimalisatie van investeringen in technieken die plaatsvinden om in de vastgestelde elektriciteits- en waterstofvraag te voorzien. Het model optimaliseert dus de investeringen in productiebronnen, flexibiliteit, opslag en infrastructuur. Vervolgens volgt daarna een operationele inzet van al deze technieken om op uurbasis in de energievraag te kunnen voorzien. Dit model beschikt over alle informatie, zoals het exacte vraagprofiel en de weersomstandigheden. Uit de bepaling van de invulling van de energieproductie per uur volgt een uurlijkse energieprij. Onze analyse omvat zowel de investeringen die plaatsvinden in de technieken en welke vormgeving van het energiesysteem daaruit volgt; als ook de uurlijkse energieprijen en inkomsten van de verschillende technieken.

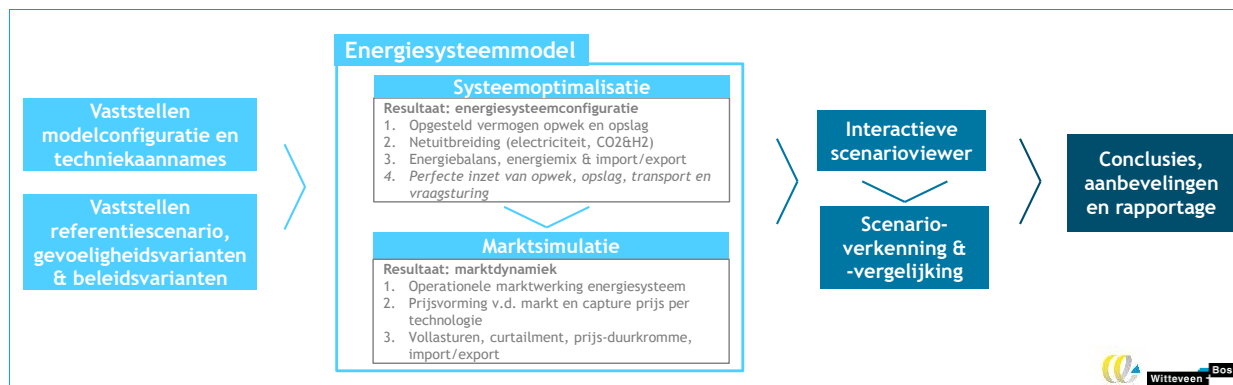
We hanteren daarbij één scenario als referentie gebaseerd op het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE). Dit kent aannames (zoals prijzen van technieken) en randvoorwaarden (zoals een minimum opgesteld vermogen van bepaalde technieken in lijn met het NPE). De modellering geeft vooral verdere invulling aan de bronnen van flexibiliteit. Daarnaast zijn 31 varianten doorgerekend waarbij bepaalde aannames variëren. Dit zijn gevoeligheidsvarianten waarin bijvoorbeeld techniek-aannames variëren en beleidsvarianten waarin beleidskeuzes anders gemaakt worden. Met al deze varianten kunnen we inzicht bieden in de gevoeligheden en robuuste ontwikkelingen.

2.1.1 Stappen uitvoering

De methode op hoofdlijnen is weergegeven in Figuur 2. De studie bestaat uit verschillende stappen:

- Vaststellen modelconfiguratie en techniek-aannames: We bepalen het energiesysteem dat doorgerekend zal worden, de technieken die onderdeel zijn van de studie en de eigenschappen van die technieken.
- Het referentiescenario en de gevoeligheids- en beleidsvarianten worden uitgewerkt. Stap 1 en 2 zijn uitgebreid besproken met de opdrachtgever, een expertteam.
- Het energiesysteem wordt gemodelleerd in PyPSA, dit wordt in meer detail toegelicht in Paragraaf 2.1.2 en bestaat uit twee modelleringsstappen:
 1. Systeemoptimalisatie: Deze stap bepaalt de maatschappelijk optimale vormgeving van het energiesysteem. Gebaseerd op de aannames en de voorwaarden die worden meegegeven in de variant (bijvoorbeeld volledig CO₂-vrij) bepaalt het systeem hoeveel vermogen van welke technieken geplaatst wordt en de bijpassende energiebalans en -stromen.
 2. Marktsimulatie: De uurlijkse elektriciteitsprijen wordt gemodelleerd. Dit betekent dat de inzet van de technieken in het energiesysteem, zoals bepaald in de systeemoptimalisatie, op uurbasis wordt bepaald. Dit resulteert in de marktgebaseerde energiestromen, de uurlijkse energieprij, en de businesscase van technieken.
- Analyse van resultaten: De resultaten van de studie worden geanalyseerd. Een methode daarvoor is een dataplatform, waarin alle data weergegeven is in handzame figuren die geselecteerd kunnen worden per land, techniek of node.
- Conclusies, aanbevelingen en rapportage.

Figuur 2 - Methode op hoofdlijnen

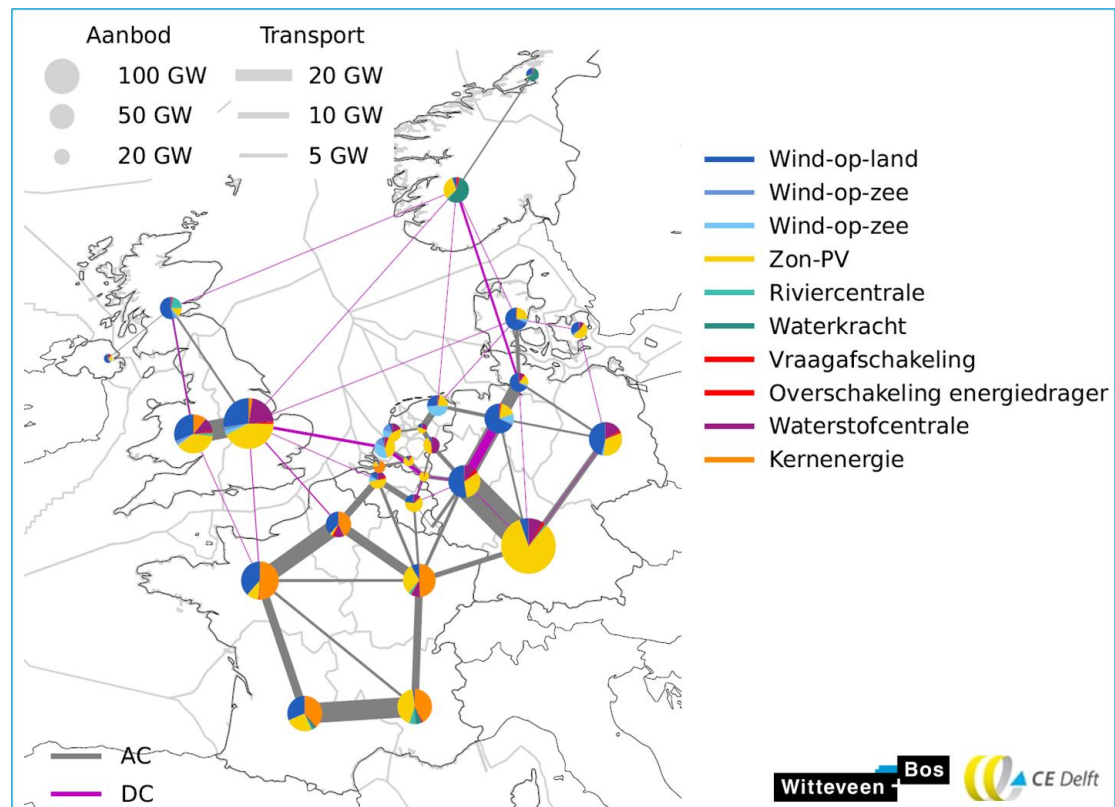


2.1.2 PyPSA-model

Voor modellering en optimalisatie van zowel het energiesysteem als de energiemarkt maken we gebruik van [PyPSA](#). Dit is een robuust, modulair en *open source framework* om energie-modellen mee te maken en is ontwikkeld door de Karlsruhe Institute of Technology en wordt beheerd door de universiteit van Berlijn. Het is academisch gevalideerd middels meerdere *peer-reviewed* publicaties en wordt door een brede gemeenschap gebruikt en onderhouden. PyPSA is een krachtige open-source tool die door een energiemodellere van verschillende achtergronden ingezet wordt voor het modelleren en simuleren van energie- en elektriciteitssystemen. Het is een waardevol instrument voor het analyseren van het energiesysteem. Specifiek voor dit project maken we gebruik van de functionaliteit van het PyPSA-model dat zich richt op aspecten zoals verschillende biedzones en transportcapaciteit tussen regio's.

PyPSA is een energiemodellen toolbox dat voor verschillende soorten energiesysteem ingezet kan worden. Het is, in tegenstelling tot wat 'power' in de naam doet vermoeden, in staat verschillende energiedragers, waaronder elektriciteit, tegelijkertijd door te rekenen. Waterstofnetwerken en -opslag, CO₂-afvang en -opslag, warmtevraag, vraagverschuiving en koppeling van sectoren kunnen allemaal gemodelleerd worden. In de basis werkt het model met knooppunten, in de punten bevinden zich de energieopwek, -opslag en -gebruik. De punten worden onderling verbonden met transportverbindingen voor bijvoorbeeld elektriciteit, waterstof en CO₂, elk met een eigen maximale capaciteit. Op deze wijze ontstaat een representatie van het energiesysteem zoals te zien in Figuur 3. Deze kan vervolgens doorgerekend worden om voor elke tijdstap tot een sluitende energiebalans te komen. Voor dit onderzoek gebruiken wij de PyPSA-Eur-versie van het model. Deze modelconfiguratie is rijkelijk aangevuld met informatie en databronnen specifiek voor Europa en wordt zeer actief onderhouden en ingezet voor allerlei doeleinden. Meer informatie is opgenomen in Bijlage A.1.

Figuur 3 - Systeemconfiguratie studie



2.2 Afbakening

In dit onderzoek zijn veel modelberekeningen uitgevoerd. De berekeningen zijn uitgevoerd in het model PyPSA. Dit is een krachtige doorrekening van het Noordwest-Europese energiesysteem, maar net als alle andere modellen gebruikt PyPSA vereenvoudigde representaties van de werkelijkheid. Daardoor gelden er enkele beperkingen in de scope van de studie:

- Alleen het jaar 2035 is gemodelleerd in een zogenaamde snapshot-optimalisatie. Dat wil zeggen dat er in de modellering geen rekening is gehouden met het transitiepad dat moet leiden tot het berekende optimale resultaat. Voor de businesscases geldt dan ook dat conclusies kunnen verschillen per jaar waardoor de conclusies over rentabiliteit gedurende de levensduur van het project niet gesteld kunnen worden.
- De marktanalyse omvat een zogenaamd dispatchmodel wat bepaalt hoe de vermogens zoals vastgesteld in de systeemanalyse worden ingezet. Het model heeft perfecte kennis over de uurlijkse energievraag en productie uit weersafhankelijk bronnen, veranderende profielen en daaruit volgende onbalans is geen onderdeel van het model.
- Er zijn daarnaast beperkingen op het aantal varianten dat is doorgerekend. Dit zijn er in totaal 31 die een breed bereik van onzekerheden en beleidsmogelijkheden beschrijven, maar zijn geenszins uitputtend. De gevoeligheden die in deze varianten worden beschreven zijn allemaal uitgevoerd ten opzichte van het referentiescenario (basis NPE); er worden in deze studie geen varianten gestapeld.
- Alleen de landen die Nederland omringen zijn meegenomen, waarbij de vraag en transportcapaciteit per regio geprojecteerd zijn op een netwerk van nodes. Nederland is gerepresenteerd in acht nodes.

- We modelleren primair het elektriciteitssysteem. De waterstofbehoefte en infrastructuur zijn onderdeel van deze studie, maar de waterstofbalans is niet in detail gemodelleerd. De warmtevraag die resulteert in elektriciteitsvraag is eveneens onderdeel van deze studie, maar de warmte-infrastructuur of -balans zijn niet gemodelleerd.
- De marktdynamiek beschreven in deze studie is een versimpelde versie van de werkelijkheid. Enkel de uurlijkse elektriciteitsprijzen worden berekend (in lijn met werking van day-aheadmarkt): de marginale dispatchkosten bepalen de biedcurve. Het model omvat geen voorspelfouten, marktstrategieën en andere energiemarkten.

De modelaannames en modelconfiguratie zijn in meer detail toegelicht in Hoofdstuk 2.

2.3 Belangrijke algemene aannames

2.3.1 Aannames en modelconfiguratie PyPSA

De belangrijkste modelaannames voor PyPSA zijn:

- De PyPSA-Eur aannames en modelconfiguratie zijn zo ingesteld dat deze aansluiten bij de vraagstelling van dit onderzoek.
- Daartoe is gekozen een totaal van 8 landen te simuleren, welke Nederland omringen. Dit zijn Nederland, België, Luxemburg, Frankrijk, Duitsland, Engeland, Noorwegen en Denemarken. Door de omringende landen integraal mee te nemen in het model, kan energie-uitwisseling tussen landen in beschouwing genomen worden.
- Om het optimalisatieprobleem oplosbaar te houden wordt het netwerk met een algoritme vereenvoudigd (geclusterd), waarbij het resulterende netwerk toch representatief is voor het oorspronkelijke hoogspanningsnet. In overleg met TenneT is Nederland fijnmazig opgedeeld in acht regio's, overeenkomstig met de achterliggende loadpocket-structuur die TenneT in 2035 verwacht. De verwachte toekomstige vraagprofielen voor elektriciteit en waterstof zijn naar deze gebieden geregionaliseerd.
- De systeemoptimalisatie is *snapshot*-optimalisatie, wat betekent dat het model over de looptijd van 1 aansluitend horizonjaar (Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035) wordt doorgerekend. Het jaar wordt opgedeeld in discrete tijdstappen van één uur, waarbij de energiebalans voor ieder uur in het jaar en voor iedere node wordt berekend. Door gebruik te maken van een resolutie van 1 uur, kunnen systeemdynamieken, bijvoorbeeld belangrijk voor de inzet van flex, goed gemodelleerd worden.
- De waterstofbalans wordt gedeeltelijk gemodelleerd. Zo wordt alleen de vraag, productie en prijs van groene waterstof voor elektriciteitsproductie berekend; en gaan we uit van een vaste prijs voor de productie van blauwe waterstof en import. Overige waterstofvraag vanuit de industrie wordt gerepresenteerd in één vraagprofiel per node. Elektrolyzers en buisleidingen maken integraal onderdeel uit van het model, waarbij in de prijs van buisleidingen rekening wordt gehouden dat deel van het aardgasnetwerk geretrofit kan worden. Groene waterstof is een vereiste voor de industrie, blauwe en groene waterstof mag gebruikt worden in gascentrales.
- Om de uurlijkse energieprijzen te simuleren, is het energiesysteem tweemaal geoptimaliseerd. Eerst is een vermogensoptimalisatie gedaan om de kostenoptimale dimensionering van alle componenten van het systeem te berekenen op het niveau van individuele nodes. Vervolgens is een marktoptimalisatie gedaan om de optimale inzet van het vastgestelde vermogen te berekenen op het niveau van biedzones, om zo marktprijzen en handelsgedrag tussen verschillende zones accuraat te representeren.
- Er is gemodelleerd met *perfect foresight*. Hierbij handelen componenten in het model met perfecte kennis van toekomstige veranderingen in vraag en aanbod. Doordat er

geen rekening gehouden wordt met onzekerheden of verkeerde inschattingen kan dit leiden tot een onderschatting van de benodigde flexibiliteit van het systeem om kostenoptimaal te zijn.

2.3.2 Aannames techniek

Voor technieken zijn aannames gemaakt over kosten, potentieel en eigenschappen zoals efficiëntie en vollasturen. Deze zijn opgenomen in Bijlage A.

2.4 Referentiescenario

De aannames voor het referentiescenario zijn opgenomen in Bijlage A.2. De belangrijkste aannames voor het referentiescenario zijn:

- We gaan uit van het Nationaal Plan Energiesysteem voor de beleids- en techniek-aannames. De elektriciteitsproductie is CO₂-vrij zonder eventuele compensatie met restemissies. De landen hebben een doelstelling van 95% zelfvoorzienendheid op jaarbasis. Blauwe waterstof is wel toegestaan voor elektriciteitsproductie.
- Voor opgestelde vermogens van zon, wind en kernenergie nemen we de waardes uit het NPE over. Dit betekent één kerncentrale van 1,6 GW en doelstellingen voor zon en wind zoals opgenomen. Voor zon en wind hanteren we een bandbreedte van 5% om te kijken naar de ontwikkeling van het vermogen in de optimalisatie. De capaciteit van elektrolyse, energieopslag, en waterstofcentrales zijn vrij en worden in de systeem-optimalisatie bepaald.
- Het systeem optimaliseert voor het referentiescenario het vermogen, flexibiliteit en de inzet van deze bronnen om tot een invulling van de energievraag te realiseren.
- We gaan uit van de energievraag zoals opgenomen in het scenario ‘Nationale Drijfveren’ uit de scenario’s van de investeringsplannen van de netbeheerders (IP2024).
- Voor de vraag in het buitenland gebruiken we ENTSO-e-scenario ‘distributed energy (DE)’. De productie- en flexibiliteitsvermogen zijn vrij en worden bepaald door het model. Daarop geldt één uitzondering, namelijk de hoeveelheid kernenergie in Engeland en Frankrijk. Deze zijn vastgesteld.
- Het potentieel van technieken is bepaald, dit is een maximumgrens. Er zijn limiteringen op de groei van nationale infrastructuur, interconnectiecapaciteit en import van waterstof gebaseerd op wat als de bovengrens van realistisch wordt geschat in 2035.
- We nemen geen doelstelling voor negatieve emissies in de elektriciteitssector mee. Voor de compensatie van CO₂-emissies in andere sectoren (of elektriciteitssector) is het mogelijk om negatieve emissies in te zetten. Dit is echter niet meegenomen in deze studie.

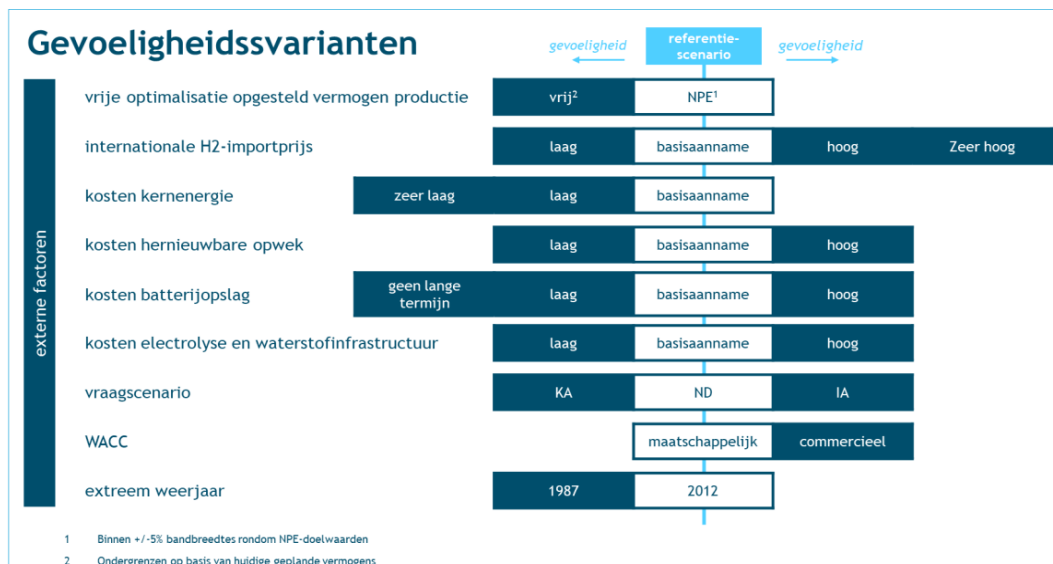
2.5 Gevoeligheids- en beleidsvarianten

In deze studie zijn 17 gevoeligheidsvarianten opgenomen en 14 beleidsvarianten. De gevoeligheidsvarianten variëren in specifieke modelaannames (zoals prijzen van techniek) en beleidsvarianten, waarin beleidskeuzes anders gemaakt worden.

De gevoeligheidsvarianten bevatten het een variant met volledige vrij optimalisatie, zonder geldende modelrandvoorwaarden in Nederland zoals opgestelde vermogens van zon, wind en kernenergie. Uit de eerste analyses bleek een grote rol voor langetermijnmechanische opslag. Er is voor gekozen om een gevoeligheidsvariant op te nemen als blijkt dat deze techniek toch niet beschikbaar is of zeer hoge kosten kent. Daarnaast zijn twee varianten opgenomen met andere vraagscenario's in Nederland en de Noordwest-Europese landen. Een additionele variant is het doorrekenen met een commerciële WACC, waardoor de

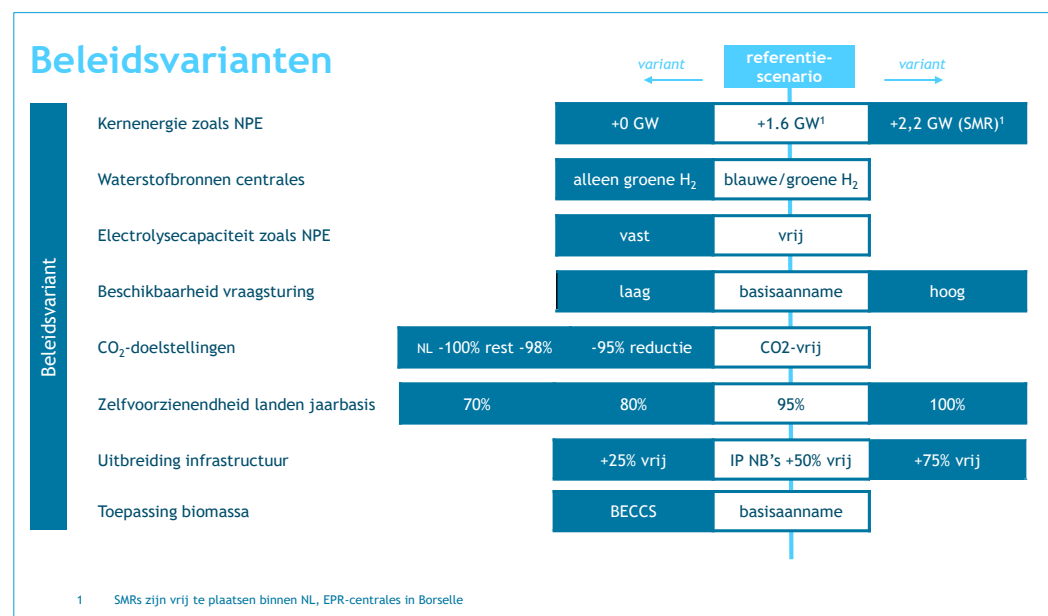
kosten van kapitaal hoger zijn. De laatste variant is een ander weerjaar, met meer extremen. Onderdeel van dat weerjaar is bijvoorbeeld een periode met zeer weinig zon en wind.

Figuur 4 - Gevoeligheidsvarianten studie



De beleidsvarianten omvatten andere beleidskeuzes die resulteren in een ander vormgeving van het energiesysteem. Dit zijn variatie in beleidsdoelstellingen voor kernenergie, waterstofbronnen voor centrales, beschikbaarheid van biomassa voor elektriciteitsproductie en elektrolysecapaciteit. Daarnaast kan beleid sturen op extra vraagsturing, uitbreiding van de infrastructuur en toepassing van biomassa. De laatste twee varianten gaan over doelstellingen van Nederland en omliggende landen voor zelfvoorzienendheid en CO₂-emissies in de elektriciteitssector.

Figuur 5 - Beleidsvarianten studie



3 Systeemanalyse

In dit hoofdstuk bespreken we de belangrijkste resultaten van de systeemoptimalisatie voor het energiesysteem van Nederland en Noordwest-Europa in 2035. In de systeemoptimalisatie is middels modellering bepaald welke vermogens en inzet van verschillende productie- en flexibiliteitsbronnen en uitbreidingen van de energie-infrastructuur leiden tot de laagste maatschappelijke kosten.

We bepalen de optimale energiemix voor een referentiescenario, waarin we aansluiten bij de richtwaarden van het NPE. Voor dit referentiescenario brengen we vraag en aanbod van energie, de vermogens en inzet van bronnen van flexibiliteit, uitbreidingen van de energie-infrastructuur en de totale maatschappelijke systeemkosten in kaart. Dit doen we voor Nederland en Noordwest-Europa.

De optimale energiemix, met de laagste kosten, is echter ook erg afhankelijk van de ontwikkelingen en beleidskeuzes. Daarom rekenen we verschillende gevoeligheidsanalyses en beleidsvarianten door. We bepalen voor deze gevoeligheidsanalyses en beleidsvarianten hoe de invulling van het kosten-optimale energiesysteem wijzigt door het veranderen van aannames en randvoorwaarden.

Alleen analyse op directe kosten

In dit onderzoek bepalen we de kosten-optimale energiemix in Nederland en Noordwest-Europa, onder verschillende randvoorwaarden en aannames. Hierbij kijken we echter alleen naar directe kosten. De kosten-optimale energiemix is niet per definitie ook de maatschappelijk optimale energiemix, aangezien er ook andere maatschappelijke afwegingen zijn dan alleen kosten. Voorbeelden zijn het ruimtegebruik, de impact op de omgeving en publieke acceptatie.

Het doorrekenen van dit grote aantal varianten levert inzicht op in elementen die in alle varianten terugkomen en dus gezien kunnen worden als robuuste ontwikkelingen richting 2035. Daarnaast levert het inzicht op over welke onzekerheden en beleidskeuzes de meeste impact hebben op de kosten-optimale energiemix.

Dit onderzoek heeft zeer veel data en resultaten opgeleverd. In dit rapport bespreken we de belangrijkste resultaten, maar kunnen we geen compleet beeld van alle resultaten schetsen. Om additionele inzichten te bieden is een online dataplatform ontwikkeld, waarin de belangrijkste resultaten van alle varianten te vinden zijn. Deze is in te zien via: <https://witteveenbosdatalakeopen.z6.web.core.windows.net/>.

In Paragraaf 3.1 bespreken we eerst de belangrijkste conclusies van alle doorrekeningen. Vervolgens bespreken we de resultaten van het referentiescenario (Paragraaf 3.2) en van alle gevoeligheidsanalyses (Paragraaf 3.3) en beleidsvarianten (Paragraaf 3.4).

Implicaties zichtjaar 2035

In dit onderzoek bepalen we de kosten-optimale energiemix in Nederland en Noordwest-Europa voor het zichtjaar 2035, waarin het elektriciteitssysteem in Nederland CO₂-vrij moet zijn. De energietransitie is dan echter nog niet afgerond. In 2035 zijn nog niet alle sectoren volledig verduurzaamd en zal een deel van de energievraag nog ingevuld worden met fossiele bronnen, in Nederland en ook in de omliggende landen. Richting 2050 zullen de elektriciteits- en waterstofvraag naar verwachting nog verder toenemen. Dit betekent dat er richting 2050 nog een verdere toename van de productie van CO₂-vrije elektriciteit nodig is. De uiteindelijke behoefte aan CO₂-vrije elektriciteit in 2050 heeft ook implicaties op de keuzes richting 2035, bijvoorbeeld als

bepaalde duurdere energiebronnen in 2035 nog niet nodig zijn maar wel in 2050. In dat geval is het wenselijk om richting 2035 al in te zetten op de ontwikkeling van deze bronnen. Daarom is het belangrijk om ook onderzoek te doen naar de invulling van de energiemix in 2050. Dit was niet mogelijk binnen dit onderzoek.

3.1 Conclusies modellering optimale energiemix

In de Paragrafen 3.2 tot 3.4 hebben we de resultaten besproken van het referentiescenario en de verschillende gevoeligheidsscenario's en beleidsvarianten. Elk van de varianten, met andere uitgangspunten en aannames, levert een andere kosten-optimale energiemix op. Dit laat duidelijk zien dat het niet mogelijk is om één kosten-optimale energiemix voor 2035 te bepalen, maar dat dit erg afhankelijk is van externe ontwikkelingen en beleidskeuzes.

Dit betekent echter niet dat de doorrekeningen geen waardevolle informatie opleveren over hoe een optimaal CO₂-vrij energiesysteem in 2035 eruit kan zien. Het doorrekenen van deze grote hoeveelheid varianten levert inzicht op in elementen die in alle varianten terugkomen en dus gezien kunnen worden als robuuste ontwikkelingen richting 2035. Daarnaast levert het inzicht op over welke onzekerheden en beleidskeuzes de meeste impact hebben op de kosten-optimale energiemix. Hieronder bespreken we de belangrijkste robuuste ontwikkelingen en onzekerheden.

3.1.1 Robuuste ontwikkelingen

Energieproductie

In een CO₂-vrij elektriciteitssysteem zal de productie van hernieuwbare elektriciteit fors toe moeten nemen. Deze hernieuwbare elektriciteitsproductie is noodzakelijk om de directe elektriciteitsvraag in te vullen, maar ook voor productie van groene waterstof. Uiteindelijk is een mix nodig van wind op zee, wind op land, zon-pv en kernenergie. De belangrijkste robuuste ontwikkelingen voor productie zijn:

- In een kosten-optimaal energiesysteem zien we dat er minder wind op zee en zon-pv gerealiseerd wordt dan de richtwaarden van het NPE. Voor wind op zee, wind op land en zon-pv hanteren we een bandbreedte van +/- 5%, om te zien of de vermogens van deze bronnen richting de ondergrens of bovengrens gaan. Bij wind op zee en zon-pv gaan de vermogens in elk van de varianten richting de ondergrens. Bij wind op land gaat het vermogen in elk van de varianten richting de bovengrens, wat impliceert dat er in een kosten-optimaal energiesysteem meer wind op land gerealiseerd wordt. Bij deze verhoudingen wordt ruim 50% van de elektriciteit geproduceerd met wind op zee, 20% met wind op land, 25% met zon-pv, bijna 5% met kernenergie en een klein deel (2%) met waterstofcentrales. In geen van de varianten is er een rol voor biomassa voor elektriciteitsproductie.
- In elk van de varianten wordt in andere EU-landen vooral nieuwe wind op land en zon-pv gerealiseerd. In omliggende landen wordt de mix aan energiebronnen vrij geoptimaliseerd. De verhouding tussen verschillende productiebronnen in Noordwest-Europa varieert wat in de verschillende varianten, maar de variaties zijn beperkt (ook bij andere kostenaannames voor wind en zon). In alle gevallen zijn wind op land (42-48%) en zon-pv (27-34%) de grootste bronnen van elektriciteit, en is de productie van wind op zee (8-11%) en kernenergie (9-18%) beperkt. Er wordt geen extra wind op zee en kernenergie gerealiseerd bovenop de bestaande plannen, door de hogere (systeem-) kosten van deze technieken. Uitzondering hiervoor zijn de gevoeligheidsanalyses met zeer lage kosten voor kernenergie, maar we verwachten dat de kostenaannames in deze gevoeligheidsscenario's minder realistisch zijn dan de referentie.

Flexibiliteit

In alle varianten neemt de flexibiliteitsbehoefte voor elektriciteit in Nederland en omliggende landen fors toe. Dit komt door de toename van hernieuwbare opwek en de elektriciteitsvraag. Er is in alle gevallen behoefte aan flexibiliteit voor tekorten en overschotten, en voor kortere periodes (binnen een dag) en langere periodes (meerdere dagen). De kostenontwikkelingen en beschikbaarheid van verschillende technieken bepaalt de kosten-optimale mix van technieken die deze behoefte kunnen invullen.

Voor de invulling aan flexibiliteitsbehoefte zien we de volgende robuuste ontwikkeling:

- In elk van de varianten is er een behoefte aan opslag van elektriciteit (langetermijn-opslag of Li-ion-batterijen), waterstofcentrales, elektrolyse en waterstofopslag.
- Door het vastzetten van de vermogens van hernieuwbare opwek op de richtwaarden van het NPE zijn er in alle varianten forse overschotten van elektriciteit zijn. Dit leidt ertoe dat in alle varianten meerdere GW'en elektrolyse gerealiseerd wordt. Met de geproduceerde groene waterstof kan Nederland (grotendeels) aan zijn eigen vraag voorzien.
- Daarnaast is er in elk scenario een significante hoeveelheid curtailment (7 tot 12% van de totale productie van wind en zon in Nederland), zowel in Nederland als in andere landen. Dit laat zien dat het niet kosteneffectief om alle overschotten van elektriciteit op te slaan of om te zetten in waterstof of warmte en dat het goedkoper is om een deel van de elektriciteit.
- Er is minimaal 8 GW aan waterstofcentrales in Nederland noodzakelijk voor voldoende leveringszekerheid. In Noordwest-Europa is minimaal 60 GW noodzakelijk.
- Er is in Nederland naar verwachting minimaal 1,2 TWh waterstofopslagcapaciteit nodig, en minimaal 10 TWh opslagcapaciteit in Noordwest-Europa.
- In elk van de varianten wordt een (zeer beperkt) deel van het jaar vraag afgeschakeld. Dit laat zien dat het niet kosteneffectief is om te alle tijden aan de vraag te voorzien, aangezien dan extra assets gerealiseerd moeten worden voor slechts enkele uren.
- Er is in elk van de varianten een behoefte aan opslag van elektriciteit. Er wordt in Nederland bijna alleen langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd, dit vervult dan zowel de rol van kortetermijnopslag zoals batterijen én een rol met langetermijnopslag (24-uurs). Als 24-uursopslag niet beschikbaar is worden 4- of 8-uurs-Li-ionbatterijen gerealiseerd.

Energie-infrastructuur en interconnectie

In alle varianten worden forse uitbreidingen aan de elektriciteitsinfrastructuur binnen landen en de interconnectiecapaciteit tussen landen gerealiseerd. Tussen de meeste landen wordt de interconnectiecapaciteit maximaal uitgebreid en ook binnen landen wordt de capaciteit vaak meestal maximaal uitgebreid, binnen de grenzen die toegestaan worden in de modellering. Dit betekent dat het realiseren van extra interconnectie en energie-infrastructuur binnen landen leidt tot lagere systeemkosten, al is dat effect wel redelijk beperkt (~1%). Dit geldt voor alle doorgerekende varianten, wat betekent dat dit een robuust is.

Totale energiebalans

Voor de totale energiebalans concluderen we:

- In alle varianten voorzien Nederland en de omliggende landen op jaarbasis grotendeels aan de eigen elektriciteitsvraag, met uitzondering van België. Interconnectie tussen

landen is nog wel noodzakelijk om zo kosteneffectief vraag en aanbod op uurbasis te balanceren.

- In alle gevallen voorzien de landen in Noordwest-Europa samen aan de eigen vraag naar groene waterstof, en is er geen import vanuit andere landen. Dit betekent dat import van groene waterstof uit andere landen gunstig is en leidt tot lagere systeemkosten als de prijzen voor geïmporteerde waterstof (relatief) nog een stuk lager zijn dan de ondergrens die wij in deze analyses gehanteerd hebben.
- Bovenstaande heeft als implicatie dat in alle varianten ongeveer evenveel groene waterstof gerealiseerd wordt in Noordwest-Europa. Als er in Nederland meer opwek en/of elektrolysecapaciteit gerealiseerd wordt, en daarmee in Nederland meer groene waterstof gemaakt wordt, dan leidt dit ertoe dat in omliggende landen minder groene waterstof geproduceerd wordt. In de praktijk is het natuurlijk ook mogelijk dat groene waterstof geëxporteerd wordt naar landen buiten Noordwest-Europa, maar dit is niet meegenomen.

3.1.2 Grootste onzekerheden en beleidsimpact

Het doorrekenen van de verschillende varianten geeft daarnaast inzicht in de factoren die de grootste impact hebben op hoe de kosten-optimale energiemix eruit ziet. De onzekerheden en beleidsontwikkelingen die de grootste impact hierop zijn:

- **Vrije optimalisatie ontwikkeling wind, zon en kernenergie in Nederland.** In de meeste varianten is dit vastgezet op de richtwaardes van het NPE +/- 5%. Echter, de vrije optimalisatie laat zien dat het Nederlandse energiesysteem en de behoefte aan flexibiliteit er flink anders uit ziet bij een andere ontwikkeling van de opwekbronnen.
- **Kosten kernenergie.** De verhouding tussen verschillende productiebronnen in Noordwest-Europa varieert wat in de verschillende varianten, maar de variaties zijn beperkt (ook bij andere kostenaannames voor wind en zon). Alleen bij de varianten met lage of zeer lage kosten voor kernenergie verandert de mix van productiebronnen significant (meer kernenergie, minder wind en zon), maar we verwachten dat de kostenaannames in deze gevoeligheidsscenario's minder realistisch zijn dan de referentie.
- **Beschikbaarheid langetermijnopslag (24-uurs).** Uit de doorrekeningen volgt dat langetermijnopslag van elektriciteit in het energiesysteem in 2035 naar verwachting kan leiden tot lagere systeemkosten. Langetermijnopslag kan zowel vraag als aanbod balanceren binnen de dag als voor langere periodes. Als langetermijnopslagstechnieken beperkt van de grond komen, dan zijn andere technieken (zoals Li-ion-batterijen en meer elektrolyse en waterstofcentrales) nodig om de flexibiliteitsbehoefte in te vullen.
- **WACC.** De WACC waarmee gerekend wordt heeft een significante impact op de concurrentiepositie tussen verschillende technieken en daarmee op de kosten-optimale mix. Bij een hogere WACC worden de kapitaalintensieve technieken relatief duurder en wordt energie in het algemeen duurder, wat betekent dat er minder curtailment en minder langetermijnopslag (dat hogere energieverliezen kent dan andere manieren van opslag) gerealiseerd is. De verschillen laten zien dat er andere keuzes worden gemaakt als er gerekend wordt met een commerciële WACC. Deze modellering ligt dicht bij de beoordeling vanuit commercieel oogpunt in plaats van een maatschappelijke optimalisatie.
- **Weerjaar.** De doorrekening met een extreem weerjaar laat zien dat de productie van hernieuwbare bronnen en de behoefte aan flexibiliteit erg verschilt per jaar. In sommige jaren zullen extra waterstofcentrales noodzakelijk zijn en zal er minder waterstof geproduceerd kunnen worden. Dit kan mogelijk opgevangen worden met een strategische reserve (de afweging rondom een strategische reserve hebben we in dit onderzoek niet onderzocht). Daarnaast zal de inzet van productiebronnen en flexibele bronnen verschillen per jaar, wat leidt tot onzekerheid over de inkomsten.

- **Vraagsturing en uitbreidingen energie-infrastructuur.** Meer vraagsturing en meer uitbreidingen van de elektriciteitsinfrastructuur (inclusief interconnectiecapaciteit) kunnen de behoefte aan opslag en inzet van waterstofcentrales verminderen, en daarmee de systeemkosten verlagen. Maar de impact is beperkt, ook bij maximale inzet op vraagsturing en toename van de interconnectiecapaciteit blijft er een grote behoefte aan flexibiliteit.

De gevoeligheden en beleidsontwikkelingen die de grootste impact hebben op de totale systeemkosten zijn:

- **Vrije optimalisatie.** Door de vrije optimalisatie dalen de systeemkosten in Nederland met ongeveer 7%. Dit laat zien dat de richtwaardes van het NPE voor hernieuwbare opwek in Nederland niet tot de laagste directe kosten leiden. Daartegenover staat dat Nederland afhankelijker wordt van het buitenland voor het invullen van zijn energievraag, zowel voor waterstof als voor elektriciteit. En bovendien zijn directe kosten niet de enige afweging bij het bepalen van een maatschappelijk optimale energiemix.
- **Kosten hernieuwbaar.** Bij de prijsscenario's met lagere of hogere prijzen worden de totale systeemkosten in Noordwest-Europa 5% hoger of lager. Zoals eerder besproken verandert de invulling van de energiemix hierdoor weinig.
- **Hogere WACC.** Bij een hogere WACC wordt het volledige energiesysteem uiteraard een stuk duurder. Bij een commerciële WACC zijn de totale systeemkosten in Noordwest-Europa 65% hoger, in vergelijking met een maatschappelijke WACC.
- **Weerjaar.** In een extreem weerjaar liggen de totale systeemkosten in Noordwest-Europa 7% hoger, doordat hernieuwbare bronnen minder produceren en er meer waterstofcentrales en opslag noodzakelijk is voor de leveringszekerheid.
- **Lage kosten kernenergie.** In het scenario met lage of zeer lage kosten voor kernenergie liggen de totale systeemkosten in Noordwest-Europa 9% tot 11% lager. Wind en zon worden in deze varianten deels vervangen worden kerncentrales. We verwachten dat de kostenaannames in deze gevoeligheidsscenario's minder realistisch zijn dan de referentie.
- **Beschikbaarheid langetermijnopslag (24-uurs).** Als er geen langetermijnopslag (24-uurs) beschikbaar is stijgen de totale systeemkosten in Noordwest-Europa met ongeveer 4%, omdat het invullen van de flexibiliteitsbehoefte met andere technieken duurder is. Dit laat zien dat het goed is om in te zetten op de ontwikkeling van geschikte technieken hiervoor.
- **Alleen groene waterstof.** Als waterstofcentrales op groene waterstof moeten draaien, en niet op blauwe waterstof, dan nemen de totale systeemkosten in Noordwest-Europa met 3% toe. Dit komt doordat blauwe waterstof goedkoper is dan groene waterstof.

3.1.3 Conclusies per component van het energiesysteem

In de voorgaande paragrafen zijn de conclusies gezien vanuit varianten belicht: welke ontwikkelingen van het energiesysteem robuust zijn in alle varianten en welke factoren de grootste onzekerheid over de kosten-optimale inrichting van het energiesysteem opleveren. Hieronder trekken we conclusies over een andere as: specifiek per component van het energiesysteem.

Energieproductie

- Het opgesteld vermogen van **wind en zon in Nederland** is in alle varianten, behalve de vrije optimalisatie, vastgezet op de richtwaardes van het NPE +/- 5%. Bij wind op zee en zon-pv gaan de vermogens in elk van de varianten richting de ondergrens van deze bandbreedte, bij wind op land gaat het vermogen in elk van de varianten richting de

bovengrens. Dit betekent dat dit niet afhankelijk is dat binnen de verwachte prijsontwikkelingen en beleidskeuzes er geen kantelpunten zijn waarbij een voorkeur ontstaat voor wind op zee of zon-pv. Bij de vrije optimalisatie wordt, in vergelijking met de richtwaardes van het NPE, minder wind op zee en zon-pv gerealiseerd en meer wind op land.

- Bij **kernenergie in Nederland** wordt in de meeste varianten minimaal 2,1 GW (richtwaarde NPE, huidige centrale plus één nieuwe) als uitgangspunt genomen. Als dit niet als minimum genomen wordt, bij de vrije optimalisatie, dan worden geen nieuwe kerncentrales (bovenop de bestaande centrale) gerealiseerd. Er wordt alleen meer dan 2,1 GW kernenergie gerealiseerd als de prijzen voor kernenergie zeer laag worden, maar we verwachten dat dit niet waarschijnlijk is.
- Voor heel **Noordwest-Europa** zijn in alle varianten **wind op land** (42-48%) en **zon-pv** (27-34%) de grootste bronnen van elektriciteit, en is de productie van **wind op zee** (8-11%) en **kernenergie** (9-18%) beperkt. De verhouding tussen verschillende productiebronnen in Noordwest-Europa varieert wat in de verschillende varianten, maar de variaties zijn beperkt.
 - De productie van wind op zee is in elk van de varianten gelijk in de omliggende landen. Er wordt geen extra wind op zee gerealiseerd in een kosten-optimaal energiesysteem bovenop de bestaande plannen. Dit is niet afhankelijk van specifieke prijsontwikkelingen of beleidskeuzes.
 - Net als in Nederland geldt ook voor de andere landen in Noordwest-Europa dat er alleen extra kernenergie gerealiseerd wordt als de prijzen voor kernenergie zeer laag worden.
 - De verhouding wind op land/zon-pv ligt in alle varianten rond de 60/40% in Noordwest-Europa. Bij het scenario met hogere kosten voor hernieuwbare opwek wordt relatief iets meer wind op land gerealiseerd (65%), bij het scenario met lagere kosten voor hernieuwbare opwek iets minder wind op land (55%). Bij lage kosten voor batterijen wordt het ook goedkoper om iets minder wind op land en meer zon-pv te realiseren, doordat het minder kost om energie op te slaan en het daardoor minder belangrijk is dat het vraag- en aanbodprofiel goed op elkaar aansluiten.
 - De totale productie van zon en wind op land is in de meeste varianten vrijwel gelijk, doordat de totale vraag elektriciteit en groene waterstof binnen Noordwest-Europa ingevuld moet worden en er geen extra wind op zee en kernenergie gerealiseerd wordt. Er zijn wel kleine verschillen doordat de wijze van invulling van de flexibiliteitsbehoefte impact heeft op de energieverliezen. Daarnaast is de totale productie anders bij de varianten met een andere energievraag (minder elektriciteitsvraag, alleen groene waterstof voor centrales). In de varianten met zeer lage prijzen voor kernenergie, waarbij meer kernenergie gerealiseerd wordt, is er uiteraard minder productie van zon en wind op land.

Flexibiliteit

Tabel 1 (Nederland) en Tabel 2 (Noordwest-Europa) geven een overzicht van de bandbreedte van de hoeveelheid flexibiliteit in de varianten. Voor Nederland maken we onderscheid tussen de varianten met de richtwaardes van het NPE voor productie van energie en de vrije optimalisatie, aangezien de hoeveelheid opwek erg bepalend is voor de behoefte aan flexibiliteit.

De hoeveelheden opslag, elektrolyse, waterstofcentrales, waterstofopslag en curtailment worden in de meeste doorrekeningen volledig vrij geoptimaliseerd, en komen dus overeen

met de kosten-optimale hoeveelheden. Het afschakelen van vraag wordt ook vrij geoptimaliseerd, maar hierbij is het vermogen dat kan afschakelen gekoppeld aan de elektriciteitsvraag en dus een input van het model. Maar of en wanneer deze vraag afgeschakeld wordt komt voort uit het optimalisatiemodel.

Tabel 1 - Overzicht bandbreedte hoeveelheid flexibele bronnen, Nederland

	Richtwaardes NPE				Vrije optimalisatie	
	Referentie	Minimum alle scenario's	Maximum alle scenario's	Gemiddelde alle scenario's		
Opslag elektriciteit (totaal)	9	4	10	8	8	GW
Elektrolyse	5	3	10	6	2	GW
Waterstofcentrale	9	8	15	9	9	GW
Waterstofopslag	2,6	1,4	9,4	3,1	1,3	TWh
Curtailement	24	19	34	25	24	TWh
Afschakelen vraag	1	0,02	29	2	1	GWh

Tabel 2 - Overzicht bandbreedte hoeveelheid flexibele bronnen, Noordwest-Europa

	Referentie	Minimum alle varianten	Maximum alle varianten	Gemiddelde alle varianten	
Opslag elektriciteit (totaal)	80	55	110	80	GW
Elektrolyse	40	40	75	45	GW
Waterstofcentrale	65	60	100	65	GW
Waterstofopslag	18	10	55	20	TWh
Curtailement	210	120	280	210	TWh
Afschakelen vraag	14	0	62	15	GWh

De belangrijkste inzichten voor de verschillende componenten zijn:

- Voor **opslag van elektriciteit** zien we in de varianten een vermogen tussen de 4 GW en 10 GW in Nederland en 55 tot 110 GW in Noordwest-Europa. Dit wordt afhankelijk van de varianten ingevuld door 24-uurs-, 12-uurs-, 8-uurs- en 4-uursopslag.
 - In de meeste varianten wordt vooral langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd. Deze opslag kan vraag en aanbod op langere tijdsschalen balanceren, maar ook op kortere termijn vraag en aanbod balanceren. Er zijn alleen significante vermogens aan Li-ion-batterijen bij een hogere WACC of als er geen potentie is voor langetermijnopslag. Er worden dan vooral 4-uurs of 8-uurs-Li-ionbatterijen gerealiseerd.
 - Er wordt in de varianten met vooral langetermijnopslag (24-uurs) tussen de 8 en 10 GW van deze techniek gerealiseerd. Bepalende factoren voor de hoeveelheid langetermijnopslag zijn: de potentie voor vraagsturing (meer vraagsturing, minder opslagbehoefte), de verhouding vraag/aanbod elektriciteit (bij lagere vraag, meer overschotten en meer opslag), de hoeveelheid netuitbreidingen (meer netuitbreidingen, minder opslag) en de kosten van hernieuwbare opwek (bij hogere kosten minder curtailement en meer opslag).
 - In de varianten met geen of weinig langetermijnopslag (bij hoge WACC, scenario zonder potentie langetermijnopslag en scenario met lage prijzen voor batterijen) wordt dit deels vervangen door kortetermijnopslag van Li-ion-batterijen (met name 4-uurs en 8-uurs). Als er alleen kortetermijnopslag gerealiseerd wordt dan is het vermogen aan opslag lager, namelijk rond de 4 GW. De langetermijnopslag (24-uurs)

- wordt namelijk ook deels vervangen door meer waterstofcentrales en meer elektrolyse.
- Naast de modellering van de uurlijkse energieprijzen is er ook flexibel vermogen vereist voor balanceren op kleinere tijdschaal. In Nederland is daar nog zo'n 2,2 GW aan flexibel vermogen voor vereist, wat naar verwachting goed ingevuld kan worden door bijvoorbeeld batterijen.
- Door het vastzetten van de vermogens van hernieuwbare opwek op de richtwaarden van het NPE zijn er in alle varianten forse overschotten van elektriciteit zijn. Dit leidt ertoe dat in alle varianten meerdere GW'en **elektrolyse in Nederland** gerealiseerd wordt, tussen de 2 GW en 10 GW. In Noordwest-Europa om 40 tot 75 GW:
- In geen van de varianten is er import van groene waterstof van buiten Noordwest-Europa, aangezien geïmporteerde waterstof duurder is dan groene waterstof geproduceerd in Noordwest-Europa (door de lage prijzen voor elektriciteit) en elektrolyzers een systeemrol vervullen voor het elektriciteitssysteem. Dit betekent dat er binnen Noordwest-Europa voldaan moet worden aan de vraag van groene waterstof. De vraag naar groene waterstof is dus bepalend voor de hoeveelheid elektrolyse in de hele regio. In varianten met meer groene waterstofvraag wordt meer elektrolyse gerealiseerd.
 - Er zit een variatie in de hoeveelheid elektrolyzers en de productie van groene waterstof in Nederland in de varianten. Deels komt dit door een variatie in de vraag naar groene waterstofvraag, maar er zit ook verschil tussen varianten met een gelijke groene waterstofvraag. Omdat binnen heel Noordwest-Europa de totale productie van groene waterstof gelijk is aan de vraag, betekent het in dat geval dat er sprake is van een verschuiving van productie van groene waterstof tussen landen binnen Noordwest-Europa. De meest bepalende factoren voor de hoeveelheid elektrolyse in Nederland zijn:
 - Vraag groene waterstof. Bij meer vraag naar groene waterstof, bijvoorbeeld als ook centrales op groene waterstof draaien, is ook meer elektrolyse nodig. De extra elektriciteitsvraag wordt dan ingevuld met meer import van elektriciteit (en extra productie in andere landen) en deels minder curtailment.
 - Hoeveelheden overschotten elektriciteit. In de varianten met minder elektriciteitsvraag (en evenveel productie) zijn er meer overschotten en ook meer elektrolyse. In de vrije optimalisatie wordt minder productie in Nederland gerealiseerd en zijn er daarom ook minder overschotten, en minder elektrolyse. In dat geval is er meer productie (en meer elektrolyse) in omliggende landen.
 - Kostenontwikkelingen hebben een beperkte invloed op de hoeveelheid elektrolyse, aangezien in elk geval aan de vraag van groene waterstof voldaan moet worden.
- In alle varianten zijn **waterstofcentrales** noodzakelijk, om de vraag in te vullen op momenten met weinig opwek van wind en zon. Het gaat om 8 tot 15 GW in Nederland en 60 tot 100 GW in Noordwest-Europa.
- De waterstofcentrales kunnen op groene of blauwe waterstof draaien. In de meeste varianten wordt gebruik gemaakt van blauwe waterstof, omdat dit goedkoper is. Met uitzondering van het scenario met lage prijzen voor elektrolyzers en het scenario waar alleen groene waterstof wordt toegestaan.
 - De benodigde hoeveelheid waterstofcentrales in Nederland ligt in bijna alle varianten tussen de 8 en 9 GW. Alleen in de varianten met weinig tot geen lange-termijnopslag (24-uurs) zijn meer waterstofcentrales nodig. Andere factoren, zoals andere kosten, een andere elektriciteitsvraag, hebben weinig impact op de benodigde hoeveelheid waterstofcentrales. Dit geldt ook op Noordwest-Europees niveau.

- In een extreem weerjaar is meer vermogen aan waterstofcentrales noodzakelijk (9,5 GW ten opzichte van 8,5 GW in referentie in NL, 84 GW ten opzichte van 64 GW in referentie in NW-EU).
- In Nederland en ook in andere landen in Noordwest-Europa is waterstofopslag noodzakelijk voor het balanceren van vraag en aanbod van waterstof. Het gaat om 1,3 tot 9,4 TWh (5 tot 38¹) opslagcapaciteit in Nederland en 10 tot 55 TWh in Noordwest-Europa. Dit is de waterstofvraag voor het voorzien van groene waterstof voor industrie en mobiliteit, plus opslag van (blauwe) waterstof voor elektriciteitscentrales. De grote bandbreedte laat zien dat er nog een grote onzekerheid is over de benodigde hoeveelheid waterstofopslag:
 - De waterstofvraag is belangrijkste factor die bepaalt hoeveel waterstofopslag nodig is. Dit komt doordat een hogere waterstofvraag ook meer waterstofproductie vraagt en daarmee meer benodigde opslagcapaciteit. Dit geldt met name bij meer groene waterstofvraag, aangezien de productie van groene waterstof afhankelijk is van de weersomstandigheden en niet vraagvolgend is. In het scenario Internationale Ambitie, met 60% meer groene waterstofvraag in Nederland, is 65% meer opslagcapaciteit in Nederland nodig.
 - Bij toepassing van blauwe waterstof is naar verwachting nauwelijks opslag vereist, want dan kan de productie gekoppeld worden aan de vraag. Uiteindelijk zal dit een optimalisatie zijn van de kosten tussen additionele waterstofopslag en additionele blauwe waterstof productiecapaciteit. Deze afweging is niet gemodelleerd.
 - De grootste opslagcapaciteit is nodig in het scenario waarbij waterstofcentrales op groene waterstof draaien (9,4 TWh in Nederland en 55 TWh in Noordwest-Europa).
 - De benodigde opslagcapaciteit in Noordwest-Europa is in dit scenario drie keer zo groot, terwijl de vraag naar groene waterstof maar 30% toeneemt. In Nederland neemt de groene waterstofvraag 35% toe en is 3,3 keer zoveel opslagcapaciteit nodig.
 - Dit laat zien dat de benodigde opslagcapaciteit relatief veel meer toeneemt dan wanneer de reguliere waterstofvraag toeneemt (zoals in het scenario Internationale Ambitie). Een mogelijke verklaring hiervoor is dat de vraag naar groene waterstof van centrales (bij tekorten elektriciteit) op andere momenten plaatsvindt dan de productie van groene waterstof met elektrolyse (bij overschotten elektriciteit).
 - Bij meer elektrolyse in Nederland (maar gelijke waterstofvraag), is in Nederland ook meer waterstofopslag noodzakelijk. In het scenario met 8 GW (richtwaarde NPE) is twee keer meer waterstofopslag nodig dan bij de referentie (3,6 TWh). In dit geval is er echter minder waterstofopslag noodzakelijk in andere landen in Noordwest-Europa. Dit is dus een verschuiving tussen landen.
- In alle varianten is het kosteneffectief om op een beperkt aantal uren (CE Delft & Pondera, 2023) van het jaar **elektriciteitsvraag af te schakelen**. Het gaat om een zeer beperkt deel van de totale vraag in de meeste varianten (tot 2 GWh, 0,001% jaarlijkse vraag). In een extreem weerjaar is het kosteneffectief om tot 30 GWh vraag af te schakelen (0,01% jaarlijkse vraag).

Energie-infrastructuur en interconnectie

In alle varianten worden forse uitbreidingen aan de elektriciteitsinfrastructuur binnen landen en de interconnectiecapaciteit tussen landen gerealiseerd. Tussen de meeste landen wordt de interconnectiecapaciteit maximaal uitgebreid en ook binnen landen wordt de capaciteit vaak meestal maximaal uitgebreid, binnen de grenzen die toegestaan worden in

¹ Een zoutcaverne heeft een opslagcapaciteit van ongeveer 250 GWh (of 0,25 TWh).

de modellering. Dit betekent dat het realiseren van extra interconnectie en energie-infrastructuur binnen landen leidt tot lagere systeemkosten. Dit geldt voor alle door-gerekende varianten, wat betekent dat dit een robuust is. De enige variatie zit in de beleidsvariant waarbij de grenzen die toegestaan worden voor netuitbreidingen aangepast worden.

Bij de uitbreiding van de energie-infrastructuur, binnen landen en tussen landen, is de realisatietermijn in de praktijk.

3.2 Detailresultaten: Referentiescenario

We bepalen de optimale energiemix voor een referentiescenario, waarin we aansluiten bij de richtwaardes van het NPE. Voor dit referentiescenario brengen we vraag en aanbod van energie, de vermogens en inzet van bronnen van flexibiliteit, uitbreidingen van de energie-infrastructuur en de totale maatschappelijke systeemkosten in kaart. Dit doen we voor Nederland en Noordwest-Europa. Hieronder bespreken we de resultaten.

Alleen analyse op directe kosten

In dit onderzoek bepalen we de kosten-optimale energiemix in Nederland en Noordwest-Europa, onder verschillende randvoorwaardes en aannames. Hierbij kijken we echter alleen naar directe kosten. De kosten-optimale energiemix is niet per definitie ook de maatschappelijk optimale energiemix, aangezien er ook andere maatschappelijke afwegingen zijn dan alleen kosten. Voorbeelden zijn het ruimtegebruik, de impact op de omgeving en publieke acceptatie.

3.2.1 Resultaten voor Nederland

Energievraag en -productie

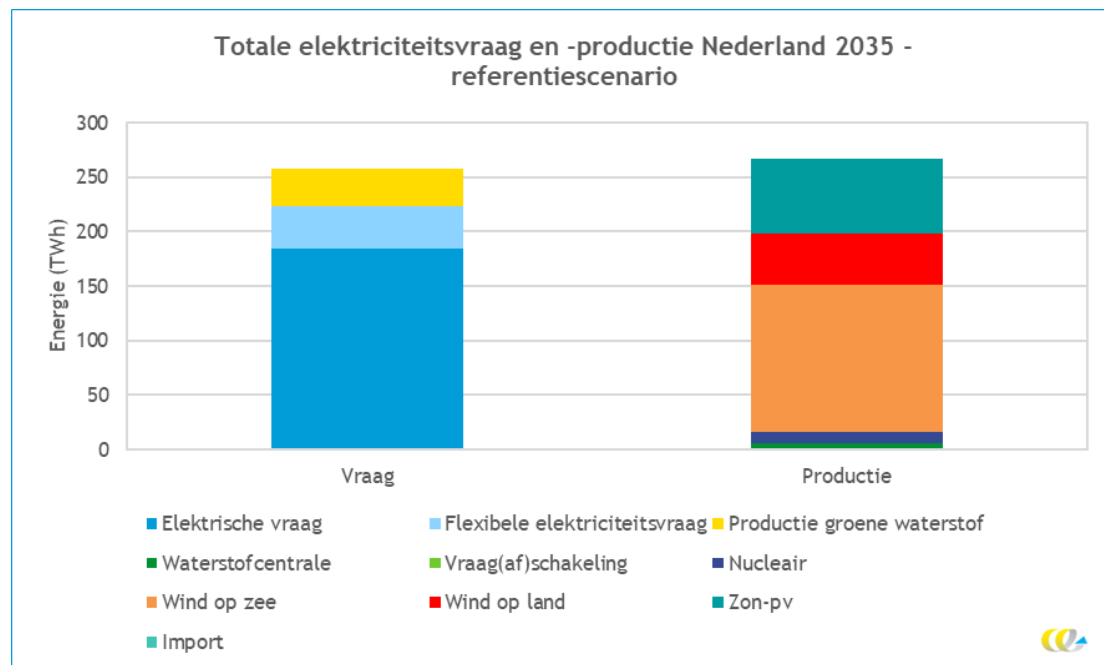
Het referentiescenario is een optimalisatie rond de richtwaarde in het NPE voor duurzame opwek (zon en wind). Het model heeft flexibiliteit vrij kunnen modelleren. Een additionele eis is dat het Nederlandse primaire elektriciteitsvraag voor 95% nationaal geproduceerd worden.

De elektriciteitsvraag en -productie zijn weergegeven in Figuur 6. De totale primaire elektriciteitsvraag in het referentiescenario is 223 TWh, exclusief waterstofproductie. Daarvan is met onze aannames 39 TWh flexibel. In de systeemoptimalisatie produceert Nederland daarnaast 36 TWh waterstof. De elektriciteitsproductie wordt sterk gevormd door wind op zee. In totaal produceert Nederland op jaarbasis 259 TWh met wind (op land en zee), zon-pv en kernenergie. De totale elektriciteitsproductie komt overeen met 106% van de elektriciteitsvraag (inclusief elektrolyzers). De resterende energie wordt gecurtaild of geëxporteerd. Deze resultaten zijn vanuit de systeemoptimalisatie waar de hoeveelheid vermogen is bepaald. In de marktdynamiek in Hoofdstuk 4 wordt bepaald hoe deze bronnen worden ingezet, dus met bijvoorbeeld curtailment en exactere modellering van de inzet van flexibele bronnen.

Nederland heeft een beperkt hogere productie van elektriciteit dan nationale vraag. De eis voor zelfvoorzienendheid van 95% is gesteld op het primaire elektriciteitsgebruik, oftewel zonder waterstofproductie. Nederland produceert dus meer elektriciteit dan strikt noodzakelijk om aan deze zelfvoorzienendheid eis te voldoen. Dit komt mede door de vast-gestelde waardes voor wind op zee en zon, maar wind op land wordt wel additioneel

geplaatst vanwege de lage kosten. Nederland is voor wind op land dus prijscompetitief met andere landen.

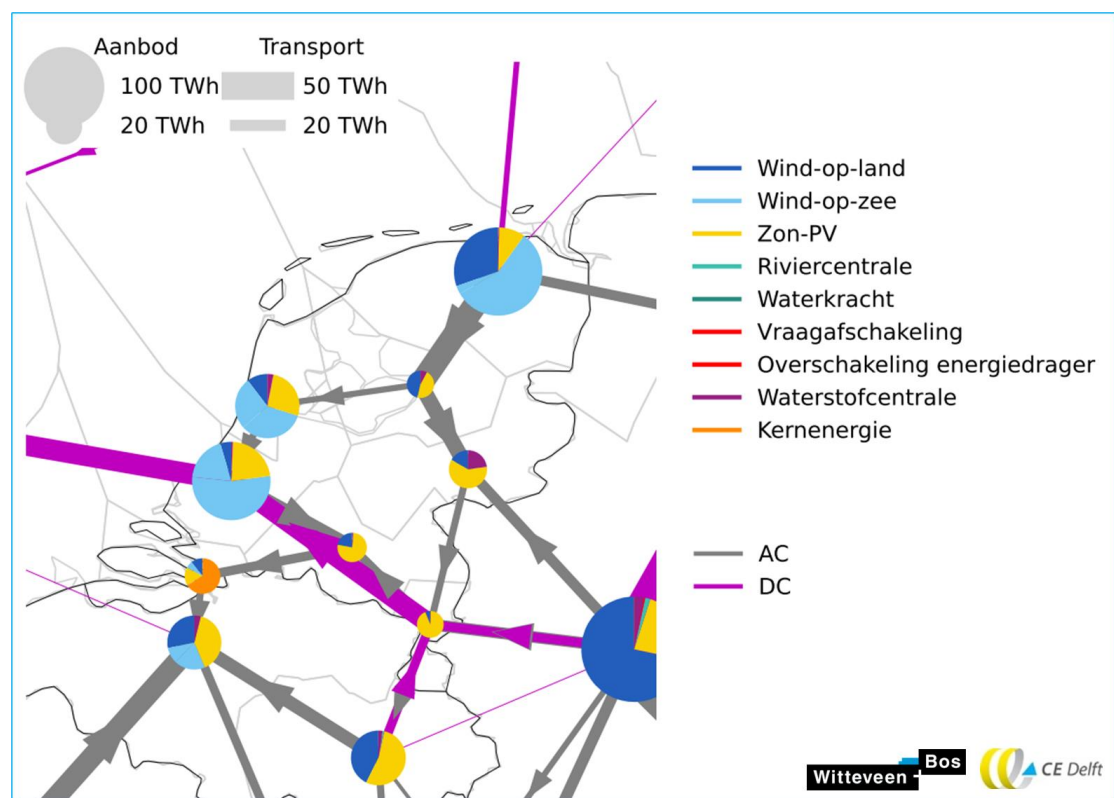
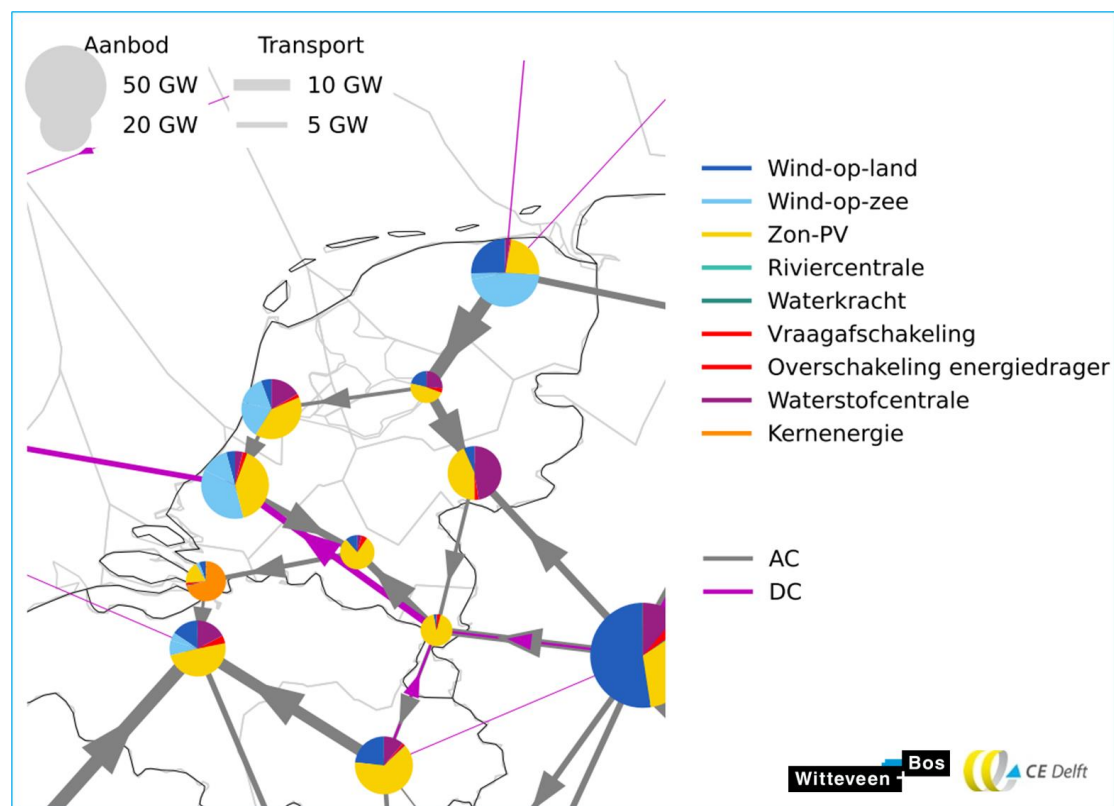
Figuur 6 - Totale elektriciteitsvraag en -productie in Nederland in 2035



Figuur 7 geeft het aanbod van elektriciteit voor de verschillende nodes (regio's) in Nederland en de transportstromen tussen de nodes in Nederland, en tussen Nederland en omliggende landen, weer. De vermogens en inzet van bronnen van flexibiliteit is niet opgenomen in deze figuur, maar de impact hiervan op de transportstromen is wel opgenomen. In Bijlage A.4.7 is aangegeven hoe de capaciteit voor de verbindingen binnen Nederland en tussen Nederland en omliggende landen bepaald is.

De productie vindt in grote mate plaats op de aanlandingslocaties van wind op zee in de westelijke en noordelijke nodes. In de andere gebieden in Nederland zien we vooral opwek uit zon-pv en wind op land. Kernenergie is 5% van de totale elektriciteitsproductie in Nederland en een groot deel in de Zeeland-regio. De energiestromen lopen sterk van Noord-Nederland naar het zuiden en oosten. Daarnaast is er import vanuit Duitsland en export naar België en het Verenigd Koninkrijk. Deze zelfde kaarten zijn opgenomen voor heel Noordwest-Europa in Paragraaf 3.2.2.

Figuur 7 - Aanbod en transportstromen elektriciteit Nederland en interconnectie, vermogens (boven) en energiehoeveelheden (onder)

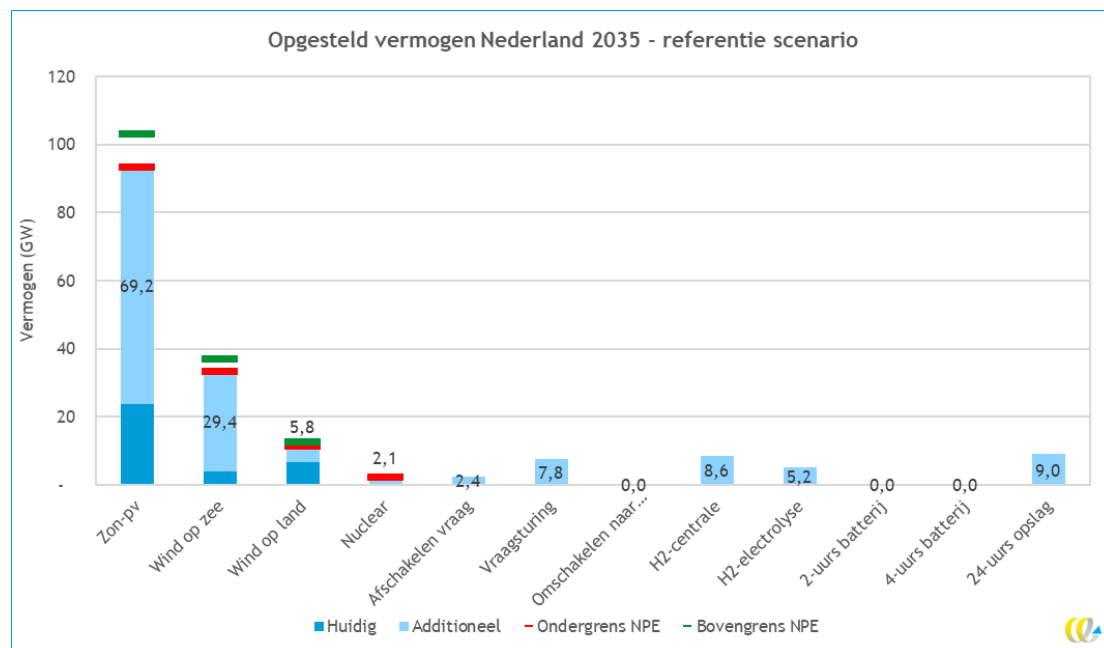


Opgesteld vermogen productie en flexibiliteit

De resultaten voor de opgestelde vermogen zijn weergegeven in Figuur 8 en de vermogens en opslagcapaciteit van opslag in Tabel 3. De berekende behoefte aan opslag is puur voor het matchen van uurlijkse elektriciteitsvraag- en aanbod, met de perfecte marktkennis in het model. Echter zal er in realiteit onbalans ontstaan waar extra flexibiliteit voor nodig is. Dit wordt verder geanalyseerd in Paragraaf 4.7. Uit de analyse van het opgestelde vermogen valt op:

- Uit het model volgt dat wind op land de kostenoptimale techniek is. Er is een overschot aan duurzame opwek volgt uit de opgestelde vermogens. Daarom is er minder duurzame elektriciteitsproductie vereist en wordt er een minimaal vermogen zon en wind op zee geplaatst. Het vermogen van wind op land wordt tot de bovengrens geplaatst (+5% van de NPE-waarde).
- DSR (vraagsturing) is ook onderdeel van het model, maar zijn inputs; dit is gebaseerd op de verwachte ontwikkeling van de industrie en mobiliteit en onze aannames hoeveel vermogen daarvan flexibel kan opereren.
- Er wordt 7,7 GW waterstofcentrales gerealiseerd. Dit zijn allen bestaande CCGT-centrales die aangepast worden om waterstof te kunnen gebruiken. Er worden geen nieuwe centrales gebouwd of OCCGT-centrales geretrofit.
- Er wordt 5,1 GW elektrolyzerscapaciteit geplaatst.
- Energieopslag vindt plaats primair in langetermijnergieopslag (aanne 24-uurs, zoals compressed air storage) met een totaal vermogen van 8,9 GW, overeenkomstig met 214 GWh (24-uurs). De realisatie van deze langetermijnopslag is een grote uitdaging en zal in geval van CAES veel zoutcavernes vereisen. Dit is wel een duidelijke indicatie dat er potentie is voor langeretermijnergieopslag. Er is een zeer beperkt vermogen aan lithium-ion-batterijen dat gerealiseerd wordt van in totaal 0,2 GW met een 2-uurs en 4-uurscapaciteit. 8-uurs-lithium-ionbatterijen en flowbatterijen worden niet gerealiseerd en zijn dus niet kosteneffectief. Hierna lichten we verder toe welke rol langetermijnopslag speelt. Daarnaast is er een gevoeligheidsvariant opgenomen zonder langetermijnopslag, waaruit ook blijkt welke bronnen deze functie dan invullen.
- Er is een grote behoefte aan waterstofopslag van in totaal 2.450 GWh. Een zoutcaverne heeft een opslagcapaciteit van zo'n 250 GWh. Er zijn dus 10 zoutcavernes vereist.
- Er worden geen extra kerncentrales gebouwd naast de vastgestelde capaciteit, bestaande uit Borssele en één geplande extra centrale. Dit zijn minimumgrenzen. Er kunnen ook extra kerncentrales geplaatst worden, maar in de optimalisatiemodellering gebeurt dit niet omdat dit (in dit scenario) niet kosteneffectief is.

Figuur 8 - Opgesteld vermogen referentiescenario in Nederland

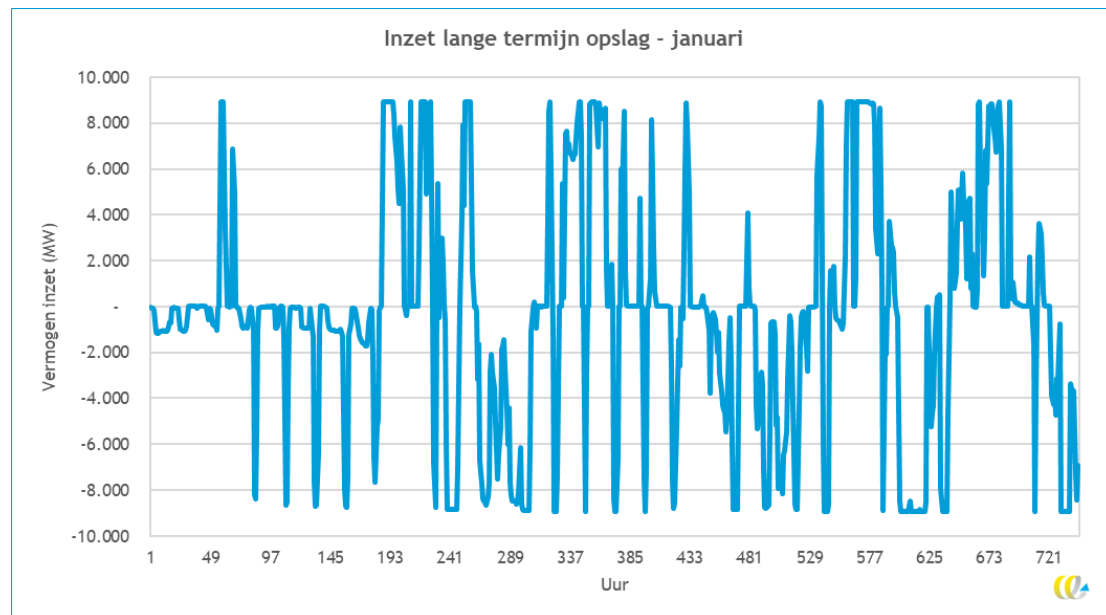


Tabel 3 - Vermogen en energiecapaciteit van energieopslag in Nederland

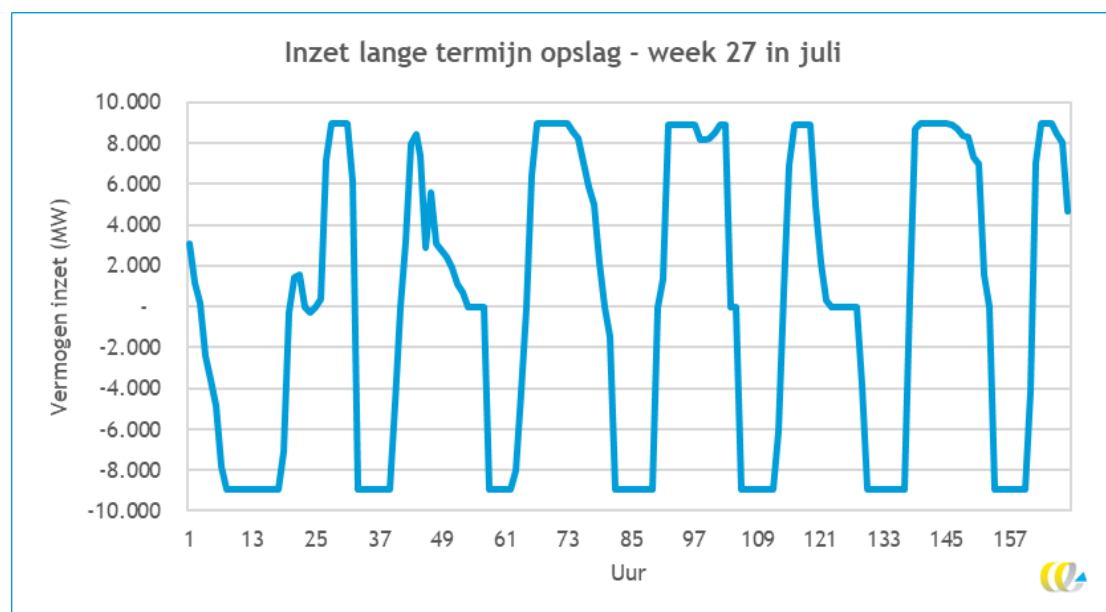
Vermogen	Vermogen (GW)	Energie (Murray et al.)
2-uursbatterij	0.01	0.02
4-uursbatterij	0.01	0.04
8-uursbatterij	-	-
Langetermijnenergieopslag (aanne 24-uurs)	9	214
Pumped hydro storage	-	-
Flowbatterij	-	-
Waterstofopslag		2.450

Een verklaring voor de grote hoeveelheid langeretermijnopslag (24-uurs) is weergegeven in Figuur 9. Dit is de maand januari met daarbij de inzet van langetermijnopslag. Daarnaast is de inzet in een week in juli weergegeven; in dit geval een week omdat het patroon vergelijkbaar is tussen elke week en daarom meer ingezoomd weergegeven is. Langetermijnopslag in januari heeft verschillende momenten waarop vaak elektriciteit geleverd wordt over langere periodes. Bijvoorbeeld tussen uur 60 en 180 van deze maand wordt voornamelijk ontladen, maar er zijn ook periodes waarin er voor 15 tot 20 uur geleverd wordt (rond uur 200, 300, 350, 480, 580 en 620). Gedurende januari zijn er daarnaast ook veel momenten dat langetermijnopslag slecht 2 tot 8 uur laadt en ontladst achter elkaar. In totaal komt dit 34 keer voor in deze maand. Een ander voorbeeld voor een zomerperiode is week 27 in juli. Hierin volgt de langetermijnopslag zeer duidelijk het patroon van zon-pv-productie. We zien hiermee dus dat langetermijnopslag een rol kan vervullen voor relatief korte duur opslag (zoals 4- en 8-uursopslag) als langeretermijnopslagfuncties (24-uurs) in bijvoorbeeld de wintermaanden. Dit blijkt ook uit de gevoeligheidsvariant zonder langetermijnopslag; er wordt dan meer vermogen waterstofcentrales en batterijen geplaatst. Dit wordt verder toegelicht in Paragraaf 3.3.

Figuur 9 - Inzet langetermijnopslag in de maand januari. Positief is laden en negatief is ontladen



Figuur 10 - Inzet langetermijnopslag in week 27 in juli

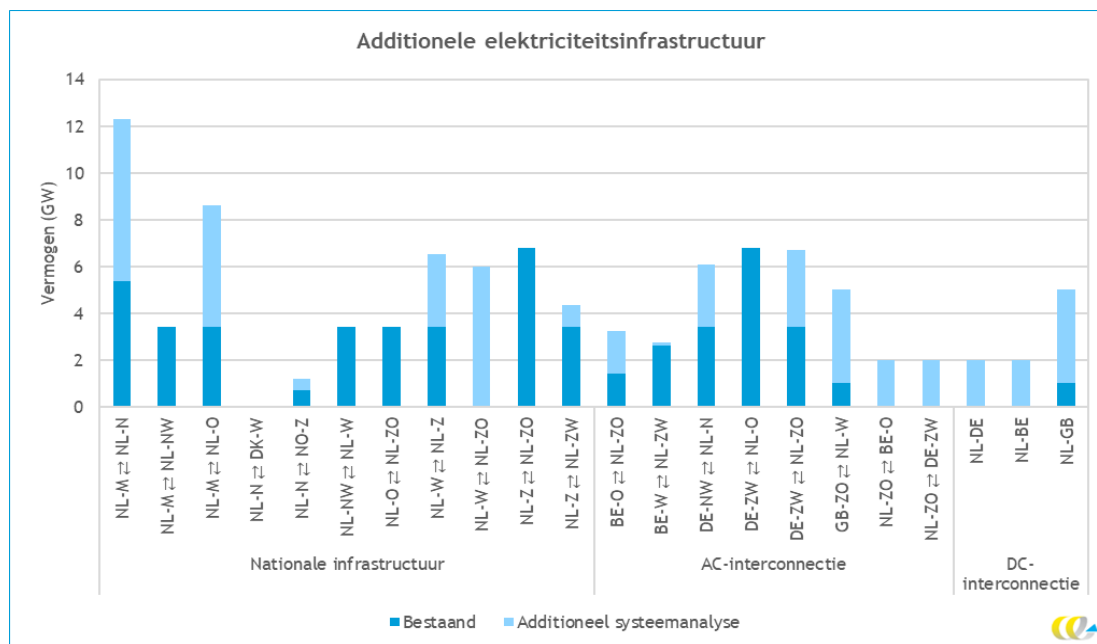


Elektriciteitsnetwerk

Het elektriciteitsnetwerk wordt sterk uitgebreid. Er wordt netcapaciteit bijgebouwd met België, Duitsland en Groot-Brittannië. Het model heeft een investeringsoptie op 2 GW DC-verbindingen aan te leggen naar België en Duitsland en gebruikt die. In totaal wordt er binnenlands 15 GW netcapaciteit bijgebouwd en 16 GW interconnectiecapaciteit.

Er is een beperking gezet op de binnenlandse groei van netcapaciteit gebaseerd op de investeringsplannen van de netbeheerders (maximaal 50% extra). Deze groei wordt door het model volledig ingevuld en is dus kosteneffectief. Ook de interconnectiecapaciteit wordt fors uitgebreid. De AC-interconnectiecapaciteit tussen Nederland en België wordt maximaal (50%) uitgebreid, de interconnectiecapaciteit met Duitsland met 45%. De DC-interconnecties worden ook fors uitgebreid. Deze resultaten tonen aan dat een sterke groei van binnenlandse en interconnectiecapaciteit leidt tot lagere maatschappelijke kosten.

Figuur 11 - Groei netwerkcapaciteit



Totale systeemkosten

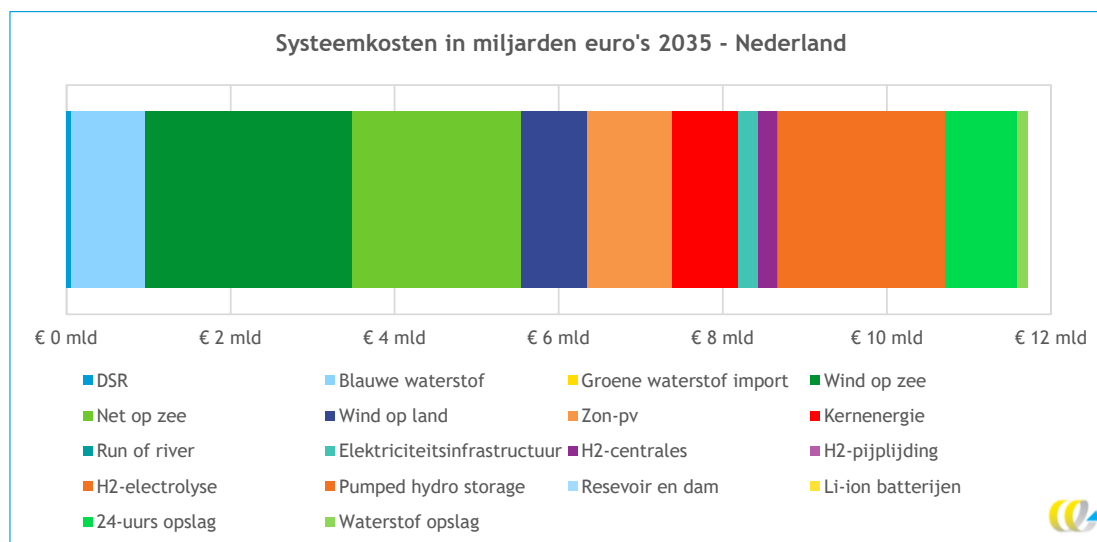
De systeemkosten zijn de totalen van operationele kosten en vertaling van de investeringskosten naar jaarlijkse kosten. De totale systeemkosten zijn bepaald voor het voorzien in de elektriciteitsvraag en de waterstofvraag in industrie en mobiliteit. Overige energiedragers worden niet meegenomen.

De resultaten voor het Nederlandse energiesysteem zijn weergegeven in Figuur 12. Een groot gedeelte van de kosten komt voort uit wind op zee, wat ook verantwoordelijk is voor het grootste gedeelte van de elektriciteitsproductie. Dit is opgesplitst in de daadwerkelijke windmolens en het net op zee dat ervoor nodig is. Daarnaast valt op dat een groot gedeelte kosten zijn voor waterstof (elektrolyse van groene waterstof en inkoop/productie van blauwe waterstof) en langetermijnelektriciteitsopslag (24-uurs).

Infrastructuur (net op land) kent relatief lage kosten met slechts 2% van de totale kosten. Maar hierbij is alleen de energie-infrastructuur tussen de nodes meegenomen, wat overeenkomt met de 380 kV-verbindingen en het nationale waterstofnetwerk. De lagere netvlakken zijn niet gemodelleerd en de kosten hiervan zijn niet meegenomen, wat betekent dat de kosten voor energie-infrastructuur onderschat worden in deze figuur. Daarnaast is de financiering van de elektriciteitsnetten een aandachtspunt. Deze worden over een lange periode afgeschreven, waardoor de verdisconteerde kosten beperkt zijn

(zeker, aangezien we rekenen met een maatschappelijke WACC). Maar het bedrag dat de komende decennia geïnvesteerd moet worden voor uitbreidingen van met name de elektriciteitsnetten is enorm.

Figuur 12 - Totale maatschappelijke systeemkosten voor elektriciteitsvoorziening

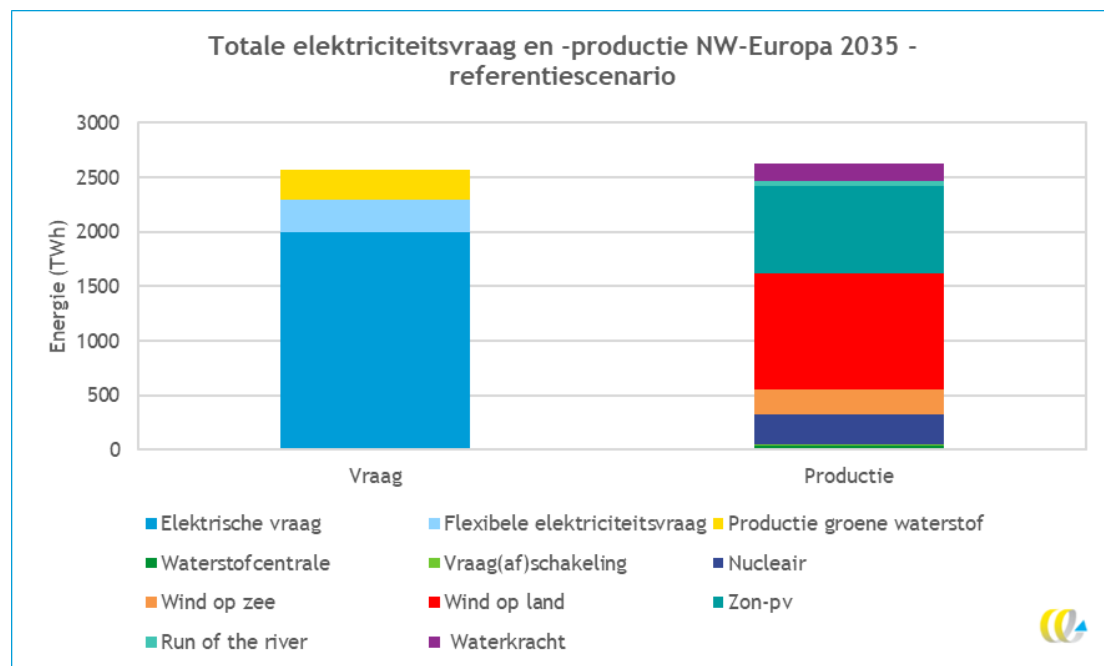


3.2.2 Noordwest-Europa

De totale energievraag en -productie is weergegeven in Figuur 13 voor het referentie-scenario. De inflexibele vraag is bijna 2.000 TWh. Daarnaast is er een flexibele vraag van 295 TWh en een elektriciteitsvraag voor waterstofproductie van 280 TWh.

De elektriciteitsproductie wordt sterk gedomineerd door wind op land (40%) en zon-pv (30%). Nucleair vermogen is vastgesteld met onder andere 50 GW in Frankrijk en realiseert nog een grote hoeveelheid van de totale energievraag (10%). Wind op zee voorziet in 9% van de totale energievoorziening, maar wordt alleen nieuw geplaatst in Nederland zoals toegelicht in de volgende vraag. Daarnaast is er nog een gedeelte waterkracht en een zeer beperkt deel door waterstofcentrales, slechts 2% van de totale elektriciteitsvraag. Er is in totaliteit 6 TWh vraaguitval. Dit betekent dat het goedkoper is tegen die prijs de industrie stil te zetten dan om additionele energiebronnen te realiseren.

Figuur 13 - Totale elektriciteitsvraag en -productie in Noordwest-Europa in 2035



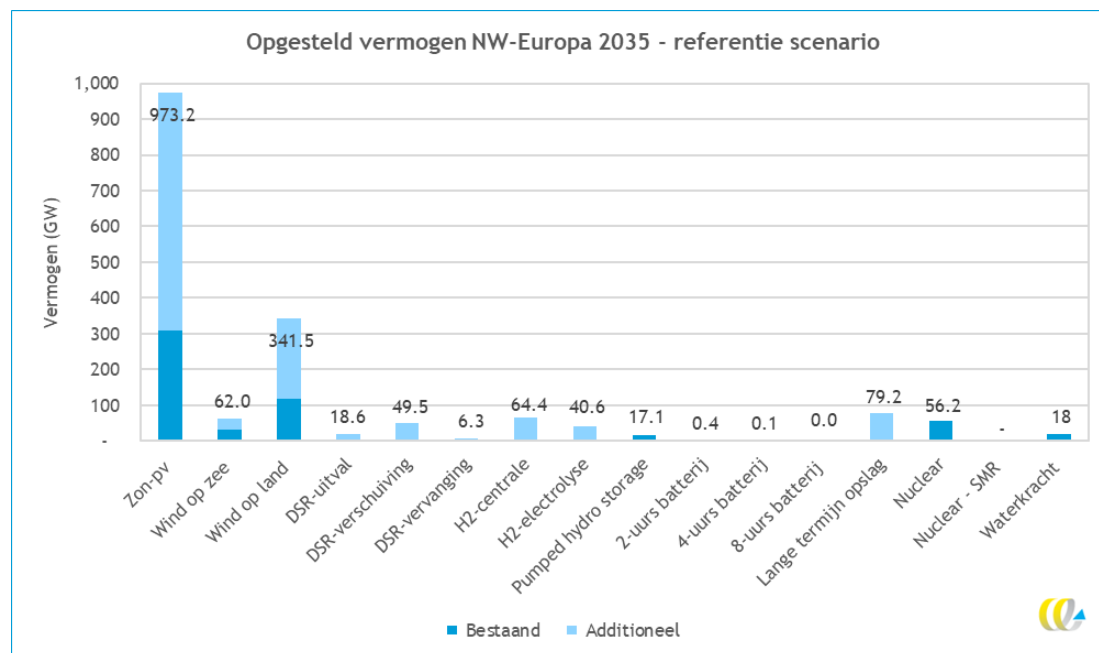
Opgesteld vermogen

De opgestelde vermogens van productiebronnen is weergegeven in Figuur 14.

Daarbij valt op:

- Er wordt geen additionele kernenergie gerealiseerd naast het bestaande vermogen, ook wordt er geen SMR (Small Modular Reactors) geplaatst.
- Sterke groei van zon-pv en wind op land. Er wordt geen extra wind op zee gebouwd. De enige wind op zee die wordt gerealiseerd is in Nederland waar dit vastgezet is op de richtwaarde van het NPE.
- Elektriciteitsopslag wordt ook Europees voor een belangrijk gedeelte ingevuld met langetermijnenergieopslag. Dit wordt primair gebouwd in Duitsland (39 GW), Groot-Brittannië (19 GW) en Nederland (9 GW).
- Elektrolyse vindt voornamelijk plaats in Groot-Brittannië (14 GW), Denemarken (12 GW), Frankrijk (8 GW) en Nederland (5 GW).
- Vraagafschakeling vindt plaats in Duitsland (3 TWh) en Groot-Brittannië (2 TWh). Daarnaast zeer beperkt in Frankrijk, Nederland en Denemarken. Het is wel opvallend dat vraagafschakeling in Duitsland en Groot-Brittannië veel voorkomt. Bij vraagafschakeling worden afnemers (met name industriële partijen) tegen een forse vergoeding afgeschakeld. De industriële vraag vindt dan dus geen doorgang, omdat het blijkbaar (met aangenomen kostprijzen) duurder is om extra elektriciteitsproductie te realiseren.
- De vermogens voor vraagverschuiving (DSR-verschuiving) en vervanging van vraag (DSR-vervanging) zijn aannames van het model. De overige vermogens worden bepaald door de optimalisatie van het model (binnen de uitgangspunten van het model, meer hierover in Bijlage A.5)

Figuur 14 - Opgesteld vermogen referentiescenario in Noordwest-Europa



Tabel 4 - Vermogen en opslagvolume energieopslag

Energieopslag ²	Vermogen (GW)	Vermogen (Murray et al.)
2-uursbatterij	0,4	0.80
4-uursbatterij	0,05	0.20
8-uursbatterij	0,01	0.08
Langetermijnergieopslag (24-uurs)	79	1.900
Pumped hydro storage	17	739
Flowbatterij	-	-
Waterstofopslag		17.000

Import en export stromen en interconnectiecapaciteit

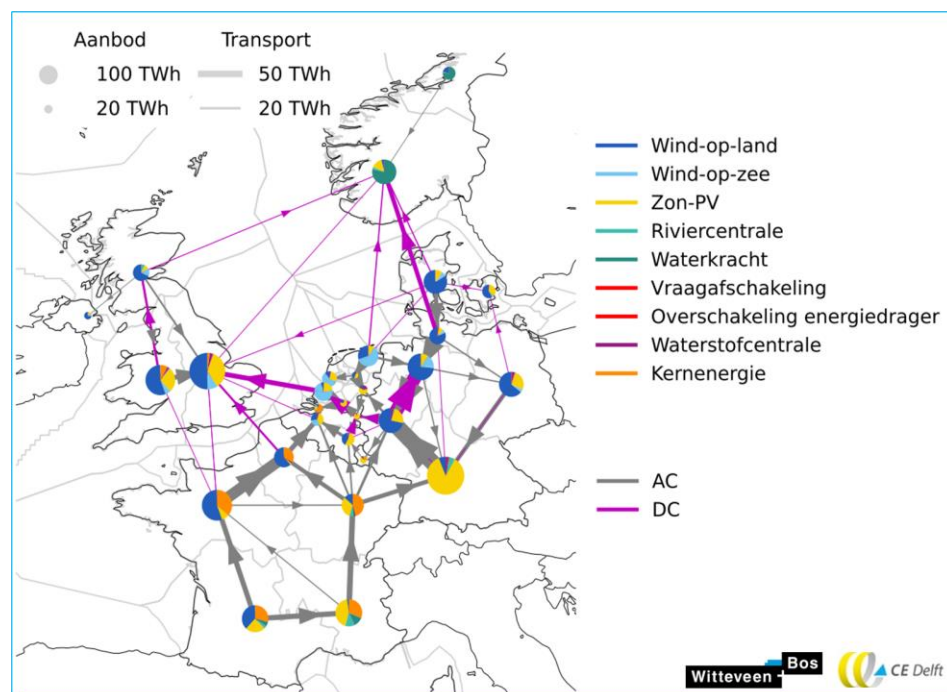
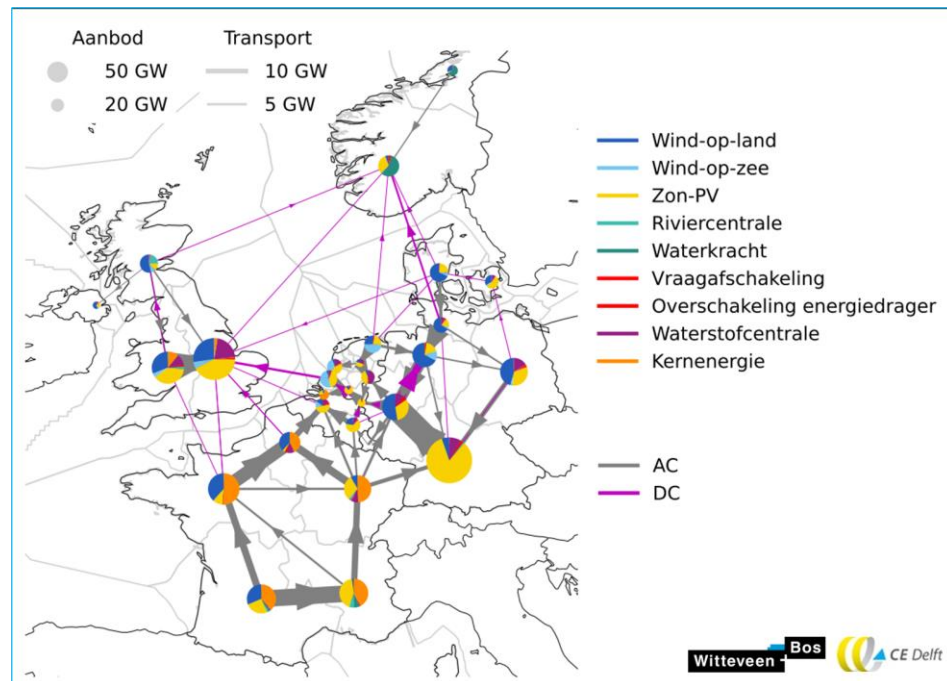
Figuur 15 toont het aanbod en de transportstromen van elektriciteit voor de verschillende nodes in Noordwest-Europa. Enkele opvallende aspecten rondom de opwekmix in verschillende landen en de import- en exportstromen zijn:

- De opwekmix verschilt flink tussen de verschillende nodes. In meer zuidelijke regio's is er meer zon-pv, in Frankrijk veel kernenergie en in meer noordelijke regio's meer windenergie. In alle regio's is er wat zon-pv.
- Een aanname gebaseerd op politieke realiteit is dat Nederland en de omliggende landen voorzien op jaarbasis grotendeels aan de eigen elektriciteitsvraag, met uitzondering van België. Interconnectie tussen landen is nog wel noodzakelijk om zo kosteneffectief vraag en aanbod op uurbasis te balanceren.
- Nederland produceert op jaarbasis iets meer elektriciteit dan de vraag en is dus netto-exporteur.

² Dit geldt alleen voor de uurlijkse matching van vraag en aanbod. Daarnaast is er nog vermogen vereist voor balanceringsmarkten wat later in deze studie wordt toegelicht.

- Frankrijk kent ook een groot exportsaldo van zo'n 80 TWh. België is sterk afhankelijk van import. Andere landen hebben een klein import- of exportsaldo.

Figuur 15 - Aanbod en transportstromen elektriciteit Noordwest-Europa, vermogens (boven) en energiehoeveelheden (onder)

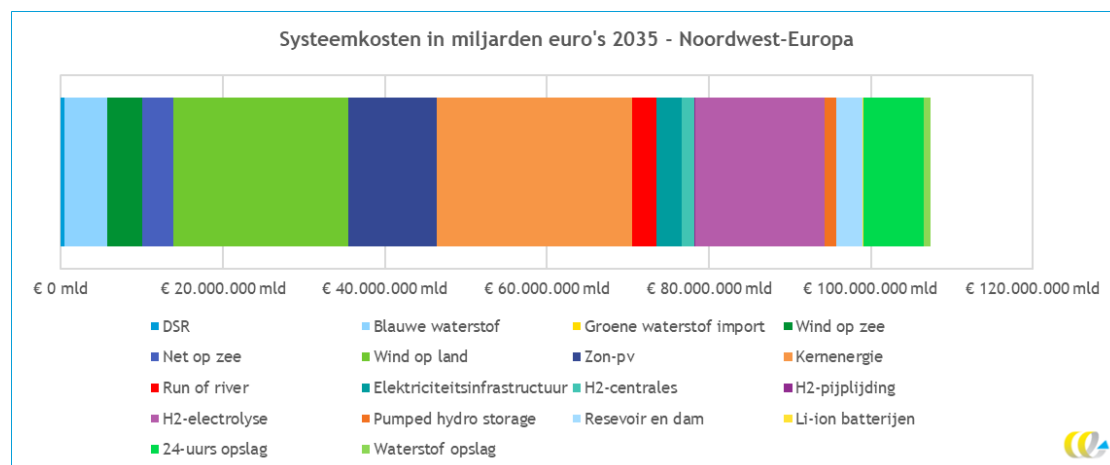


Totale systeemkosten

De totale maatschappelijke kosten voor Noordwest-Europa zijn weergegeven in Tabel 5. De totale kosten zijn € 107 miljard voor het jaar 2035, wat overeenkomt met een bedrag van € 36/MWh. Dit is gerekend met een maatschappelijke WACC. De totale kosten zijn weergegeven in Tabel 5. Opvallend daarbij is:

- Infrastructuurkosten zijn een opvallend kleine kostencomponent met slechts 3% van totale kosten. Dit wordt mede veroorzaakt door een langere afschrijftermijn, maar zeker is dat dit in zijn totaliteit een kleine kostencomponent is.
- Kernenergie (vaste modelaannname gebaseerd op politieke plannen) is verantwoordelijk voor 22% van de kosten, maar is slechts verantwoordelijk voor 10% van de elektriciteitsproductie.
- Wind op land is verantwoordelijk voor 41% van de elektriciteitsproductie en zon-pv voor 30% met relatief slechts 20% en 10% van de kosten respectievelijk.
- Een andere relatief grote kostencomponent is elektrolyse met in totaal 15% van de systeemkosten.

Tabel 5 - Totale kosten in 2035 voor elektriciteitssysteem



3.3 Gevoeligheidsvarianten optimale energiemix 2035

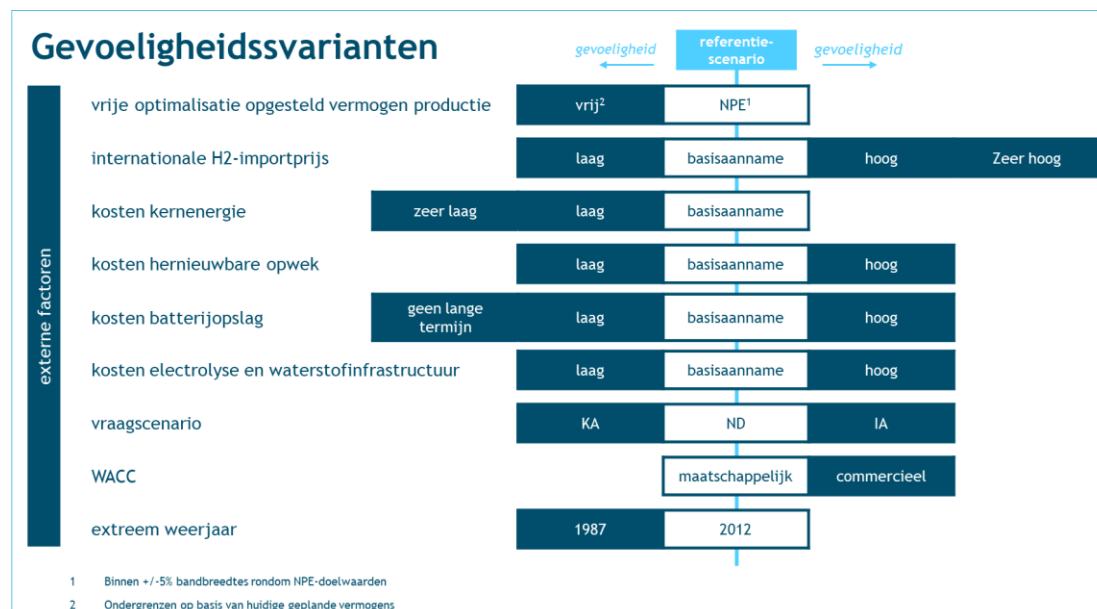
In de vorige paragraaf hebben we besproken hoe de economisch optimale energiemix eruit ziet, gegeven de aannames van het referentiescenario. Echter, het is op dit moment nog niet duidelijk hoe een economisch optimaal CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 er exact uit zal zien, aangezien er nog onzekerheid is over bepaalde ontwikkelingen.

We werken gevoeligheidsanalyses uit voor externe onzekerheden en om inzicht te krijgen over de robuustheid van de uitkomsten van de economisch optimale mix. Daarmee krijgen we ook inzicht in de belangrijkste afhankelijkheden en onzekerheden.

We onderscheiden hierbij externe onzekerheden, zoals technologische ontwikkelingen en mondiale prijsontwikkelingen (van bijvoorbeeld waterstof), en beleidsmatige onzekerheden. In deze paragraaf werken we de gevoeligheidsanalyse voor de externe onzekerheden uit. In Paragraaf 3.4 worden beleidsvarianten uitgewerkt.

Figuur 16 geeft een overzicht van de gevoeligheidsanalyses die uitgevoerd zijn. Hierna bespreken we de belangrijkste resultaten hiervan.

Figuur 16 - Uitgevoerde gevoeligheidsanalyses



3.3.1 Vrije optimalisatie opgesteld vermogen productie

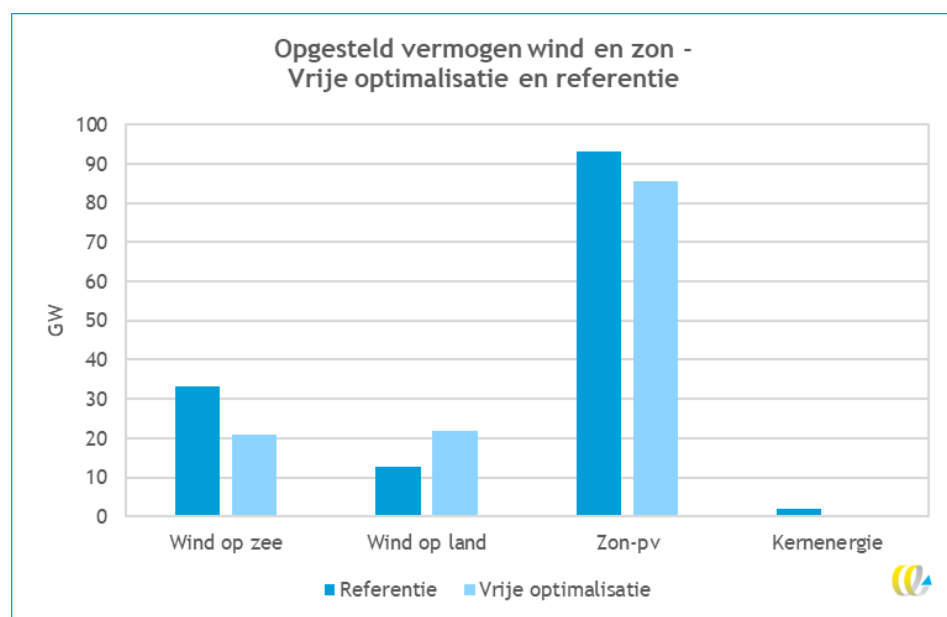
Het referentiescenario is een optimalisatie rond de richtwaarde in het NPE voor duurzame opwek (zon en wind) en kernenergie in Nederland. Het opgesteld vermogen voor deze bronnen mag maximaal 5% afwijken van de richtwaardes van het NPE. Wel wordt de invulling van de flexibiliteitsbehoefte vrij geoptimaliseerd.

In deze gevoeligheidsanalyse laten we ook het opgesteld vermogen voor zon en wind vrij, met het huidige opgestelde vermogen en concrete plannen als ondergrens. Figuur 17 geeft de opgestelde vermogens voor wind en zon in de vrije optimalisatie, ten opzichte van het referentiescenario. De figuur laat zien dat er bij de vrije optimalisatie geen extra wind op zee gerealiseerd bovenop de bestaande plannen van 21 GW, door de relatief hoge kosten. Ook wordt er in de vrije optimalisatie geen extra kernenergie gerealiseerd bovenop de

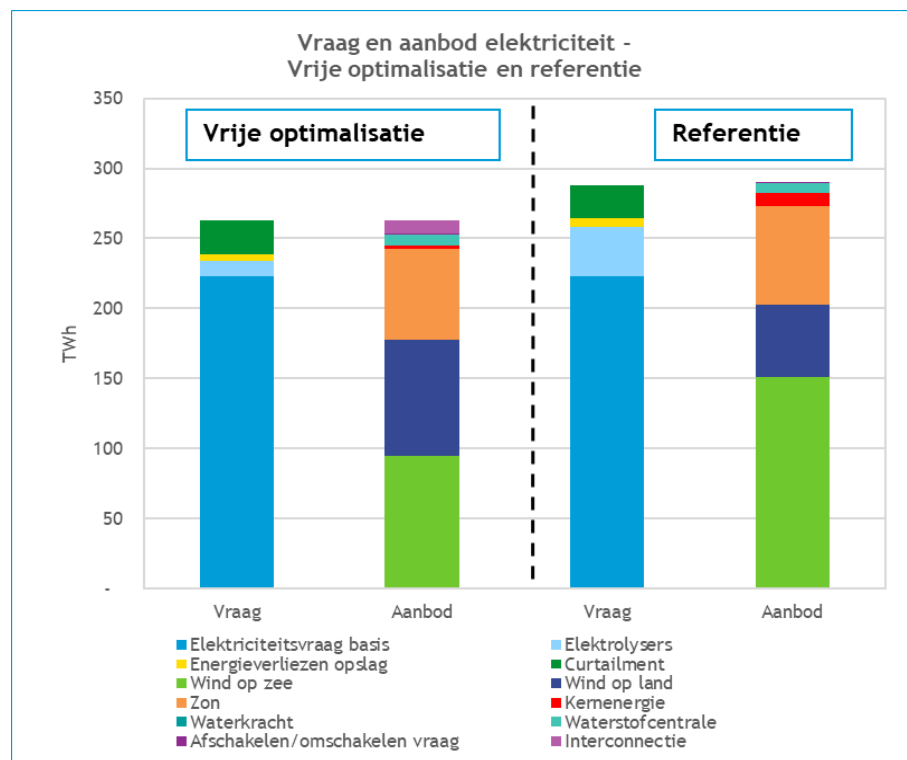
bestaande centrale in Borssele. Er wordt in de vrije optimalisatie iets minder zon-pv gerealiseerd dan de richtwaarde van het NPE, maar de hoeveelheid zon-pv neemt nog wel fors toe ten opzichte van de huidige situatie (25 GW). Er wordt bijna twee keer zoveel wind op land gerealiseerd ten opzichte van de referentie met de richtwaardes van het NPE.

Figuur 18 toont vraag en aanbod van elektriciteit, bij de vrije optimalisatie en in het referentiescenario. De figuur laat zien dat er bij een vrije optimalisatie veel minder elektriciteit geproduceerd wordt in Nederland. Daartegenover staat dat er meer elektriciteit geïmporteerd wordt uit buurlanden en dat er in Nederland ook bijna geen groene waterstof meer wordt gemaakt. Het is goedkoper om deze groene waterstof te importeren uit andere landen. De totale productie van groene waterstof is in dit scenario 7 TWh, tegenover 23 TWh in het referentiescenario.

Figuur 17 - Opgestelde vermogens wind en zon, vrije optimalisatie en referentie

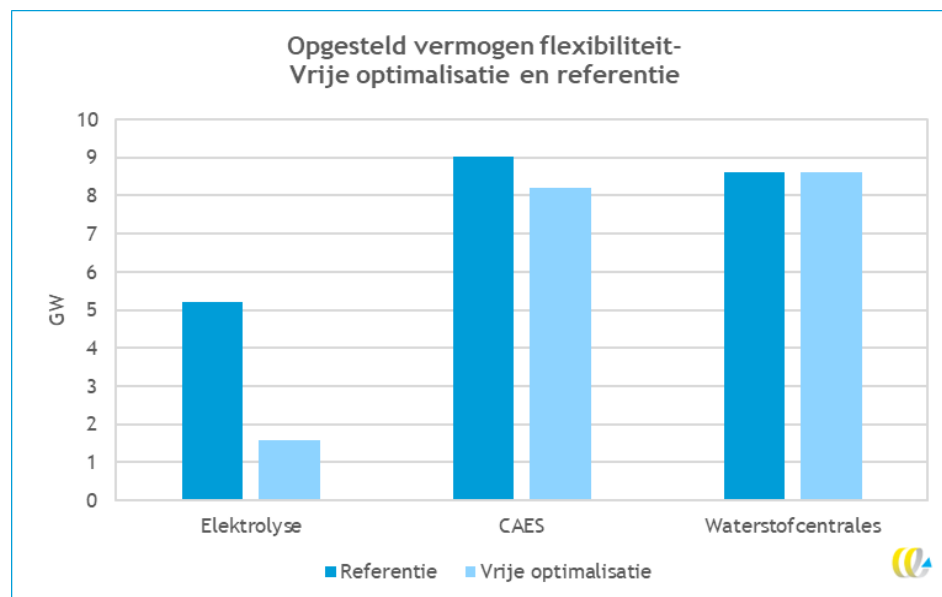


Figuur 18 - Balans vraag en aanbod elektriciteit, vrije optimalisatie en referentie



De andere hoeveelheden opwek hebben ook effect op de flexibiliteitsbehoefte in het energiesysteem. Bij de vrije optimalisatie blijft het nog steeds gunstig om in te zetten op vraagafschakeling en om een beperkt aantal uren vraag af te schakelen. Verder is het belangrijkste verschil dat er minder opwek in Nederland gerealiseerd wordt, aangezien er geen minimum waardes uit het NPE als vereiste zijn geïmplementeerd. Hierdoor wordt minder waterstof gemaakt met elektrolyse en is ook minder langetermijnopslag noodzakelijk. Er is een gelijk vermogen aan waterstofcentrales noodzakelijk, maar deze worden iets vaker ingezet in de vrije optimalisatie doordat er minder uren voldoende elektriciteit is van wind, zon en kernenergie. Doordat er minder elektrolyse gerealiseerd wordt in Nederland, is ook minder opslag van waterstof noodzakelijk. Er is bij de vrije optimalisatie 1,3 TWh opslagcapaciteit nodig, tegenover 2,6 TWh in de referentie.

Figuur 19 - Opgesteld vermogen flexibiliteit, vrije optimalisatie en referentie



In het referentiescenario wordt de invulling van de volledige energiemix in de omliggende landen al volledig vrijgelaten. De enige wijzigingen in de omliggende landen komen daarom door de wijzigingen van de energiemix in Nederland. Op Noordwest-Europees niveau wordt de volledige vraag naar groene waterstof ingevuld door eigen productie, doordat import duurder is. De vraag naar groene waterstof verandert niet, maar er wordt wel een stuk minder waterstof geproduceerd in Nederland. Dit betekent dat er in dit scenario extra waterstofproductie in andere landen, waar de kosten van hernieuwbare elektriciteit lager zijn, gerealiseerd wordt. Er wordt daardoor ook extra wind op land en zon-pv gerealiseerd in omliggende landen (geen wind op zee en kernenergie).

De vrije optimalisatie leidt tot lagere systeemkosten dan het referentiescenario. De daling van de totale systeemkosten in Noordwest-Europa komt overeen met 6% van de systeemkosten in Nederland. De rest van Noordwest-Europa werd al vrij geoptimaliseerd. De vrij optimalisatie resulteert dus in 6% lagere kosten voor het Nederlandse elektriciteitssysteem, waarbij het wel zo is dat deze kostenbesparing gedeeltelijk in Nederland en het buitenland plaatsvindt. Dit toont aan dat het goedkoper is als er meer opwek in andere Noordwest-Europese landen gerealiseerd wordt en Nederland waterstof importeert uit die landen, dan om grotendeels zelfvoorzienend te zijn (zoals het geval is bij het referentiescenario met de richtwaardes van het NPE). Daartegenover staat dat Nederland afhankelijk wordt van het buitenland voor het invullen van zijn energievraag, zowel voor waterstof als voor elektriciteit.

3.3.2 Waterstofimportprijs

De waterstofimportprijs is gebaseerd op een recente studie van CE Delft voor VNO-NCW naar de productiekosten van waterstof in Nederland, Australië, Canada, Chili, Noorwegen, Marokko, Saudi-Arabië, Zuid-Afrika en Spanje (CE Delft & TNO, 2023). Er zijn gevoeligheids-scenario uitgewerkt input van stakeholders met andere prijzen voor import van waterstof, één met een lagere prijs voor geïmporteerde waterstof en twee met hogere prijzen (zie Paragraaf A.3.2).

In het referentiescenario is er geen import van waterstof van buiten Noordwest-Europa, aangezien de kosten voor waterstofimport hoger liggen dan de kosten voor eigen productie van (blauwe en groene) waterstof. Bij hogere prijzen voor geïmporteerde waterstof zal dit verschil in kostprijzen nog groter worden en zal er dus ook geen import van waterstof zijn.

Bij de lagere prijzen van geïmporteerde waterstof verandert dit beeld ook niet. In dit geval is het nog steeds gunstiger om alle waterstof binnen Noordwest-Europa te produceren.

Dit heeft drie oorzaken:

- Blauwe waterstof is nog steeds goedkoper dan geïmporteerde groene waterstof. Dus voor de waterstofcentrales (waar blauwe waterstof voor ingezet mag worden) is het nog steeds goedkoper om blauwe waterstof te gebruiken.
- Geïmporteerde waterstof is ook in dit scenario duurder dan groene waterstof geproduceerd in Noordwest-Europa, onder meer door de lage prijzen voor elektriciteit.
- Elektrolyzers vervullen daarnaast ook een systeemfunctie voor het elektriciteitssysteem. Hierdoor kan het voor het gehele systeem goedkoper zijn om elektrolyzers in Noordwest-Europa te plaatsen, ook als de kosten per kg waterstof lager voor geïmporteerde waterstof lager zijn.

Deze gevoeligheidsanalyses laten zien dat import van groene waterstof alleen gunstig is en leidt tot lagere systeemkosten als de prijzen voor geïmporteerde waterstof (relatief) nog een stuk lager zijn dan de ondergrens die wij in deze analyses gehanteerd hebben. Scenario's met andere vormen van waterstof of import van tussenproducten (zoals ammoniak) is niet meegenomen.

3.3.3 Kosten kernenergie

De investeringskosten voor kernenergie in het referentiescenario zijn in lijn met groot-schalige kernenergie, voorgefinancierd tegen 7% WACC, waarbij de uitloop gedurende constructiefase in lijn is met moderne kernenergiecentrales. Dit leidt tot investeringskosten van € 8.400/kW. Er zijn twee gevoeligheidsanalyses uitgevoerd:

- Een scenario 'laag' welke representatief is voor een kerncentrale met voorfinanciering tegen 7% WACC en zeer korte doorlooptijd voor constructie (zeven jaar). Dit komt neer op investeringskosten van € 4.600/kW.
- Een scenario 'zeer laag' met een grootschalige kerncentrale met 3,8% WACC (vanwege overheidsfinanciering) zonder uitloop, wat leidt tot investeringskosten van € 4.100/kW.

Deze varianten zijn geselecteerd omdat alleen bij het scenario zeer laag kernenergie gerealiseerd wordt naar verwachting, gebaseerd op eerdere doorrekeningen (Witteveen & Bos et al., 2022). Zowel voor het scenario laag als zeer laag is overheidsingrijpen nodig om de risico's af te dekken en is een zeer korte bouwperiode zonder uitloop noodzakelijk. We verwachten daarom dat deze gevoeligheidsscenario's minder realistisch zijn dan de referentie.

Zowel bij het scenario met lage kosten als het scenario met zeer lage kosten voor kernenergie worden extra kerncentrales in Nederland geplaatst, omdat deze dan qua kosten kunnen concurreren met andere bronnen. In het scenario laag gaat het om in totaal ongeveer 9,5 GW kerncentrales in Nederland, dus 7,5 GW extra bovenop de richtwaarde van het NPE. Bij het scenario zeer laag wordt ongeveer 15 GW kernenergie gerealiseerd in Nederland, wat overeenkomt met ongeveer 13 GW extra bovenop de richtwaardes van het NPE. Ook in andere landen in Noordwest-Europa worden in deze varianten extra kerncentrales geplaatst, in Groot-Brittannië, Luxemburg, Noorwegen en Denemarken. In Frankrijk, Duitsland en België worden geen kerncentrales geplaatst. In Frankrijk omdat er

al veel kerncentrales staan in de referentie, in Duitsland en België omdat kerncentrales niet zijn toegestaan.

De extra kerncentrales in Nederland en omliggende landen komen in de plaats van windmolens op land en zon-pv in de omliggende landen (in Nederland blijft dit gelijk vanwege vastzetten opwek op richtwaardes NPE +/- 5%)³. In het scenario laag wordt 315 GW wind op land (340 GW in referentie) en 455 GW zon-pv (490 GW in referentie) gerealiseerd in Noordwest-Europa. In het scenario zeer laag gaat het om 295 GW wind op land en 425 GW zon-pv. De extra kerncentrales hebben geen impact op de hoeveelheid wind op zee, omdat er in de referentie al geen extra wind op zee gerealiseerd bovenop de bestaande plannen.

De extra kerncentrales in Nederland hebben als gevolg dat er meer elektriciteit geproduceerd wordt, aangezien de productie van wind en zon gelijk blijft. De additionele productie van de kerncentrales leidt tot extra productie van groene waterstof. In het scenario laag is er 7 GW elektrolyse (5 GW in referentie) en in het scenario zeer laag 10 GW. Deze elektrolyzers maken ook meer draaiuren. Door de extra productie van groene waterstof wordt Nederland netto-exporteur van groene waterstof. In totaal blijft in Noordwest-Europa het vermogen aan elektrolyse en de productie van groene waterstof gelijk, wat betekent dat in dit geval een deel van de elektrolysecapaciteit van omliggende landen naar Nederland wordt verplaatst. Dit komt doordat in andere landen minder wind en zon gerealiseerd wordt door de extra kerncentrales, maar dit in Nederland vastgezet is op de richtwaardes van het NPE +/- 5%. Doordat in Nederland meer elektrolyse gerealiseerd wordt is er ook meer waterstofopslag noodzakelijk (3,2 TWh/13 cavernes opslagcapaciteit bij scenario laag en 3,9 TWh/16 cavernes opslagcapaciteit bij scenario zeer laag, tegenover 2,6 TWh/10 cavernes in referentie).

Verder leidt de additionele productie van kerncentrales in Nederland tot meer netto-export van elektriciteit (20 TWh in laag scenario en 27 TWh in zeer laag scenario, ten opzichte van 2 TWh in referentie). Ook hier komt dit doordat in andere landen minder wind en zon gerealiseerd wordt, terwijl dit in Nederland vastgezet wordt.

Daarnaast zijn er door de extra kerncentrales minder momenten met tekorten. Hierdoor is minder langetermijnopslag (24-uurs) nodig (8 GW in laag scenario en 6 GW in zeer laag scenario, ten opzichte van 9 GW in referentie). Er is ook minder elektriciteitsproductie nodig van waterstofcentrales (5 TWh in laag scenario en 4 TWh in zeer laag scenario, ten opzichte van 7 TWh in referentie). Het opgesteld vermogen aan waterstofcentrales blijft echter wel gelijk. Dit is opvallend, aangezien de kerncentrales ook zullen draaien op momenten met tekorten en daarmee op die uren minder inzet van waterstofcentrales nodig is. Echter, op die momenten is er ook inzet nodig van langetermijnopslag (24-uurs) en de vermogens daarvan zijn een stuk lager in de gevoeligheidsscenario's met lagere kosten voor kernenergie. Dit betekent dat de kerncentrales op de momenten met de grootste tekorten alleen langetermijnopslag vervangen en nauwelijks waterstofcentrales vervangen.

De totale systeemkosten worden 9% (scenario laag) tot 11% (scenario zeer laag) lager in de varianten met lagere kosten voor kernenergie. Hierbij moet wel nogmaals benoemd worden dat we verwachten dat deze gevoeligheidsscenario's minder realistisch zijn dan de referentie.

³ In de praktijk zal er bij realisatie van zulke grote vermogens aan kernenergie naar verwachting ook in Nederland minder wind en zon gerealiseerd worden, maar dat komt niet terug door het vastzetten van de opwek.

Waterstofbalans

De vraag voor industrie en mobiliteit volgt uit het scenario voor energievraag en wordt aangenomen groen te moeten zijn. In lijn met NPE mag er in elektriciteitscentrales groene én blauwe waterstof ingezet worden. De vereiste hoeveelheid waterstof uit centrales volgt uit de behoefte voor het elektriciteitssysteem.

Tabel 6 - Waterstofvraag in Nederland

	Vraag	Toelichting groen/blauw
Centrales	12.120.000 MWh	Mag zowel groen als blauwe waterstof zijn
Directe vraag (industrie en mobiliteit)	23.470.000 MWh	Eis dat dit groene waterstof is
Totaal	35.590.000 MWh	

De waterstofproductie is weergegeven in Tabel 7 en toont dat de vraag vanuit centrales volledig wordt ingevuld met blauwe waterstof. De waterstofvraag uit de industrie is afkomstig grotendeels uit Nederlandse elektrolysecapaciteit, voornamelijk doordat er zeer goedkope stroom is door de overschotten van elektriciteit. Een klein gedeelte van de groene waterstof wordt geïmporteerd.

Tabel 7 - Waterstofproductie

	Waterstofproductie
Blauw	12.120.000
Elektrolyse in Nederland	23.360.000
Import waterstof	120.000
Totaal	35.590.000

3.3.4 Kosten hernieuwbare opwek

De kosten van hernieuwbare opwek zijn ingeschat op basis van de technology database van Danish Energy Agency (Danish Energy Agency, 2023b). De kosten van hernieuwbare opwek zijn de afgelopen jaren flink gedaald, maar het is nog onzeker in welke mate deze daling voortzet. Daarom doen we gevoeligheidsanalyses voor sterkere daling van de kosten van hernieuwbare opwek (scenario laag) en minder sterke daling van de kosten (scenario hoog). De aannames voor het scenario laag en scenario hoog zijn ook gebaseerd op de technology database van Danish Energy Agency (Danish Energy Agency, 2023b).

In dit onderzoek zetten we het vermogen van hernieuwbare opwek in Nederland vast op de richtwaardes van het NPE, met een bandbreedte van +/- 5%. Dit geldt ook voor deze gevoeligheidsanalyses. Bij het referentiescenario wordt het vermogen van wind op land tot de bovengrens geplaatst (+5% van de NPE-waarde), aangezien dit de meest kosteneffectieve techniek is. Er wordt een minimaal vermogen zon en wind op zee geplaatst. Bij de gevoeligheidsanalyses voor hogere en lagere kosten van hernieuwbare opwek blijft dit hetzelfde, aangezien de onderlinge kostenverhouding tussen zon, wind op land en wind op zee niet veel veranderen. Ook vindt er geen uitruil plaats van hernieuwbare opwek naar meer/minder opslag of inzet van waterstofcentrales. Dit laat zien dat zowel bij de lagere kosten als hogere kosten van hernieuwbare opwek meer wind op land, en minder zon en wind op zee, dan de richtwaardes van het NPE wenselijk is.

De respectievelijk hogere en lagere kosten van hernieuwbare opwek hebben een beperkte impact op de inzet van flexibele bronnen in Nederland:

- Bij lagere kosten voor hernieuwbare opwek neemt de inzet van kerncentrales met 15% af (3.900 vollasturen in plaats van 4.500). Bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek neemt de inzet met 10% toe (5.000 vollasturen in plaats van 4.500).
- Bij lagere kosten voor hernieuwbare opwek vindt op iets meer momenten curtailment plaats (34 TWh curtailment ten opzichte van 24 TWh bij referentie), bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek iets minder (20 TWh).
- In het scenario met lagere kosten voor hernieuwbare opwek vindt meer import van elektriciteit plaats (10 TWh import ten opzichte van 2 TWh export in referentie), en wordt vervangen door meer opwek van zon-pv in andere landen. In het scenario met hogere kosten vindt meer export plaats door minder opwek van zon-pv in andere landen (6 TWh export).
- Daartegenover staat dat bij lagere kosten van hernieuwbare opwek iets minder langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd wordt en bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek iets meer. Er vindt bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek geen verschuiving plaats van langetermijnopslag (24-uurs) naar Li-ion-batterijen met een hogere efficiëntie, hiervoor zijn de kosten voor hernieuwbare opwek nog niet hoog genoeg (dit gebeurt wel bij een hogere WACC, zie Paragraaf 3.3.8).
- De inzet van elektrolyzers (vermogen en aantal vollasturen) blijft vrijwel gelijk.

Voor de andere landen in Noordwest-Europa wordt het vermogen voor hernieuwbare opwek niet vastgezet. Bij lagere kosten voor hernieuwbare opwek wordt meer zon-pv gerealiseerd (550 GW in plaats van 490 GW). De vermogens van wind op land en wind op zee blijven ongeveer gelijk. Bij wind op zee zien we in alle varianten dat er geen extra opwek wordt geplaatst door de hoge kosten, bij wind op land is dit wel opvallend. Dit laat zien dat dit vermogen aan wind op land in Noordwest-Europa robuust leidt tot de laagste kosten en dat er geen meerwaarde is voor het realiseren van meer wind op land, ook niet bij lagere kosten. De hoeveelheid wind op land is al maximaal ontwikkeld en bij gelijkblijvende vraag is er dus geen additionele opwek wind op land vereist.

Bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek blijft de hoeveelheid wind op zee en wind op land ook vrijwel gelijk, maar wordt juist minder zon-pv gerealiseerd dan in de referentie (430 GW). Dit laat zien dat de kosten van hernieuwbare opwek vooral impact hebben op de (kosten-optimale) hoeveelheid zon-pv in het systeem en niet op overige bronnen.

Bij lagere kosten voor hernieuwbare opwek neemt de totale productie van wind en zon toe. Dit leidt tot een verminderd aantal vollasturen voor kerncentrales (wel evenveel vermogen) en een lager vermogen en aantal vollasturen aan waterstofcentrales. Er is daarnaast een stuk meer curtailment (275 TWh ten opzichte van 210 TWh in referentie). Het totale vermogen aan langetermijnopslag (24-uurs) wordt iets groter in Noordwest-Europa bij lagere kosten voor hernieuwbare opwek, doordat extra hernieuwbare opwek gerealiseerd wordt (in tegenstelling tot in Nederland waar dit niet het geval is, aangezien geen extra opwek wordt gerealiseerd en meer elektriciteit geïmporteerd wordt). Bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek gebeurt het tegenovergestelde.

De totale systeemkosten in Noordwest-Europa worden 5% lager bij lage kosten voor hernieuwbare opwek en 6% hoger bij hogere kosten voor hernieuwbare opwek.

3.3.5 Kosten batterijopslag

De kosten van batterijen zullen de komende jaren naar verwachting verder dalen, maar de mate van daling van is nog onzeker. Bij deze gevoeligheidsanalyse rekenen we daarom ook met lagere en hogere kosten van batterijen. De prognoses voor het laag- en hoog scenario zijn gebaseerd op de onder- en bovengrens van prognoses van NREL (NREL, 2022). In het

scenario varieert ook de prijs van flowbatterijen. De exacte aannames zijn te vinden in Paragraaf A.3.5. De kosten van langetermijnopslag (24-uurs) veranderen we niet.

Lagere batterijkosten

Bij het scenario met lagere kosten voor batterijen verbetert de concurrentiepositie van Li-ion-batterijen en flowbatterijen ten opzichte van langetermijnopslag (24-uurs). In dit scenario wordt nog steeds veel langetermijnopslag (24-uurs) ingezet, ook al zijn de kosten per MWh geleverde energie voor Li-ion-batterijen een stuk lager. Dit laat nog sterker zien dat er in het systeem een grote behoefte is aan langetermijnopslag. Wel leiden de lagere prijzen voor Li-ion-batterijen ertoe dat er wat minder langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd wordt (8 GW in plaats van 9 GW bij de referentie). Dit wordt voornamelijk vervangen door 4-uurs-Li-ionbatterijen (0,8 GW). Er worden nog steeds bijna geen flow-batterijen ingezet.

In Noordwest-Europa als geheel worden in dit scenario relatief een stuk meer 4-uurs-batterijen gerealiseerd (55 GW) ten opzichte van de 24-uurslangetermijnopslag (53 GW). Daarnaast wordt in andere landen ook een fors vermogen aan flowbatterijen (10 GW) gerealiseerd. In het referentiescenario is er alleen een significant vermogen aan 24-uurs langetermijnopslag (79 GW). In het scenario met lage batterijkosten liggen de systeemkosten iets (ongeveer 0,3%) lager in Noordwest-Europa, door de goedkopere opslag.

Hogere batterijkosten

Bij hogere kosten voor batterijen verslechtert de concurrentiepositie van Li-ion-batterijen en flowbatterijen ten opzichte van langetermijnopslag (24-uurs). In de referentie werden deze types opslag al nauwelijks ingezet en bij hogere prijzen voor deze technieken verandert dit uiteraard niet. Hierdoor zijn er nauwelijks verschillen tussen het scenario met hogere kosten voor batterijopslag en het referentiescenario.

3.3.6 Kosten elektrolyzers, waterstofopslag en waterstofinfrastructuur

Voor ontwikkeling van de kosten van waterstof en de onderlinge concurrentie tussen elektrolyzers en batterijen is de ontwikkeling van de kosten van elektrolyse, waterstofopslag en waterstofinfrastructuur van belang. We hebben een inschatting gemaakt van een laag en een hoog variant voor elektrolyse en waterstofopslag, op basis van dezelfde bronnen als in het referentiescenario. De exacte aannames zijn te vinden in Paragraaf A.3.6. Bij het scenario met lagere kosten leidt met name de lagere kosten voor elektrolyse ertoe dat de concurrentiepositie van groene waterstof verbetert ten opzichte van blauwe waterstof en wordt groene waterstof goedkoper dan blauwe waterstof. Hierdoor wordt in Nederland en ook in omliggende landen voor de centrales alleen nog maar groene waterstof ingezet en neemt de vraag naar groene waterstof toe. Om aan deze vraag te voldoen worden extra elektrolyzers in Nederland gerealiseerd (9 GW in plaats van 5 GW). Deze zijn echter onvoldoende om in de totale binnenlandse groene waterstofvraag te voorzien, waardoor ook import noodzakelijk. Door de extra inzet van elektrolyzers is ook een stuk meer capaciteit voor waterstofopslag noodzakelijk: 9,4 TWh tegenover 2,6 TWh in de referentie.

Deze import komt uit andere Noordwest-Europese landen. In de andere landen in Noordwest-Europa is in daarom meer productie van groene waterstof noodzakelijk, gezien alle groene waterstof binnen Noordwest-Europa wordt geproduceerd. De totale opwek van wind, zon en kernenergie verandert nauwelijks in dit scenario. De extra groene waterstofvraag van centrales wordt namelijk opgevangen wordt door meer overschotten om te zetten in waterstof in plaats van curtailment. Er wordt een stuk meer vermogen aan

elektrolyzers geplaatst (72 GW in Noordwest-Europa ten opzichte van 40 GW in referentie) en er is daarnaast ook meer waterstofinfrastructuur en waterstofopslag nodig (53 TWh opslagcapaciteit ten opzichte van 18 TWh in referentie). Deze assets worden minder uren in het jaar ingezet, maar de kosten hiervoor liggen in dit scenario een stuk lager waardoor dit alsnog kostentechnisch uit kan. De hoeveelheid curtailment is 155 TWh in Noordwest-Europa ten opzichte van 210 TWh in referentie.

Bij hogere kosten voor elektrolyse, waterstofinfrastructuur en waterstofopslag verandert er weinig. Dit komt doordat er in de referentie al maximaal ingezet wordt op inzet van blauwe waterstof (bij centrales) en doordat ook bij dit scenario met hogere kosten import van groene waterstof nog steeds duurder is. Dit betekent dat de vraag naar groene waterstof nog steeds in Noordwest-Europa ingevuld wordt. Ook zijn er geen significante wijzigingen in de onderlinge concurrentiepositie tussen verschillende flexibiliteitsbronnen. Wel nemen de totale systeemkosten ongeveer 2% toe in dit scenario, door de hogere kosten voor elektrolyse, waterstofopslag en waterstofinfrastructuur.

3.3.7 Vraagscenario

Er is onzekerheid rondom de ontwikkeling van de energievraag, zowel voor de totale vraag als de verhouding tussen verschillende energiedragers. Het vraagscenario heeft een belangrijke impact op de invulling van de optimale energiemix. Om de onzekerheid over de vraagontwikkeling te ondervangen rekenen we ook de twee andere IP2024-scenario's Klimaatambitie en Internationale Ambitie door. Beide varianten hebben een lagere elektriciteitsvraag dan het referentiescenario, Internationale Ambitie het laagst. Dit scenario heeft wel een hogere waterstofvraag. De exacte cijfers van deze drie varianten zijn te vinden in Paragraaf A.3.7.

Het is van belang daarbij op te merken dat we alleen de kosten van het elektriciteitsstelsel doorrekenen. De energievraag in de sectoren (na bijvoorbeeld energiebesparing) wordt in de varianten ingevuld met andere bronnen zoals bijvoorbeeld moleculen. Kosten voor bijvoorbeeld fossiel energievraag zijn geen onderdeel van onze kostenberekening, maar bijvoorbeeld groene waterstof voor de industrie wel. Het is echter goed mogelijk dat lagere benoemde kosten in de elektriciteitssector betekenen dat in andere sectoren er meer kosten gemaakt worden (zoals meer gebruik fossiel brandstoffen). De kostengetallen zijn dus geen totale systeemkosten, maar kosten voor elektriciteit.

Internationale ambitie

Het scenario Internationale Ambitie heeft een fors lagere elektriciteitsvraag dan het referentiescenario terwijl de opgestelde vermogens van wind, zon en kernenergie ongeveer gelijk blijven. Dit betekent dat er veel meer overschotten van elektriciteit zijn. Dit leidt ertoe dat er in dit scenario een stuk meer elektrolyse is, 9 GW in plaats van 5 GW. Deze elektrolyzers hebben ook iets meer vollasturen. Hierdoor is ook meer waterstofopslag nodig: 4,3 TWh tegenover 2,6 TWh in de referentie.

Er is, ondanks dat er een stuk minder elektriciteitsvraag is, weinig extra curtailment in dit scenario. Wel wordt er veel meer elektriciteit geëxporteerd (22 TWh op jaarbasis, ten opzichte van 2 TWh bij de referentie).

Er wordt dus een stuk meer waterstof geproduceerd in dit scenario. Daartegenover staat dat de waterstofvraag ook een stuk hoger ligt. In totaal wordt er iets meer waterstof geproduceerd in dit scenario dan de vraag in Nederland, wat betekent dat Nederland netto-exporteur is van (groene) waterstof.

Dit vraagscenario leidt tot lagere systeemkosten dan het referentiescenario. De daling van de totale systeemkosten in Noordwest-Europa komt overeen met 3% van de systeemkosten in Nederland. De daling komt doordat de totale energievraag (elektriciteit + waterstof) in dit scenario lager ruim 15% lager ligt. De daling van de kosten is een stuk lager dan 15%, aangezien waterstof duurder is dan elektriciteit.

Klimaatambitie

Het scenario Klimaatambitie heeft ook een lagere elektriciteitsvraag dan het referentiescenario, maar wel een hogere elektriciteitsvraag dan het scenario Internationale Ambitie. De waterstofvraag is in dit scenario iets hoger dan het referentiescenario, maar lager dan het scenario Internationale Ambitie. Dit betekent dat dit scenario zowel voor de elektriciteitsvraag als waterstof tussen het referentiescenario en het scenario Internationale Ambitie in zit.

Daardoor zitten de resultaten ook tussen de resultaten van de referentie en het scenario Internationale Ambitie:

- Er is in dit scenario meer elektrolyse dan bij de referentie (7 GW ten opzichte van 5 GW) en deze elektrolyzers hebben iets meer vollasturen.
- Er is meer waterstofproductie, (iets) meer waterstofvraag en meer waterstofopslag dan in de referentie. Netto is Nederland exporteur van waterstof in dit scenario.
- Er is ook in dit scenario meer export van elektriciteit dan in de referentie (8 TWh ten opzichte van 2 TWh).

Dit vraagscenario leidt tot lagere systeemkosten dan het referentiescenario. De daling van de totale systeemkosten in Noordwest-Europa komt overeen met 5% van de systeemkosten in Nederland. De daling komt doordat de totale energievraag (elektriciteit + waterstof) in dit scenario lager ruim 10% lager ligt. De daling van de kosten is een stuk lager dan 10%, aangezien waterstof duurder is dan elektriciteit.

3.3.8 WACC

De WACC bepaalt de kosten voor kapitaal van een techniek. Deze studie is een maatschappelijke optimalisatie waarbij met één WACC wordt gerekend voor alle technieken van 2,25%. Een WACC voor commerciële partijen hangt onder andere van hun risicoprofiel en varieert zo tussen de 6 en 12%. Voor SDE++-projecten wordt gerekend met 5,8%. We modelleren voor deze gevoeligheidsanalyse het energiesysteem ook met een WACC van 8% voor de commerciële sector, een gemiddelde commerciële WACC. Er is geen verdere differentiatie binnen technieken. Voor de (semi-)publieke sector, waar de netbeheerders onder vallen, rekenen we wel met de maatschappelijke WACC van 2,25%.

Een optimalisatie met een commerciële WACC komt naar verwachting dichterbij overeen met het energiesysteem dat daadwerkelijk gerealiseerd zal worden, aangezien partijen hun investeringsbeslissingen baseren op een commerciële WACC. Een hogere WACC leidt tot hogere kapitaalkosten, maar heeft geen impact op de operationele kosten. Daarmee zorgt een hogere WACC tot een relatief minder gunstige concurrentiepositie voor CAPEX-intensieve technieken en een relatief gunstigere concurrentiepositie voor technieken die vooral hoge operationele kosten hebben.

De vermogens van wind, zon-pv en kernenergie in Nederland veranderen niet door het toepassen van een commerciële WACC. Dit komt met name doordat de vermogens voor deze bronnen vastgezet op +/- 5% van de richtwaardes van de NPE.

Wel verandert de onderlinge concurrentiepositie van de flexibele bronnen, waardoor de verhouding hiervan verandert. We zien dat er een stuk minder langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd komt. Dit komt doordat deze techniek erg kapitaalintensief is en doordat de energieverliezen bij deze techniek significant zijn. Bij een lage WACC is dit niet zo erg, aangezien de kapitaalkosten van de opslag zelf beperkt zijn en doordat de kosten van hernieuwbare opwek dan laag zijn (waardoor de kosten van de energieverliezen beperkt zijn). Maar bij een hogere WACC leveren zowel de kapitaalkosten van de opslag zelf als die van hernieuwbare opwek hogere kosten op. Ter vervanging van de langetermijnopslag (24-uurs) worden meer Li-ion-batterijen en meer waterstofcentrales geplaatst. Li-ion-batterijen worden gunstiger omdat hierbij minder energieverliezen plaatsvinden. Waterstofcentrales omdat deze lage kapitaalkosten hebben, het grootste deel van de kosten komt van het gebruik van blauwe waterstof⁴. Voor deze technieken nemen de kosten ook toe door een hogere WACC, maar minder dan bij langetermijnopslag (24-uurs).

In andere landen in Noordwest-Europa wordt ook een stuk minder langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd en wordt dit vervangen door Li-ion-batterijen en waterstofcentrales. Daarnaast wordt er ongeveer 10% minder wind en zon gerealiseerd, door de hogere kosten van hernieuwbare opwek. Het gat van minder opwek van wind en zon wordt deels opgevuld doordat kerncentrales 20% meer draaiuren maken. Er wordt geen extra vermogen aan kerncentrales gerealiseerd. Daarnaast is er bijna twee keer zoveel inzet van waterstofcentrales. Hier wordt ook meer vermogen voor gerealiseerd (98 GW ten opzichte van 64 GW in referentie). Daarnaast is er een stuk minder curtailment en zijn er door inzet van Li-ion-batterijen in plaats van langetermijnopslag (24-uurs) minder energieverliezen. Door de verhoogde inzet van waterstofcentrales is er ook een hogere waterstofvraag, die ingevuld wordt met extra blauwe waterstof.

De totale systeemkosten liggen bij een hogere WACC uiteraard een stuk hoger, aangezien de kosten van kapitaal hoger liggen. De totale systeemkosten liggen ongeveer 65% hoger in Noordwest-Europa, ongeveer € 180 miljard per jaar in plaats van € 110 miljard in de referentie. Dit komt overeen met ongeveer € 60/MWh energievraag, ten opzichte van ongeveer € 35/MWh bij een maatschappelijke WACC.

3.3.9 Extreem weerjaar

Voor het referentiescenario wordt er in lijn met de IP24-scenario's gewerkt met weerjaar 2012. Dit is een divers weerjaar dat representatief is voor de dynamieken van de jaren uit de nabije geschiedenis. We doen ook een gevoeligheidsanalyse met een extreem weerjaar. Ook in een extreem weerjaar moet er voldoende flexibiliteit gerealiseerd worden voor voldoende leveringszekerheid.

Voor het extreme weerjaar werken we met het extreme weerjaar dat ook in II3050 gebruikt wordt. 1987 is een jaar met langere periodes van aanhoudende kou, wat samenvalt met een beperkte opbrengst uit hernieuwbare energie. Het is niet alleen een jaar representatief voor dunkelflautes, maar is ook een stresstest voor een volledig hernieuwbaar energiesysteem.

In het extreme weerjaar is de totale elektriciteitsvraag vergelijkbaar, al zijn er dus wel grotere vraagpieken bij langere periodes met aanhoudende kou. Er is evenveel opgesteld vermogen van wind en zon, maar deze bronnen produceren een stuk minder dan in een gemiddeld jaar. De totale productie van deze bronnen is 258 TWh, ten opzichte van

⁴ De prijs voor blauwe waterstof is vastgezet in het model, waardoor deze niet verandert bij een hogere WACC. De blauwe waterstofprijs is de verwachte marktprijs en daarin is al een commerciële WACC meegenomen.

273 TWh in een gemiddeld jaar. Dit leidt ertoe dat er een stuk minder overschotten van elektriciteit zijn, waardoor er minder waterstof geproduceerd wordt met elektrolyse. Ten opzichte van een gemiddeld weerjaar is een stuk minder opgesteld vermogen aan elektrolyse (2 GW ten opzichte van 5 GW in referentie) en langetermijnopslag (8 GW ten opzichte van 9 GW in referentie) wenselijk. Daarnaast is minder waterstofopslag noodzakelijk (1,7 TWh in plaats van 2,6 TWh). In de praktijk zullen echter investeringsbeslissingen genomen worden op basis van het gemiddelde jaar, en zullen deze installaties er ook in een extreem jaar staan. Dit betekent dat een deel van de elektrolyzers en langetermijnopslag (24-uurs) niet ingezet worden in een extreem weerjaar, of dat alle installaties minder draaiuren maken.

Daarnaast zijn er het extreme weerjaar meer tekorten van elektriciteit, en zijn er lange Dunkelflaute-periodes met aanhoudende kou en weinig hernieuwbare opwek. Om in de vraag te kunnen voorzien in de Dunkelflaute-periodes zijn meer waterstofcentrales nodig dan in een gemiddeld weerjaar (9,5 GW ten opzichte van 8,6 GW in gemiddeld jaar). De extra centrales die gebouwd moeten worden om aan de vraag te kunnen voorzien in een extreem weerjaar zijn slechts eens in de paar jaar noodzakelijk, wat de businesscase lastig maakt (meer hierover in Paragraaf 4.4.2). Daarnaast wordt in een extreem weerjaar een stuk vaker vraag afgeschakeld (12 vollasturen ten opzichte van 1 vollastuur in de referentie), ook met 0,9 GW extra waterstofcentrales.

Een ander gevolg van het extreme weerjaar is dat Nederland meer afhankelijk wordt van import van energie. Op momenten met weinig hernieuwbare opwek zal meer import van elektriciteit plaatsvinden. En doordat er minder groene waterstof gemaakt wordt, is ook meer import van groene waterstof noodzakelijk.

Ook in andere landen is er sprake van een extreem weerjaar, met aanhoudende periodes van kou en weinig hernieuwbare opwek. In dit geval is ook in andere landen meer opgesteld vermogen aan waterstofcentrales nodig (84 GW ten opzichte van 64 GW in referentie). Daarnaast is er in het extreme weerjaar ook meer wind op land en zon-pv nodig om te voorzien in de vraag, om te compenseren voor het lagere aantal draaiuren. Als dat niet gebeurt, is er meer inzet van waterstofcentrales noodzakelijk en zal minder elektrolyse mogelijk zijn. Hierdoor is meer blauwe waterstofproductie noodzakelijk (voor centrales) en zal ook import van groene waterstof noodzakelijk zijn (vanwege minder inzet elektrolyse).

Een andere mogelijkheid, voor zowel Nederland als Noordwest-Europa, is om een strategische reserve voor waterstof aan te leggen. Deze reserve kan dan ingezet worden om de vraag te kunnen dekken in slechte jaren. Hiervoor is dan in andere jaren meer productie of import van waterstof noodzakelijk. Daarnaast is hier aanvullende opslagcapaciteit voor nodig, bovenop de opslagcapaciteit die noodzakelijk is voor het balanceren van vraag en aanbod van waterstof binnen het jaar. Hetzelfde is mogelijk voor elektriciteit, waarbij de strategische reserves zou bestaan uit de extra regelbare centrales die alleen nodig zijn in extremere weerjaren. De afweging rondom een strategische reserve hebben we in dit onderzoek niet onderzocht.

De totale systeemkosten in Noordwest-Europa liggen in een extreem weerjaar ruim 7% hoger dan in een gemiddeld jaar.

3.3.10 Toestaan ombouw kolencentrales naar biomassa

In dit gevoeligheidsscenario onderzoeken we de potentiële rol van kolencentrales die omgebouwd worden naar biomassacentrales. Hiervoor staan we in het model de ombouw van kolencentrales naar biomassacentrales toe. De bestaande kolencentrales worden alleen

omgebouwd als dit leidt tot lagere maatschappelijke kosten. Biomassacentrales, in combinatie met CCS, kunnen ook leiden tot negatieve emissies. Dit nemen we in deze gevoeligheidsanalyse niet mee.

Er worden in deze gevoeligheidsanalyse vrijwel geen omgebouwde biomassacentrales geplaatst. Dit komt doordat de kosten per MWh geproduceerde elektriciteit veel hoger liggen dan de directe concurrent, gascentrales die worden omgebouwd naar waterstofcentrales. De investeringskosten per MW liggen voor het ombouwen van kolencentrales naar biomassacentrales ruim drie keer zo hoog. Ook in andere landen in Noordwest-Europa worden geen biomassacentrales gerealiseerd.

Bovenstaande laat zien dat er productie van elektriciteit met naar biomassa omgebouwde kolencentrales niet kosteneffectief is. En dat elektriciteitsproductie met biomassa naar verwachting alleen een potentiële rol in de elektriciteitsmix heeft bij gecombineerde inzet met CCS voor het realiseren van negatieve emissies. Hier kijken we in dit onderzoek echter niet naar.

3.3.11 Geen potentie voor langetermijnopslag (24-uurs)

Uit de doorrekening van het referentiescenario volgt dat er in het toekomstige energiesysteem een forse behoefte is aan langetermijnopslag (24-uurs), die ingevuld kan worden met technieken zoals CAES. Er is echter nog veel onzekerheid rondom de potentie, en ook de kosten, van technieken voor langetermijnopslag van elektriciteit. Daarom doen we ook een gevoeligheidsanalyse waarbij we de potentie voor technieken voor langetermijnopslag op 0 zetten, om te zien welke andere technieken de flexibiliteitsbehoefte dan invullen. In het referentiescenario wordt 8,9 GW langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd.

In dit scenario wordt een deel van de behoefte aan flexibiliteit in Nederland ingevuld met Li-ion-batterijen, met name 4-uursbatterijen (2,6 GW) en 8-uursbatterijen (2,1 GW). Er worden ook in dit scenario bijna geen 2-uursbatterijen gerealiseerd, wat aangeeft dat er weinig behoefte is aan balanceringsopslag op deze korte tijdschalen⁵. De batterijen vervangen echter niet volledig de rol van langetermijnopslag (24-uurs). Er worden extra elektrolyzers gerealiseerd (7 GW in plaats van 5 GW) voor het omzetten van langetermijnoverschotten naar waterstof en er is meer curtailment. Voor het invullen van de tekorten die nu niet meer ingevuld worden met langetermijnopslag (24-uurs) zijn extra waterstofcentrales noodzakelijk (15 GW en 10 TWh productie ten opzichte van 8,6 GW en 7 TWh productie in referentie). Ook vindt er netto meer import van elektriciteit plaats.

In andere landen in Noordwest-Europa vindt eenzelfde verschuiving plaats. Ook daar worden extra Li-ion-batterijen, waterstofcentrales en elektrolyse gerealiseerd als er geen langetermijnopslag (24-uurs) mogelijk is. De opgestelde vermogens van wind, zon- en kern-energie veranderen nauwelijks, wat betekent dat de optimale verhouding tussen deze bronnen niet significant verandert als er geen langetermijnopslag (24-uurs) van elektriciteit mogelijk is.

De totale kosten van het energiesysteem worden tot 5% hoger indien er geen langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd kan worden. Dit toont de meerwaarde van langetermijnopslag voor het energiesysteem en onderstreept de urgentie om in te zetten op het stimuleren van technieken die deze rol in het systeem kunnen spelen.

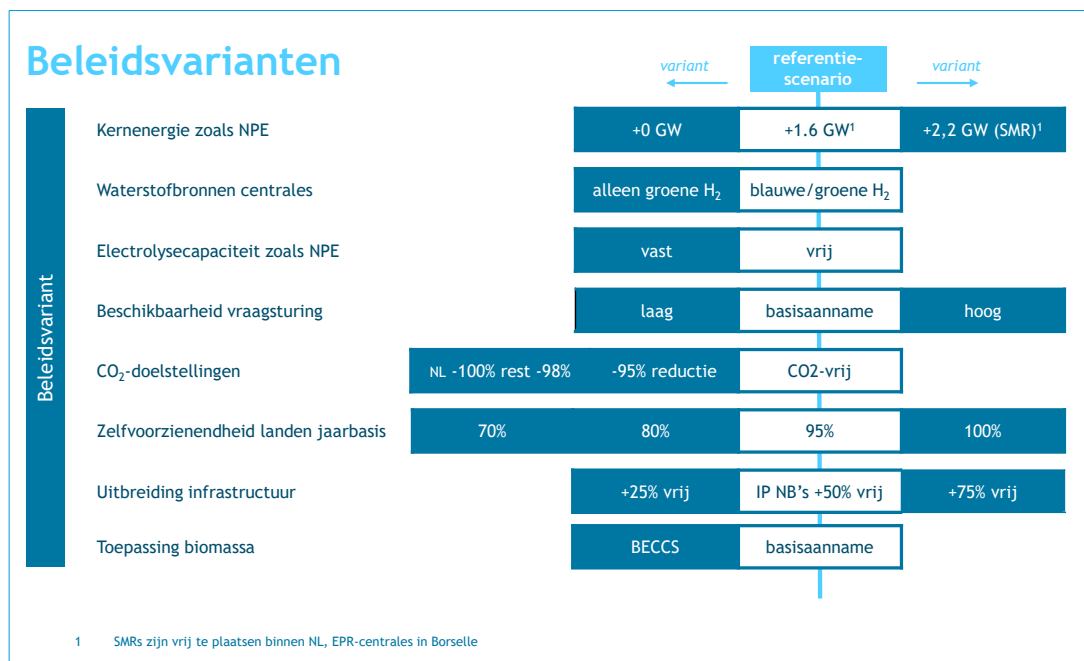
⁵ Wel voor balanceringsmarkten, zie Paragraaf 4.7.

3.4 Beleidsvarianten voor energiemix

Op basis van het referentiescenario wordt onderzocht wat voor effect bepaalde beleidskeuzes hebben op het resulterende energiesysteem en de resulterende marktdynamiek. We willen bijvoorbeeld inzicht verschaffen in hoe dit eruit zal gaan zien als we uitgaan van de richtwaarden uit het NPE, als er financiële ondersteuning voor bepaalde technologieën wordt ingezet of als we bepaalde hoeveelheden CO₂-emissies of blauwe waterstof wél in het systeem toegestaan. Omdat dit zaken zijn waar overheidsbeleid significante invloed op kan uitoefenen, hebben we deze gevoeligheden samengebracht in een analyse van beleidsvarianten.

De verschillende beleidsvarianten die wij onderzoeken zijn opgenomen in Figuur 20. Hierbij maken we steeds een uitstap vanuit het referentiescenario. Om de hoeveelheid varianten beperkt te houden worden er geen gevoeligheden gestapeld.

Figuur 20 - Doorgerekende beleidsvarianten



Hierna worden de resultaten van de beleidsvarianten besproken.

3.4.1 Kernenergie zoals NPE

Het NPE schrijft voor dat er in 2035 een eerste kerncentrale opgeleverd wordt met een vermogen van 1,6 GW. Dit betekent samen met de Borssele centrale een vermogen van 2,1 GW in Nederland beschikbaar is. In deze beleidsvariant rekenen we met twee andere varianten wat betreft het opgestelde vermogen.

- Voor de eerste beleidsvariant rekenen we met een vast vermogen van 0,5 GW, oftewel het huidige opgesteld vermogen.
- In een tweede beleidsvariant rekenen we met vast 2,1 GW vermogen en vast twee extra SMR's (Small Modular Reactors) van 0,3 GW. Daarmee is het totaal dus 2,7 GW in deze variant. Het model bepaalt zelf binnen Nederland de ideale locatie. Voor de kosten nemen we de kosten aan uit het referentiescenario.

Geen extra kerncentrales

In de eerste beleidsvariant worden geen extra kerncentrales geplaatst en blijft alleen de huidige centrale in Borssele actief. Dit leidt tot 8 TWh minder productie van kerncentrales ten opzichte van de referentie. Er verandert niets in de opgestelde vermogens van wind op land, wind op zee en zon, met name doordat deze vermogens vastgesteld zijn op de richtwaarden van het NPE +/- 5%. Wind op zee en zon worden in de referentie minimaal ingezet binnen deze bandbreedtes en dat blijft zo met minder productie van kernenergie. Wind op land wordt binnen de bandbreedte maximaal ingezet in de referentie. Bij minder productie van kerncentrales blijft dat het geval.

Bovenstaande betekent dat er minder elektriciteit geproduceerd wordt in Nederland. Dit leidt er vooral toe dat er minder elektrolyse toegepast wordt in Nederland (4,5 GW en 30 TWh ten opzichte van 5,2 GW en 35 TWh in de referentie). Hierdoor is wel iets meer import van waterstof noodzakelijk. Naast minder inzet van elektrolyse vindt er ook iets minder curtailment plaats. Verder zijn er geen significante wijzigingen.

Het plaatsen van iets minder kerncentrales in Nederland heeft een beperkte impact op de optimale mix in omliggende landen. Er worden geen extra kerncentrales geplaatst in andere landen ten opzichte van de referentie. Wel wordt er wat extra wind op land en zon-pv geplaatst in andere landen.

De totale systeemkosten worden wat lager door het plaatsen van minder kerncentrales in Nederland. De daling van de totale systeemkosten in Noordwest-Europa komt overeen met 2% van de systeemkosten in Nederland. Dit laat zien dat de ambitie voor het plaatsen van nieuwe kerncentrales in Nederland, naast het realiseren van veel wind op land, wind op zee en zon-pv, leidt tot hogere kosten voor het energiesysteem in Noordwest-Europa. Dit kwam ook al naar voren bij de vrije optimalisatie (Paragraaf 3.3.1), waarin dit vrij gelaten wordt en er geen extra kerncentrales gerealiseerd worden in Nederland.

Twee extra SMR's, bovenop richtwaarde NPE

In de tweede beleidsvariant worden twee extra SMR's van 0,3 GW toegevoegd, dus in totaal 0,6 GW. Deze centrales draaien ongeveer 4.800 vollasturen (55% capaciteitsfactor) en produceren daarmee ongeveer 3 TWh per jaar. Deze SMR-centrales worden geplaatst in Oost-Nederland, aangezien daar minder aanbod van elektriciteit is ten opzichte van de kustprovincies (waar veel aanbod is van wind op zee).

Er verandert niets in de opgestelde vermogens van wind op land, wind op zee en zon, met name doordat deze vermogens vastgesteld zijn op de richtwaarden van het NPE +/- 5%. Wind op zee en zon worden in de referentie al minimaal ingezet binnen deze bandbreedtes, dus daar verandert extra opwek niets aan. Wind op land wordt binnen de bandbreedte maximaal ingezet in de referentie, en dat blijft bij deze gevoeligheid zo door de lage kosten voor wind op land.

Dit betekent dat er extra productie van elektriciteit is bij deze gevoeligheidsanalyse. Deze extra productie wordt deels benut voor extra productie van waterstof. Zowel het opgesteld vermogen als het aantal draaiuren neemt iets toe. De extra geproduceerde waterstof leidt tot een netto-exportsaldo voor waterstof. Het toevoegen van twee SMR's van 0,3 GW heeft een klein effect op de benodigde opslagcapaciteit (8,9 GW in plaats van 9,0 GW). De totale systeemkosten in Nederland worden iets hoger.

Op Noordwest-Europees niveau heeft het toevoegen van 0,6 GW SMR-centrales in Nederland weinig impact. Er wordt iets minder zon-pv en iets minder wind op land geplaatst in omliggende landen.

Het is nog onzeker wat de kosten worden van SMR's in de toekomst, aangezien deze op dit moment nog niet commercieel beschikbaar zijn. Daarom is het ook nog onzeker of de inzet van SMR's tot hogere of lagere systeemkosten leidt.

3.4.2 Waterstofcentrales alleen groene waterstof

In het referentiescenario kunnen waterstofcentrales zowel gebruik maken van blauwe en groene waterstof. In deze beleidsvariant onderzoeken we het effect van het stellen van de doelstelling om alle waterstofvraag uit elektriciteitscentrales ook te vervullen met groene waterstof. Hierbij wordt dus rekening gehouden met de internationale prijs van groene waterstof en de toepasbare importcapaciteit.

In het referentiescenario maken waterstofcentrales uitsluitend gebruik van blauwe waterstof, aangezien deze goedkoper is. De vraag naar groene waterstof neemt uiteraard toe als deze centrales gebruik maken van groene waterstof. Doordat de (marginale) kosten van de waterstofcentrales verslechtert, neemt de inzet van deze centrales ook af. Een van de belangrijkste veranderingen in de energiemix als waterstofcentrales alleen groene waterstof mogen gebruiken zijn:

- De inzet van waterstofcentrales wordt minder. Deze produceren 25% minder elektriciteit op jaarbasis: 4,6 TWh ten opzichte van 6,3 TWh in de referentie. Het opgesteld vermogen aan waterstofcentrales wijzigt niet.
- Door de extra groene waterstofvraag komen er meer elektrolyzers (6,1 GW in plaats van 5,1 GW) en produceren deze meer waterstof (27 TWh waterstof in plaats van 23 TWh waterstof).
- Er is ook meer opslag van waterstof noodzakelijk door extra (volatiele) productie van waterstof met elektrolyzers: 8,6 TWh opslagcapaciteit ten opzichte van 2,6 TWh in de referentie.
- Het gat dat ontstaat door minder elektriciteitsproductie (van waterstofcentrales) en meer elektriciteitsvraag (van elektrolyzers) wordt ingevuld met extra import van elektriciteit en iets minder curtailment.
- De import van groene waterstof neemt ook toe, aangezien de extra waterstofproductie van elektrolyzers niet voldoende is om te voldoen aan de extra groene waterstofvraag van centrales.

Op Noordwest-Europees niveau wordt de extra groene waterstof ingevuld met extra elektrolyse. Daarvoor wordt extra wind op land en zon-pv gerealiseerd in de omliggende landen (geen extra wind op zee en kernenergie). Er vindt ook in dit scenario geen import van groene waterstof plaats, aangezien productie binnen Noordwest-Europa goedkoper is. Doordat groene waterstof duurder is dan blauwe waterstof verslechtert de concurrentiepositie van waterstofcentrales en worden er iets minder waterstofcentrales gerealiseerd (60 GW ten opzichte van 64 GW in de referentie). Hiertegenover staat de realisatie van extra langetermijnopslag (24-uurs) van elektriciteit (82 GW in plaats van 79 GW).

De totale systeemkosten worden in Noordwest-Europa ruim 3% hoger als waterstofcentrales alleen op groene waterstof mogen draaien. Dit laat zien dat het toestaan van gebruik van blauwe waterstof tot lagere kosten leidt.

3.4.3 Elektrolysecapaciteit zoals NPE

In het referentiescenario laten we het opstellen van elektrolyzers een van de vrijheden van het model omdat het een integraal onderdeel is van de flexibiliteit van het elektriciteitsstelsel. In een variant wordt deze waarde vastgezet op 8 GW, in lijn met het NPE om te duiden wat het effect van voorgenomen doelstellingen is op onder andere binnenlandse waterstofproductievolume, waterstofopslag en vollasturen van de elektrolyzers.

In het referentiescenario is de elektrolysecapaciteit ruim 5 GW. Dit betekent dat er in dit scenario meer elektrolyse gerealiseerd wordt dan maatschappelijk optimaal. De elektrolyzers maken in deze gevoeligheidsanalyse ongeveer evenveel draaiuren, wat betekent dat er een stuk meer flexibele elektriciteitsvraag is en meer waterstof geproduceerd wordt. De grotere flexibele elektriciteitsvraag heeft als gevolg dat er iets minder curtailment is (20 TWh in plaats van 24 TWh) en dat meer elektriciteit geïmporteerd wordt (netto-import 11 TWh ten opzichte van netto-export 2 TWh in referentie). Daarnaast is er iets minder langetermijnopslag (24-uurs) in het scenario met 8 GW elektrolysecapaciteit (8,5 GW in plaats van 9,0 GW in de referentie).

De extra waterstofproductie van de elektrolyzers leidt tot meer (netto-)export van waterstof. In het referentiescenario wordt in Nederland ongeveer evenveel (groene) waterstof geproduceerd als de vraag. Met 8 GW elektrolyse wordt Nederland netto-exporteur. De grotere binnenlandse productie van groene waterstof heeft als effect dat er ook meer waterstofopslagcapaciteit noodzakelijk is: 3,6 TWh ten opzichte van 2,6 TWh in de referentie.

De totale elektrolysecapaciteit in Noordwest-Europa blijft bij deze gevoeligheidsanalyse gelijk ten opzichte van de referentie, aangezien er in de referentie al voldoende groene waterstofproductie is voor het invullen van de groene waterstofvraag. Dit betekent dat in andere landen minder elektrolysecapaciteit gerealiseerd wordt, bij extra elektrolyzers in Nederland. De totale systeemkosten in Noordwest-Europa worden iets hoger door het plaatsen van de extra elektrolyzers in Nederland.

3.4.4 Beschikbaarheid vraagsturing

Er is nog veel onzekerheid rondom de potentie voor vraagsturing. Daarom zijn twee gevoeligheidsanalyses uitgevoerd, één met een hogere potentie voor vraagsturing en één met een lagere potentie voor vraagsturing. De potentie voor vraagsturing variëren we hierbij ook in de omliggende landen. In het referentiescenario kan ongeveer 18% van de totale elektriciteitsvraag flexibel ingevuld worden met vraagsturing.

Hogere potentie vraagsturing

Bij de hogere potentie nemen we aan dat 1,5 keer zoveel vraagsturing (27% van de vraag) mogelijk is. Bij een hogere potentie voor vraagsturing sluit de vraag van elektriciteit beter aan bij het aanbod, doordat deze flexibeler wordt. Hierdoor is minder opslag van elektriciteit met langetermijnenergieopslag noodzakelijk, 8,2 GW in plaats van 8,9 GW. Daarnaast is er wat minder inzet van waterstofcentrales (5,8 TWh in plaats van 6,3 TWh) nodig. Er is echter nog steeds eenzelfde vermogen nodig aan waterstofcentrales. Bij meer vraagsturing worden er ook minder elektrolyzers geplaatst, aangezien er minder overschotten zijn.

Hetzelfde beeld ontstaat in omliggende landen in Noordwest-Europa. Ook in andere landen is minder langetermijnopslag (24-uurs) en minder inzet van waterstofcentrales noodzakelijk. De optimale mix van productie van wind, zon en kernenergie verandert nauwelijks

bij meer vraagsturing. Dit betekent dat vraagsturing alleen impact heeft op de manier waarop de flexibiliteitsbehoefte ingevuld wordt en niet op vraag en aanbod.

De totale systeemkosten in Noordwest-Europa zijn bij meer vraagsturing ongeveer 1% lager. Dit onderschrijft de waarde van meer flexibele vraag in een CO₂-vrij elektriciteitssysteem.

Lagere potentie vraagsturing

Bij lagere potentie voor vraagsturing nemen we aan dat 50% minder vraagsturing (9% van de vraag) mogelijk is. Doordat de vraag minder goed aansluit bij het aanbod is meer opslag noodzakelijk. Hiervoor is meer opslag van elektriciteit met langetermijnopslag (24-uurs) noodzakelijk, 10 GW in plaats van 8,9 GW bij de referentie. De inzet van waterstofcentrales is vergelijkbaar als bij de referentie, wat betekent dat het 'gat' door minder flexibele vraag alles door extra opslag ingevuld wordt.

Ook in de omliggende landen is extra opslag van elektriciteit noodzakelijk bij minder vraagsturing. Net als bij het scenario met hogere potentie voor vraagsturing is de impact op de optimale mix van productie van wind, zon en kernenergie beperkt.

Bij minder potentie voor vraagsturing liggen de totale systeemkosten in Noordwest-Europa ongeveer 1% hoger.

3.4.5 Zelfvoorzienendheid

In het referentiescenario nemen we aan dat alle landen een eis voor zelfvoorzienendheid voor de elektriciteitsproductie hebben van 95% van hun eigen directe gebruik, met uitzondering van België. Bij België gaan we uit van 60% zelfvoorzienendheid in alle varianten, vanwege beperkte potentie voor hernieuwbare opwek. Waterstofproductie is daar geen onderdeel van.

We rekenen enkele beleidsvarianten door waarbij we dit percentage zelfvoorzienendheid variëren, om te analyseren wat dit betekent voor de energiemix in Nederland. We doen rekenen twee varianten door met lagere eisen voor zelfvoorzienendheid (70 en 85%) en één variant met een eis van 100% zelfvoorzienendheid op jaarbasis voor alle landen.

De impact van het wijzigen van de eisen van zelfvoorzienendheid op de energiemix in Nederland is zeer beperkt. De vermogens aan hernieuwbare opwek en kernenergie, en ook de vermogens aan flexibele bronnen blijven vrijwel gelijk. En ook de totale systeemkosten blijven vrijwel gelijk.

Een belangrijke reden hiervoor is we uitgaan van de NPE-richtwaardes voor wind, zon en kernenergie (+/- 5%). Hierdoor voldoet Nederland altijd al aan de eisen voor zelfvoorzienendheid, en heeft het aanpassen van deze eis geen directe impact op Nederland⁶. Wel hebben de eisen voor zelfvoorzienendheid impact op de opwek in omliggende landen (aangezien die vrij geoptimaliseerd worden), maar uit de doorrekeningen volgt dat de impact hiervan op het Nederlandse energiesysteem zeer beperkt is.

Ook in de omliggende landen gelden de eisen voor zelfvoorzienendheid en veranderen deze bij deze beleidsvarianten, behalve voor België. Aangezien de vermogens aan hernieuwbare opwek daar volledig vrij geoptimaliseerd wordt. Echter, we zien amper verschillen tussen

⁶ In de vrije optimalisatie (zie Paragraaf 3.3.1) voldoet Nederland niet aan de eis voor 100% zelfvoorzienend en heeft het toevoegen van deze eis wel direct impact op de productiemix in Nederland.

de verschillende beleidsvarianten. Ook als de eis voor zelfvoorzienendheid lager is dan produceren de landen op jaarbasis ongeveer evenveel of meer elektriciteit dan hun eigen vraag (met uitzondering van elektriciteitsvraag voor elektrolyzers). De belangrijkste oorzaken hiervoor zijn:

- Het verschil in kosten energieproductie in verschillende landen weegt naar verwachting niet op tegen de kosten voor het transporteren van de elektriciteit.
- De uitbreiding van de interconnectiecapaciteit is beperkt tot maximaal 50% bovenop de huidige capaciteit (zie Bijlage A.2.6). Voor structureel transport van elektriciteit tussen landen is naar verwachting meer interconnectiecapaciteit noodzakelijk, wat niet haalbaar is voor 2035.

Meer zelfvoorzienendheid en kunnen voorzien in de eigen elektriciteitsvraag kan op zichzelf al gezien worden als gunstig. Maar de doorrekening van deze beleidsvarianten laat zien dat het ook vanuit kostenperspectief gunstig is als elk land grotendeels aan zijn eigen elektriciteitsvraag voldoet, in ieder geval op jaarbasis. Interconnectie tussen landen is nog wel noodzakelijk om zo kosteneffectief vraag en aanbod op uurbasis te balanceren.

3.4.6 95% CO₂-reductie EU-landen

Het eerste scenario waarbij het elektriciteitssysteem niet CO₂-vrij is in 2035, is een scenario waarin alle landen een doelstelling van 95% reductie realiseren. Dit resulteert in een bijna 1-op-1 verschuiving tussen waterstof- en aardgascentrales, zoals samengevat in Tabel 8. Verder raakt deze wijziging het energiesysteem echter beperkt. De waterstofcentrales werden voorzien met blauwe waterstof (dit is in lijn met NPE) en er zijn dus geen grote effecten op duurzame opwek en flexibiliteit. Dit scenario resulteert in beperkt lagere vermogens van duurzame opwek en langetermijnopslag (24-uurs) van ongeveer 2,5 tot 5%.

De inzet van aardgascentrales is hoger dan van waterstofcentrales. Op EU niveau kennen de waterstofcentrales gemiddeld 650 vollasturen en de aardgascentrales in de variant 1.050 vollasturen. De lagere prijs betekent dat de aardgascentrales eerder voorkomen in de merit-order en vaker geactiveerd worden. Dit resulteert in een lagere inzet van bijvoorbeeld 24-uurs opslag.

Nederland kent relatief veel productie uit aardgascentrales waardoor de netto-export toeneemt. De inzet van gascentrales resulteert in 3,6 Mton emissies in Nederland en 23,0 Mton in de gemodelleerde landen. De kostprijs in Nederland nemen ongeveer 5% af en op EU-niveau 2,7%; hier is wel een ETS-prijs van CO₂ opgenomen, maar niet externe effecten van CO₂.

Tabel 8 - Resultaten variant 95% CO₂-reductie

	Nederland		EU	
	Referentie	95% CO ₂ -reductie	Referentie	95% CO ₂ -reductie
Waterstofcentrales	8,6 GW	0 GWh	64,4 GW	0,5 GW
	7,2 TWh	0 TWh	41,7 TWh	0 TWh
Aardgascentrale	0 GW	8,7 GW	0 GW	65,6 GW
	0 TWh	10,6 TWh	0 TWh	68,4 TWh
Import/export	-1,9 TWh	-4,2 TWh		
Systeemkosten	11,9 miljard	11,2 miljard	109,0 miljard	106,1 miljard

3.4.7 Nederland CO₂-vrij, buurlanden 98% reductie

Dit scenario omvat een scenario waarin de buurlanden een CO₂-reductie realiseren van 98%, maar Nederland wel volledig CO₂-vrij is. De uitgangspunten van dit scenario geven echter onrealistische uitkomsten. Er zijn namelijk doelstellingen gesteld op nationale emissies: Nederland kent geen productie met CO₂-emissies in Nederland, maar wel in het buitenland. De productie met gascentrales in buurlanden en importeren is goedkoper dan productie met waterstofcentrales in Nederland. Nederland importeert dan ook 11 TWh (4,8% van elektriciteitsvraag) elektriciteit, vaak met CO₂-emissies. Nederland kent een klein vermogen waterstofcentrales om te voorzien in piekmomenten dat er op EU-niveau onvoldoende aardgascentrales actief zijn.

Op EU-niveau worden er zowel aardgascentrales als waterstofcentrales ingezet; er geldt een beperking van de hoeveelheid aardgascentrales vanwege de maximale uitstoot van 2% ten opzichte van 1990 waarde. Hierdoor worden ook waterstofcentrales geplaatst. Deze worden alleen ingezet op piekmomenten en kennen slechts 310 vollasturen ten opzichte van 900 vollasturen voor aardgascentrales.

In werkelijkheid zal Nederland een transitiepad kennen wat niet afhankelijk is van het buitenland en zelf een energiesysteem ontwikkelen dat in lijn ligt met de andere CO₂-vrije scenario's. Dit betekent dus bijvoorbeeld de realisatie van waterstofcentrales, in plaats van afhankelijkheid van buitenlandse aardgascentrales. Uit deze modellering blijkt dus echter wel dat het Nederlandse CO₂-vrije elektriciteitssysteem niet kan concurreren met buitenlandse producenten als deze landen niet CO₂-vrij zijn. De assets in Nederland zullen dan op de internationale energiemarkten het onderspit delven tegen goedkopere fossiele assets. Voor het bereiken van een ambitieuzere CO₂-doelstelling dan in het buitenland is daarom sterk sturend overheidsbeleid vereist om te zorgen dat de duurzame assets kunnen concurreren.

De systeemkosten op Europees niveau zijn 1,7% lager dan in het referentiescenario. Een scenario met 95% CO₂-reductie leidt dus tot 2,7% lagere maatschappelijke systeemkosten in 2035, en een scenario met 98% CO₂-reductie tot 1,7%.

Tabel 9 - Resultaten variant 98% CO₂-reductie in Noordwest-Europa en Nederland CO₂-vrij

	Nederland		EU	
	Referentie	Variant NL CO ₂ -vrij, buurlanden 98% reductie	Referentie	Variant NL CO ₂ -vrij, buurlanden 98% reductie
Waterstofcentrales	8,6 GW	0,5 GWh	64,4 GW	10,0 GW
	7,2 TWh	0,5 TWh	41,7 TWh	3,1 TWh
Aardgascentrale	0 GW	0 GW	0 GW	52 GW
	0 TWh	0 TWh	0 TWh	46,6 TWh
Import/export	-1,9 TWh	10,7 TWh		
Systeemkosten	11,9 miljard	11,2 miljard	109,0 miljard	106,1 miljard

3.4.8 Uitbreiding elektriciteitsinfrastructuur

In het referentiescenario zetten we de groei van de elektriciteitsinfrastructuur in Nederland en het buitenland vast gebaseerd op de huidige aangekondigde plannen. Dit leidt tot een toename van de interconnectiecapaciteit van ongeveer 50%. In deze beleidsvariant onderzoeken we de effecten bij maximaal 25% en maximaal 75% extra interconnectie.

Deze percentages voor maximale uitbreiding geldt voor alle binnenlandse verbindingen⁷ en voor de AC-interconnectiecapaciteit tussen elk paar van landen. Voor DC-interconnecties zijn ook uitbreidingen toegestaan, maar dit verschilt niet tussen de referentie en deze beleidsvarianten. Nederland heeft AC-interconnecties met België en Duitsland. De interconnecties met overige landen (Groot-Brittannië, Denemarken en Noorwegen) zijn DC.

Tabel 10 geeft een overzicht van de uitbreidingen van de elektriciteitsinfrastructuur binnen Nederland (alleen en tussen Nederland en respectievelijk België en Duitsland, voor de drie varianten):

- De figuur laat zien dat er in de referentie maximale uitbreidingen van de binnenlandse verbindingen en de AC-interconnecties tussen Nederland en België plaatsvindt. Voor Duitsland wordt 45% extra capaciteit gerealiseerd.
- Bij de variant met maximaal 25% uitbreidingen wordt logischerwijs overal 25% uitgebreid (aangezien meer uitbreidingen optimaal zijn).
- Bij de variant met maximaal 75% uitbreidingen worden de binnenlandse verbindingen nog extra uitgebreid, tot 70% extra ten opzichte van de huidige capaciteit. De interconnectie tussen Nederland en België wordt maximaal uitgebreid tot de grens van 75%. Mogelijk is nog meer uitbreiding wenselijk. Voor de AC-interconnectie met Duitsland was bij een maximum van 50% de optimale hoeveelheid al bereikt, dus daar verandert niets ten opzichte van de referentie.

Tabel 10 - Uitbreidingen capaciteit elektriciteitsinfrastructuur

Onderdeel	Relatieve uitbreiding - referentie	Relatieve uitbreiding - maximaal 25% uitbreiding	Relatieve uitbreiding - maximaal 75% uitbreiding
Binnenlandse verbindingen Nederland	+50%	+25%	+70%
Nederland - Duitsland	+45%	+25%	+45%
Nederland - België	+50%	+25%	+75%

Ook de verbindingen in andere landen en de interconnecties tussen andere landen worden verder uitgebreid. Met name de interconnecties tussen andere landen worden fors uitgebreid, en hier ontstaan ook verschillen tussen de referentie en de twee beleidsvarianten.

Bij meer interconnectiecapaciteit zijn landen meer met elkaar verbonden en kunnen overschotten van hernieuwbare opwek in het ene land meer ingezet worden in andere landen (indien in andere landen niet ook overschotten zijn). Dit leidt ertoe dat er bij meer uitbreidingen van de elektriciteitsinfrastructuur minder curtailment noodzakelijk is en tegelijkertijd minder langetermijnopslag (24-uurs) binnen de landen. De verschillen zijn echter beperkt (208 TWh curtailment in plaats van 212 TWh en 78 GW langetermijnopslag in plaats van 79 GW). Dit betekent dat er alsnog een forse behoefte is aan flexibele bronnen in alle landen, ook bij meer interconnectie. Dit komt naar verwachting doordat er ook veel gelijktijdigheid is van productie tussen de landen en de uitbreidingen van het elektriciteitsnet nog steeds niet oneindig zijn. Echter, het is alsnog wel gunstig om in te zetten op interconnectie. Er wordt in de optimalisatie in dit scenario namelijk wel extra inter-

⁷ We modelleren alleen de elektriciteitsinfrastructuur tussen de nodes. Dit komt grofweg overeen met de 380 kV-verbindingen. De overige elektriciteitsinfrastructuur modelleren we niet, en de uitbreidingen hiervan worden dus ook niet beperkt.

connectiecapaciteit gerealiseerd (het wordt toegestaan, maar niet afgedwongen) en de totale systeemkosten worden iets lager (daling 0,1% in Noordwest-Europa).

Als minder interconnectiecapaciteit gerealiseerd wordt, dan leidt dit tot iets hogere systeemkosten (stijging 0,3% in Noordwest-Europa) en logischerwijs ook iets meer curtailment (217 TWh) en meer langetermijnopslag (81 GW).

3.5 Vergelijking andere systeemstudies

De kwantitatieve resultaten van deze studie zijn vergeleken met andere systeemstudies om de resultaten te duiden. Wat ten eerste daarbij van belang is om te zeggen dat er twee grote verschillen zijn:

1. Deze studie gaat uit van CO₂-vrij energiesysteem in 2035. Sommige studies gaan niet uit van CO₂-vrij in 2035.
2. Sommige studies zijn geen optimalisatie studies, maar scenario's die de mogelijk hoekpunten weergeven van de ontwikkelingen.

De resultaten zijn vergeleken met drie studies: II3050, Trajectverkenning klimaatneutraal 2050 en Monitor Leveringszekerheid.

II3050

Voor de scenario's voor de investeringsplannen van de netbeheerders is een inschatting gemaakt van de ontwikkeling van de verschillende bronnen van flexibiliteit in Nederland. Het gaat niet uit van CO₂-vrij in 2035 en is ook geen optimalisatie, maar schets scenario's.

Tabel 11 geeft een vergelijking van de bandbreedte in de scenario's van de investeringsplannen en de resultaten uit dit onderzoek (voor de richtwaardes van het NPE). In dit onderzoek gaan we uit van de vraagontwikkeling uit deze zelfde scenario's van de netbeheerders, dus die input is gelijk.

De belangrijkste conclusies van de vergelijking zijn:

- Uit onze varianten volgt een stuk lagere vermogens aan batterijen.
- De bandbreedte voor vermogens elektrolyse voor beide onderzoeken overlappen
- Uit onze varianten volgt een stuk lager vermogen aan regelbare centrales. Dit kan komen doordat de II3050 geen kostenoptimalisatie omvat en daarnaast doordat er additioneel vermogen vereist is voor het oplossen van onbalans en foutieve voorspelling in het systeem.
- De bandbreedte aan benodigde hoeveelheid waterstofopslag voor beide onderzoeken overlappen.

Tabel 11 - Vergelijking resultaten met scenario's netbeheerders, Nederland

	Scenario's netbeheerders 2035	Dit onderzoek - richtwaardes NPE
Wind, zon en kernenergie		
Wind op zee	30,5 - 31,5 GW	33,3 GW
Wind op land	8,1 - 12,7 GW	12,6 GW
Zon-pv	52,6 - 98,2 GW	93,1 GW

	Scenario's netbeheerders 2035	Dit onderzoek - richtwaardes NPE
Kernenergie	0,5 GW	2,1 GW ⁸
Flexibiliteit		
Vraagsturing industrie	1,7 - 2,5 GW	1,4 - 4,1 GW
Opslag elektriciteit	13,7 - 31,5 GW	4 - 10 GW
Elektrolyse	4,0 - 13,6 GW	3 - 10 GW
Regelbare centrales	16,1 - 17,2 GW	8 - 15 GW
Waterstofopslag	2,6 - 7,3 TWh	1,4 - 9,4 TWh

Trajectverkenning klimaatneutraal 2050

De varianten zijn ook vergeleken met de studie 'Trajectverkenning klimaatneutraal 2050' (TVKN) van het PBL, met ondersteuning van TNO (PBL, 2024). Deze studie heeft geen data over het jaar 2035, maar wel voor 2030 en 2040. Deze zijn opgenomen in Tabel 12.

Tabel 12 - Vergelijking resultaten met resultaten Trajectverkenning klimaatneutraal 2050

	TVKN 2050		Dit onderzoek	
	2030	2040	Referentie - NPE	Vrije optimalisatie
Wind, zon en kernenergie				
Wind op zee	13-14,5 GW	40,5-45 GW	33,3 GW	21,0 GW
Wind op land	7,8 GW	8,9 GW	12,6 GW	71,7 GW
Zon-pv	41 GW	78 GW	93,1 GW	64,8 GW
Kernenergie	0,5 GW	3,5 GW	2,1 GW ⁹	0 GW

TVKN kiest ervoor om het vermogen van wind op land niet verder te onderzoeken, omdat ze aannemen dat de bijdragen beperkt is. Dit is ook het grootste verschil met onze studie, waarin er wel een groei is van wind op land. De NPE-richtwaardes omvatten ook een grotere toename van zon-pv.

Er worden geen concrete uitspraken gedaan over vermogens van flexibiliteitsbronnen. In de conclusies is slechts opgenomen dat alle flexibiliteitsopties nodig zijn.

Monitor leveringszekerheid

TenneT heeft in 2024 ook haar monitor leveringszekerheid gepubliceerd (TenneT, 2024b). Hierin is één scenario opgenomen en doorgerekend of daarmee een betrouwbaar energiesysteem gerealiseerd kan worden. Dit scenario kent niet als uitgangspunt CO₂-vrij moet zijn, maar geeft wel inzicht in of die geschatte ontwikkeling overeenkomt met onze resultaten.

De resultaten in Tabel 13 tonen de resultaten van beide studies. In 2033 is er nog minder wind op zee gerealiseerd, maar verder zijn de resultaten voor productie goed in lijn met

⁸ Met uitzondering van gevoeligheidsanalyses lagere kosten kernenergie. In die scenario's zijn er hogere vermogens aan kerncentrales, waarbij de vraag is of die aannames voor techniekontwikkeling en beleid realistisch zijn.

⁹ Met uitzondering van gevoeligheidsanalyses lagere kosten kernenergie. In die scenario's zijn er hogere vermogens aan kerncentrales, waarbij de vraag is of die aannames voor techniekontwikkeling en beleid realistisch zijn.

elkaar. Voor flexibiliteit geldt dat de monitor minder DSR in de industrie aanneemt maar een groter totaal vermogen voor power-to-heat (naar verwachting zit hier ook power-to-heat buiten de industrie in). In totaliteit lijken de aannames in deze studie dus overeen te komen met de aannames van TenneT. Energieopslag wordt door de Monitor Leveringszekerheid aangenomen in de vorm van lithium-ion-batterijen, maar het vermogen valt wel binnen dezelfde range. Ook elektrolyse en centrales zijn in dezelfde range. Uit het referentiescenario in deze studie blijkt een lagere hoeveelheid vermogen die nodig is om het systeem in balans te houden.

Tabel 13 - Vergelijking monitor leveringszekerheid (zichtjaar 2033) (TenneT, 2024b) en dit onderzoek

	2033 - Monitor leveringszekerheid	Dit onderzoek - richtwaardes NPE
Wind, zon en kernenergie		
Wind op zee	23,2 GW	33,3 GW
Wind op land	10 GW	12,6 GW
Zon-pv	99,8 GW	93,1 GW
Kernenergie	0,5 GW	2,1 GW ¹⁰
Flexibiliteit		
Vraagsturing industrie	1,9 GW DSR en 4,5 GW power-to-heat	1,4 - 4,1 GW
Opslag elektriciteit	7,2 GW waarvan 4,9 GW grootschalige batterijen	4 - 10 GW
Elektrolyse	3,6 GW	3 - 10 GW
Regelbare centrales	12,4 GW (aardgas)	8 - 15 GW
Waterstofopslag	-	1,4 - 9,4 TWh

¹⁰ Met uitzondering van gevoeligheidsanalyses lagere kosten kernenergie. In die scenario's zijn er hogere vermogens aan kerncentrales, maar die kostenaannames zien we niet als realistisch.

4 Marktdynamiek in energiesysteem 2035

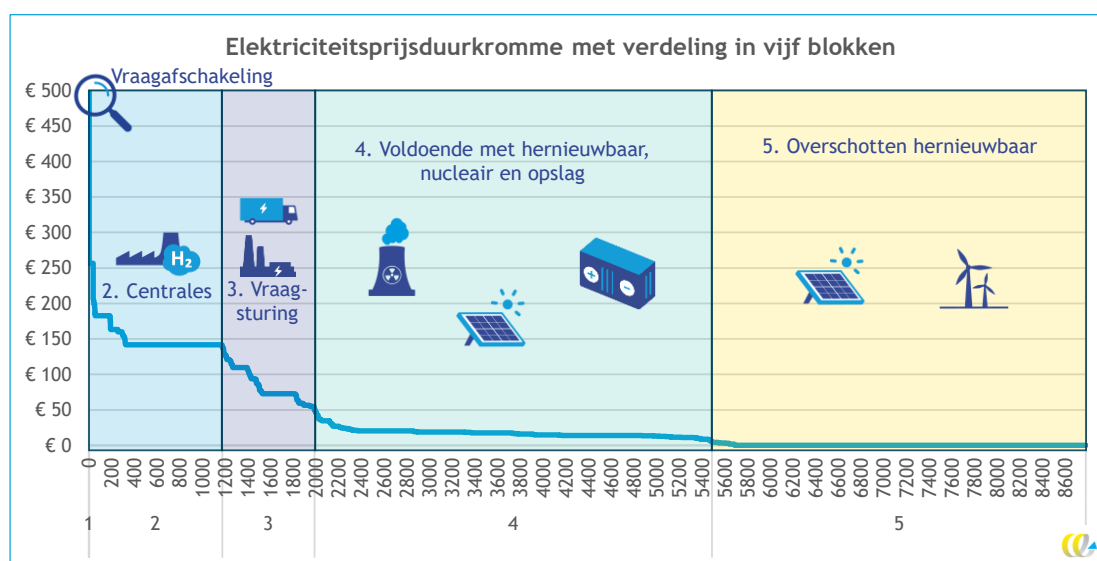
4.1 Conclusies marktanalyse

Referentiescenario: prijsduurkromme

De prijsduurkromme is een resultaat van de uurlijkse modellering gebaseerd op de vermogens uit de systeemanalyse van het referentiescenario. Dit is een dispatch model, met dezelfde principes als de day-aheadmarkt, maar zonder geavanceerde marktinteractie en voorspelfouten. Daardoor is dit slechts een benadering van de uurlijkse prijzen, waarbij het de principes volgt van de day-aheadmarkt. De marktprijzen zijn gesorteerd van de hoogste naar laagste prijs over het jaar en opgedeeld in vijf blokken.

1. Drie uur per jaar is er vraagafschakeling vereist in de industrie, leidend tot hoge prijzen. Dit is maatschappelijk efficiënter in de modellering dan het realiseren van extra flexibele elektriciteitsbronnen.
2. In Blok 2 zijn vooral waterstofcentrales en duurdere vraagsturing de technieken die prijzen betalen. Dit is zo'n 15% van de uren per jaar.
3. In Blok 3 (10% van het jaar) is er onvoldoende opgeslagen energie en hernieuwbare productie om in de vraag te voorzien. Er vindt vraagsturing plaats, oftewel vraag wordt vervangen door andere energiedragers en verschoven in de tijd; vraag is prijszettend.
4. In Blok 4 (40%) is de vraag ongeveer gelijk aan de hernieuwbare productie, kernenergie en opgeslagen energie in bijvoorbeeld 24-uursopslag. De prijzen zijn tussen de 0 en 20 €/MWh en de marginale kosten van invoeding en opgeslagen energie zijn prijszettend.
5. De prijzen zijn 0 €/MWh op deze momenten vanwege veel hernieuwbare opwek; dit is 35% van de uren per jaar het geval.

Figuur 21 - Prijsduurkromme met verdeling in vijf blokken



De blokken zijn representatief voor hoe prijzen gevormd zullen worden. Het exacte prijsniveau en hoeveel uren per jaar de blokken voorkomen verschilt per systeem-configuratie en onderliggende aannames. Het referentiescenario omvat bijvoorbeeld een overschot aan hernieuwbare opwek wat resulteert in veel lage prijzen in Blok 4 en 5.

Referentiescenario: energy-only-markt is niet rendabel

De gehanteerde conclusies gelden voor de marktdynamiek zoals gemodelleerd in deze studie. Dit is een versimpeling van de realiteit: het model omvat perfecte kennis over uurlijkse vraag en productie met zon en wind en modelleert geen additionele elektriciteitsmarkten. De methode en afbakening is verder toegelicht in Paragraaf 4.2. Het gemodelleerde aandeel inkomsten voor gascentrales en batterijen wordt geschat op 50% en voor zon en wind zo'n 90%.

In het referentiescenario is alleen flexibele vraag rendabel gebaseerd op de uurlijkse inzet en gemodelleerde uurlijkse prijzen. Deze techniek kent in het model geen investeringskosten, maar alleen operationele kosten voor het inzetten van de flexibiliteit. In de praktijk zijn er verschillende belemmeringen voor het realiseren van deze flexibiliteit zoals onzekerheid bij industrie over kosten en baten, onbekendheid/beperkte interesse in flexibiliteit omdat het geen primair proces is en organisatorische belemmeringen.

Er is geen businesscase in het referentiescenario voor duurzame opwek (zon en wind), kernenergie, energieopslag en centrales in het referentiescenario bij de gemodelleerde uurlijkse prijzen. Allen kennen een behoorlijk negatief netto rendement. Deze technieken kennen hoge investeringslasten die niet onderdeel zijn van de bieding op de energiemarkten, waarbij puur op marginale kosten ingeboden wordt. Vanwege de hoge vermogens van deze technieken (vereist om het systeem CO₂-vrij te maken) zijn er veel momenten dat de prijzen gelijk zijn aan de marginale kosten en investeringskosten (en eventuele nettarieven) niet terugverdiend kunnen worden. Een grove inschatting is gemaakt van de mogelijke inkomsten als ook andere inkomstenstromen worden meegenomen (optionaliteit, balanceringsmarkten, garanties van oorsprong). Daarbij schatten we in dat de kans groot is dat gascentrales rendabel kunnen opereren met de gehanteerde aannames. De businesscase van andere technieken kan ook verbeterd worden, maar wordt dan niet positief.

Met de gehanteerde aannames en methodiek vinden we geen positieve businesscase voor veel van de productiebronnen vereist voor een duurzaam systeem. In dat geval is additioneel beleid voor een rendabele businesscase vereist; in de vorm van aanpassingen in de markt, garanties/subsidies of normeringen. Een energy-only-markt alleen lijkt uit deze studie onvoldoende. Deze conclusies geldt ook voor de vrije optimalisatie, waarin er dus geen voorwaarden gesteld zijn voor de hoeveelheid vermogen opwek.

Naast de gemodelleerde behoefte aan flexibiliteit voorzien we dat er nog 2 GW extra noodzaak is voor flexibele energiebronnen op de FCR-, aFRR- en MFRR-markten. Daarnaast kunnen extra baten voor flexibele bronnen gerealiseerd worden op de onbalans- en intradaymarkt, maar kan deze rol naar verwachting ingevuld worden met de bepaalde vermogens van flexibele bronnen. Deze energiemarkten betekenen potentieel € 600 miljoen extra inkomsten voor flexibele energiebronnen, dit is ongeveer 1,7 €/MWh voor inflexibele afname of invoeding. Een eventuele rol, inkomsten en additioneel vermogen voor congestie-management is niet onderzocht in deze studie.

Varianten: onzekerheid in ontwikkelingen beïnvloeden keuzes en businesscase

De varianten laten zien dat er voor veel technieken geen businesscase is. Dit is dus een robuuste conclusie die we overal terug zien komen. Ook in de vrije optimalisatie (dus met meest maatschappelijk optimale energiesysteem) is er voor de technieken geen rendabele businesscase. Dit betekent dus dat het huidige marktmodel niet resulteert in de investeringen voor een optimaal systeem. Daarnaast is er een sterke onderlinge afhankelijkheid tussen bijvoorbeeld flexibiliteitsbronnen. Als voorbeeld: waterstofcentrales in het referentiescenario hebben een vermogen van 5,9 GW. De variant waarin er geen langetermijnopslag (24-uurs) gerealiseerd kan worden, is er onder andere behoefte aan 6,3 GW extra vermogen van waterstofcentrales. De hoeveelheid waterstofcentrales is dus sterk afhankelijk van in dit voorbeeld de ontwikkeling van één techniek. Het is een risico van marktpartijen dat ze veel waterstofcentrales en batterijen gerealiseerd worden, maar uit de markt geconcurrereerd worden als langetermijnopslag wel in grote hoeveelheden gerealiseerd kunnen worden. Het is ook een maatschappelijke risico dat er toch minder langetermijnopslag gebouwd wordt, maar dit niet opgevangen kan worden door andere productiebronnen waardoor CO₂-doelstellingen en leveringszekerheid in het geding komt.

Daarnaast zijn er externe onzekerheden die de hoeveelheid vermogen beïnvloeden: in het weerjaar 1987 is bijvoorbeeld 0,9 GW extra waterstofcentrales vereist. Deze situatie is er wellicht eens per 10 tot 50 jaar, maar op die momenten hebben deze centrales wel maatschappelijke meerwaarde. Daarop kan echter geen businesscase gerealiseerd worden en biedt daarmee ook geen investeringszekerheid voor partijen. Deze zogenaamde 'strategische reserve' wordt dus niet zo maar gerealiseerd. Een extra risico is de ontwikkelingen van andere technieken. Ditzelfde geldt voor waterstof. De behoefte aan waterstof verschilt sterk afhankelijk van de vraag en het weerjaar. Ook hiervoor is mogelijk een strategische reserve nodig om altijd in de vraag te kunnen voorzien; in de vorm van productievermogen of opslag.

Deze afwegingen en onzekerheden maakt het lastiger voor marktpartijen én overheid om te anticiperen op de ontwikkelingen. Daarbij speelt dat het realiseren van dit type projecten een lange doorlooptijd kent. Het realiseren van het elektriciteitssysteem vereist daarom keuze in beleid van overheid en bedrijven op korte termijn, binnen deze onzekerheden. Met deze studie is extra invulling gegeven in zekere ontwikkelingen, maar is ook duidelijk geworden dat met alleen de huidige marktdynamiek er niet autonoom een CO₂-vrij elektriciteitssysteem gerealiseerd wordt.

Hoe ziet energiesysteem eruit zonder additioneel beleid?

Zonder beleid is het belangrijkste sturende mechanisme in de elektriciteitssector het ETS. In 2040 worden er geen nieuwe rechten meer uitgekeerd en in 2035 zullen de prijzen al veel hoger zijn dan nu. Daarmee blijft duurzame elektriciteitsproductie voor een gedeelte van het benodigde vermogen interessant, maar gebaseerd op de berekeningen in deze studie zal er voor veel vermogen geen businesscase meer zijn.

Voor zon en wind verwachten we dat er zonder beleid minder investeringen gerealiseerd worden. Vanwege de gelijktijdigheid van productie zijn er te veel momenten met overschotten en daardoor een lage capture price. Dit kan alleen opgedreven worden door sterke opschaling van de elektriciteitsvraag, wat onrealistisch is. De overheid stuurt nu wel al op meer additionele opwek door de huidige SDE++ en verwachte opvolger. Als er minder hernieuwbare opwek wordt gerealiseerd dan aangenomen in deze studie, zullen andere

technieken meer vollasturen maken en er dan hogere uurlijkse prijzen zijn. De businesscase van bijvoorbeeld centrales zal daarmee naar verwachting verbeteren.

Voor flexibiliteit zien we dat gascentrales mogelijk rendabel worden gebaseerd op de marktwaarde (benaderd in deze studie) en additionele inkomsten buiten de modellering van deze studie. Voor 24-uursopslag geldt dit naar verwachting niet. De realisatie van flexibiliteit zal tot 2035 mogelijk in golven plaatsvinden. Er zijn hoge prijzen (op day-ahead- en balanceringsmarkten), waardoor er veel geïnvesteerd wordt in flexibel vermogen. Als de elektriciteitsvraag en -aanbod zich verder ontwikkelt kan dit weer leiden tot nieuwe hoge prijspieken, waarna weer een golf nieuw flexibel vermogen gerealiseerd wordt. Deze piekerigheid zal naar verwachting vooral ontstaan op de balanceringsmarkten en in mindere mate op de day-aheadmarkt. Deze prijsfluctuaties kunnen ook de investeringszekerheid beïnvloeden en hoe snel partijen investeren in deze markten. We schatten in dat voor een gedeelte van het vereiste vermogen (zoals gemodelleerd in de maatschappelijke optimale systeemanalyse) een businesscase is, maar dus vooral op een gedeelte van de markten.

We verwachten dat zonder additioneel beleid het lastig zal zijn om in 2035 een CO₂-vrij elektriciteitssysteem gerealiseerd te hebben. Ten eerste doordat dit tempo sneller is dat opgelegd vanuit het ETS, wat additioneel beleid vereist. Huidig beleid stuurt al op de realisatie van duurzame opwek, maar het is nog onzeker of dit leidt tot de vereiste vermogens. Mogelijk is er additioneel beleid vereist voor het realiseren van flexibiliteit. Daarnaast zijn de doorlooptijden kritiek om tijdig alle randvoorwaarden zoals infrastructuur en de daadwerkelijke assets zelf te realiseren.

4.2 Methode en afbakening

In de systeemanalyse zijn de hoeveelheden opgesteld vermogen bepaald voor het referentiescenario en de varianten. Het energiesysteem wordt echter uiteindelijk bepaald door de markt en het overheidsbeleid. Daarom is in deze stap een marktdynamiek bepaald en een inschatting gemaakt van businesscases. Het is namelijk absoluut geen zekerheid dat het huidige marktmodel en huidige beleid zorgen voor voldoende investeringszekerheid voor hernieuwbare energie en flexibiliteit.

Een optimaal systeem zal daarnaast niet automatisch optimaal acteren. Voor de in de varianten gevonden systeemconfiguraties (Hoofdstuk 3) hebben we middels een markt-simulatie bepaald hoe het optimale systeem zich in de praktijk gaat gedragen. De ontwikkelingen op verschillende elektriciteitsmarkten en het biedgedrag van bepaalde bronnen kunnen ervoor zorgen dat maatschappelijk onwenselijke situaties ontstaan en/of extreem hoge prijzen op bepaalde uren in het jaar. Dit is voor zowel afnemers als investeerders ongunstig.

Tekstkader 1 - Wat modelleren we wel en niet in de marktdynamiek?

Het model voor vaststellen van de marktdynamiek dat de uurlijkse inzet bepaald van de geïnstalleerde vermogens uit de systeemanalyse. Het model bepaalt de inzet gebaseerd op de merit-order van productietechnieken en (flexibele) vraag; de goedkoopste bron eerst. Het model heeft perfecte kennis over bijvoorbeeld uurlijkse vraag en weersomstandigheden. In de realiteit is er geen perfecte kennis over de toekomstige omstandigheden en zijn er meer fluctuaties in vraag en aanbod. Deze fluctuaties zijn erg lastig om te modelleren en zouden zo'n uitgebreide verkenning zoals in deze studie niet mogelijk maken.

Het model omvat verschillende verdienmodellen niet zoals langetermijncontracten, termijnmarkten, balanceringsmarkten en overige inkomsten zoals garanties van oorsprong en verkoop van restwarmte. Daarmee kunnen productiebronnen extra inkomsten realiseren. Op de waarde van deze inkomsten is gereflecteerd in

Paragraaf 4.2.1. Dit model omvat dus de inkomsten die gerealiseerd kunnen worden op een energy-only-markt uitgaande van dezelfde principes als de day-aheadmarkt. Het omvat echter maar een gedeelte van de totale inkomsten die gerealiseerd kunnen worden. Vooral voor flexibele assets (elektriciteitsopslag en elektriciteitscentrales) zullen de inkomsten significant groter zijn dan blijkt uit dit model.

Indien er geen businesscases zijn voor technieken als gevolg van het huidige marktmodel en beleid, en deze dus niet leiden tot het gewenste systeem, dan zal additioneel beleid noodzakelijk zijn. Voorbeelden van eigenschappen van een gewenst systeem zijn CO₂-vrij en hoge betrouwbaarheid. Door inzicht te geven in de marktdynamiek en de investeringszekerheid geven we in dit hoofdstuk inzicht op welke punten additioneel beleid gewenst of noodzakelijk is.

Hiervoor brengen we eerst de prijsvorming op de elektriciteits- en waterstofmarkt in kaart, voor het referentiescenario en de meest relevante gevoeligheidsscenario's. Daarnaast brengen we de businesscase voor producenten en flexibele assets in kaart. Hiervoor is de capture price voor deze assets. Tot slot geven we een reflectie op de balanceringsmarkten. Deze komen niet terug in de modellering, aangezien het model uitgaat van perfecte voorspelling. Maar de balanceringsmarkten hebben in de praktijk wel impact op de businesscase van producenten en flexibele assets, het vermogen aan flexibele assets dat rendabel gerealiseerd kan worden en de totale kosten van het energiesysteem.

4.2.1 Businesscases model ten opzichte van totale inkomsten

Deze studie modelleert de uurlijkse energieprijzen gebaseerd op inzet van de bronnen met de goedkoopste operationele kosten, in overeenstemming met hoe de prijzen gevormd worden op de day-aheadmarkt. Het model bevat dus alleen perfecte kennis en is geen volledige berekening van de inkomsten voor producenten.

De additionele inkomsten bestaan voornamelijk uit inkomsten via andere markten. TenneT heeft hier bijvoorbeeld een uitgebreide paper over geschreven ([link](#)) en over de mogelijke inkomsten gerapporteerd in de Monitor Leveringszekerheid (TenneT, 2024a, 2024b).

Een eerste voorbeeld van mogelijke additionele inkomsten is verkoop via langetermijncontracten en via andere markten. Elektriciteit wordt voor een groot gedeelte niet verkocht via uurlijkse markten, maar via langdurige contracten en termijnmarkten tussen producenten en energieleveranciers die leveren aan consumenten en bedrijven. De reden hiervoor is dat er zekerheid is voor beide partijen over prijzen en volumes, zodat productiebronnen gerealiseerd kunnen worden en energieleveranciers kunnen voldoen aan de vraag van de afnemers.

Termijnmarkten zijn contracten die garanties geven op de toekomstige afname van elektriciteit. Dit betekent dat de stroom voor over één jaar, één kwartaal of één maand wordt ingekocht. Deze prijzen wijken af van de prijzen op de day-aheadmarkt en zijn vaak hoger, er worden immers garanties ingekocht door de afnemer. Dit betekent dus dat de inkomsten ongeveer enkele euro's per MWh hoger kunnen zijn dan de berekende capture prices.

Het belangrijkste verschil tussen onze inschatting van inkomsten en de daadwerkelijke mogelijk inkomsten zit in de potentie van producenten om flexibel elektriciteit te kopen en verkopen. Producenten kunnen additionele inkomsten realiseren door op verschillende momenten contracten voor stroom, brandstof en CO₂ te kopen en verkopen op verschillende langetermijn- en kortetermijnmarkten, en dus profiteren van de volatiliteit in de

onderliggende prijsbewegingen. Dit wordt in de white paper van TenneT ‘optionaliteit’ genoemd. Deze potentie is er vooral voor flexibele invoeders zoals gascentrales en batterijen.

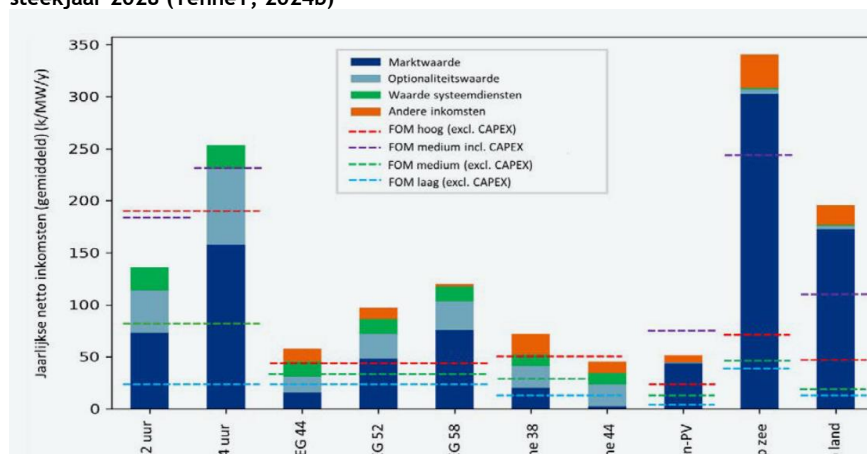
Daarnaast zijn er nog andere verdienmodellen zoals garanties van oorsprong en beleidsdoelstellingen voor groene elektriciteit voor bijvoorbeeld waterstofproductie. Dit is aanvullend beleid waardoor groene elektriciteit extra waarde krijgt naast de marktprijs. Deze beleidsmaatregelen blijven bestaan en zijn een belangrijke driver van duurzame elektriciteit richting 2035. Het is onzeker wat het exacte effect is in 2035 als alle elektriciteit duurzaam moet zijn en er dus die meerwaarde van ‘groen’ vervalt.

Als laatste speelt de interactie met andere elektriciteitsmarkten, namelijk de balanceringsmarkten. Deze markten zijn additionele inkomsten voor technieken die flexibel kunnen inspelen op marktprikkels op kleine tijdschaal, van kwartier tot seconden. Het is echter ook een kostenpost voor inflexibele afnemers en invoeders, aangezien zij juist onbalans veroorzaken en daar dan de kosten voor dragen. We reflecteren op de omvang en kosten van deze markten in meer detail in Paragraaf 4.7.

Tekstkader 2 - Inkomsten volgens Monitor Leveringszekerheid

TenneT heeft in de Monitor leveringszekerheid een berekening gemaakt van de directe inkomsten en de additionele inkomsten zoals beschreven in deze paragraaf (TenneT, 2024b). Voor batterijen geldt dat een significant deel van de inkomsten gerealiseerd worden buiten de day-aheadmarkt modellering; in de MLZ wordt gesproken over ongeveer 60% directe inkomsten op de markt en 40% additionele inkomsten via optionaliteitswaarde en systeemdiensten. Voor gascentrales zijn de additionele inkomsten zo’n 50 tot 70% van de totale inkomsten afhankelijk van het type gascentrale. Het percentage zal op individueel centrale niveau sterker verschillen afhankelijk van o.a. de verkoop van warmte. Voor zon en wind zijn de marktinkomsten het grootste gedeelte van de inkomsten naast andere inkomsten uit voornamelijk GVOs. Deze inkomsten zijn zo’n 10% van de totale inkomsten van die productiebronnen.

Figuur 22 - Specifieke (genormaliseerd per MW) gemiddelde jaarlijkse netto-inkomsten per categorie value driver voor geselecteerde technologieën, gemiddeld over alle centrales per categorie voor het steekjaar 2028 (TenneT, 2024b)



De analyses van TenneT laten zien dat er naast de inkomsten zoals berekend in deze studie nog significante andere inkomsten gerealiseerd kunnen worden, voornamelijk voor batterijen en gascentrales. Voor deze bronnen is grofweg een verdubbeling van de inkomsten mogelijk bovenop de gemodelleerde inkomsten in deze studie en voor duurzame

opwek Dit gaat daarbij nog uit van de huidige markt en beleidsmaatregelen, en geen additioneel beleid.

4.3 Ontwikkeling prijzen elektriciteits- en waterstofmarkt

4.3.1 Prijzen elektriciteitsmarkt referentiescenario

In de marktmodellering bepalen we de elektriciteitsprijzen per uur zoals beschreven in Tekstkader 1. Andere markten worden niet gemodelleerd, maar wel geanalyseerd in Paragraaf 4.2.1.

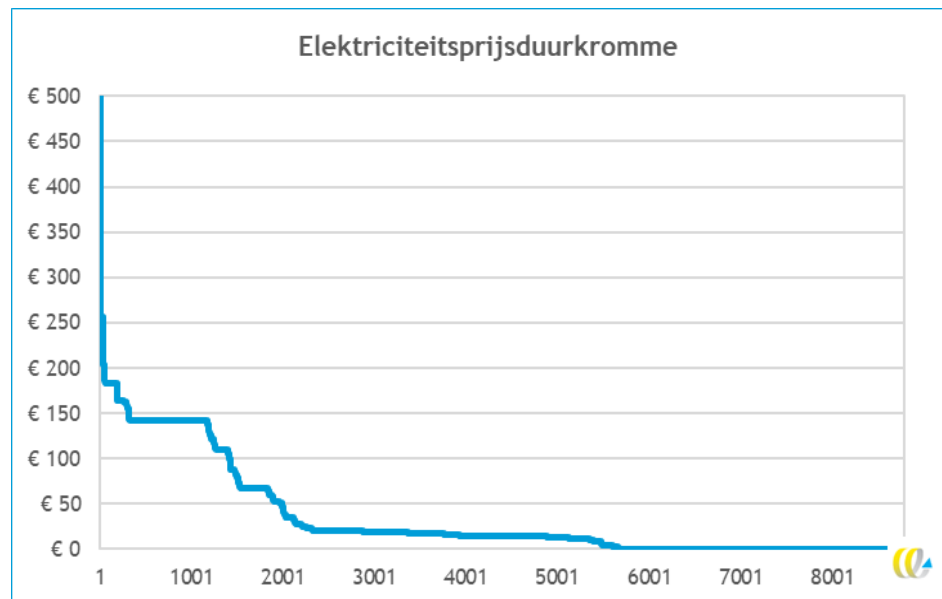
De prijzen op de day-aheadmarkt worden bepaald middels het merit-order-model. Productie-assets bieden doorgaans in op de markt met hun marginale kosten, dus dat nemen we ook aan in de modellering. De prijs op de day-aheadmarkt wordt bepaald door de productieasset die inbiedt voor de hoogste prijs (en ook elektriciteit gaat leveren). Hernieuwbare opwek en kernenergie hebben lage marginale kosten. Dit betekent dat de prijzen laag zijn op momenten dat de volledige vraag door deze bronnen ingevuld wordt. Op deze uren kunnen flexibele afnemers, zoals elektrolyzers, de prijs wel opdrijven. Daarnaast worden de prijzen op de Nederlandse markt worden beïnvloed door de prijzen in omliggende landen, door import en export.

Figuur 23 geeft de prijsduurkromme voor het referentiescenario in 2035, met het gehanteerde weerjaar 2012. Deze elektriciteitsprijskromme zal er anders uit zien voor andere jaren, net zoals deze conclusies. Dit wordt verder toegelicht voor één weerjaar in Paragraaf 4.6. Hierin vallen de volgende aspecten op:

- De gemiddelde elektriciteitsprijs is € 35/MWh.
- Er zijn veel uren met overschotten van hernieuwbare elektriciteit en daardoor lage prijzen. Ruim 6.500 uur per jaar (75% van de uren) ligt de prijs onder de € 30/MWh.
- Op een deel van deze uren wordt de prijs gezet door flexibele afnemers, zoals elektrolyzers. Op een deel van de uren vindt curtailment plaats en is de prijs rond de € 0/MWh. Elektrolyzers worden ingezet op momenten met goedkope prijzen en voldoende opwek, en zoveel dat ze voorzien in de waterstofvraag.
- Enkele honderden uren wordt de prijs gezet door waterstofcentrales die gebruik maken van blauwe waterstof. De prijs is dan rond de € 150/MWh.
- Drie uren het jaar wordt de prijs erg hoog, boven de € 1.500/MWh. Op deze uren wordt een deel van de vraag afgeschakeld, tegen hoge vergoedingen.

In de volgende paragrafen proberen wordt de vorming van deze prijzen verder toegelicht.

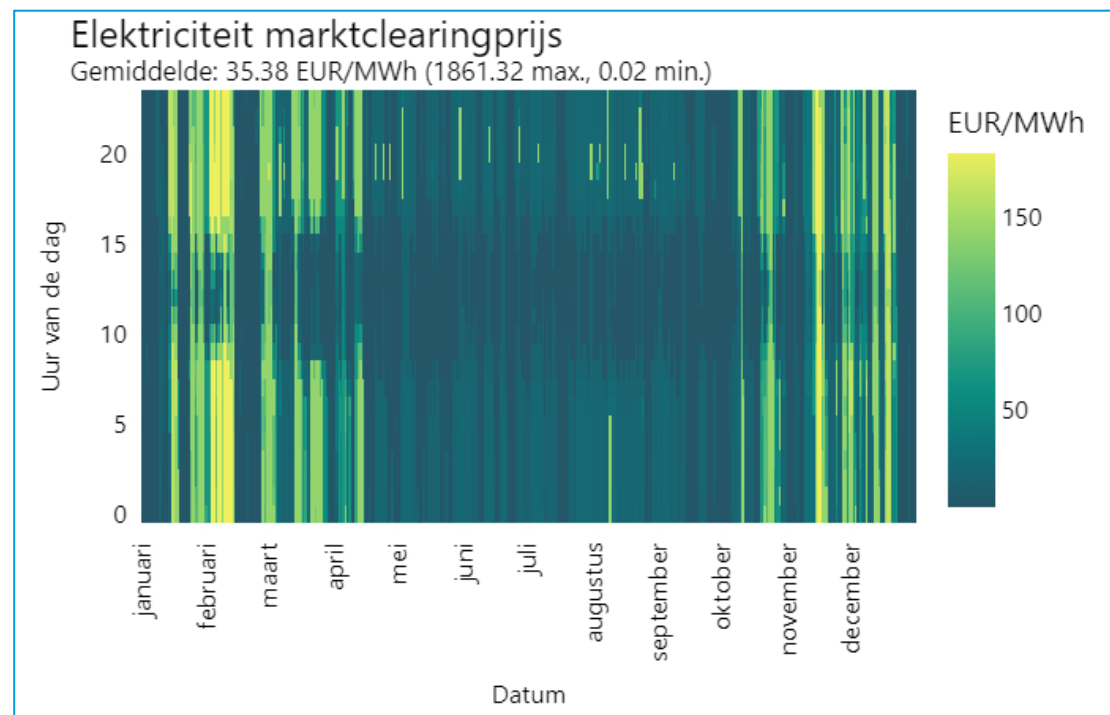
Figuur 23 - Prijsduurkromme uurlijkse elektriciteitsprijzen (weerjaar 2012, zichtjaar 2035)



Spreiding prijzen over het jaar

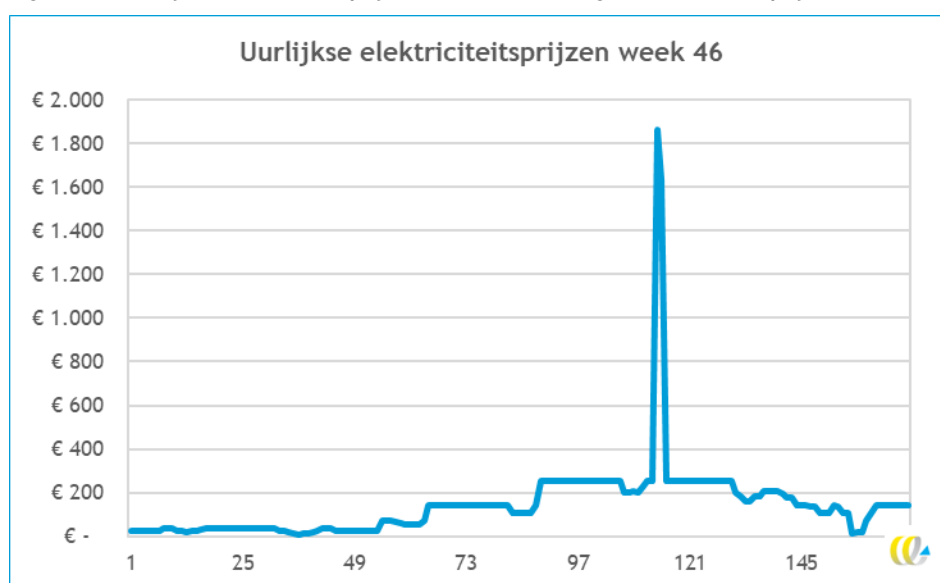
Deze uurlijkse spreiding is weergegeven per dag van het jaar en uur van de dag in Figuur 24. Daarin is af te lezen op welke momenten deze extreme prijzen voorkomen. De uurlijkse hoge prijzen vinden in de wintermaanden plaats en soms aan de randen van de dag in de zomer. Het effect van zon-pv is duidelijk zichtbaar met zeer lage prijzen (richting € 0/MWh) in de middag in praktisch alle middaguren van het jaar.

Figuur 24 - Visualisaties uurlijkse prijzen per dag en per uur



De week met de maximale elektriciteitsprijs is weergegeven in Figuur 25. Hieruit blijkt dat de elektriciteitsprijzen relatief laag zijn op de eerste dagen, vervolgens is er al inzet nodig van onder andere gascentrales om in de stroomvoorziening te voldoen en is de elektriciteitsprijs ongeveer € 250/MWh. Op twee uren kan in dit geval niet in de elektriciteitsvraag voorzien worden resulterend in elektriciteitsprijzen van € 1.861 en € 1.634/MWh. Tijdens deze twee uren is er maar beperkte interconnectie nodig (productie is in het buitenland vereist voor eigen vraag), energieopslag levert maximaal en verdere vraagverschuiving is niet meer mogelijk. Doordat er in elektriciteitsvraag voorzien moet worden die niet verder flexibel uitgesteld kan worden, vindt vraagafschakeling plaats. Het eerste uur is er 1.140 MWh vraaguitschakeling nodig en het tweede uur 180 MWh, waardoor de prijs verschilt.

Figuur 25 - Uurlijkse elektriciteitsprijzen in week met hoogste elektriciteitsprijzen



Biedstrategie regelbare centrales en impact op elektriciteitsprijzen

In de modellering nemen we aan dat productie-assets inbieden op hun marginale kosten. Dit is de huidige praktijk, aangezien producenten risico lopen om uit de markt geprijsd te worden als ze inbieden op een hoger bedrag. In de toekomst gaan regelbare centrales echter een stuk minder draaiuren maken door de toename van hernieuwbare opwek. Hierdoor moeten ze in minder uren hun investeringen terugverdienen. Dat kan een reden zijn voor energieleveranciers om een deel van hun kapitaalkosten door te belasten door voor een hoger bedrag in te bieden. Dit creëert echter ook een risico dat ze uit de markt geprijsd worden door andere centrales, die een andere strategie hanteren. Het is dus een risico om hoger in te bieden, maar mogelijk kan daarmee de businesscase voor regelbare centrales verbeteren en worden de elektriciteitsprijzen hoger op momenten dat regelbare centrales ingezet worden

De uurlijkse elektriciteitsprijzen zijn afhankelijk van de ontwikkelingen van vraag en aanbod, en van de kosten van flexibele assets en brandstoffen. Daarmee verschillen de prijzen voor de gevoeligheidsscenario's en beleidsscenario's.

In de meeste varianten wordt zowel blauwe waterstof als groene waterstof (vanuit binnenlandse productie of import) gebruikt. De blauwe waterstofprijs zetten we vast (zie aannames in Paragraaf A.2.4), maar de prijs voor groene waterstof wordt bepaald op basis van de marktmodellering. Dit werkt ook op basis van een merit-order-model. Bij de waterstof-

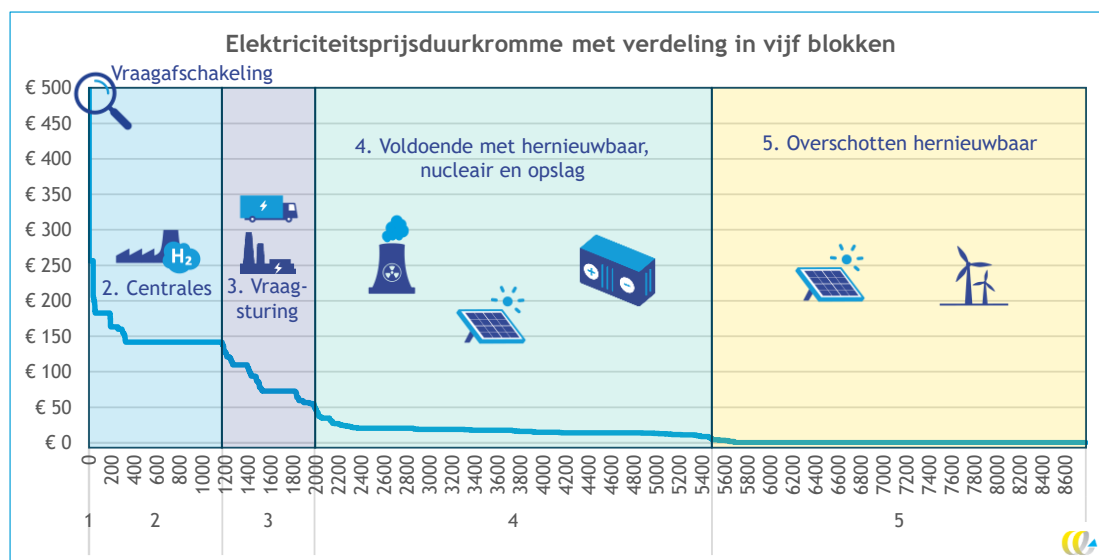
markt nemen we echter wel aan dat elektrolyzers ook hun investeringskosten doorrekenen, aangezien deze een groot deel van de totale kosten beslaan en we deze kosten ook meerekenen bij de prijs voor waterstof op de wereldmarkt. Op uren dat import nodig is zal de prijs voor geïmporteerde waterstof prijszettend zijn (zie aannames in Paragraaf A.2.4).

Uit de marktmodellering volgt dat de gemiddelde prijs op de (groene) waterstofmarkt € 120/MWh is, bij het referentiescenario. De prijs op de waterstofmarkt wordt gezet door de elektrolyzers binnen Noordwest-Europa (deels met tussenkomst van opslag), aangezien er geen import van groene waterstof is (door de hoge prijs voor geïmporteerde waterstof). Hier rekenen we nu nog met WACC 2,25%, anders resulteert dit direct in een hogere waterstofprijs. Voor elektriciteit is dit effect er niet omdat er op de markten wordt ingeboden gebaseerd op marginale kosten, waarbij investeringslasten dus niet meegenomen worden.

4.3.2 Opbouw prijsduurkromme tijdblok en techniek

Een additionele analyse is uitgevoerd om de totstandkoming van de uurlijkse prijzen te doorgronden. Daarvoor delen we de prijsduurkromme op in vijf verschillende blokken, zoals weergegeven in Figuur 23. Blok 1 omvat de uren met een prijs boven de € 500 per MWh, Blok 2 en 3 de prijzen tot € 50 per MWh, Blok 3 prijzen tussen € 50 en € 5 per MWh en Blok 4 de prijzen onder € 5 per MWh. De prijzen in de blokken worden gedreven door verschillende technieken en zijn verklaard door de inzet per techniek die hieronder behandeld wordt.

Figuur 26 - Prijsduurkromme met vijf blokken



Per techniek is de relatieve inzet per tijdsblok bepaald en weergegeven in Tabel 14. Dit is een verdiepende tabel op de captureprijzen van technieken, welke worden behandeld in Paragraaf 4.4. We zien daarbij dat de productietechnieken relatief veel van hun energie leveren op momenten met de prijzen rond € 0 per MWh, voor zon-pv zelfs 62% van alle geleverde energie. Kernenergie wordt bij die prijs juist afgeschakeld omdat het (beperkte) operationele kosten kent en wordt in Tijdsblok 1, 2 en 3 ingezet. De flexibele levering van elektriciteit (waterstofcentrales, vraagsturing, en ontladen opslag) worden vooral ingezet in

de duurdere uren. Elektrolyse en het laden van 24-uursopslag vindt vooral plaats op de goedkope momenten. Per techniek onderzoeken we deze interactie verder.

Tabel 14 - Inzet techniek per prijsblok. De percentages zijn welk gedeelte van de vraag/productie van die bron in dat dat tijdsblok plaatsvindt. Oftewel 62% van alle zon-pv productie vindt plaats in Blok 4

Techniek	Blok 5 € 0 tot 5 /MWh	Blok 4 € 5 tot 50 /MWh	Blok 2 en 3 € 50 tot 500 /MWh	Blok 1 > € 500/MWh
Aantal uren van het jaar	38%	40%	23%	0,01%
Productie				
Zon-pv	62%	29%	9%	0%
Wind op land	48%	37%	15%	0%
Wind op zee - AC	43%	39%	18%	0%
Wind op zee - DC	50%	35%	15%	0%
Nucleair	0%	55%	45%	0%
Flexibiliteit				
Waterstofcentrales	0%	0%	99,9%	0,1%
Vraagafschakeling	0%	0%	0%	100%
Vraagsturing	0%	13%	87%	0,4%
Elektrolyse	48%	47%	5%	0%
24-uursopslag - laden	64%	27%	8%	0%
24-uursopslag - ontladen	7%	56%	36%	0,1%

Daarnaast is ook per blok bepaald hoe de energievraag ingevuld wordt. We hebben hierbij energievraag vastgesteld voor reguliere vraag, elektrolyse, waterstofproductie en flexibele vraag. Tabel 1 laat dus zien hoe die vraag wordt ingevuld met verschillende bronnen. In het uren met tekorten (Blok 1) is er nog wel een beperkte hoeveelheid wind, maar wordt er vooral geleverd door waterstofcentrales en langetermijnopslag. Echter is dit niet voldoende waardoor er vraagafschakeling plaatsvindt. In Blok 2 zien we invulling met duurzame bronnen plus opslag en waterstofcentrales. In Blok 3 zijn waterstofcentrales niet actief. In Blok 4 levert ook opslag bijna geen elektriciteit.

Tabel 15 - Invulling elektriciteitsvraag per blok per techniek

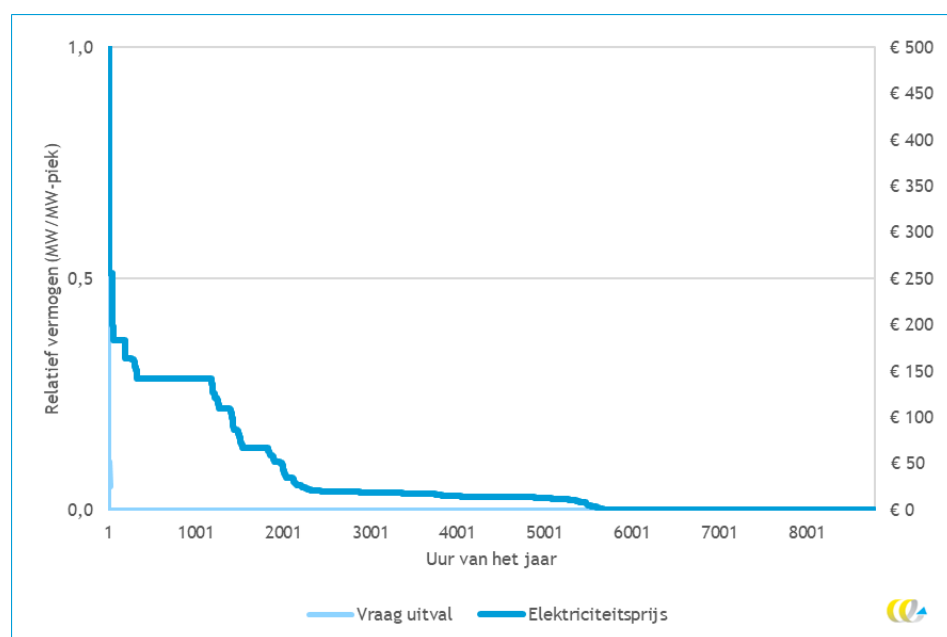
Techniek	Blok 5 € 0 tot 5 /MWh	Blok 4 € 5 tot 50/MWh	Blok 2 en 3 € 50 tot 500 /MWh	Blok 1 > € 500/MWh
Batterijen	0%	0%	0%	0%
Langetermijnopslag (24-uurs)	1%	11%	13%	31%
Vraaguitval	0%	0%	0%	1%
Wind op zee	47%	49%	42%	16%
Wind op land	17%	16%	12%	15%
Zon-pv	35%	19%	12%	0%
Kernenergie	0%	5%	8%	7%
Waterstofcentrale	0%	0%	13%	30%
Totaal	100%	100%	100%	100%

Prijsduurkromme per techniek

We interpretern deze inzet verder per techniek door de inzet van de technieken te visualiseren ten opzichte van de prijsduurkromme.

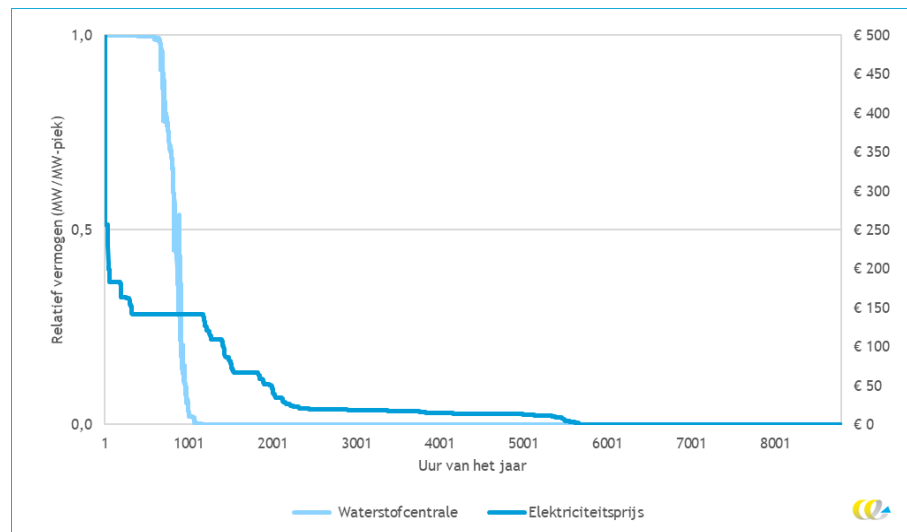
In het eerste blok bepaalt vraagafschakeling de vraag, zoals weergegeven in Figuur 27. Vraagafschakeling is slechts 3 uur per jaar actief. Op de linker-as is het relatieve vermogen weergegeven ten opzichte van de maximale piek van de sector. Op uur één in dit figuur is vraagafschakeling maximaal wat resulteert in een maximale prijs boven de 1.800 €/MWh. De as in alle figuren zijn echter beperkt tot 500 €/MWh zodat ze beter afleesbaar en begrijpelijk zijn.

Figuur 27 - Prijsduurkromme en relatief vermogen van vraagafschakeling. De inzet is alleen in de 3 uur per jaar helemaal rechts in het figuur



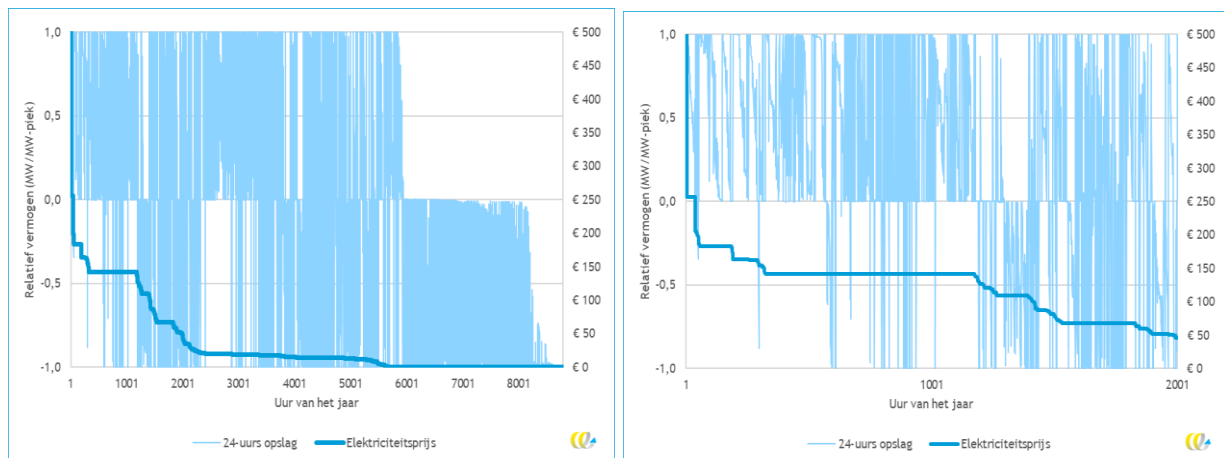
Waterstofcentrales zijn actief vanaf het uur 1.200 en bepalen dat in veel uren de prijs rond de 150 €/MWh. De eerste 200 uur is de hoeveelheid vermogen beperkt, maar wel vereist om in de vraag te voorzien. De prijzen boven die 150 €/MWh betekenen dat import, opslag en vraagsturing de prijs bepalen.

Figuur 28 - Prijsduurkromme en relatief vermogen van waterstofcentrales



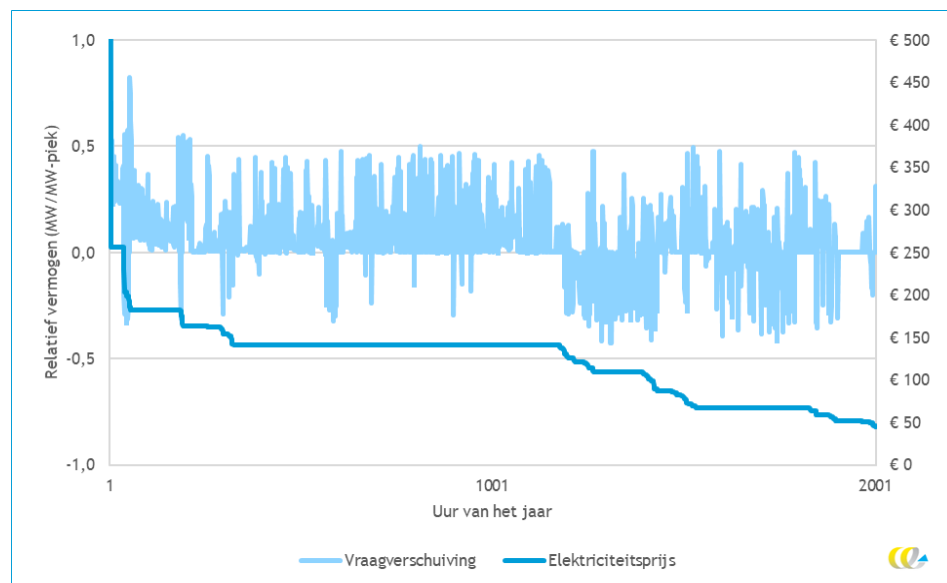
De inzet ten opzichte van de prijsduurkromme van 24-uursopslag is weergegeven in Figuur 29. Links is het figuur weergegeven voor alle uren van het jaar en rechts voor de 2.000 uren met de hoogste prijzen. Er wordt logischerwijs vaker geladen op momenten met lage prijzen. Echter zien we in het figuur rechts dat er ook op momenten met relatief hoge prijzen geladen wordt. Dit wordt veroorzaakt doordat om het energiesysteem in balans te houden energie opgeslagen dient te worden om enkele uren later opnieuw te leveren.

Figuur 29 - Prijsduurkromme en relatief vermogen van 24-uursopslag. 1 betekent ontladen en -1 laden



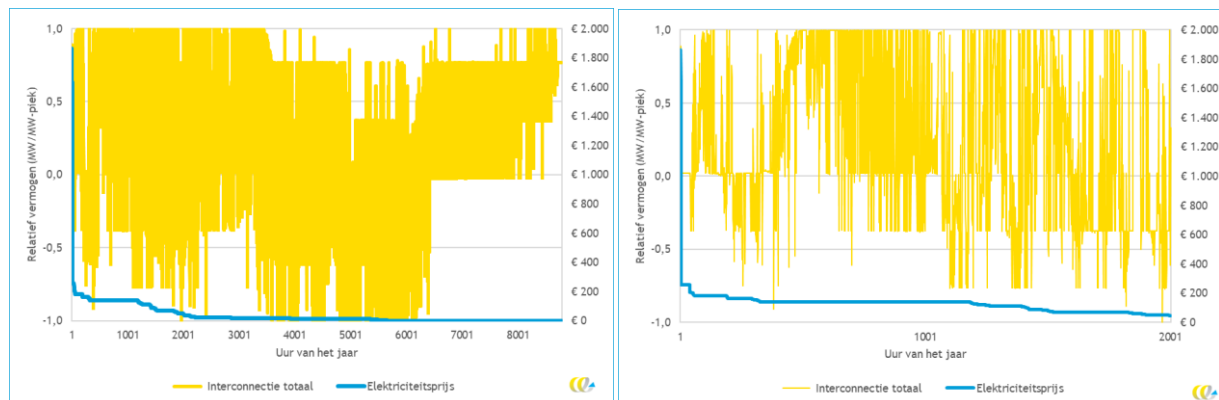
Er ontstaan verschillende plateaus waarbij de prijzen meerdere keren voor komen. De transitieperiodes (waarbij er een graduele overgang is) wordt veroorzaakt door vraagverschuiving die ingevuld moet worden. De vraag naar elektriciteit in mobiliteit en industrie is lang uitgesteld en moet ingevuld worden. Deze 'willingness-to-pay' wordt gemodelleerd en resulteert in de prijzen op die momenten, zoals hier voor en na de prijs van rond de 150 €/MWh die vaak voorkomt.

Figuur 30 - Prijsduurkromme en relatief vermogen vraagverschuiving - 2.000 uur van het jaar



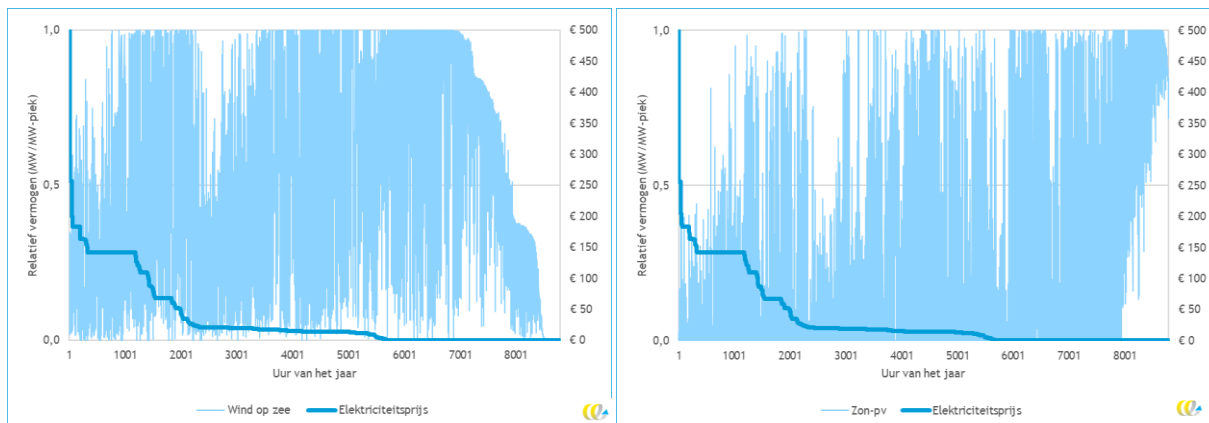
De relatie tussen elektriciteitsprijzen en interconnectie is lastiger te koppelen, aangezien het afhangt van de vermogensbalans van andere landen en bij import wat de prijs is van de productie-eenheid in het buitenland. Nederland exporteert in de uren met lage prijzen; er zijn dan overschotten in Nederland. Inzoomend op de uren met hoge prijzen zien we dat op de momenten met hoge prijzen Nederland ook vaak elektriciteit exporteert; het buitenland is op die momenten ook afhankelijk van Nederland. In de 30-uren met de hoogste prijzen, vind er geen export plaats en beperkte import.

Figuur 31 - Prijsduurkromme en relatief vermogen interconnectie - rechts de 2000 duurste uren van het jaar



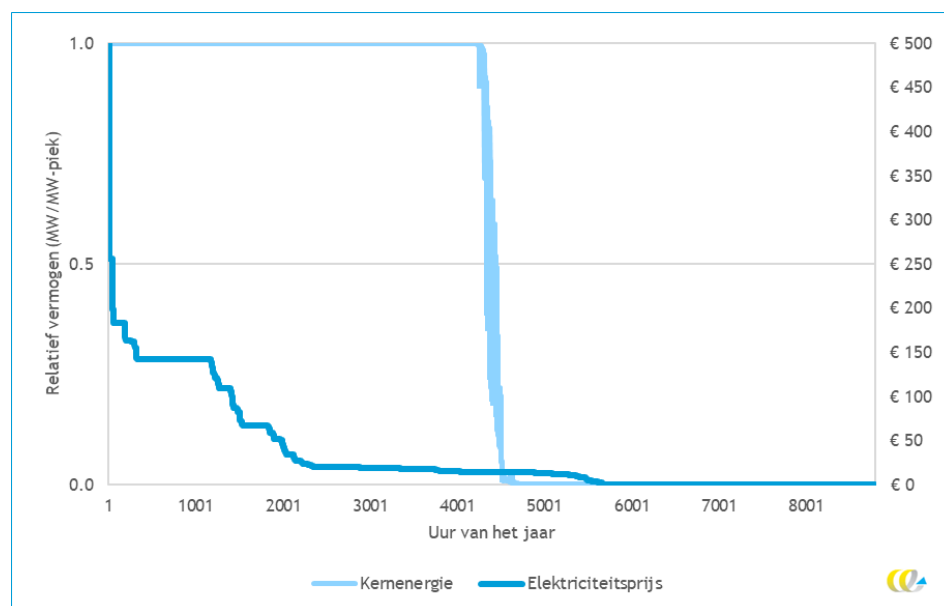
De uren met lage prijzen worden gekenmerkt door veel zon en wind. Dit zien we terug in de prijsduurkromme's. De momenten met zeer lage prijzen wordt veel duurzame elektriciteit gecurtaild, wat we terugzien in de juist zeer lage vermogens wind op zee op de goedkoopste uren. De momenten met de hoogste prijzen kennen juist weinig wind op zee. Zon-pv productie vindt voornamelijk plaats in de momenten met lagere prijzen. Echter zien we ook op momenten met relatief hoge prijzen dat er op sommige momenten ook nog veel zon-pv is.

Figuur 32 - Prijsduurkromme en relatief vermogen wind op zee en zon-pv



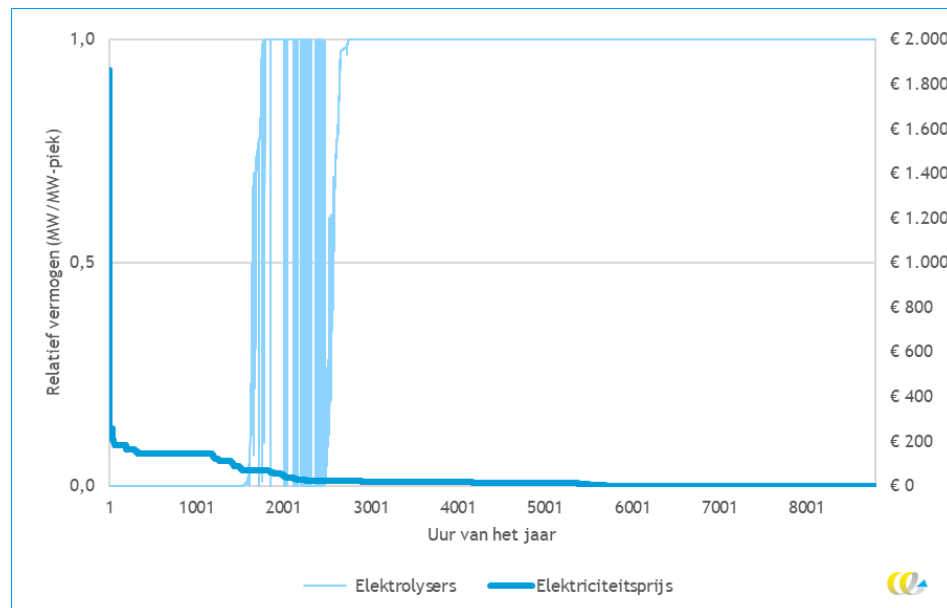
Kernenergie wordt ingezet op momenten met tekorten aan duurzame opwek en beschikbaarheid van hernieuwbare opwek uit elektriciteitsopslag. Vanwege de operationele kosten heeft kernenergie een prijsopdrijvend effect op de uurlijkse prijzen. Kernenergie heeft 4.400 vollasturen, welke alleen worden ingezet op de uren met hogere prijzen.

Figuur 33 - Prijsduurkromme en relatief vermogen kernenergie



Elektrolyzers worden zo ingezet dat er voldaan kan worden aan de waterstofvraag. Het aantal draaiuren wordt dus bepaald door het opgesteld vermogen, opslagcapaciteit en de vraag. Op uurbasis dient de waterstofvraag voor zien te worden, via directe levering of vanuit waterstofopslag. De goedkoopste 6.000 uur per jaar staan de elektrolyzers altijd aan. We zien dat op sommige duurdere momenten de elektrolyzers ook ingezet worden, dit is vereist om als er langdurig hoge prijzen zijn ook in de waterstofvraag te voorzien. Op de overige uren met waterstofvraag wordt dan opgeslagen waterstof gebruikt.

Figuur 34 - Prijsduurkromme en relatief vermogen elektrolyzers



Conclusies prijzen en prijsvorming elektriciteit

Met de analyse van technieken in relatie tot uurlijkse prijzen is zo goed mogelijk geprobeerd te duiden hoe de elektriciteitsprijzen tot stand komen. Het blijft echter complex aangezien er onderlinge technieken en willingness-to-pay berekend worden waardoor de exacte prijszettende asset niet altijd te bepalen is. We concluderen gebaseerd op de analyses per gedefinieerd blok:

1. Drie uur per jaar vindt vraagafschakeling plaats omdat er niet in de elektriciteitsvraag voorzien kan worden. De prijzen zijn dan zeer hoog.
2. Bij prijzen tussen ongeveer 50 en 250 €/MWh worden deze bepaald door waterstofcentrales, energieopslag en productiebronnen uit het buitenland via interconnectie.
3. Bij prijzen tussen de 5 en 50 €/MWh zijn (flexibele) vraag en aanbod in balans. Er is veel elektrolyse en opladen van opslag naast de normale vraag. Het exacte prijsniveau dat hier ontstaat is onzeker, aangezien het afhangt van de prijs waarvoor afnemers additionele stroom willen verbruiken.
4. Bij prijzen onder de 5 €/MWh zijn er overschotten van duurzame energie en vindt curtailment plaats.

4.4 Businesscases voor productiebronnen en flexibele assets in referentie-scenario

In de marktmodellering wordt bepaald hoe het optimale systeem zich in de praktijk gaat gedragen en bepaalde bronnen ingezet worden. Het is echter de vraag of deze inzet ook leidt tot een rendabele businesscase. In deze paragraaf geven we een inschatting van de businesscase voor verschillende bronnen. Daarbij maken we onderscheid tussen wind, zon en kernenergie en assets die ingezet worden voor de flexibiliteitsbehoefte. We modelleren alleen het jaar 2035 en niet andere jaartallen; de conclusies kunnen logischerwijs per jaar verschillen waardoor de conclusies over rentabiliteit gedurende de levensduur van het project niet gesteld kunnen worden.

Bij de berekeningen van de businesscases rekenen we met een commerciële WACC van 8%. We berekenen de inkomsten gebaseerd op de uurlijkse prijzen zoals vastgesteld in dit model en reflecteren op de overige inkomsten via andere typen contracten en markten in Paragraaf 4.2.1.

4.4.1 Wind, zon en kernenergie

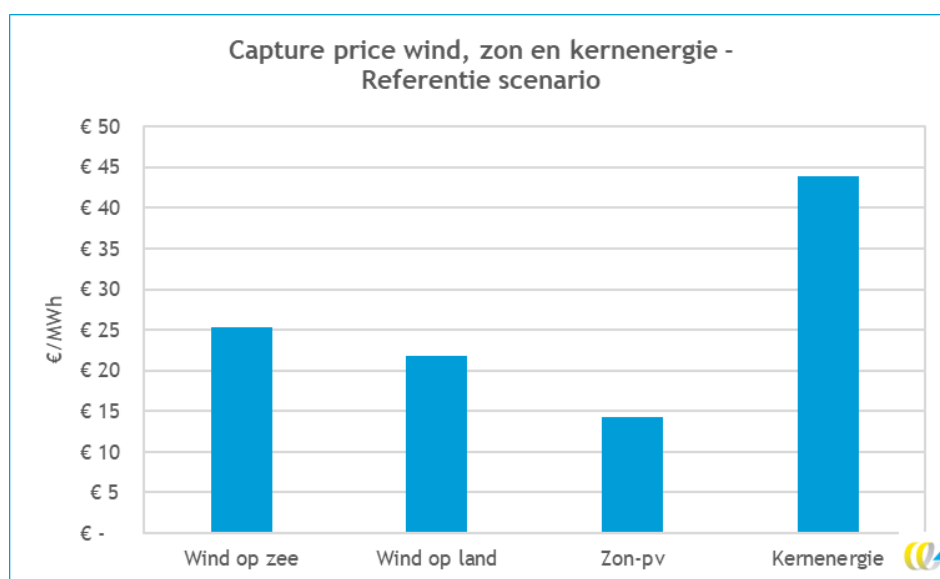
De twee factoren die de inkomsten van productiebronnen bepalen zijn het aantal draaiuren en de capture price. Bij opwek van wind (op zee en op land) en zonnepalen wordt het aantal draaiuren bepaald door de weersomstandigheden. Wel wordt een deel van de productie van deze bronnen gecurtailed, op momenten met overschotten. Bij kernenergie is het aantal draaiuren afhankelijk van de merit-order. Kerncentrales hebben iets hogere marginale kosten dan wind en zon en worden daardoor niet op alle uren ingezet. Wel staan ze lager dan in de merit-order dan andere bronnen. In het referentiescenario blijkt dat kernenergie 50% van de uren ingezet worden; op de andere uren zijn de prijzen lager dan de marginale kosten van kerncentrales en worden ze niet geactiveerd. Dit is een modelresultaat uitgaande dat kerncentrales inbieden gebaseerd op marginale kosten.

De capture price is de gewogen-gemiddelde prijs van de uurlijkse prijzen van de momenten van productie. Figuur 35 geeft de capture prices voor de verschillende bronnen in het referentiescenario.

De belangrijkste uitkomsten zijn:

- De capture price van wind op zee, wind op land en zon-pv ligt lager dan de gemiddelde elektriciteitsprijs (€ 35/MWh).
- De capture price van zon-pv het laagst is, met minder van € 15/MWh. Dit komt door grote gelijktijdigheid en een groot vermogen van zon-pv, waardoor er vaak overschotten (en dus lage prijzen) zijn op zonnige momenten. Bij wind op zee en wind op land speelt dit ook, maar in iets mindere mate door lagere vermogens.
- De capture price van kernenergie ligt hoger dan de gemiddelde elektriciteitsprijs, aangezien deze met name op dure uren ingezet wordt en niet op uren met prijzen van rond de € 0/MWh (bij overschotten van wind en zon).

Figuur 35 - Capture price wind, zon en kernenergie



Op basis van de capture price, het aantal draaiuren en de kosten hebben we een inschatting gemaakt van de businesscase voor de productiebronnen. De resultaten zijn te vinden in Tabel 16, per MWh productie. Daarnaast is het totale rendement weergegeven: dit is de inkomsten ten opzichte van de kosten. Bij een rendement van 0% worden de investeringen (met WACC van 8%) en operationele kosten terugverdiend.

Tabel 16 - Kosten en opbrengsten per MWh, referentiescenario. De aannames voor de technieken (investeringskosten, operationele kosten, afschrijftermijn, etc.) zijn opgenomen in Bijlage A. Resultaat alleen voor inkomsten met uurlijkse verkoop van elektriciteit, niet andere mogelijke inkomsten zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1

	Investeringskosten	Operationele kosten (incl. inkoopkosten brandstoffen)	Opbrengsten	Netto resultaat	Rendement
Wind op zee	€ 36	€ 0	€ 25	€ -11	-38%
Wind op land	€ 33	€ 0	€ 22	€ -11	-34%
Zon-pv	€ 26	€ 0	€ 14	€ -12	-45%
Kernenergie	€ 222	€ 4	€ 44	€ -182	-80%

De belangrijkste uitkomsten hiervan zijn:

- De resultaten hier gepresenteerd reflecteren de resultaten op de day-aheadmarkt met de gekozen modelaannames en input vanuit het NPE-referentiescenario. Daarnaast heeft het model perfecte kennis, waardoor het vrij eenvoudig vrij en aanbod kan stabiliseren.
- Er is in deze modeldoorrekeningen geen businesscase voor al deze bronnen in 2035 op de gemodelleerde markt. Dit komt doordat de capture price steeds lager wordt door kannibalisatie, terwijl de kosten hoog blijven.
- De businesscase is het slechtst voor wind op zee en kernenergie. Maar ook bij wind op land en zon-pv is de businesscase negatief in het referentiescenario. Dit impliceert dat, met de huidige marktordening, niet zulke grote vermogens opwek gerealiseerd zullen worden.
- Bij wind op zee rekenen we met de kosten van wind op zee zonder elektriciteitsinfrastructuur (Net op Zee). De investeringskosten voor wind op zee zijn ongeveer 1.600 €/kW en de relatieve kosten voor het net op zee per vermogen wind op zee zijn ongeveer 1.400 €/kW.

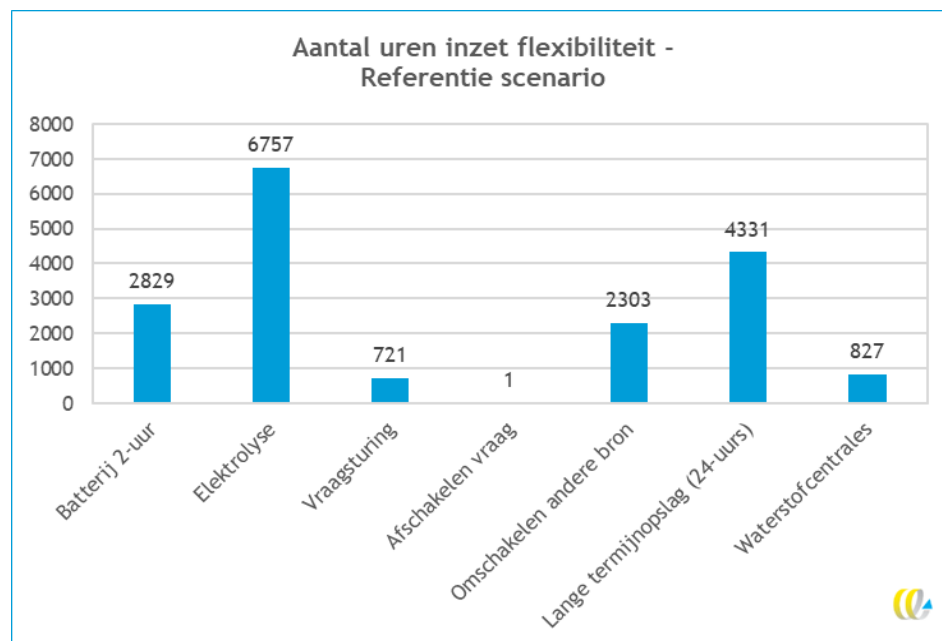
4.4.2 Flexibele assets

De inzet van flexibele assets hangt af van hun karakteristieken (elektriciteit leveren of afnemen, tijdsduur levering/afname) en hun plek in de merit-order. De marktmodellering bepaalt de verwachte inzet van de verschillende assets. Figuur 36 geeft het aantal vollasturen van per type¹¹.

De figuur laat zien dat elektrolyzers een groot deel van het jaar (75% van de uren) ingezet worden. Dit komt doordat er veel uren met lage prijzen, door overschotten van opwek, zijn. Waterstofcentrales worden minder dan 10% van het jaar ingezet omdat wind, zon, kernenergie en opslag voor het grootste deel van het jaar in de vraag naar elektriciteit kunnen voorzien. Het afschakelen van de vraag, met hele hoge prijzen tot gevolg, heeft slechts 1 vollastuur. We modelleren hierbij één weerjaar, maar er is een sterke afhankelijkheid daarvan voor de inzet van flexibiliteit. Dit wordt meegenomen in de varianten beschreven in Paragraaf 4.5.

¹¹ Bij opslag tellen we zowel de uren van afname van elektriciteit als levering van elektriciteit mee.

Figuur 36 - Aantal vollasturen inzet flexibele assets



Tabel 17 geeft een overzicht van de businesscase voor de flexibele assets, per MWh geleverde energie¹².

Tabel 17 - Kosten en opbrengsten per MWh, referentiescenario De aannames voor de technieken (investeringskosten, operationele kosten, afschrijftermijn, etc.) zijn opgenomen in Bijlage A. Resultaat alleen voor inkomsten met uurlijkse verkoop van elektriciteit, niet andere mogelijke inkomsten zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1

	Investeringskosten	Operationele kosten (incl. inkoopkosten brandstoffen)	Nettarieven elektriciteit ¹³	Opbrengsten	Netto resultaat	Netto rendement
Batterij 2-uur	€ 66	€ 0	€ 290	€ 42	€ -316	-88%
Elektrolyse	€ 37	€ 35	€ 29	€ 64	€ -35	-35%
Vraagsturing	€ 0	€ 31	€ 0	€ 72	€ 41	134%
Afschakelen vraag	€ 0	€ 1.703	€ 0	€ 2.075	€ 67	4%
Vraaguitval (switch elektriciteit naar gas)	€ 0	€ 25	€ 0	€ 115	€ 89	361%

¹² Bij elektrolyser waterstof, bij overige bronnen elektriciteit.

¹³ De nettatariefkosten zijn geen onderdeel van de afwegingen van het model op bepaalde flexibiliteitsbronnen te plaatsen. Het model kijkt alleen naar de kosten van de technieken en benodigde infrastructuur, aangezien dit de daadwerkelijke maatschappelijke kosten weergeeft. De kosten voor het realiseren van de infrastructuur (die o.a. leiden tot de tarieven) is wel opgenomen. Voor de businesscases zijn de nettatarieven logischerwijs wel belangrijk. De nettatarieven zijn volledig meegenomen en er is niet gerekend met een eventueel lager tarief via alternatieve transportrechten, aangezien er daarmee ook geen rekening is gehouden met de inzet van de bronnen.

	Investeringskosten	Operationele kosten (incl. inkoopkosten brandstoffen)	Nettarieven elektriciteit ¹³	Opbrengsten	Netto resultaat	Netto rendement
Langetermijnopslag (24-uurs)	€ 117	€ 0	€ 90	€ 48	€ -159	-77%
Langetermijnopslag (24-uurs) - met tariefkorting ¹⁴	€ 123	€ 0	€ 36	€ 48	€ -111	-70%
Waterstofcentrales	€ 30	€ 16	€ 0	€ 34	€ -11	-24%
Waterstofopslag	€ 0,14	€ 0		€ 0,09	€ -	-29%

De belangrijkste conclusies uit Tabel 17 zijn:

- De resultaten hier gepresenteerd reflecteren de uurlijkse elektriciteitsprijzen zoals berekend in deze studie. Deze zijn afhankelijk van de gekozen modelaannames en input vanuit het NPE-referentiescenario. Daarnaast heeft het model perfecte kennis, waardoor het vrij eenvoudig vrij en aanbod kan stabiliseren. Extra inkomsten voor flexibele assets kunnen gerealiseerd worden op andere markten, zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1.
- Het loont voor afnemers om hun vraag flexibel in te vullen (of eventueel zelfs af te schakelen). Hiervoor zijn geen investeringen nodig en de operationele kosten zijn een stuk lager dan de opbrengsten.
 - Er zijn wel nog praktische, organisatorische en financiële belemmeringen voor het realiseren van vraagverschuiving. Partijen zien de onzekerheid over effect op operationalisering en inkomsten bijvoorbeeld nog als knelpunten, net zoals de methode van ontsluiten van vraagsturing voor energiemarkten.
- De overige flexibele bronnen hebben een negatieve businesscase. Dit komt met name door de lage opbrengsten, als gevolg van lage elektriciteitsprijzen (door veel overschotten hernieuwbare opwek). De flexibiliteitsbronnen kunnen opgeslagen of geproduceerde elektriciteit dus niet voor een prijs verkopen die de businesscase rendabel maakt. Daarnaast zijn er verschillende bronnen (zoals centrales) die te weinig vollasturen draaien om rendabel te worden, ondanks dat ze de prijs zetten. Per bron lichten we dit hieronder toe.
- Langetermijnopslag heeft hogere investeringskosten per geleverde MWh dan Li-ion-batterijen, maar wordt toch een stuk meer toegepast. Dit laat zien dat er in het systeem meer waarde is voor langetermijnopslag dan voor kortetermijnopslag. Een langetermijnopslagsysteem kent per geleverde MWh ongeveer twee keer zulke hoge kosten als een lithium-ion-systeem met 2-uursopslagcapaciteit.
- De nettarieven zijn een groot aandeel van de totale kosten voor flexibiliteitstechnieken die ook stroom afnemen. Lithium-ion-batterijen met een beperkt aantal vollasturen kennen zeker een hoog bedrag per MWh, maar ook voor elektrolyse en langetermijnopslag hebben de nettarieven een groot effect op de businesscase. Voor de nettarieven zijn volledige kosten aangenomen en is niet gerekend met alternatieve transportrechten. Bij alternatieve transportrechten zijn de netkosten maximaal 65% lager. We schatten in dat dit resulteert in een beperking van 5% van de uren en 60% lagere nettarieven (soms wordt gehandeld naar verwachting op duurdere momenten). Dit is geen exacte berekening maar een ordegrrootte schatting. Daarmee is het rendement beter, maar nog steeds negatief.
- Bij langetermijnopslag is de efficiëntie slechts 60%, waardoor veel energie verloren gaat. De operationele kosten zijn echter alsnog verwaarloosbaar, wat impliceert dat er

¹⁴ Inschatting gebaseerd op korting van 60% en 10% beperking in uren qua inzet.

alleen opgeladen wordt op uren met hele lage elektriciteitsprijzen. Dit is mogelijk doordat er vele uren met lage prijzen zijn, door de grote hoeveelheid hernieuwbare opwek in het referentiescenario.

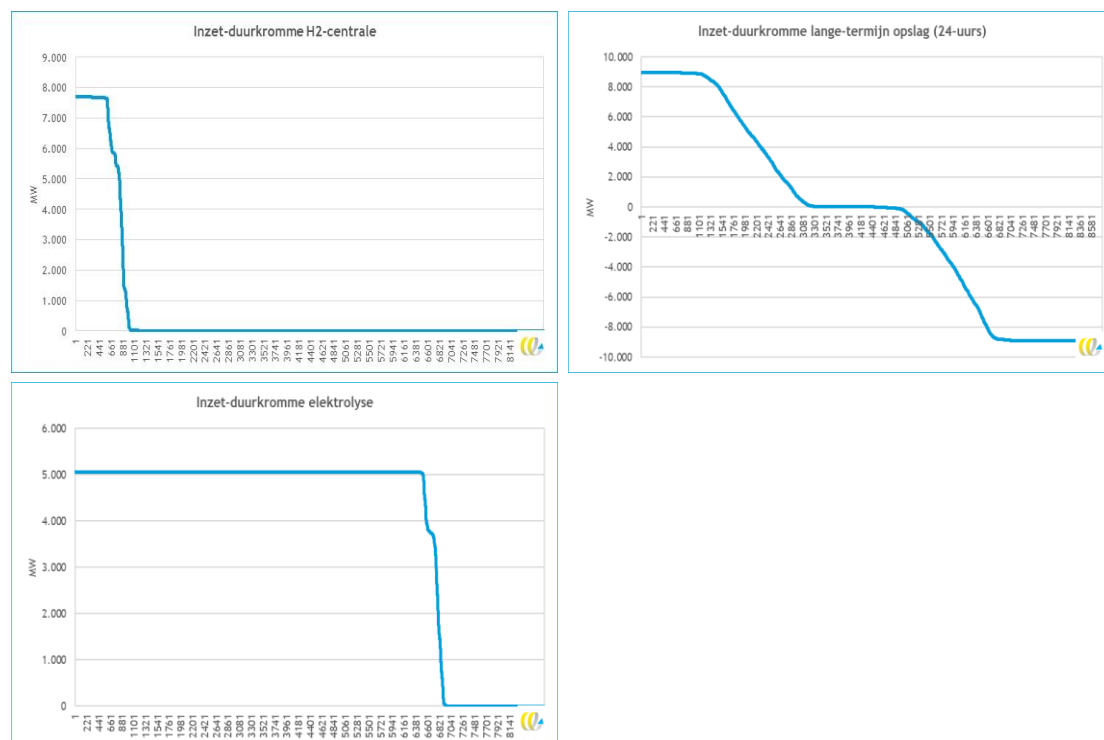
- Bij waterstofcentrales gaan we uit van retrofit van bestaande gascentrales. Bij nieuwe waterstofcentrales zijn de investeringskosten hoger en de businesscase slechter. De kosten zijn 3 tot 6 keer hoger, zie hiervoor Bijlage A.2.4.
- In deze analyses zijn alleen inkomsten gebaseerd op de uurlijkse elektriciteitsprijzen meegenomen. Door inzet op de onbalansmarkt en intra-daymarkt kunnen assets nog extra inkomsten genereren. In totaal gaat het naar verwachting om € 170.000.000 extra inkomsten per jaar (zie Paragraaf 4.6.5). Deze zullen naar verwachting vooral ten goede komen aan flexibele bronnen met lage operationele kosten (elektrolyzers, batterijen, langetermijnopslag (24-uurs), vraagsturing). De extra inkomsten zijn ongeveer 5% van de totale jaarlijkse opbrengsten van deze flexibele bronnen. Deze verbeteren de businesscase dus iets, maar zal naar verwachting geen doorslaggevende factor zijn en niet leiden tot een positieve businesscase voor deze bronnen. Daarnaast zijn er nog andere inkomsten mogelijk via bijvoorbeeld de termijnmarkten, zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1.
- De flexibele bronnen kunnen een positieve businesscase krijgen als er voor hogere bedragen ingeboden wordt, om zo de hoge investeringskosten terug te verdienen. Dit leidt dan ook tot hogere energieprijzen. Echter, individuele partijen lopen het risico om uit de markt geprijsd te worden als ze deze keuze maken.

Positieve businesscase nog geen garantie voor investeringen

Een positieve businesscase in deze modelberekening hoeft nog niet te leiden tot een investeringsbeslissing. Er dient ook investeringszekerheid te zijn voor een partij om te investeren. Oftewel bepaalde zekerheid dat er voldoende draaiuren met goede prijzen gemaakt kunnen worden over een langere periode. Alleen dan zullen partijen ook daadwerkelijk technieken realiseren. Daarnaast kan deze zekerheid invloed hebben op de WACC als technieken een hoger risico kennen.

De tabellen hiervoor geven de gemiddelde kosten en opbrengsten weer voor de verschillende flexibele assets. Echter, niet alle flexibele assets zullen evenveel draaiuren maken. Voor voldoende leveringszekerheid zal ook voor flexibele assets met weinig draaiuren een businesscase moeten zijn. Hiervoor hebben we de inzet-duurkrommes voor de verschillende flexibele bronnen in kaart gebracht. De inzet-duurkrommes voor waterstofcentrales, elektrolyzers en langetermijnopslag (24-uurs) zijn weergegeven in de figuren op de volgende bladzijde.

Figuur 37 - Inzet-duurkrommes waterstofcentrales, elektrolyzers en langetermijnopslag (24-uurs)



De belangrijkste conclusies van de inzet-duurkrommes van deze flexibele bronnen zijn:

- Bij waterstofcentrales wordt 600 uur per jaar (70% van gemiddeld aantal vollasturen) het volledige vermogen ingezet. Dit betekent dat er geen centrales zijn die bijna geen draaiuren hebben, maar wel centrales die minder vollasturen hebben dan gemiddeld en dus een mindere businesscase. De centrales die het meeste draaien worden ongeveer 1.000 uur per jaar (125% van gemiddeld aantal vollasturen) ingezet.
- 6.500 uur per jaar (95% van gemiddeld aantal vollasturen) wordt het volledige vermogen aan elektrolyzers ingezet. Dit betekent dat alle elektrolyzers minimaal 95% van het gemiddelde aantal vollasturen hebben en de businesscase van alle elektrolyzers ongeveer gelijk is.
- Bij langetermijnopslag (24-uurs) wordt slechts 2.300 per jaar (55% van het gemiddeld aantal vollasturen) het volledige vermogen ingezet. Dit betekent dat een deel van het vermogen een stuk minder draaiuren maakt en een slechtere businesscase heeft dan gemiddeld. Daarnaast is er ook een deel van het vermogen dat tot 150% van het gemiddeld aantal vollasturen wordt ingezet en dus een gunstigere businesscase heeft dan gemiddeld.

4.4.3 Inkomsten met grove schatting andere inkomstenstromen

In de Monitor Leveringszekerheid is een inschatting gemaakt van de inkomsten buiten de directe marktwaarde van technieken (TenneT, 2024b). Zoals aangegeven zijn de berekende uurlijkse prijzen zoals berekend in deze studie niet per se gelijk aan de day-aheadprijzen en zouden daar mogelijk ook hogere prijzen (en daarmee inkomsten) plaats kunnen vinden. Als we echter aannemen dat onze uurlijkse modellering valide is, kunnen gebaseerd daarop een ordegrrootte schatting gegeven worden van de totale inkomsten. Hiervoor gebruiken we de resultaten van TenneT, zoals toegelicht in Tekstkader 2. Gebaseerd op die studie

hanteren we grove percentages; we nemen aan dat de directe marktwaarde 90% is van totale inkomsten van zon en wind en 50% van de inkomsten van batterijen en gascentrales.¹⁵ Dit zijn zeer grove aannames zonder verdere doorrekening, maar ze geven wel een inschatting van de mogelijke effecten. Het percentage voor batterijen nemen we aan voor 24-uursopslag. Deze resultaten zijn weergegeven in Tabel 18.

Met deze benadering van de additionele inkomsten wordt ingeschat dat de waterstofcentrales rendabel ingezet kunnen worden. De overige productiebronnen kennen wel een beter resultaat en rendement, maar met de gehanteerde aannames en modellering wordt die businesscase niet rendabel.

Tabel 18 - Modellering inkomsten met uurlijkse elektriciteitsprijzen en grove inschatting inclusief additionele inkomsten

	Modellering uurlijkse inkomsten deze studie				Inschatting inclusief additionele inkomsten		
	Totale kosten	Opbrengsten	Netto resultaat	Rendement	Opbrengsten	Netto resultaat	Rendement
Wind op zee	€ 36	€ 25	€ -11	-38%	€ 28	€ -8	-23%
Wind op land	€ 33	€ 22	€ -11	-34%	€ 24	€ -9	-26%
Zon-pv	€ 26	€ 14	€ -12	-45%	€ 16	€ -10	-40%
Batterij 2-uur	€ 356	€ 42	€ -316	-88%	€ 84	€ -272	-76%
Langetermijnopslag (24-uurs)	€ 207	€ 48	€ -159	-77%	€ 96	€ -111	-54%
Langetermijnopslag (24-uurs) - met tariefkorting	€ 159	€ 48	€ -111	-70%	€ 96	€ -63	-40%
Waterstofcentrales	€ 46	€ 34	€ -11	-24%	€ 68	€ 22	48%

4.5 Reflectie marktdynamiek in andere varianten

De marktdynamiek analyse is alleen voor het referentiescenario in detail uitgevoerd. Voor verschillende varianten is gekozen om een extra analyse uit te voeren van specifieke elementen om relevante aspecten van die varianten te kunnen duiden en extra inzicht te geven in de marktdynamiek. De marktdynamiek is onderzocht voor de volgende beleids- en gevoeligheidsvarianten:

- vrije optimalisatie;
- weerjaar 1987;
- andere vraagscenario;
- meer/minder DSR;
- Alleen groene H₂;
- geen langetermijnopslag (24-uurs);
- commerciële WACC;
- 95% CO₂-reductie doelstelling Noordwest-Europa
- 98% reductie doelstelling Noordwest-Europa en CO₂-vrij elektriciteitssysteem Nederland.

¹⁵ Deze getallen zijn gebaseerd op een analyse van TenneT voor 2028 in de Monitor Leveringszekerheid. Richting 2035 veranderen deze cijfers echter door verzadiging van flexibiliteitsmarkten, dalen van kosten van technieken zoals batterijen of waterstof, toename van volatiliteit in marktprijzen en mogelijk verbetering van voorspellingsmodellen van bijvoorbeeld weersomstandigheden. Dit is dus een grove benadering, waarbij deze aannames in een losse analyse verder onderzocht kunnen worden.

4.5.1 Gemiddelde elektriciteitsprijs - varianten

De capture price en businesscase zijn afhankelijk van de uurlijkse elektriciteitsprijzen die verschillen bij de gevoeligheidsanalyses. Tabel 19 toont de belangrijkste eigenschappen van de elektriciteitsprijzen voor de belangrijkste varianten.

Tabel 19 - Statistieken uurlijkse prijzen in referentie en selectie gevoeligheidsanalyses

	Gemiddelde elektriciteitsprijs	Aantal uren vraag afschakeling (prijzen > € 1.500 /MWh)	Aantal uren overschotten elektriciteit (< € 30/MWh)
Referentie	€ 35,8	3	6.637
Vrije optimalisatie	€ 38,9	1	6.628
Vraagscenario internationale ambitie	€ 30,9	2	6.714
Minder DSR	€ 35,7	4	6.652
Meer DSR	€ 34,1	1	6.673
Alleen groene H ₂	€ 33,3	2	7.281
Weerjaar 1987	€ 51,1	82	6.813
Geen langetermijnopslag	€ 36,3	0	6.724
Commerciële WACC	€ 48,1	0	5.923
95% CO ₂ -reductie	€ 40,5	44	6.461
NL CO ₂ -vrij, buurlanden 98% reductie	€ 46,9	56	6.652

De volgende aspecten vallen op:

- De gemiddelde elektriciteitsprijs is niet de enige eigenschap om conclusies aan te verbinden. Een hogere elektriciteitsprijs kan resulteren in een betere businesscase voor invoeders, die in de referentie sterk onder druk staan. Daarnaast is het een gemiddelde waardoor een aantal uren met hoge prijzen het gemiddelde sterk opdrijven. Het is dan ook naast de gemiddelde prijs belangrijk om conclusies te baseren op een totaal zoals ook totale maatschappelijke kosten en de onrendabele top van producenten.
- In de vrije optimalisatie zijn de gemiddelde elektriciteitsprijzen hoger. Dit komt doordat de hoeveelheid vraag en opwek meer in verhouding zijn. Daardoor zijn er minder uren met extreme overschotten en daardoor een prijs van € 0/MWh, namelijk 3.100 uur in het referentiescenario en 2.600 in de vrije optimalisatie. Dit verbetert ook de businesscase van productie. Het aantal uren met lage prijzen onder de € 30/MWh blijft wel gelijk.
- Bij het scenario met een lagere energievraag zijn er iets meer uren met lage prijzen; er zijn meer momenten met overschotten. Het aantal uren met prijzen van € 0/MWh neemt toe van 3.100 naar 3.350 uur per jaar.
- Meer demand response resulteert erin dat prijzen vaker onder een grens van € 50/MWh blijven, dit is namelijk de prijs waarvoor demand response ingezet kan worden. Door meer demand response daalt de elektriciteitsprijs best significant van € 35,8 naar € 34,1/MWh.
- Als er alleen groene waterstof toegestaan is bij de productie uit elektriciteitscentrales resulteert dit in Noordwest-Europa in meer elektriciteitsproductie. Het opgesteld vermogen wind op land neemt toe met 15 GW en zon-pv met 25 GW, naast een stijging van elektrolysecapaciteit van 14 GW. De gemiddelde elektriciteitsprijs daalt ten opzichte van de referentie door de additionele opwek; er zijn extra uren met overschotten. Deze overschotten worden vervolgens gebruikt door elektrolyzers, welke worden ingezet op de uren met overschotten totdat in de waterstofvraag voorzien kan

worden. Elektrolyzers hebben echter maar een beperkt prijsopdrijvend effect, waardoor de gemiddelde prijs daalt. Groene waterstof kent een relatief lage prijs door de grote aanwezigheid van goedkope stroom, de waterstofprijzen in dit scenario zijn dan ook lager dan het referentiescenario. Daardoor worden de uren waarop de centrales actief zijn dus niet duurder, wat de gemiddelde prijs dus niet opdrijft.

- In het scenario met weerjaar 1987 verandert het opgesteld vermogen in Noordwest-Europa. Er is vooral een verandering in zon (+40 GW), wind op land (+25 GW) en waterstofcentrales (20 GW). Er is een beperkte groei in het aantal uren met relatief hoge prijzen (€ 200 tot € 1.500/MWh), van 40 naar 80 uur per jaar. Er is vooral een explosieve groei in het aantal uren dat vraagafschakeling plaatsvindt naar 80 uur, en er dus zeer hoge prijzen zijn boven de € 1.500/MWh. Dit drijft de gemiddelde prijs flink op, naar € 51,1/MWh. De gemiddelde prijs buiten die uren is slechts € 36,1/MWh.
- In het scenario zonder langetermijnsopslag (24-uurs) stijgen de gemiddelde elektriciteitsprijzen. Dit komt doordat de marginale kosten van gascentrales hoger zijn en deze vaker de prijszettende producent zijn.
- Als in de systeemanalyse de technieken geplaatst worden gebaseerd op een optimalisatie met een commerciële WACC stijgen de elektriciteitsprijzen sterk. Er is in Noordwest-Europa minder hernieuwbare opwek en een enorme toename in inzet van waterstofcentrales (van 42 naar 78 TWh). Voor Nederland neemt de inzet van waterstofcentrales toe van 7 tot 12 TWh. Dit resulteert er ook in dat er meer uren zijn dat waterstofcentrales prijszettend zijn (120 uren met prijzen boven € 200/MWh in plaats van 40), waardoor het gemiddelde toeneemt. In Nederland dalen daarnaast het aantal uren met prijzen van € 0/MWh van 3.100 naar 2.400. Dit komt vanwege meer elektrolyse, waardoor deze elektriciteitsvraag van elektrolyse prijszettend wordt.
- In het scenario waarin het systeem niet CO₂-vrij is, valt op dat de gemiddelde prijzen toenemen. Dit komt doordat er meer uren zijn dat vraagafschakeling ingezet wordt; het blijkt dat het opgestelde vermogen in de systeemanalyse niet afdoende functioneert in de marktanalyse. Dit is niet gezien in andere scenario's, maar er is blijkbaar een niet-optimaal ontwerp waardoor een tekort aan elektriciteitsvraag ontstaat.
 - De gemiddelde prijs zonder de momenten met extreme prijsspieken is 32,6 €/MWh in het scenario met 95% CO₂-reductie. In het referentiescenario is dit 35,2 €/MWh.

4.5.2 Capture price en businesscase - varianten

Capture price

Deze elektriciteitsprijs raakt direct de capture price van verschillende productietechnieken, zoals weergegeven in Tabel 20. Dit is alleen weer gegeven voor de productiebronnen wind, zon en kernenergie. Voor flexibiliteitsbronnen is de capture price minder indicatief, daarom is in de volgende paragraaf de inkomsten per MW voor verschillende technieken opgenomen.

Tabel 20 - Capture price, referentie en meest relevante gevoeligheidsanalyses

	Gemiddelde elektriciteitsprijs	Wind op zee	Wind op land	Zon-pv	Kernenergie
Referentie	€ 35,8	€ 26,1	€ 21,8	€ 14,5	€ 42,5
Vrije optimalisatie	€ 38,9	€ 28,6	€ 25,1	€ 15,0	€ 46,0
Vraagscenario internationale ambitie	€ 30,9	€ 21,9	€ 17,9	€ 12,4	€ 37,7
Minder DSR	€ 35,7	€ 26,2	€ 23,4	€ 14,5	€ 47,7

	Gemiddelde elektriciteitsprijs	Wind op zee	Wind op land	Zon-pv	Kernenergie
Meer DSR	€ 34,1	€ 24,9	€ 22,7	€ 13,8	€ 38,0
Alleen groene H ₂	€ 33,3	€ 23,0	€ 18,8	€ 12,9	€ 44,1
Weerjaar 1987	€ 51,1	€ 26,5	€ 24,2	€ 14,1	€ 70,3
Geen langetermijn-opslag	€ 36,3	€ 22,0	€ 19,0	€ 11,4	€ 59,9
Commerciële WACC	€ 48,1	€ 33,5	€ 30,7	€ 18,4	€ 38,8
95% CO ₂ -vrij	€ 40,5	€ 27,4	€ 23,8	€ 16,2	€ 51,2

We zien dat in lijn met de verandering in de gemiddelde elektriciteitsprijs vaak ook de capture price meebeweegt. Afwijkingen daarin zijn de capture price van kernenergie bij minder DSR welke toeneemt, doordat kernenergie op momenten zonder DSR extra inkomsten realiseert. De capture price voor kernenergie is in het scenario met commerciële WACC lager, wat komt door een andere energiemix en meer vollasturen van kernenergie, maar tegen een lagere prijs. In het extreme weerjaar valt daarnaast op dat de gemiddelde prijs extreem stijgt, maar dit niet terugkomt in de capture price. De prijzen zijn namelijk juist extreem hoog op momenten zonder zon en wind. Opvallend is de toename in capture prices bij een systeem met 95% CO₂-vrij. Dit wordt veroorzaakt door de ongeveer 40 uren extra met vraagafschakeling en extreem hoge prijzen, wat een prijsverhogend effect heeft voor de technieken, ook al produceren ze maar een gedeelte van deze tijd.

Businesscases: inkomsten per MW en rendement

Het effect van de varianten van de businesscases van verschillende technieken bepalen we door het gemiddelde effect per MW opgesteld vermogen en het rendement weer te geven. De weergegeven resultaten zijn inkomsten via verkoop van elektriciteit bij de vastgestelde uurlijkse prijzen, zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1.

Voor sommige varianten zijn additionele figuren en tabellen gemaakt, welke in volgende paragrafen worden toegelicht. Voor het rendement wordt gerekend met een commerciële WACC voor alle technieken van 8%. De systeemanalyse is hoe het optimale systeem binnen gestelde randvoorwaarden gerealiseerd kan worden, in de marktdynamiek rekenen we met commerciële prijzen om te kijken of dat systeem in de markt gerealiseerd kan worden.

Tabel 21 - Inkomsten per MW en rendement per variant (1/2). Resultaat alleen voor inkomsten met uurlijkse verkoop van elektriciteit, niet andere mogelijke inkomsten zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1

	Referentie		Vrije optimalisatie		Vraagscenario IA		Minder DSR		Meer DSR	
	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R
Wind op zee	€ 103.700	-38%	€ 112.000	-34%	€ 85.600	-49%	€ 105.600	-37%	€ 99.200	-41%
Wind op land	€ 81.900	-34%	€ 82.500	-33%	€ 67.600	-45%	€ 83.300	-33%	€ 78.600	-36%
Zon	€ 21.800	-45%	€ 22.700	-43%	€ 18.500	-53%	€ 21.700	-45%	€ 20.600	-48%
Kernenergie	€ 192.500	-80%	€ 203.300	-80%	€ 156.700	-84%	€ 210.500	-78%	€ 168.700	-83%
Batterij 2-uur	€ 32.300	-88%	€ 31.400	-89%	€ 29.500	-89%	€ 34.200	-88%	€ 27.300	-90%
Elektrolyse	€ 444.000	-35%	€ 447.300	-34%	€ 424.500	-38%	€ 451.800	-34%	€ 423.100	-38%
Vraagsturing	€ 16.200	134%	€ 16.000	132%	€ 13.100	112%	€ 13.700	131%	€ 25.100	90%
Afschakelen vraag	€ 969	4%	€ 1.035	6%	€ 1.125	24%	€ 3.622	27%	€ 145	-9%
Omschakelen andere bron	€ 261.800	361%	€ 269.900	386%	€ 220.300	309%	€ 192.700	64%	€ 295.000	476%

	Referentie		Vrije optimalisatie		Vraagscenario IA		Minder DSR		Meer DSR	
	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R
Langetermijnopslag (24-uurs)	€ 103.100	-77%	€ 100.300	-78%	€ 95.300	-79%	€ 98.600	-78%	€ 97.800	-78%
Waterstofcentrales	€ 28.800	-24%	€ 30.300	-23%	€ 20.700	-40%	€ 31.300	-16%	€ 21.600	-41%

€/MW = inkomsten per MW; R = Rendement.

Tabel 22 - Inkomsten per MW per variant (2/2). Resultaat alleen voor inkomsten met uurlijkse verkoop van elektriciteit, niet andere mogelijke inkomsten zoals beschreven in Paragraaf 4.2.1

	Referentie		Alleen groene H ₂		Weerjaar 1987		Geen langetermijnopslag		Commerciële WACC	
	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R	€/MW	R
Wind op zee	€ 103.700	-38%	€ 91.600	-45%	€ 94.200	-43%	€ 84.900	-49%	€ 137.200	19%
Wind op land	€ 81.900	-34%	€ 71.700	-42%	€ 78.600	-36%	€ 67.000	-46%	€ 111.900	1%
Zon	€ 21.800	-45%	€ 19.400	-51%	€ 20.200	-49%	€ 17.200	-57%	€ 27.700	-28%
Kernenergie	€ 192.500	-80%	€ 198.300	-80%	€ 321.200	-68%	€ 209.800	-79%	€ 192.400	-77%
Batterij 2-uur	€ 32.300	-88%	€ 30.300	-89%	€ 36.900	-87%	€ 31.000	-89%	€ 36.600	-87%
Elektrolyse	€ 444.000	-35%	€ 309.900	-54%	€ 357.600	-47%	€ 295.700	-55%	€ 373.000	-38%
Vraagsturing	€ 16.200	134%	€ 15.800	110%	€ 32.800	208%	€ 33.100	154%	€ 37.800	159%
Afschakelen vraag	€ 969	4%	€ 1.334	16%	€ 20.274	2%	€ 1	-98%	€ -	-98%
Omschakelen andere bron	€ 261.800	361%	€ 234.800	361%	€ 406.100	468%	€ 270.900	415%	€ 373.000	419%
Langetermijnopslag (24-uurs)	€ 103.100	-77%	€ 101.500	-77%	€ 137.400	-69%	-	-	€ 187.900	-56%
Waterstofcentrales	€ 28.800	-24%	€ 20.800	-39%	€ 144.600	298%	€ 24.800	1%	€ 32.300	25%

€/MW = inkomsten per MW; R = Rendement.

Over de ontwikkeling in de businesscase concluderen we per variant:

- De resultaten worden gevormd door de aannames in de systeemanalyse en varianten (zoals CO₂-vrij in 2035) en gebaseerd op de modellering van de uurlijkse energieprijzen met perfecte voorkennis. In realiteit zal de kennis vooruit altijd afwijken van de daadwerkelijke realisatie, waardoor er andere prijzen zullen ontstaan. Daarnaast zijn er andere markten dan vereist om eventuele onbalans op te lossen, waarop wordt gereflecteerd in Paragraaf 4.7.
- Voor de vrij optimalisatie blijft de businesscase in Nederland grofweg gelijk. Er is minder opgesteld vermogen van voornamelijk wind op land, zon-pv en elektrolyse. In de vrije optimalisatie geldt de belangrijkste beleidseis nog wel: volledig CO₂-vrij. Dit geeft het energiesysteem het meeste vorm. We zien hieruit dat een maatschappelijke optimalisatie van het energiesysteem dus zeker niet resulteert in rendabele businesscases van de productie- en flexibiliteitsbronnen in deze modelberekening. De onrendabele businesscase in het referentiescenario is dus niet veroorzaakt door het vastzetten van de vermogens van hernieuwbare opwek, maar zijn fundamenteeler in de marktdynamiek van de energy-only-markten die bepaald worden door operationele kosten.
- Bij een lagere vraag (zoals vraagscenario Internationale Ambitie) blijkt dat de inkomsten van alle productiebronnen dalen; er zijn meer uren met overschotten waardoor er lagere prijzen zijn. De businesscases van energieopslag verminderen beperkt. Voor waterstofcentrales geldt dat het aantal vollasturen drastisch afneemt en daarmee de inkomsten.

- Vraagsturing beïnvloedt de businesscases van elektriciteitsproductie beperkt. Het heeft wel een direct effect op de businesscases van vraagsturing. Bij meer vraagsturing dalen de inkomsten per MW voor vraagsturing; er vindt dus kannibalisatie van de eigen businesscase plaats. In het scenario met meer vraagsturing is er vooral minder langetermijnopslag, maar de businesscase wordt nauwelijks slechter. De behoefte aan waterstofcentrales wordt wel minder.
- In de variant met groene waterstof-eis voor centrales dalen de inkomsten van hernieuwbare opwek. Uit de systeemanalyse blijkt een grotere noodzaak voor opwek (we gaan in de marktdynamiek uit van de geïnstalleerde vermogens uit de systeemanalyse) en hierdoor zijn er meer uren met overschotten. Deze overschotten worden vervolgens gebruikt door elektrolyzers die een williges-to-pay hebben van ongeveer € 25/MWh. Daarmee daalt de gemiddeld energieprijzen en dus de inkomsten. Daarnaast dalen de inkomsten per MW voor elektrolyse door een afname van het aantal vollasturen. Het vermogen elektrolyzers stijgt met 20%, maar worden relatief minder uren ingezet. Waterstofcentrales maken ook minder draaiuren, vanwege een hogere kostprijs, waardoor de inkomsten dalen.
- In de variant met het weerjaar 1987 zijn de elektriciteitsprijzen hoger en stijgen voor de inkomsten van flexibiliteitsbronnen zoals energieopslag, waterstofcentrales en kernenergie. Zij zijn actief op de ongeveer 80 uur per jaar met extreem hoge prijzen (welke worden bepaald door het afschakelen van vraag. Voor zon en wind geldt dat er minder vollasturen gerealiseerd worden, wat de businesscase verder negatief maakt. Het effect van dit weerjaar wordt verder beschreven in Paragraaf 4.6.1.
- In het scenario zonder langetermijnopslag resulteert in een lagere businesscase voor zon, wind en elektrolyse. Voor opwek komt dit door meer curtailment (deze elektriciteit kan immers niet opgeslagen worden) Er worden wel 4- en 8-uursbatterijen gebouwd in dat scenario. De 4-uurssystemen kennen 2.500 vollasturen en de 8-uurssystemen 3.900. Deze batterijen kennen wel een negatief rendement en dus geen rendabele businesscase. De resultaten zijn in meer detail weergegeven in Paragraaf 4.6.4.
- Met een hogere WACC nemen de inkomsten toe. Er wordt een ander elektriciteits-systeem gerealiseerd met meer waterstofcentrales en elektrolyse en minder opslag. Deze technieken kennen hogere marginale kosten, waardoor de uurlijkse prijzen hoger worden. Dit resulteert in hogere capture prices en inkomsten. Waterstofcentrales, wind op zee en wind op land worden rendabel.
- In het scenario met 95% CO₂-emissies zien we dat de businesscase van gascentrales rond komt, sterk gedreven door de ongeveer 40-uren met zeer hoge prijzen en vraag-afschakeling. Dit raakt ook de businesscase van andere technieken. De vraag is of met deze prijzen marktpartijen toch niet additioneel flexibel vermogen zullen realiseren in de vorm van centrales, opslag of vraagsturing.

Concluderend zien we dat voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem de businesscase van hernieuwbare opwek en flexibiliteit niet rendabel zijn gebaseerd op de uurlijkse elektriciteitsprijzen, ook niet bij de gevoeligheids- en beleidsvarianten. Daarmee is alleen die markt in deze studie niet voldoende om een CO₂-vrij elektriciteitssysteem te realiseren.

Hierna gaan we nog in meer detail in op de prijsduurkrommem voor de varianten vrije optimalisatie, extreem weerjaar en geen langetermijnopslag (24-uurs). Voor het scenario zonder 24-uurs opslag kijken we ook naar de businesscase van de alternatieve technieken.

4.6 Prijsduurkrommes in varianten

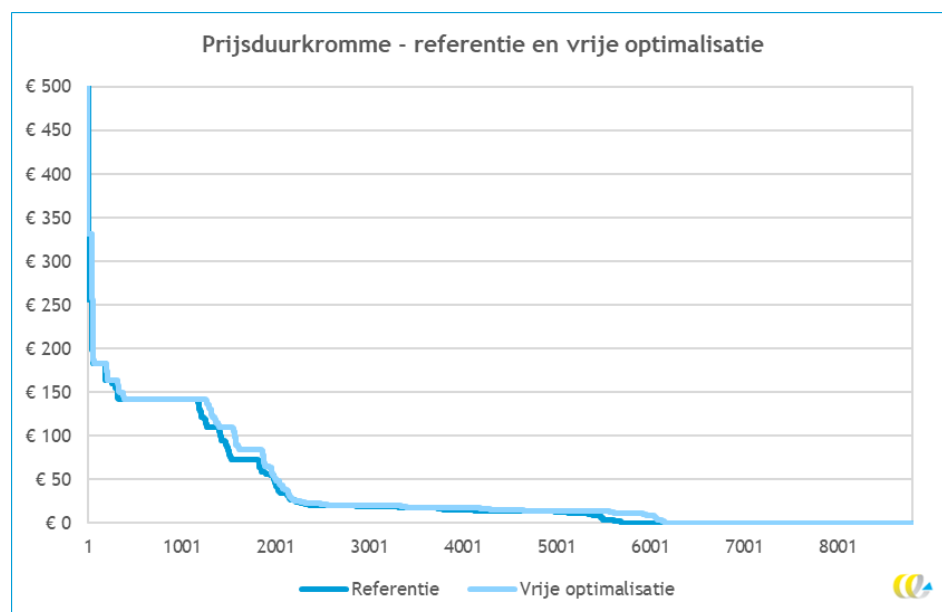
De prijsduurkrommes worden bepaald door de andere hoeveelheden opgestelde vermogens én eventueel andere aannames over prijzen. Daardoor zijn deze twee effecten soms lastig

van elkaar te scheiden. Deze alternatieven ondersteunen ook bij het begrijpen van de prijsduurkrommes in het referentiescenario.

4.6.1 Vrije optimalisatie

De prijsduurkromme in de referentie en vrije optimalisatie is weergegeven in Figuur 38. Door lagere vermogens zon en wind zijn er minder uren met extreem lage prijzen, de grotere hoeveelheid inzet van gascentrales zien we daarin ook terug doordat er langer een prijs is rond de 150 €/MWh. Er is een relatief kleine verplaatsing van de vermogensduurkromme.

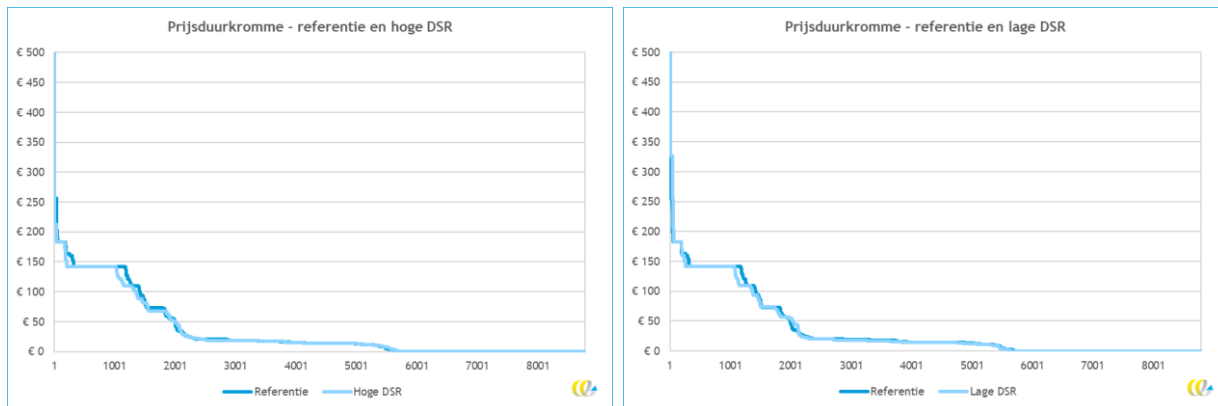
Figuur 38 - Prijsduurkromme - referentie en vrije optimalisatie



4.6.2 Vraagsturing

Bij een verandering in vraagsturing zien we een zeer vergelijkbare verandering in de vermogensduurkromme. We interpretern dat dit komt doordat de rol van DSR vergelijkbaar is met 24-uursopslag. We zagen in het gebied tussen 1.000 en 2.000 uur al in de impact van geen langetermijnopslag. Het effect van DSR vindt plaats in hetzelfde gebied. In het geval van lage potentie DSR, wordt er extra 24-uursopslag geplaatst dat hiermee ongeveer hetzelfde effect op de prijscurves heeft. Belangrijk om verder op te merken is dat DSR dus vaak niet prijszettend is; anders zou er naar verwachting een grotere verschuiving plaatsvinden.

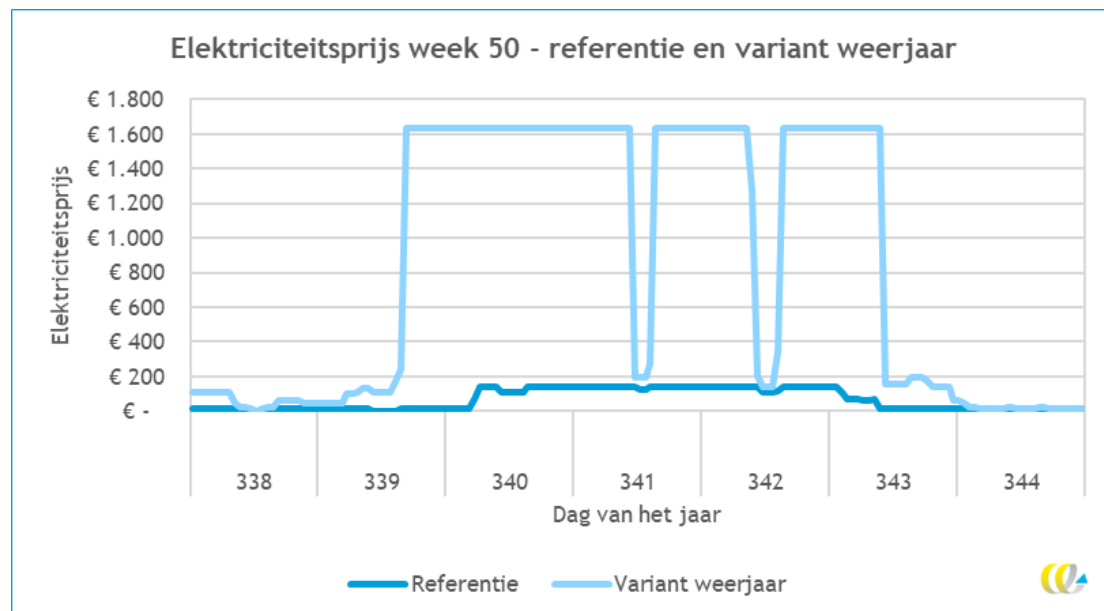
Figuur 39 - Prijsduurkromme met lage en hoge potentie DSR



4.6.3 Weerjaar 1987

Gedurende het extreme weerjaar is er uit de systeemanalyse gebleken dat er 0,9 GW additioneel vermogen aan waterstofcentrales is. Daarnaast wordt vraagafschakeling en import vaker ingezet. In Figuur 40 zijn de uurlijkse elektriciteitsprijzen weergegeven voor de week met zeer weinig zon en wind. Hierbij is te zien dat de prijzen in de eerste twee dagen al relatief hoog zijn; er wordt elektriciteit geleverd vanuit voornamelijk lange-termijnopslag en elektriciteitsvraag wordt uitgesteld. Vervolgens zijn er vijf dagen met zeer hoge prijzen. Dit zijn momenten waarop industrie wordt afgeschakeld voor een prijs van ongeveer € 1.600/MWh. Dit zijn ook momenten dat de waterstofcentrales (en bijvoorbeeld kernenergie) veel inkomsten realiseren vanwege de hoge prijzen.

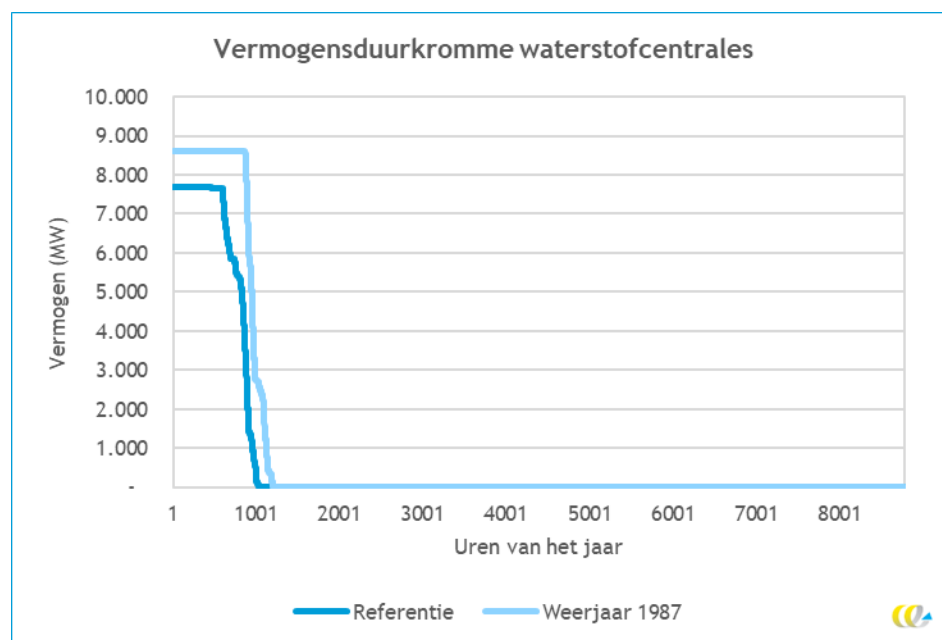
Figuur 40 - Elektriciteitsprijzen in week 50 in referentie en variant met extreem weerjaar



Deze resultaten kunnen ook geïnterpreteerd worden als een noodzaak voor een strategische reserve om te voorzien in de elektriciteitsvoorziening op 'nood' momenten. Het optimalisatiemodel kiest daarbij voor een gedeelte om extra regelbaar vermogen te realiseren,

maar het toont ook dat er maatschappelijke waarde is om op dit soort extreme momenten een deel van de industrie stop te zetten. Dit blijkt ook uit de vermogensduurkromme van waterstofcentrales in Figuur 41. Het additionele vermogen wordt meer vollasturen ingezet dan de inzet in het referentiescenario. Dit komt naast de uren met extreem tekorten aan vraag (zoals weergegeven in Figuur 40) ook door momenten met minder zon en wind gedurende het jaar.

Figuur 41 - Vermogensduurkromme waterstofcentrales in referentiescenario en variant met weerjaar 1987

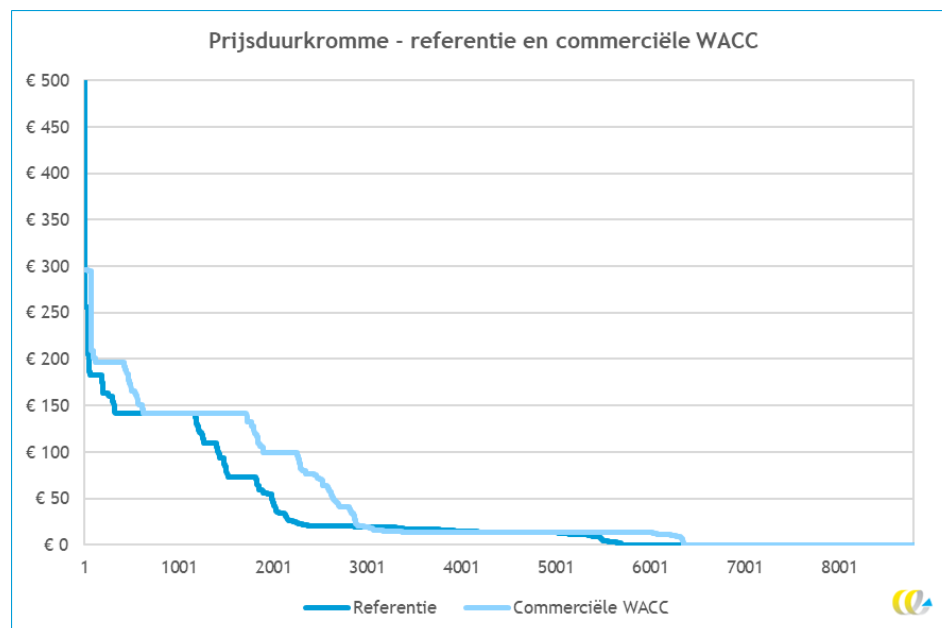


In het weerjaar 1987 zien we ook dat elektrolyse, opslag en hernieuwbare opwek veel minder draaiuren maken. Dit wordt beïnvloed door minder zon en wind. Dit toont ook aan dat de inkomsten voor het referentiejaar niet representatief zijn voor de inkomsten die ieder jaar gedurende de levensduur gerealiseerd kunnen worden.

4.6.4 Commerciële WACC

De gemiddelde elektriciteitsprijs bij een commerciële WACC (uniform, 8%) is significant hoger dan in de referentie. We zien dat de elektriciteitsprijs van 0 €/MWh vaker voorkomt door een lagere hoeveelheid opgesteld hernieuwbare opwek in Noordwest-Europa. Dit resulteert ook in meer uren met een lage prijs tot 20 €/MWh. Het aantal uren met hoge prijzen bepaald door vraagsturing zijn daardoor meer aanwezig vanaf de uren 3.000. Het aantal uren de waterstofcentrales niet voldoende zijn voor invulling in de elektriciteitsvraag nemen ook toe, oftewel de prijzen boven de 140 €/MWh. Deze verschillende effecten bepalen de hogere gemiddelde elektriciteitsprijs en geeft inzicht in de andere opbouw van het energiesysteem. Omdat partijen inbieden gebaseerd op de operationele kosten zien we geen verschil in de hoogte van de prijs waarop technieken inbieden en daarom bijvoorbeeld niet hogere prijsplateau's voor de uren dat waterstofcentrales actief zijn.

Figuur 42 - Prijsduurkromme referentie en commerciële WACC



4.6.5 Geen langetermijnsopslag (24-uurs)

De variant met langetermijnsopslag resulteert in additioneel vermogen waterstofcentrales (14,9 in plaats van 8,6 GW). Daarnaast worden er 4-uurs (2,6 GW) en 8-uurs (2,1 GW) batterijen gerealiseerd. Deze businesscase is weergegeven in Tabel 23. De opbrengsten per MW zijn lager dan de afschrijving van de investeringskosten (CAPEX-lasten). De nettatarieven zijn daarnaast een zeer groot gedeelte van de totale kosten. Er is ook gerekend als illustratief voorbeeld met een alternatief transportrecht met een lager tarief van 60% en een beperking van het transportvermogen in uren van 10%. Er is geen modellering uitgevoerd, maar puur als inschatting deze berekening gemaakt om het effect te onderzoeken. De kosten per MWh nemen iets toe doordat we aannemen dat de batterij 10% minder ingezet kan worden, de tarieven dalen dus 60%. Dit resulteert echter nog steeds in een zeer negatief rendement.

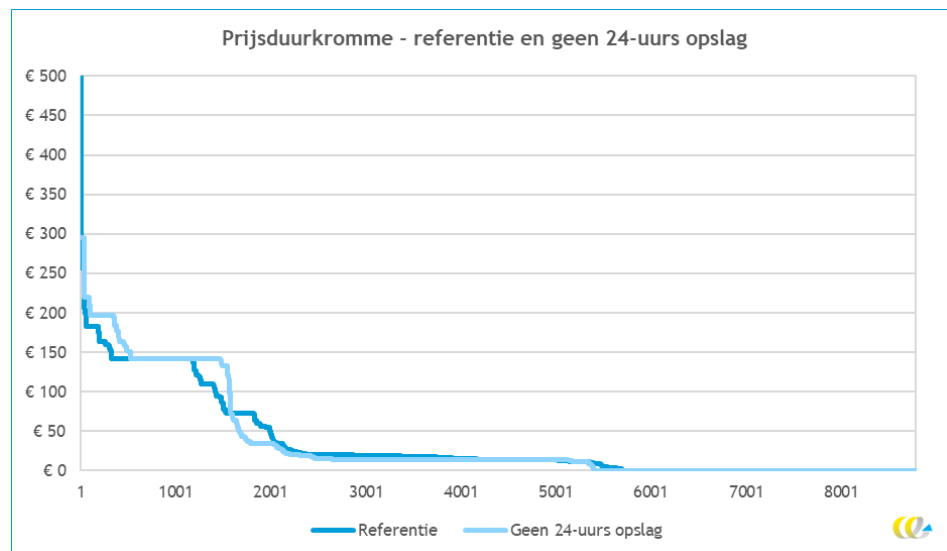
Tabel 23 - Resultaten businesscase elektriciteitsopslag in variant zonder langetermijnsopslag - alles in € per MWh

Inkomsten en kosten per MWh	Bron	Opbrengsten	CAPEX	OPEX	Nettarieven	Netto resultaat	Rendement
Referentie met volledig nettatarief	Batterij 4-uurs	€ 48	€ 70	€ 0,01	€ 348	€-369	-88%
	Batterij 8- uurs	€ 55	€ 77	€ 0,01	€ 348	€-369	-87%
Tariefkorting 60% en 10% beperking in uren	Batterij 4-uurs	€ 48	€ 76	€ 0,01	€ 139	€-167	-77%
	Batterij 8- uurs	€ 55	€ 84	€ 0,01	€ 139	€-168	-75%

De prijsduurkromme veranderd significant als er geen 24-uursopslag gerealiseerd wordt. Vooral tussen de uren 1.000 en 2.000 is er een significante verandering. In deze uren worden de prijzen dus sterk bepaald door 24-uursopslag, want zonder deze opslag-

technieken worden waterstofcentrales ingezet. Ook eerder zijn Nederlandse waterstofcentrales qua vermogen onvoldoende en worden duurdere bronnen ingezet.

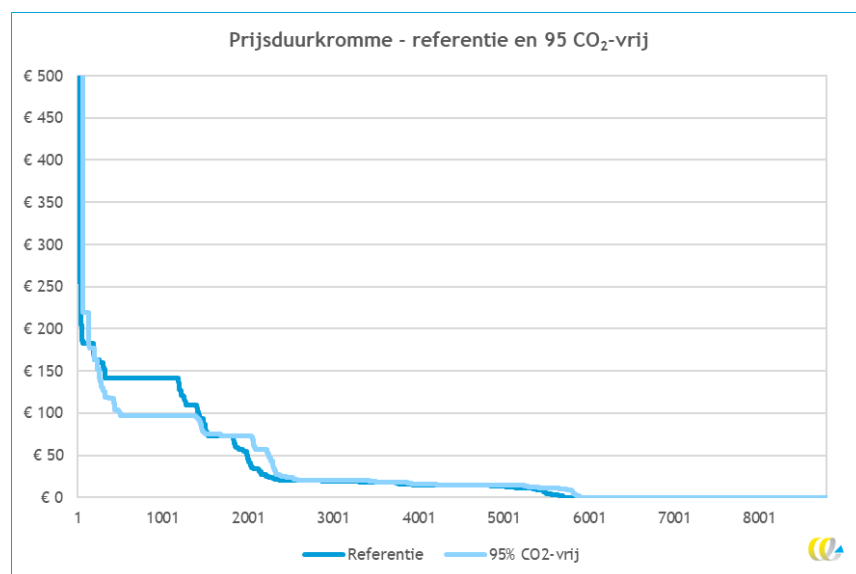
Figuur 43 - Prijsduurkromme referentie en 24-uursopslag



4.6.6 Niet volledig CO₂-vrij

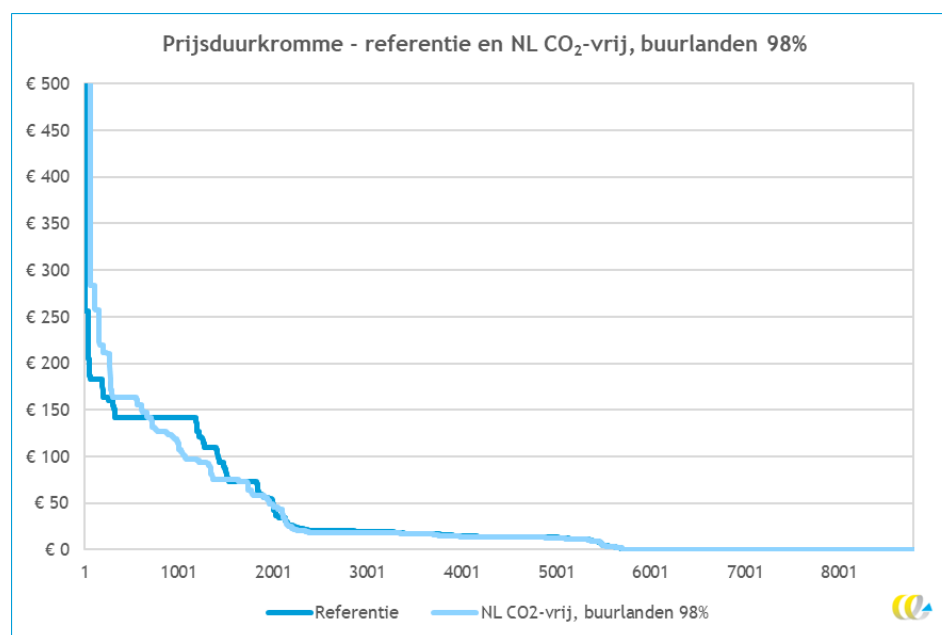
De prijsduurkromme voor het systeem met 5% CO₂-emissies is weergegeven in Figuur 44. De inzet van gascentrales resulteert in een lagere prijsniveau in de uren tussen 500 en 1.500. Daarnaast is er iets minder duurzame opwek in voornamelijk buurlanden, waardoor het aantal uren met zeer lage prijzen minder is. Het meest opvallend is echter het aantal uren dat vraagafschakeling wordt ingezet: 42 uur in deze variant ten opzichte van 3 uur in het referentiescenario.

Figuur 44 - Prijsduurkromme referentie en 95% CO₂-vrij



Als Nederland volledig CO₂-vrij is, maar buurlanden een restemissie van 2% kennen ziet de prijscurve er anders uit. Dit heeft sterk te maken met de grote afhankelijkheid van import uit buurlanden. Dit resulteert in een prijscurves met grotere variatie in prijzen in de 2.000 uren van het jaar met de hoogste prijzen. Het prijsniveau van rond de 100 €/MWh zoals bij de variant met 95% CO₂-reductie zien we niet. De prijs wordt dus niet exact gezet door de prijs van buitenlandse gascentrales, maar meer door een mix van nationale energieopslag en vraagsturing. Ook in deze variant zien we meer uren vraagafschakeling tegen hoge prijzen, namelijk 56-uren van het jaar.

Figuur 45 - Prijsduurkromme referentie en NL CO₂-vrij en buurlanden CO₂-reductie van 98%



4.7 Reflectie op balanceringsmarkten

In PyPSA zijn de uurlijkse prijzen gemodelleerd voor het jaar 2035; in lijn met de principes van de day-aheadmarkt. Naast de day-aheadmarkt zijn er nog verschillende andere markten om vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem op alle momenten in balans te houden. Deze markten zijn niet gemodelleerd in deze studie, maar er zijn wel inzichten in de technische eigenschappen, omvang, verdienmodellen en effecten op verschillende type actieve partijen op de markten. Daarom reflecteren we op de omvang en businesscase op deze markten, inclusief de kosten voor de partijen die onbalans veroorzaken.

4.7.1 Verschillende balanceringsmarkten

Voor balanshandhaving zijn er verschillende markten/producten in de markt. Zo zijn er markten voor balancering van capaciteit (FCR, aFRR en mFRR). De aFRR en mFRR kennen daarnaast vergoeding voor activiteit, oftewel als er energie afgenomen of geleverd dient te worden.

- **Intradaymarkt:** De intraday-markt is de sportmarkt naast de day-aheadmarkt. De transacties op de intradaymarkt vinden tot vijftien minuten van tevoren plaats. De partijen die deelnemen aan de spotmarkt zijn zogenaamde BRPs (Balance Responsible Parties). Zij hebben daarmee de verantwoordelijkheid om de balans in hun eigen portfolio te handhaven.

- **Balanshandhaving:** Ondanks deze markten, zullen er alsnog mismatches zijn tussen de vraag en het aanbod. TenneT heeft daarom nog andere manieren om de balans op het net te handhaven, namelijk via de zogenaamde realtime balanceringsmarkt (bestaande uit drie onderdelen) en via de onbalansmarkt.
 - Als er realtime een mismatch is, wordt het eerste onderdeel van de balanceringsmarkt ingeschakeld: de **FCR** (Frequency Containment Reserve). Deelnemers van de FCR-markt zijn apart gecontracteerde partijen (BSPs, Balance Service Providers) die zeer snel (binnen 30 sec.) kunnen af- of opschakelen. Dit zijn vaak gascentrales, wkk's en batterijen. De FCR heeft echter typisch een beperkt vermogen en kan daardoor maar voor beperkte tijd worden ingezet.
 - TenneT contracteert vermogen voor de iets langere tijdschaal via de **aFRR** (automatic Frequency Restoration Reserve) en de **mFRR** (manual Frequency Restoration Reserve). Deze markten zorgen voor balans op minuut- en kwartierschaal en kunnen respectievelijk langer vermogen leveren, opnieuw door middel van BSP's.
 - Daarnaast is er de **onbalansmarkt**, wat inhoudt dat de BRP's de onbalans kunnen oplossen door op- of juist af te schakelen. Partijen kunnen onbalans oplossen door minder of meer energie van het netwerk af te nemen of in te voeden, dit vindt simultaan plaats met de aFRR- en mFRR-markt en kent dezelfde kwartierprijs.

Onbalans ontstaat door een verandering van de (verwachte) elektriciteitsvraag en -aanbod. De partijen die onbalans veroorzaken betalen de kosten om deze onbalans te laten oplossen. Daarmee veroorzaakt onbalans kosten voor partijen met inflexibele vraag of aanbod en biedt het een verdienmodel voor partijen met flexibele vraag of aanbod.

4.7.2 Omvang van de markten

In een recente CE Delft-studie (Delta21, 2024) is de omvang van de markten in 2035 ingeschat en gevalideerd bij TenneT, gebaseerd ook op een CO₂-vrij elektriciteitssysteem. Met PyPSA zijn de uurlijkse elektriciteitsprijzen gemodelleerd. De andere energiemarkten bieden een extra verdienmodel voor sommige assets en extra kosten voor andere assets. Het belangrijkste onderscheidt daarin is deze assets wel of niet flexibel kunnen acteren.

Tabel 24 - Overzicht markten en geschatte omvang van de markten in 2035

Markt	Eigenschap markt	Geschatte marktomvang 2035	Additioneel flexibel vermogen naast modellering day-ahead
Day-ahead	– Een dag van tevoren – Prijs gebaseerd op hoogste bieding	Voor energieopslag met 2-cycli per dag: – Huidig: 500 MW – 2035: 2.800 MW. Bij 1-cycli per dag is dit 7.800 MW	
Intraday	– Een kwartier van tevoren – Prijs gebaseerd op geboden prijs	– Huidig: 400 MW – 2035: 1.600 MW	Intradaymarkt kan (grotendeels) ook voorzien worden met assets day-aheadmarkt
Onbalans	– Realtime – Prijs gebaseerd op duurste asset aFRR en mFRR samen	Geschat gemiddelde omvang, er zijn momenten met (extreem) grotere onbalans: – Huidig: 220 MW. – 2035: 800 MW.	Onbalansmarkt kan (grotendeels) ook voorzien worden met assets day-aheadmarkt

Markt	Eigenschap markt	Geschatte marktomvang 2035	Additioneel flexibel vermogen naast modellering day-ahead
mFRR	– Realtime – Beschikbaarheidsvergoeding gebaseerd op geboden prijs – Activatievergoeding gebaseerd op hoogste bieding	– mFRR en aFRR gezamenlijk – Huidig: ongeveer 1.300 upward en 1.300 downward – 2035: ~2.000 MW	(Grotendeels) additioneel vermogen naast modellering day-aheadmarkt
aFRR	– Realtime – Beschikbaarheidsvergoeding gebaseerd op geboden prijs – Activatievergoeding gebaseerd op geboden prijs		(Grotendeels) additioneel vermogen naast modellering day-aheadmarkt
FCR	– Realtime – Beschikbaarheidsvergoeding: op basis van geboden prijs – Activatievergoeding: op basis van hoogste bieding	– Huidig: 116 MW – 2035: 280 MW	(Grotendeels) additioneel vermogen naast modellering day-aheadmarkt

Dit betekent dat er op de mFRR, aFRR en FCR markt een potentieel is van ongeveer 2.200 MW voor extra verdienpotentieel voor flexibele assets zoals centrales, batterijen en elektrolyzers. Met nog een gedeelte van de intraday- en onbalansmarkt schatten we in dat er naast de uitgevoerde berekeningen een rendabel potentieel is van ongeveer 2 GW voor flexibele assets. Dit zijn bijvoorbeeld batterijen, centrales (afname en invoeding), vraagsturing en elektrolyzers (alleen afname). In de toekomst kunnen zon en wind mogelijk ook flexibiliteit bieden op momenten van overschotten en flexibele curtailment.

4.7.3 Inkomsten markten en kosten inflexibele assets

Gebaseerd op deze analyses is een ordeschatting gemaakt van de totale financiële waarde op verschillende markten. Dit zijn inkomsten voor partijen die flexibiliteit aanbieden en kosten voor energieleveranciers/programmaveerantwoordelijke en hun klanten. De totale kosten zijn ingeschat op € 660 miljoen voor het jaar 2035. Dit is nog een zeer grove schatting, onder andere afhankelijk van het type en beschikbaarheid van flexibiliteitsbronnen en de exacte hoeveelheid onbalans die ontstaat.

De intraday- en onbalansmarkt kunnen dus voorzien worden door assets die ook acteren op de day-aheadmarkt. Daarmee zijn dit dus naar schatting zo'n € 200 miljoen extra inkomsten voor assets zoals gemodelleerd in deze studie. In het referentiescenario is er zo'n 9 GW energieopslag, 8,5 GW waterstofcentrales en 8 GW vraagsturing. Met een totale hoeveelheid flexibel vermogen van 25.000 MW en 200 miljoen potentiële additionele inkomsten is dat zo'n 8.000 €/MW-flexibel vermogen. Het zal echter sterk per flexibele asset verschillen hoeveel inkomsten er gerealiseerd kunnen worden, dit is dus echt een gemiddelde.

Tabel 25 - Totale financiële waarde per markt gebaseerd op verwachte marktprijzen en omvang voor jaar 2035

Markt	Kosten markten per jaar
Intraday-markt	€ 100.000.000
Onbalansmarkt	€ 70.000.000
aFRR-markt	€ 280.000.000

Markt	Kosten markten per jaar
mFRR-markt	€ 170.000.000
FCR-markt	€ 40.000.000
Totaal	€ 660.000.000

Deze totale kosten plaatsen we in perspectief door te vertalen naar een bedrag per MWh. De kosten worden gedragen door inflexibele vraag en productie. Voor vraag is hier de totale elektriciteitsvraag betaald waarbij vraagsturing niet mogelijk is en voor productie bestaat dit uit weersafhankelijke opwek. Weersafhankelijke opwek kan ook een rol spelen in het oplossen van onbalans door dynamische curtailment. We gebruiken deze volumes echter om een inschatting te krijgen van wat de kosten ongeveer zijn per MWh van deze categorieën. De totale 'inflexibele' vraag en productie is 384 TWh, daarmee komen we tot een bedrag voor oplossen van onbalans van ongeveer 1,5 tot 2 €/MWh.

Tabel 26 - Vraag en productie mogelijk resulterend in onbalans met vertaling naar balanceringskosten per MWh-inflexibele vraag en productie

	Totaal per jaar (MWh)	Bedrag per MWh
Inflexibele vraag	184.000.000	1,7 €/MWh
Inflexibele productie	200.600.000	
Totaal	384.600.000	

5 Conclusies en aanbevelingen

5.1 Reflectie

In deze studie onderzoeken we de kosten-optimale invulling van de energiemix en de marktdynamiek voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in Nederland en omliggende landen in Noordwest-Europa. Maar de resultaten van dit onderzoek worden grotendeels gestuurd door de uitgangspunten en achterliggende aannames. Het is belangrijk om de resultaten en conclusies daarom in het daglicht van die uitgangspunten te beoordelen.

Hieronder volgt een overzicht van de belangrijkste uitgangspunten en een reflectie op de impact hiervan op de resultaten:

- **Optimalisatie van energiesysteem, gegeven de richtwaardes van NPE voor opwek in Nederland.** Het doel van dit onderzoek is om de invulling van de rest van het energiesysteem te bepalen, bij realisatie van de richtwaardes van het NPE voor opwek. De ontwikkeling van hernieuwbare opwek in Nederland is daarmee een uitgangspunt, en geen vraag binnen het onderzoek. Dit heeft een belangrijke sturende impact op de invulling van de rest van het energiesysteem, zoals de behoefte aan flexibiliteit, binnen Nederland. Er is wel één gevoeligheidsanalyse gedaan waarbij ook de hernieuwbare opwek in Nederland vrij geoptimaliseerd wordt.
- **Zichtjaar 2035.** In dit onderzoek bepalen we de kosten-optimale energiemix in Nederland en Noordwest-Europa voor het zichtjaar 2035, waarin het elektriciteits-systeem in Noordwest-Europa CO₂-vrij moet zijn. De energietransitie is dan echter nog niet afgerond. In 2035 zijn nog niet alle sectoren volledig verduurzaamd en zal een deel van de energievraag nog ingevuld worden met fossiele bronnen, in Nederland en ook in de omliggende landen. Richting 2050 zal de elektriciteitsvraag en waterstofvraag naar verwachting nog verder toenemen. Dit betekent dat er richting 2050 nog een verdere toename van de productie van CO₂-vrije elektriciteit nodig is. De uiteindelijke behoefte aan CO₂-vrije elektriciteit in 2050 heeft ook implicaties op de keuzes richting 2035, bijvoorbeeld als bepaalde duurdere energiebronnen in 2035 nog niet nodig zijn maar wel in 2050.
- **Optimalisatie directe kosten.** In dit onderzoek bepalen we de kosten-optimale energiemix in Nederland en Noordwest-Europa, onder verschillende randvoorwaarden en aannames. Hierbij kijken we echter alleen naar directe kosten. De kosten-optimale energiemix is niet per definitie ook de maatschappelijk optimale energiemix, aangezien er ook andere maatschappelijke afwegingen zijn dan alleen kosten. Voorbeelden zijn het ruimtegebruik, de impact op de omgeving en publieke acceptatie.
- **Langetermijnopslag (24-uurs).** Uit de doorrekening van verschillende varianten lange-termijnopslag (24-uurs) leidt tot de laagste maatschappelijke kosten (met de gehanteerde aannames), die ingevuld kan worden met technieken zoals CAES. Er is echter nog veel onzekerheid rondom de potentie, en ook de kosten, van technieken voor langetermijnopslag van elektriciteit. Het heeft een forse impact op de invulling van het energiesysteem als er minder potentie voor langetermijnopslag blijkt te zijn, of als dit een stuk duurder uitvalt. Om te bepalen wat er dan gebeurt, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd zonder potentie voor langetermijnopslag. Daarnaast blijkt uit de variant met een hogere WACC dat er minder langetermijnopslag gerealiseerd wordt, oftewel een commerciële optimalisatie kan tot een lagere hoeveelheid leiden.
- **Geografische resolutie.** In de modellering zijn Nederland en de omliggende landen opgedeeld in enkele nodes/regio's (8 voor Nederland), om de modelberekeningen uitvoerbaarheid te houden. Hierdoor is lokale energie-infrastructuur niet meegenomen,

en zijn de kosten hiervan ook niet meegewogen in de kostenafweging. Dit kan impact hebben op de onderlinge concurrentiepositie tussen productiebronnen en bronnen van flexibiliteit.

- **Alleen modellering uurlijkse prijzen, niet overige markt(interacties).** Bij de marktmodellering hebben we alleen een dispatch modellering uitgevoerd hoe assets per uur ingezet worden en leiden tot uurlijkse energieprijzen (in lijn met functioneren day-aheadmarkt). Het omvat echter geen marktgedrag van partijen of foute prognoses van modellen en marktpartijen. Daarnaast zijn ook andere contractvormen mogelijk, zoals PPA's, en subsidies voor technieken. Hier hebben we bij de analyses rondom de marktdynamiek op gereflecteerd, maar dit is niet meegenomen in de berekeningen.

5.2 Aanbevelingen Nederlandse overheid

Deze studie biedt nieuwe inzichten voor de vormgeving van een Nederlands elektriciteitssysteem. Daaruit destilleren we verschillende aanbevelingen voor beleid. Uit deze studie komen verschillende interessante technieken naar voren: langetermijn-opslag (24-uurs), interconnectie, vraagsturing en wind op land. Er blijkt een grotere rol dan vooraf ingeschat voor 24-uursopslag voor het realiseren van een kosteneffectief CO₂-vrij energiesysteem. Hoeveel potentieel er in 2035 gerealiseerd kan worden tegen welke kosten is een belangrijke onderzoeksvraag, zowel via compressed air storage (CAES) als andere (mechanische) opslag. Vraagsturing, interconnectie en wind op land zijn alle drie technieken die de kosten verlagen van het energiesysteem. Beleid zou gefocust kunnen worden op het ondersteunen van de ontwikkeling van deze technieken. Daarbij erkennen we ook dat er bredere maatschappelijke afwegingen spelen in de keuzes van technieken en realiseren van potentieel; zoals landgebruik en publieke acceptatie.

Een belangrijk aandachtspunt is de businesscase van hernieuwbare opwek en flexibiliteit. Alleen de businesscase voor vraagsturing is rendabel in 2035. De verkoop van elektriciteit via uurlijkse prijzen alleen biedt onvoldoende inkomsten om een CO₂-vrij elektriciteits-systeem in 2035 te realiseren. Er zijn veel momenten met duurzame overschotten en daardoor lage prijzen voor een rendabele businesscase van zon en wind. Flexibele bronnen kennen ook geen rendabele businesscase. Daarnaast speelt investeringszekerheid een belangrijke rol; uit de varianten blijkt dat de vereiste hoeveelheid vermogen van bijvoorbeeld flexibiliteit sterk afhankelijk is van het weerjaar, de ontwikkeling van de vraag en ontwikkeling van bijvoorbeeld langetermijnopslag. Beleid kan daarom naast subsidiering bestaan uit normering en verplichtingen; bijvoorbeeld per kWh-geleverde elektriciteit of op energieleverancier niveau.

Deze onzekerheid die we in technieken zien vereist keuzes van bedrijven en overheden op de korte termijn, terwijl er nog veel onduidelijk is. Een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035 vereist de start van projecten op zeer korte termijn vanwege de ontwikkel- en realisatietermijn van de technieken en infrastructuur. Er is dus sterke urgentie voor de start met realisatie van die projecten. De tijdlijn van de ontwikkeling van technieken, inclusief tegen- en meevallers in tempo, zijn erg kort. Het ontwikkelen van deze tijdslijnen voor het behalen van de doelstellingen voor 2035 is essentieel.

Het overheidsbeleid kan zich verder richten op de verhouding tussen opwek en vraag. Er wordt nu sterk ingezet op de ontwikkeling van productie, wat een van de redenen is dat er veel overschotten en lagere prijzen zijn. Dit beleid is er opgericht om het kip-en-ei-probleem te doorbreken, maar dit vereist wel beleid om dit te bewerkstelligen. Het in lijn laten lopen van vraag en aanbod (bijvoorbeeld ontwikkeling, wind op zee gekoppeld aan

elektrolyse/industriële elektriciteitsvraag) kan bijdragen aan een efficiënte en kostenreflectieve uitrol.

5.3 Conclusies

De conclusies vatten we samen voor de systeemanalyse voor het referentiescenario en vervolgens de varianten en daarnaast voor de marktdynamiek.

Uit de modellering van de **systeemanalyse van het referentiescenario** concluderen we dat:

- Wind op land kent lagere maatschappelijke kosten dan andere duurzame bronnen en wordt daardoor additioneel gerealiseerd. Er is dus minder wind op zee en zon-pv. In Noordwest-Europa wordt helemaal geen extra wind op zee gerealiseerd.
- Er is veel opwek in Nederland, zoals vastgesteld is in het NPE. Dit bepaalt het energiesysteem, met veel elektrolyzers en flexibiliteit dat wordt geleverd door curtailment en elektrolyse.
- Resultaten van langetermijnopslag (24-uurs) laten zien dat langetermijnopslag zeer belangrijk is, terwijl langetermijnopslag hogere investeringskosten per geleverde MWh heeft dan Li-ion-batterijen. Dit laat zien dat er in het systeem meer waarde is voor langetermijnopslag dan voor kortetermijnopslag. Het vervangt in het systeem zowel batterijopslag als waterstofcentrales (voor een deel).
- Er worden geen additionele kerncentrales en biomassacentrales gerealiseerd in de modellering.
- Infrastructuur wordt bijna volledig uitgebouwd tot de gestelde grenzen; dit geldt voor mogelijke DC-interconnectie, de AC-interconnectie en de landelijke uitbouw van de nationale infrastructuur.
- Vraagafschakeling vindt plaats, wat betekent dat het voordeliger is om de industrie soms uit te zetten dan additioneel flexibel vermogen te realiseren.
- Nederland voldoet ruim in haar eigen elektriciteitsvraag; dit is dus kostenoptimaal.
- Er is behoefte aan een aantal GW centrales in Nederland die draaien op blauwe waterstof, wat goedkoper is dan groene waterstof. Er is noodzaak voor waterstofopslag voor de elektriciteitssector 2,4 TWh.

Uit de systeemanalyse van de **varianten** concluderen we:

- De prijsscenario's voor opwek hebben een beperkt effect in Nederland omdat de vermogens vastgesteld zijn. Er ontstaat geen kantelpunten waarin er minder wind op land gerealiseerd wordt.
- De vrije optimalisatie leidt tot lagere systeemkosten dan het referentiescenario van enkele procenten. Grote veranderingen zijn voor Nederland lagere hoeveelheid productie, geen kernenergie, meer import en minder waterstofproductie in Nederland. In Europa neemt elektriciteitsproductie toe (voornamelijk door middel van zon-pv en wind op land) en meer waterstofproductie.
- Vraagsturing en interconnectie en zijn facetten die prijsverlagend kunnen zijn als er meer potentieel gerealiseerd kan worden.
- Er is in alle varianten een behoefte voor langetermijnopslag (24-uurs); dit type techniek heeft dus maatschappelijke waarde in het systeem. In het scenario waarin langetermijnopslag niet gerealiseerd mag worden, is er noodzaak aan meer vermogen van waterstofcentrales en batterijen.
- In elk van de varianten wordt een (zeer beperkt) deel van het jaar vraag afgeschakeld tegen een prijs rond de 1.600 €/MWh. Dit laat zien dat het niet kosteneffectief is om ten alle tijden aan de vraag te voorzien, aangezien dan extra assets gerealiseerd moeten worden voor slechts enkele uren.
- Externe ontwikkelingen resulteren in een ander opgesteld vermogen;

- In een extreem weerjaar kunnen zon en wind minder vollasturen maken en is er grotere noodzaak aan regelbaar vermogen.
- Als de vraag zich minder snel ontwikkelt is er minder opwek vereist of maakt regelbaar vermogen minder vollasturen.
- Een optimalisatie met een commerciële WACC resulteert in andere vormgeving van het energiesysteem, wat mogelijk beter de optimalisatie vanuit een commercieel in plaats van maatschappelijk oogpunt weergeeft.
- Er is altijd waterstofopslag nodig maar de noodzaak verschilt sterk per scenario.

In de marktanalyse is het referentiescenario diepgaand onderzocht voor 2035 en een globalere analyse uitgevoerd van enkele belangrijke varianten:

- Er is geen businesscase voor duurzame opwek, kernenergie, opslag en centrales in de varianten. Dit betekent dat alleen een uurlijkse elektriciteitsmarkt niet resulteert in een rendabele businesscase en investeringszekerheid. Dit geldt ook voor de vrije optimalisatie, waarbij de hoeveelheden vermogens maatschappelijk geoptimaliseerd zijn.
- Een CO₂-vrij elektriciteitssysteem zal dus zeker niet autonoom tot stand komen met huidig beleid. Hier is additioneel beleid voor nodig.
- Het systeem kent qua uurlijkse prijzen:
 - Veel uren met lage prijzen vanwege overplanting van opwek. Vraag zet dan de prijs. Als er flexibele vraag is die alle opwek kan opnemen dan is de prijs rond de 30 €/MWh. Als er meer opwek is dan (flexibele) vraag zijn de prijzen zeer laag onder de 5 €/MWh.
 - Er is een beperkt aantal uren in het jaar met te weinig elektriciteitsproductie-vermogen. De prijzen worden dan bepaald door het afschakelen van de industriële vraag en zijn dan hoger dan 1.500 €/MWh.
 - Op andere uren worden prijzen bepaald door gascentrales en energieopslag. De prijzen zijn dan tussen de 50 en 200 €/MWh.
- De vraagsturing en vraagafschakeling zijn wel rendabel. Ze kennen geen vaste kosten, maar alleen operationele kosten.
- De flexibele bronnen kunnen een positieve businesscase krijgen als er voor hogere bedragen ingeboden wordt, om zo de hoge investeringskosten terug te verdienen. Dit leidt dan ook tot hogere energieprijzen. Echter, individuele partijen lopen het risico om uit de markt geprijsd te worden als ze deze keuze maken.

Dit onderzoek heeft zeer veel data en resultaten opgeleverd. Om additionele inzichten te bieden is een online dataplatform ontwikkeld. Deze is in te zien voor iedereen via:

<https://witteveenbosdatalakeopen.z6.web.core.windows.net/>

Referenties

- Amber Grid, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Bulgartransgaz, Conexus, CREOS, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, FluxSwiss, Fluxys Belgium, Gas Connect Austria, . . . Transgaz. (2022). *European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*.
- Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, & GmbH, H. T. (2023). *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023*.
- Aurora Energy Research. (2023). *Decarbonising the Dutch gas-fired power fleet*.
- Buck Consultants International, & CE Delft. (2022). *Potentieel voor een waterstofhub Schelde-Deltaregio ; Management samenvatting*.
- California Energy Commission. (2023). *Assessing the Value of Long-Duration Energy Storage in California*.
- CE Delft. (2023a). *Afnameverplichting groene waterstof*.
- CE Delft. (2023b). *Nut en noodzaak extra wind op land in 2030 en 2050. Uiteenzetting mogelijke scenario's en afweging*.
- CE Delft, & Pondera. (2023). *Integrale Effectenanalyse - Programma Energiehoofdstructuur 2023 - Ontwikkeling energiehoofdinfrastructuur 2030-2050*.
- CE Delft, & TNO. (2023). *Afnameverplichting groene waterstof*.
- Danish Energy Agency. (2023a). *Technology Data for Energy Storage. August 2023 update*.
- Danish Energy Agency. (2023b). *Technology Data. Generation of Electricity and District Heating. August 2023 update*.
- Delta21. (2024). *Delta21 Haalbaarheidsonderzoek naar innovatief en duurzaam energieopslagmeer: Deelrapport 1*.
- Denktank energieagenda 2018-2023. (2017). *Eerste eilandelijke energieagenda: Samen op weg naar een energieneutraal Schouwen-Duiveland in 2040. Deel 2: Visiedocument 2018-2023*.
- Ea Energy Analyses. (2023). *Pathway 2.0 Techno-economic data*. In.
- ENTSO-E. (2022). *Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040*.
- EU. (2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Text with EEA relevance.)*.
- Hersbach, H. B., B.; Berrisford, P.; Biavati, G.; Horányi, A.; Muñoz Sabater, J.; Nicolas, J.; Peubey, C.; Radu, R.; Rozum, I.; Schepers, D.; Simmons, A.; Soci, C.; Dee, D.; Thépaut, J-N. . (2024). *ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present*.
- LDES Council. (2024). *Driving to Net Zero Industry Through Long Duration Energy Storage*.
- Michiel den Haan, J. v. U., Anders Winther Rennuit-Mortensen, Durgesh Kawale. (2023). *Scenario Data: Hourly Demand and Supply per Region (NSWPH regions, weather years 2011-2019)*. In.
- Ministerie van EZK. (2023a). *Nationaal Plan Energiesysteem*.
- Ministerie van EZK. (2023b). *Nationaal Plan Energiesysteem - Verdiepingsdocument B*.
- Murray, C. J. L., Aravkin, A. Y., Zheng, P., Abbafati, C., Abbas, K. M., Abbasi-Kangevari, M., Abd-Allah, F., Abdelalim, A., Abdollahi, M., Abdollahpour, I., Abegaz, K. H., Abolhassani, H., Aboyans, V., Abreu, L. G., Abrigo, M. R. M., Abualhasan, A., Abu-Raddad, L. J., Abushouk, A. I., Adabi, M., . . . Lim, S. S. (2020). Global burden of 87 risk factors in 204 countries and territories, 1990-2019: a systematic analysis for the Global Burden of Disease Study 2019. *The Lancet*, 396(10258), 1223-1249.
[https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(20\)30752-2](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0140-6736(20)30752-2)
- Net op Zee. (2020). *Net op zee IJmuiden Ver Alpha*.<https://www.netopzee.eu/ijmuidenveralpha/>

- Netbeheer Nederland. (2023a). *Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's*.
 Netbeheer Nederland. (2023b). *Scenario's investeringsplannen 2024*.
- NREL. (2022). *Annual Technology Baseline 2022 - Utility-Scale Battery Storage*. https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage
- PBL. (2023). *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2023: Ramingen van broeikasgasemissies, energiebesparing en hernieuwbare energie op hoofdlijnen*.
- PBL. (2024). *Trajectverkenning klimaatneutraal 2050*. In.
- Pentalateral Energy Forum. (2023). *Statement by Ministers of the Pentalateral Energy Forum on a joint vision for a decarbonized electricity system*.
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Straffel, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*. <https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S254243511830583X-mmc4.pdf>
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., & Von Hirschhausen, C. (2013). Current and prospective costs of electricity generation until 2050. *DIW Berlin*, 2013(68).
- Severin Ryberg, D., Kotzur, L., Grube, T., Robinius, M., Stolten, D., & Welder, L. (2018). *Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.059>
- Small Modular Reactors. (2024). *Small Modular Reactors: A Deep Dive into Cost Estimates*. <https://small-modular-reactors.org/smr-cost-estimates/#:-:text=According%20to%20a%202020%20report%20by%20the%20International,balance%20of%20plant%2C%20and%20other%20related%20infrastructure%20costs>
- TenneT. (2024a). *Analysing the economic viability of capacity resources for resource adequacy studies*.
- TenneT. (2024b). *Monitor Leveringszekerheid 2024*.
- Vital Link Beleidsanalyse. (2015). *Validatie Lden-tool voor overige burgerluchthavens*.
- Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035. (2022). *Naar een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035*.
- Witteveen & Bos, eRisk Group, HCSS, & Rethink Zero. (2022). *Scenariostudie kernenergie*.

A Methode, aannames, referentiescenario en varianten

Deze bijlage beschrijft de diverse aannames en uitgangspunten die ten grondslag liggen van het referentiescenario en de varianten die op basis van het referentiescenario zijn opgesteld. Hierin is een scheiding gemaakt tussen beleids- en gevoeligheidsvarianten. Onder beleidsvarianten scharen we de varianten waar de Nederlandse overheid met beleidsingrepen sterke invloed kan uitoefenen. Gevoeligheden zijn met name externe factoren of autonome ontwikkelingen die zich niet laten sturen door de Nederlandse overheid.

Bijlage A.2 geeft inzicht in de aannames achter het referentiescenario. Bijlage A.3 licht toe welke waardes gehanteerd worden in de gevoeligheidsvarianten. In Bijlage A.4 bieden we inzicht in de waardes achter de beleidsvarianten. Tot slot biedt Bijlage A.5 inzicht in de overige modelconfiguratie en -werking.

A.1 Het PyPSA-model

Voor modellering en optimalisatie van zowel het energiesysteem als de energiemarkt maken we gebruik van [PyPSA](#). Dit is een robuust, modulaire en *open source framework* om energiemodellen mee te maken en is ontwikkeld door de universiteit van Berlijn. Het is academisch gevalideerd middels meerdere *peer-reviewed* publicaties en wordt door een brede gemeenschap gebruikt en onderhouden.

Dit kader geeft in de eerste sectie een uitgebreidere motivatie voor het gebruik van PyPSA en in de tweede sectie een meer technisch inhoudelijke toelichting in relatie tot de verschillende functionaliteiten.

Waarom PyPSA?

PyPSA is een krachtige open-source tool die door een energiemodelleurs van verschillende achtergronden ingezet wordt voor het modelleren en simuleren van energie- en elektriciteitssystemen. Het is een waardevol instrument voor het analyseren van het energiesysteem om verschillende redenen:

- 1. Open source, modulaire en reproduceerbaar**
PyPSA is ontwikkeld als open-source software, waardoor transparantie, herleidbaarheid en kennisdeling worden bevorderd. Dit bevordert een dieper begrip van de modellen en methoden die in het openbare domein beschikbaar zijn.
- 2. Toepasbaar op meerdere energiedragers**
Naast het gedetailleerd modelleren van elektriciteitsnetwerken, biedt PyPSA de mogelijkheid om energiedragers zoals waterstof of CO₂ te modelleren. Dit leidt tot een integraal energiesysteem dat verschillende vormen van energie omvat en hun onderlinge interactie analyseert.
- 3. Hoge kwaliteit data als bron**
PyPSA maakt gebruik van gevalideerde data uit diverse openbare bronnen. Deze gegevens, worden ingezet voor zowel academisch als commercieel onderzoek, waarborgen de nauwkeurigheid en betrouwbaarheid van de analyses.

4. Integratie van hernieuwbare energie

Het model houdt rekening met het technische opwekpotentieel van hernieuwbare energiebronnen en beperkingen die voortvloeien uit exclusiezones, zoals natuurgebieden of scheepsroutes. Dit zorgt voor realistische modellering van duurzame energiebronnen in verschillende omgevingen.

5. Beleidsanalyse

PyPSA stelt gebruikers in staat om beleidsscenario's te analyseren. Hiermee kunnen verschillende beleidsmaatregelen gesimuleerd worden, zodat de impact van regelgeving en beleidsveranderingen op de marktdynamiek in de energiesector kan worden begrepen.

6. Netwerkanalyse en capaciteitsplanning

PyPSA maakt gedetailleerde netwerkanalyses mogelijk, waaronder capaciteitsplanning voor transmissielijnen en het evalueren van systeemprestaties onder verschillende varianten. Dit stelt beleidsmakers en marktdeelnemers in staat om beslissingen te nemen op basis van een diepgaand begrip van hoe marktveranderingen de netwerkcapaciteit en efficiëntie beïnvloeden.

PyPSA is een nuttig instrument voor het begrijpen van marktdynamiek in de energiesector door het simuleren van complexe energiesystemen, het analyseren van handelsstromen en het evalueren van beleidsscenario's. Het biedt inzicht in de interactie tussen marktpelers, energiehandel, netwerkcapaciteit en beleidsinvloeden, wat essentieel is voor het nemen van geïnformeerde beslissingen in het dynamische energielandschap van vandaag.

Specifiek voor dit project maken we gebruik van de functionaliteit van het PyPSA-model dat zich richt op aspecten zoals verschillende biedzones, redispatch (herverdeling van energie) en transportcapaciteit tussen regio's. Dit benadrukt de veelzijdigheid van PyPSA voor marktanalyse.

Biedzones, redispatch en transportcapaciteit tussen regio's

PyPSA maakt gedetailleerde modellering van verschillende biedzones binnen een energiemarkt mogelijk. Hierdoor ontstaat inzicht in hoe prijsvariaties en aanbod- en vraagverhoudingen verschillen tussen regio's. Daarnaast faciliteert het model de simulatie van redispatch (zoals de GOPACS-markt), waarmee naast de uurlijkse marktwerking ook de transportcapaciteit tussen vraag en aanbod gerespecteerd wordt. Bovendien biedt PyPSA de mogelijkheid om transportcapaciteit tussen verschillende biedzones en landen te modelleren, waardoor inzicht ontstaat in de effecten van interconnectie op de marktdynamiek en de handelsstromen tussen verschillende gebieden.

Door deze toevoeging benadrukt PyPSA zijn vermogen om niet alleen de binnenlandse marktstructuur te modelleren, maar ook de complexe dynamiek tussen verschillende regio's, biedzones en de invloed van transportcapaciteit op de energiehandel. Dit aspect is van cruciaal belang voor een holistisch begrip van de marktdynamiek en biedt een waardevolle tool voor het analyseren van regionale interacties en marktintegratie.

Hoe werkt PyPSA?

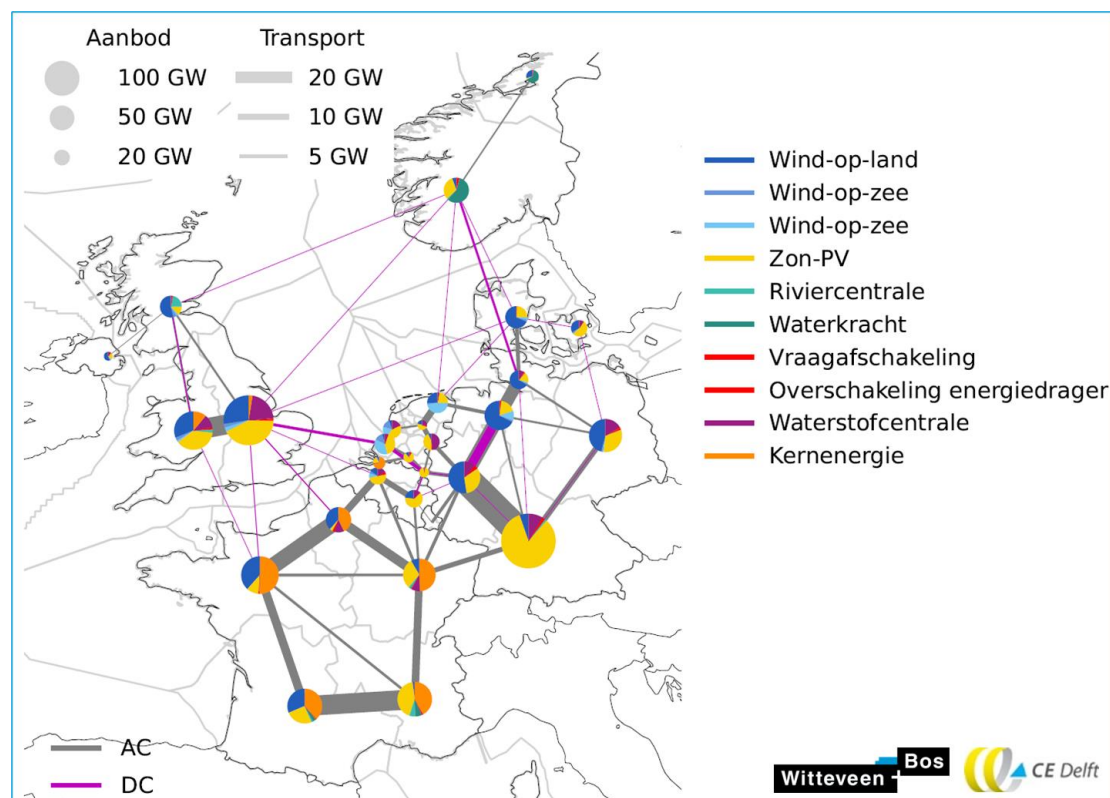
PyPSA is een energiemodellen toolbox dat voor verschillende soorten energiesystem ingezet kan worden. Het is, in tegenstelling tot wat 'power' in de naam doet vermoeden, in staat verschillende energiedragers, waaronder elektriciteit, tegelijkertijd door te rekenen. Waterstofnetwerken en -opslag, CO₂-afvang en -opslag, warmtevraag, vraagverschuiving en koppeling van sectoren kunnen allemaal gemodelleerd worden. Door de opbouw is het geschikt voor een verscheidenheid aan probleemstellingen en kan het een probleem op

verschillende ruimte- en tijdschalen representeren. Er bestaan verschillende modellen ontwikkeld bovenop de PyPSA-toolbox, van kleine, lokale energiesystemen tot een model met wereldwijde dekking. In de basis werkt het model met knooppunten, in de punten bevinden zich de energie-opwek, -opslag en -gebruik. De punten worden onderling verbonden met transportverbindingen voor bijvoorbeeld elektriciteit, waterstof en CO₂, elk met een eigen maximale capaciteit. Op deze wijze ontstaat een representatie van het energiesysteem zoals te zien in onderstaande afbeelding. Deze kan vervolgens door-gerekend worden om voor elke tijdsstap tot een sluitende energiebalans te komen. Voor dit onderzoek gebruiken wij de PyPSA-Eur-versie van het model. Deze model-configuratie is rijklijk aangevuld met informatie en databronnen specifiek voor Europa en wordt zeer actief onderhouden en ingezet voor allerlei doeleinden.

Systeemoptimalisatie

Met een load-flowmodel kan een ingevoerd energiesysteem geanalyseerd worden, maar de echte kracht ligt in de optimalisatie mogelijkheden waarmee kostenoptimale energiesystemen vormgegeven kunnen worden op basis van input data en randvoorwaarden. De systeemconfiguratie van onze studie is weergegeven in Figuur 47.

Figuur 46 - Systeemconfiguratie studie



Met techno-economische optimalisatie bepalen we de energiesystemen die voortvloeien uit de aannames en uitgangspunten van verschillende varianten. Door het probleem in één integraal model te vatten en dit te optimaliseren wordt er een techno-economisch optimum bereikt waarbij vrijwel alle relevante randvoorwaarden meegenomen zijn. Dit in tegen-

stelling tot een iteratieve aanpak waarbij er parameters gevarieerd worden om te kijken of het volgende resultaat beter is dan het vorige.

Energiemarktsimulatie

Uit de energiesysteemoptimalisatie volgt een systeem wat zorgt voor minimale kosten. Echter, dit is in het geval dat het ook optimaal wordt ingezet, wat verre van zeker is. De inzet wordt bepaald door de markt en de drijfveren die marktpartijen hebben. We simuleren de uurlijkse elektriciteitsprijzen van Nederland en belangrijke buurlanden, rekening houdend met beperkingen in grensoverschrijdende transportcapaciteit en biedingszones. De biedingsprijzen zijn in de basis gerelateerd aan de marginale kosten, maar kunnen ook gedreven worden door andere overwegingen van marktpartijen. Zo komt er voor elk uur van het jaar en biedt en laat curve tot stand waarin opwekkers en afnemers gerangschikt zijn (de merit-order). De prijzen en volumes waarmee marktpartijen aanbieden vormen zo gezamenlijk een markt met een marktprijs per uur van het jaar.

In aanvulling hierop is het mogelijk een congestie-analyse uit te voeren en zo nodig redispatch (of andere vormen van flexibiliteit) in te kopen.

A.2 Aannames referentiesituatie

In deze paragraaf gaan we in op de aannames voor de modellering van de referentiesituatie. Hierbij gaan we uit van de beste inschattingen op dit moment. We bespreken in deze paragraaf de verwachte ontwikkeling van de energievraag, kosten, de randvoorwaarden (zoals potentie van verschillende bronnen), emissiefactoren, ontwikkelingen in het buitenland en vraagsturing. Voor enkele van deze parameters voeren we nog gevoeligheidsanalyses uit (zie Bijlage A.3).

A.2.1 Beleidsaannames

De relevante beleidscontext is geanalyseerd omdat dit als uitgangspunt geldt voor het referentiescenario. In het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) staat opgenomen dat het elektriciteitssysteem in Nederland in 2035 CO₂-vrij is (Ministerie van EZK, 2023a). Dit betekent dat er ook geen CO₂-correctie plaats kan vinden door negatieve emissies voor een beperkte uitstoot binnen de elektriciteitssector. Daarnaast omschrijft het NPE ook dat het aandeel CCS zoveel mogelijk beperkt moet worden om de beschikbare CO₂-opslagcapaciteit maximaal te benutten voor andere sectoren én dat negatieve emissies gebruikt moeten worden voor sectoren die niet teruggebracht kunnen worden naar nul emissies, waarbij alleen methaanemissies in de landbouw worden genoemd. Over biomassa wordt in Verdiepingsdocument B van het NPE genoemd dat het niet de voorkeur geniet om biograndstoffen na 2035 te gebruiken voor elektriciteitsproductie (Ministerie van EZK, 2023b). Echter wordt er ook benoemd dat voor CO₂-vrij regelbaar vermogen ook aardgas met CCS¹⁶ en biograndstoffen in deze behoefte kunnen voorzien. Er wordt geen duidelijke uitspraak gedaan dat deze bronnen dus geen rol kunnen vervullen.

De overheid zet maximaal in op het realiseren van aanbod van duurzame energie en energie-infrastructuur. Het doel is daarnaast om de nationale productie van CO₂-vrije elektriciteit ten minste de nationale consumptie te dekken, waarbij het erkent dat er een internationaal systeem is waarbij opgewekte energie niet altijd hier benut wordt. Er zijn zeven EU-landen die in december 2023 uitgesproken hebben om in 2035 een CO₂-vrij elektriciteitssysteem te hebben: Zwitserland, België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg, Nederland en Oostenrijk (Pentalateral Energy Forum, 2023). Het is echter nog onzeker in hoeverre deze doelen daadwerkelijk gehaald worden, aangezien de ontwikkeling van beleid hiervoor nog in verschillende fases is tussen de landen.

Voor onze modellering gaan we daarom uit van de volgende beleidsmatige keuzes:

- Er is geen elektriciteitsproductie in Nederland in 2035 uit kolen, aardgas of biomassa (incl. groengas). Blauwe waterstof is in het referentiescenario alleen toegestaan voor toepassing in elektriciteitscentrales, niet voor vervullen van de waterstofvraag uit de industrie. Aardgas met CCS is ook niet toegestaan.
- Er zijn geen restemissies in de elektriciteitssector die gecompenseerd worden met negatieve emissies.
- Nederland kan (deels fossiele) elektriciteit importeren. Voor andere landen rekenen we in de referentiesituatie op een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035. Hiervoor zijn beleidsvariant opgenomen waarmee het gevolg van dit uitgangspunt geduid kan worden.
- Voor kernenergie wordt gesproken over maximaal één kerncentrale in 2035 van 1,6 GW en een tweede in 2037. In het referentiescenario gaan we uit van een 1,6 GW kerncentrale in Borssele bovenop de huidige 500 MW.

¹⁶ Het NPE merkt ook terecht op dat aardgas met CCS en koolstofarme waterstof strikt gezien niet 100% CO₂-vrij zijn. Er zit dus een discrepantie in de gehanteerde aannames.

- We nemen aan dat Nederland en de andere landen op jaarbasis 95% zelfvoorzienend moeten zijn in hun directe elektriciteitsgebruik. Waterstofproductie valt dus niet onder deze eis.
- We gaan in het referentiescenario ervan uit dat er geen overheidsstimulering is van specifieke technieken via bijvoorbeeld een SDE++ of ander instrument. Er wordt dus geoptimaliseerd op maatschappelijke kosten.

A.2.2 Ontwikkeling energievraag Nederland

In het referentiescenario gaan we, voor de ontwikkeling van de energievraag in Nederland, uit van het IP2024-scenario Nationale Drijfveren voor 2035. Dit scenario gaat uit van veel elektrificatie.

Tabel 27 geeft de kerncijfers van dit scenario. Hierin geven we de energievraag exclusief flexibele vraag, aangezien dit afhankelijk is van de opwek en de invulling van de flexibiliteitsbehoefte en dit in de modellering bepaald wordt.

Tabel 27 - Kerncijfers ontwikkeling energievraag Nederland 2035, referentiescenario

Categorie	Hoeveelheid	Eenheid
Elektriciteitsvraag (excl. flexibele vraag)	213	TWh
<i>Gebouwde omgeving</i>	57	
<i>Transport</i>	43	
<i>Industrie</i>	79	
<i>Landbouw, ICT, energie</i>	35	
Waterstofvraag (excl. centrales)	53	
<i>Transport</i>	4	
<i>Industrie</i>	47	
Methaanvraag (excl. centrales)	88	

Voor de vraag naar elektriciteit en waterstof zijn, per (sub)sector, uurprofielen opgesteld. Samen leidt dit tot een totaal vraagprofiel voor elektriciteit en waterstof op uurbasis, welke gebruikt wordt als input voor het model. Voor de uurlijkse profielen sluiten we aan bij de uitwerking van het IP2024-scenario Nationale Drijfveren uit het Energietransitie-model. Deze profielen worden geregionaliseerd door de netbeheerder om aan te sluiten bij de netwerkrepresentatie van het optimalisatiemodel.

A.2.3 Vaste en variabele inputs referentiescenario

In het referentiescenario zijn verschillende aannames overgenomen uit het NPE voor opwek, met daarbij de mogelijkheid in het model om te optimaliseren in een 5% range. Voor batterijopslag en waterstofcentrales kan het model zelf het vermogen vaststellen. Voor de vraag baseren we ons volledig op het II3050-scenario 'Nationale drijfveren' en dus niet op de waarden in het NPE.

Tabel 28 - Aannames voor vaste en variabele inputs

Asset	Vrije of vaste waarde
Zon	NPE: 98 GW +/-5%
Wind op land	NPE: 12 GW +/-5%
Wind op zee	NPE: 35 GW +/-5%
Kernenergie	NPE: 2 GW

Asset	Vrije of vaste waarde
Elektrolyse	Vrij in vermogen
Batterijopslag	Vrij in vermogen en capaciteit
Waterstofcentrales	Vrij in vermogen
Vraag Nederland	IP2024-scenario Nationale drijfveren
Vraag buitenland	ENTSO-e-scenario, voor meer informatie zie Bijlage A.2.8

A.2.4 Kostenaannames

In Tabel 29 is het totaaloverzicht van de kostenaannames in het referentiescenario opgenomen. Deze kosten zijn gebaseerd op recente publicaties van toonaangevende instituten, waar mogelijk toegespitst op Nederlandse of Europese (Vital Link Beleidsanalyse)context. In het geval van kernenergie, waterstofconversie en batterijopslag is afgeweken van generieke kostenaannames en is dit vervangen door expertisekennis. De kosten zijn gelijk voor Nederland en voor alle omliggende landen.

Tabel 29 - Overzicht kostenaannames modellering, referentiesituatie

Categorie	Investeringskosten	Levensduur	Overige informatie	Bron
Opwek				
Wind op zee (AC)[NL]	€ 2.850/kW	40	Gemiddelde kosten voor Nederlandse offshore gebieden, inclusief netaansluiting op zee	Danish Energy Agency Technology Data + berekening op basis van GIS (Danish Energy Agency, 2023b)
Wind op zee (DC) [NL]	€ 3.000/kW waarvan € 1.600/kW voor wind op zee en € 1.400/kW voor net op zee	40	Gemiddelde kosten voor Nederlandse offshore gebieden, inclusief netaansluiting op zee	Danish Energy Agency Technology Data + berekening op basis van GIS (Danish Energy Agency, 2023b)
Wind op land	€ 1.100/kW	30		Technology Data (Danish Energy Agency, 2023b)
Zon-pv	€ 450/kW	40	Gemiddelde bij representatieve mix zon op dak/zon op veld	Technology Data (Danish Energy Agency, 2023b)
Kernenergie	€ 8.365/kW	60	Uitgaande van uitloop bouwperiode met ondersteuning voorfinanciering door overheid	Scenariostudie Kernenergie (Witteveen & Bos et al., 2022)
Waterkracht	€ 2.450/kW	80		Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (Schröder et al., 2013)
Brandstoffen				
Aardgas	€ 0,37/m ³	Niet van toepassing		KEV 2023 (PBL, 2023)
Internationale groene waterstofprijs	€ 231/MWh € 6,9/kg			Afnameverplichting waterstof (CE Delft, 2023a)
Binnenlands geproduceerde groene waterstof	Afhankelijk van kosten elektrolyse en elektriciteit			

Categorie	Investeringskosten	Levensduur	Overige informatie	Bron
Blauwe waterstof (binnenlandse productie)	€ 74.2/MWh € 2.2/kg			Potentieel voor een waterstofhub Schelde-Deltaregio (Buck Consultants International & CE Delft, 2022). Prijs in lijn met bovenstaande aardgasprijs
Biomassa	€ 54/MWh			Scenariostudie Kernenergie (Witteveen & Bos et al., 2022)
Uranium	€ 8/MWh			Scenariostudie Kernenergie (Witteveen & Bos et al., 2022)
Flexibiliteit				
Lithium-ion Batterij-vermogen	€ 178/kW	15	Totale kosten is som beide componenten in de gekozen EP-ratio, 88% round-trip-efficiëntie	Annual technology baseline (NREL, 2022)
Lithium-ion Batterij-energie	€ 125/kWh	15		(NREL, 2022)
Flow-ion Batterij-vermogen	€ 168/kW	30	Totale kosten is som beide componenten in de gekozen EP-ratio, 70% round-trip-efficiëntie	(Schmidt et al., 2019)
Flow-ion Batterij-energie	€ 160/kWh	30		(Schmidt et al., 2019)
Mechanische lange duur opslag (24-uurs)	€ 1.500/kW	60	Totale kosten is som beide componenten in de gekozen EP-ratio, 60% round-trip-efficiëntie	LDES value in California (California Energy Commission, 2023) Net Zero Industry Through LDES (LDES Council, 2024)
Mechanische lange duur opslag (24-uurs)	€ 50/kWh	60		(NREL, 2022) (LDES Council, 2024)
Elektrolyse	€ 1.500/kW	20	50 kWh _e /kg H ₂	Afnameverplichting waterstof (CE Delft, 2023a)
Waterstofopslag ondergronds	€ 2.000/MWh	40		Technology Data (Danish Energy Agency, 2023a)
Vraagsturing	Zie Bijlage A.2.9 over vraagsturing			
Brandstofcel	€ 1.100/kW	20	Efficiëntie 55%	Technology Data (Danish Energy Agency, 2023a)
Waterstofcentrale nieuw				
CCGT	€ 875/kW	30	Efficiëntie 59%	Scenariostudie Kernenergie (Witteveen & Bos et al., 2022)
OCGT	€ 450/kW	30	Efficiëntie 42%	
Waterstofcentrale ombouw				
CCGT	€ 182/kW	afhankelijk van bestaande asset	Efficiëntie 59%	(Aurora Energy Research, 2023)
OCGT	€ 182/kW	afhankelijk van	Efficiëntie 42%	

Categorie	Investeringskosten	Levensduur	Overige informatie	Bron
		bestaande asset		
BECCS	€ 2.750/kW	40	Efficiëntie 32%	Scenariostudie Kernenergie (Witteveen & Bos et al., 2022)
Energie-infrastructuur				
Waterstofleiding nieuw	€ 225/MW/km	50		Technology Data (Danish Energy Agency, 2023b)
Waterstofleiding ombouw	€ 105/MW/km	50		
HVAC-bovengronds	€ 1.160/MW/km	45		NSWPH pathway 2.0 techno-economic data version 10 (Ea Energy Analyses, 2023)
HVDC-kabel ondergronds offshore	€ 3.000/MW/km	45		Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Amprion GmbH et al., 2023)
HVDC-kabel ondergronds onshore	€ 3.800/MW/km	45		Technology Data (Danish Energy Agency, 2023b)
Convertorstations	€ 1.000.000/MW	45	Offshore en onshore convertors	Technology Data (Danish Energy Agency, 2023b)

A.2.5 Uitgangspunten hernieuwbare opwek

De randvoorwaarden van het optimalisatiemodel worden gegeven door het technisch potentieel van hernieuwbare opwek, wat een bovengrens vormt aan hoeveel capaciteit zonne- en windenergie er gerealiseerd kan worden. Een ondergrens voor de optimalisatie wordt gevormd door de reeds bestaande installaties. We gaan ervan uit dat wat er nu staat aan duurzame opwek, in 2035 nog steeds actief is (of in de tussentijd is vervangen voor een soortgelijk exemplaar). De Nederlandse ondergrenzen worden vastgesteld op basis van actuelere informatie waar beschikbaar zoals de monitor wind op land en andere openbare bronnen. In het referentiescenario zijn deze grenzen alleen van toepassing op het buitenland omdat de waarden voor Nederland binnen bepaalde bandbreedtes vastliggen rondom de NPE-waarden.

Hieronder beschrijven we hoe we op basis van verschillende informatiebronnen komen tot opwekprofielen en maximale technische potentie van hernieuwbare energiebronnen. In alle gevallen worden de profielen vastgesteld op basis van ERA-5 datasets (Hersbach, 2024), een meteorologisch model op continentale schaal. Hierin zijn op verschillende hoogtes en op fijne resolutie (rooster op 2 km) parameters zoals instraling (direct, diffuus en albedo), windsnelheid, luchtvochtigheid, dichtheid en temperatuur beschikbaar. Deze parameters worden gebruikt in modellen voor windturbines en zon-pv-installaties.

De aannames voor het technisch potentieel van zon-pv zijn:

- Potentie en huidig vermogen zon-pv is een samengestelde kwantiteit voor zon-op-dak en grootschalige zon-pv (veld en bedrijfsdaken).
- Natura 2000 is uitgesloten.
- Dichtheid is standaard 5.1 MW/km².
- We gaan standaard uit van de 70% AC/DC-ratio, waarmee clipping losses dus leiden tot systematische curtailment. Dit reduceert piekbelasting en verhoogt het aantal vollasturen van de AC-aansluiting.

De aannames voor het technisch potentieel van wind op land zijn:

- Natura 2000 is uitgesloten.
- Bebouwd gebied is uitgesloten (+1.000 meter).
- Binnenwater (kanalen, rivieren, meren, plassen) uitgesloten.
- Turbine is standaard NREL 5 MW referentieturbines. Dit is in lijn met typische turbine die nu gepland en geplaatst worden. Dit levert hogere vollasturen op door de hogere hubhoogte en lagere *cut-in* en hogere *cut-out* snelheden.
- Dichtheid: standaard 10 MW/km².
- Bruikbaar potentieel in verband met draagvlak en andere belangen: standaard 30% van het areaal, wij zetten dit naar 10% van het areaal om onrealistisch hoge verwachtingen van wind op land te voorkomen.
- In onderzoek van CE Delft is de potentie voor wind op land bepaald als 30-60 GW (CE Delft, 2023b). De inschatting van PyPSA-Eur ligt hier dus precies in het midden van.

De aannames voor het technisch potentieel van wind op zee zijn:

- Natura 2000 uitgesloten.
- Scheepvaartroutes uitgesloten.
- Gebieden waar de diepte meer dan 50 m is zijn uitgesloten.
- Turbine is standaard NREL 15 MW referentieturbines. Dit is in lijn met typische turbine die nu gepland en geplaatst worden. Dit levert hogere vollasturen op door de hogere hubhoogte en lagere *cut-in* en hogere *cut-out* snelheden.
- Dichtheid is standaard 10 MW/km² met de aanname dat 20% van het beschikbare areaal gebruikt mag worden. Wij verhogen dit tot 50%, dit in verband met mogelijk dubbel ruimtegebruik van de windparken.
- Er is onderscheid gemaakt in kosten en efficiëntie.

Tabel 30 - Technisch potentieel volgens spreidingsmodel in PyPSA, standaard uitgangspunten model

Land (biedzone)	Type hernieuwbare opwek	Geïnstalleerde capaciteit 2023 (IRENA) [MW]	Maximum potentieel PyPSA [MW]
NL	Wind op zee	3.873	133.392
	Wind op land	6.771	21.787
	Zon-pv	23.904	108.467
BE	Wind op zee	2.366	7.829
	Wind op land	3.242	7.187
	Waterkracht	74	0
DE	Zon-pv	8.550	83.495
	Wind op zee	8.407	63.418
	Wind op land	61.068	231.530
DK	Waterkracht	2.310	0
	Zon-pv	81.771	847.445
	Wind op zee	2.650	117.127
FR	Wind op land	4.832	34.298
	Zon-pv	3.529	112.951
	Wind op zee	0	73.487
GB	Wind op land	22.192	453.858
	Waterkracht	6.634	0
	Zon-pv	20.552	1.312.675
	Wind op zee	14.745	243.138
	Wind op land	15.469	203.445
	Waterkracht	8.661	0

Land (biedzone)	Type hernieuwbare opwek	Geïnstalleerde capaciteit 2023 (IRENA) [MW]	Maximum potentieel PyPSA [MW]
	Zon-pv	15.656	662.897
LU	Wind op land	205	1.021
	Zon-pv	387	4.235
NO	Wind op zee	1	98.932
	Wind op land	5.063	360.803
	Waterkracht	682	0
	Zon-pv	616	424.673

A.2.6 Interconnectie elektriciteit en import waterstof

Nationale infrastructuur elektriciteit

Voor de nationale infrastructuur gebruiken we de capaciteit gebaseerd op het investeringsplan van TenneT. De vermogens zijn in overleg met experts van TenneT vastgesteld nadat het geclusterde netwerk van Nederland is bepaald. Dit is gedaan op basis van voorgenomen plannen die de pocketindeling in 2035 vormen.

Interconnectiecapaciteit elektriciteit

In het referentiescenario zetten we de (elektrische) interconnectiecapaciteit tussen Nederland en andere landen, en tussen andere landen onderling, vast. We gaan uit van de huidige capaciteit plus de geplande uitbreidingen en kansrijke uitbreidingen tot 2030 volgens onderzoek van ENTSO-E (ENTSO-E, 2022). Dit doen we zowel voor de interconnectiecapaciteit tussen Nederland en de andere landen als voor de interconnectiecapaciteit tussen andere landen onderling.

Importcapaciteit waterstof

Richting 2035 zal naar verwachting ook import van waterstof mogelijk zijn, maar de importcapaciteit is niet onbeperkt. Daarom nemen we een maximale importcapaciteit voor waterstof mee. We nemen aan dat waterstofimport primair via zee zal plaatsvinden. We baseren daarom de importcapaciteit voor waterstof op de capaciteit van de huidige LNG-terminals, met als onderliggende aanname dat dit de bovengrens is van wat in 2035 haalbaar is qua import.

Netwerkuitbreiding AC

In het referentiescenario beperken we de groei van de AC-elektriciteitsinfrastructuur tot maximaal 50% netwerkuitbreidingen bovenop en in relatie tot de bestaande netwerkcapaciteit. Dit is in lijn met huidige investeringsplannen en aangekondigde plannen tot en met 2035. Deze beperking geldt niet voor individuele lijnelementen, maar per nationaal netwerk en per interconnectiepaar.

Netwerkuitbreiding DC

In overleg met de opdrachtgever en in afstemming met experts van TenneT is besloten de uitbreiding van bestaande DC-verbindingen te beperken tot maximaal 4 GW (2 bundels van 2 GW) bovenop het bestaande vermogen. Daarnaast zijn de DC-verbindingen zoals getoond in Tabel 31 ook toegevoegd als investeringsoptie in het model.

Tabel 31 - Aannames potentiële uitbreiding DC-vermogen

Naam	Van cluster	Naar cluster	Ondergrens vermogen (MW)	Bovengrens vermogen (MW)
BritNed	GB-ZO	NL-W	1.000	5.000
Delta Rijn Corridor - Nederland	NL-W	NL-ZO	0	6.000
Delta Rijn Corridor - België	NL-ZO	BE-O	0	2.000
Delta Rijn Corridor - Duitsland	NL-ZO	DE-ZW	0	2.000

A.2.7 Emissiefactoren

Tabel 32 toont de emissiefactoren voor verschillende soorten brandstof. Afhankelijk van de efficiëntie van de technologie die deze brandstof gebruikt wordt er een andere uitstoot gerealiseerd per MWh elektriciteit geproduceerd.

Tabel 32 - Overzicht emissiefactoren

Brandstof	Hoeveelheid	Eenheid	Bron
Aardgas	0,198	tCO ₂ /MWh _{th}	Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO ₂ -emissiefactoren, versie januari 2023
Afval	0,16	tCO ₂ /MWh _{th}	RVO + DEA 2022 -2
Blauwe waterstof	0	tCO ₂ /Mwhe	NPE aanname
Biomassa	0	tCO ₂ /MWh _{th}	RVO + DEA 2022 -2

A.2.8 Ontwikkelingen in het buitenland

Het elektriciteitsnetwerk van Nederland is nauw verbonden met dat van haar buurlanden. Om tot een juiste representatie te komen van het Nederlandse elektriciteitssysteem moet dus ook de uitwisseling van energie met de buurlanden meegenomen worden in de modellering. Om deze uitwisseling waarheidsgetrouw te kunnen vatten sluiten aan bij de vraagprofielen uit het TYNDP van ENTSO-E en ENTSO-G, door NSWPH geregionaliseerd en beschikbaar gesteld (Michiel den Haan, 2023).

Nationale drijfveren gaat uit van behoud van de industrie in Nederland samen met vergaande elektrificatie en energiebesparende maatregelen. Daarnaast is er weinig import van energiedragers. Dit komt goed overeen met het gedachtegoed achter het TYNDP-scenario *distributed energy* (DE). Tabel 27 toont ter illustratie de Nederlandse energievraag van de TYNPD-scenario's *distributed energy* en *global ambition* naast het nationale drijfveren scenario uit IP24. Voor de omringende landen is gekozen het DE-scenario uit TYNPD aan te houden met de NSWPH-regio's.

Tabel 33 - Energievraag in Nederland in de verschillende TYNDP-scenario's in relatie tot het nationale drijfveer vraagscenario

Categorie	Referentie - Nationale Drijfveer	TYNDP - distributed energy	TYNDP - global ambition	Eenheid
Elektriciteitsvraag (excl. elektrolyse)	213	182	198	TWh
Waterstofvraag (excl. centrales)	52	65	40	

A.2.9 Vraagsturing

Voor de doorrekening van de investeringsplannen zijn verschillende flexibiliteitsbronnen meegenomen. Voor deze studie gaan we daarom voor alle Europese landen uit van de aannames in lijn met de varianten in het IP24 voor industrie en warmtenetten, wat onderliggend is aan het NPE. Deze aannames zijn weergegeven in Tabel 34. Elektrische auto's zijn niet als flexibel laden opgenomen, maar een gedeelte van het vermogen wordt als batterij gemodelleerd (oftewel vehicle-to-grid). Deze aanname passen we aan om tot een realistischere waarde te komen. We nemen aan dat 50% van de elektriciteitsvraag van elektrische voertuigen flexibel gaat laden. Voor elektrische voertuigen is een vrij eenvoudige manier van slim laden opgenomen waarin de vraagverschuiving gemodelleerd is als een opslag met een tijdsduur van 8 uur. Dit betekent voor het referentiescenario dat de aangenomen 50% van de laadvraag (Tabel 34) niet direct vervuld hoeft te worden, maar tot een maximum van 8 uur uitgesteld kan worden door het model. Het vermogen en de inzet van elektrolyzers en batterijen wordt bepaald met de optimalisatie in PyPSA en is dus geen input parameter.

In de marktmodellering passen we prijssegmentatie toe op de vraagsturing. Voor bijvoorbeeld de industrie wil dit zeggen dat er verschillende willingness-to-accept gemodelleerd wordt om een realistischere biedladder en daarmee marktwerking te modelleren. Het volume gemiddelde willingness-to-accept wordt gelijk gehouden (hier: 200 €/MWh), maar een deel zal dus goedkoper zijn en een deel duurder dan deze prijs.

De daadwerkelijk beschikbaarheid van flexibel vermogen is gerelateerd aan de verbruiksprofielen van elke techniek. Zo kan er nooit meer flexibiliteit geleverd worden dan dat een techniek aan vermogen vraagt op dat moment. Bijvoorbeeld warmtenetten kunnen in de winter meer flexibiliteit beschikbaar stellen dan in de zomer, omdat de totale energievraag dan ook hoger is.

Tabel 34 - Aannames flexibiliteit

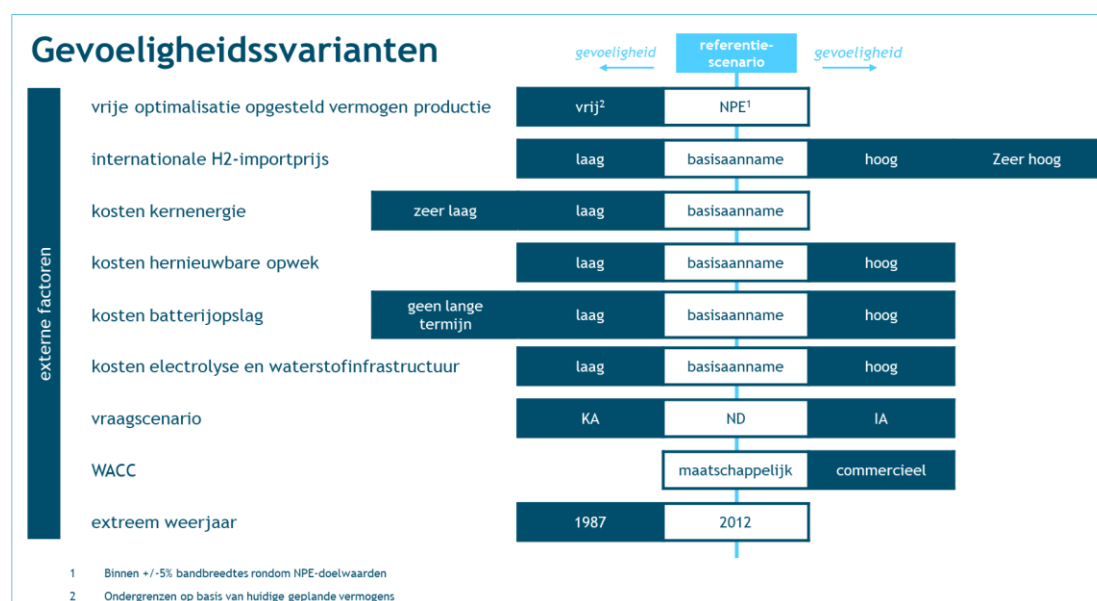
Sector	Parameter	Waarde	Eenheid
Vraagverschuiving industrie	Flexibel vermogen van totaal	20%	%
	Tijdschaal maximale beperking	24	Uur
	Willingness-to-accept	200	€/MWh
Warmteproductie warmtenetten met boilers en warmtepompen	Flexibel vermogen van totaal	100%	%
	Willingness-to-accept	25	€/MWh
Warmteproductie industrie met boilers	Flexibel vermogen van totaal	100%	%
	Willingness-to-accept	25	€/MWh
Elektrische voertuigen	Aandeel vermogen slim laden	50%	%
	Tijdschaal maximale beperking	8	uur
	Willingness-to-accept	25	€/MWh
Vraagverschuiving agricultuur	Flexibel vermogen van totaal	25%	%
	Willingness-to-accept	25	€/MWh

A.3 Resulterende aannames - gevoeligheidsvarianten

Verschillen in kosten voor technieken, het gebruikte vraagscenario, de WACC en het weerjaar een groot effect hebben op de resultaten en de keuze van het model voor specifieke technologieën. Door een aantal belangrijke gevoeligheden te testen, kwantificeren we de onzekerheid in de modelresultaten en de afhankelijkheden in die resultaten.

De verschillende gevoeligheden die wij onderzoeken zijn opgenomen in Figuur 48. Hierbij maken we steeds een uitstap vanuit het referentiescenario. Om de hoeveelheid varianten beperkt te houden worden er geen gevoeligheden gestapeld.

Figuur 47 - Grafisch overzicht gevoeligheidsvarianten



A.3.1 Vrij optimalisatie opgesteld vermogen productie

Als gevoeligheidsanalyse modelleren we het effect met een vrije optimalisatie van zon, wind en kernenergie. Als minimum hanteren we de huidige plannen voor wind op zee en huidig opgesteld vermogen voor zon en wind op land.

Tabel 35 - Aannames voor gevoeligheidsanalyse vrij optimalisatie

Asset	Referentiescenario - vrije of vaste waarde	Gevoeligheidsvariant
Zon	NPE: 98 GW +/- 5%	Vrij, minimum waarde is huidig opgesteld vermogen van 25 GW
Wind op land	NPE: 12 GW +/- 5%	Vrij, minimum waarde is huidig opgesteld vermogen van 8 GW
Wind op zee	NPE: 35 GW +/- 5%	Vrij, minimum waarde is gepland opgesteld vermogen van 21 GW
Kernenergie	NPE: 2 GW	Vrij, minimum waarde is huidig opgesteld vermogen van 0,5 GW
Batterijopslag	Vrij in vermogen en capaciteit	Vrij in vermogen en capaciteit
Waterstofcentrales	Vrij in vermogen	Vrij in vermogen
Vraag	IP2024-scenario Nationale drijfveren	IP2024-scenario Nationale drijfveren

A.3.2 Waterstof importprijs

De waterstof importprijs is gebaseerd op een recente studie van CE Delft voor VNO-NCW naar de productiekosten van waterstof in Nederland, Australië, Canada, Chili, Noorwegen, Marokko, Saudi-Arabië, Zuid-Afrika en Spanje (CE Delft, 2023a). De kosten omvatten kosten voor elektrolyse, conversie, opslag, transport en reconversie en zijn allen voor groene waterstof. De vastgestelde prijs is gebaseerd op de verwachte waterstofvraag, de hoeveelheid productie en de productieprijs per bron en land. De aanbod- en vraagcurve resulteert in een markt clearing prijs. De resulterende aannames zijn weergegeven in Tabel 36. Hierin is geen winstmarge opgenomen. Er is een extra scenario toegevoegd gebaseerd op input van stakeholders met een hogere prijs die overeenkomt met de prijs van productie in Nederland uit wind op zee. Dit geeft dus een scenario weer waarin binnenlandse productie gelijk kosten kent als import.

Tabel 36 - Aannames gevoeligheidsanalyse kosten waterstofimport

Parameters	Referentie-scenario	Variant - laag	Variant - hoog	Variant - extra hoog	Toelichting
Internationale waterstofprijs	€ 6,3/kg	€ 5,4/kg	€ 6,9/kg	€ 8,4/kg	Onder- en bovengrens studie CE Delft (CE Delft, 2023a)
	€ 231/MWh	€ 198/MWh	€ 253/MWh ¹⁷	€ 308/MWh ¹⁸	

De importcapaciteit blijft gelijk in deze varianten, zoals beschreven in Bijlage A.2.6. Het model bepaalt hoeveel hiervan gebruikt wordt gemaakt, oftewel hoeveel er wordt geïmporteerd.

A.3.3 Kosten kernenergie

De investeringskosten voor kernenergie in het referentiescenario zijn in lijn met groot-schalige kernenergie, voorgefinancierd tegen 7% WACC, waarbij de uitloop gedurende constructiefase in lijn is met moderne kernenergiecentrales. Dit leidt tot investeringskosten van € 8.400/kW. Scenario laag is representatief voor een kerncentrale met voorfinanciering tegen 7 % WACC en zeer korte doorlooptijd voor constructie (zeven jaar). Dit komt neer op investeringskosten van € 4.600/kW. Binnen scenario zeer laag is een grootschalige kern-centrale met 3,8% WACC (vanwege overheidsfinanciering) zonder uitloop tegen € 4.100/kW gekozen.

Tabel 37 - Aannames gevoeligheidsanalyse kosten kernenergie

Parameters	Referentie-scenario	Variant - laag	Variant - zeer laag	Toelichting
Investeringskosten kerncentrales	€ 8.600/kW	€ 4.600/kW	€ 4.100/kW	Representatief voor verschillende overheidsfinanciering en doorlooptijden van grootschalige kerncentrales (Witteveen & Bos et al., 2022)

¹⁷ Uitgaande van 120 MJ/kg.

¹⁸ Uitgaande van 120 MJ/kg.

A.3.4 Kosten hernieuwbare opwek

De kosten van hernieuwbare opwek zijn ingeschat op basis van de technology database van Danish Energy Agency (Danish Energy Agency, 2023b). De kosten van hernieuwbare opwek zijn de afgelopen jaren flink gedaald, maar het is nog onzeker in welke mate deze daling voortzet. Daarom doen we gevoeligheidsanalyses voor sterkere daling van de kosten van hernieuwbare opwek (scenario laag) en minder sterke daling van de kosten (scenario hoog). De aannames voor het scenario laag en scenario hoog zijn ook gebaseerd op de technology database van Danish Energy Agency (Danish Energy Agency, 2023b). De aannames voor het scenario laag en scenario hoog zijn ook gebaseerd op de technology database van Danish Energy Agency (Danish Energy Agency, 2023b).

Tabel 38 - Aannames varianten kosten hernieuwbare opwek

Parameters	Referentie-scenario	Variant - laag	Variant - hoog	Toelichting
Wind op zee - AC	€ 2.850/kW	€ 2.650/kW	€ 3.150/kW	Ondergrens: sterkere daling, prognose 2040 voor 2035 Bovengrens: geen daling kosten na 2020 (Danish Energy Agency, 2023b)
Wind op zee - DC	€ 3.000/kW	€ 2.800/kW	€ 3.300/kW	
Wind op land	€ 1.100/kW	€ 1.000/kW	€ 1.200/kW	
Zon-pv	€ 450/kW	€ 350/kW	€ 600/kW	

A.3.5 Kosten batterijopslag

De kosten van batterijen zullen de komende jaren naar verwachting verder dalen, maar de mate van daling van is nog onzeker. Bij deze gevoeligheidsanalyse rekenen we daarom ook met lagere en hogere kosten van batterijen. De prognoses voor het laag- en hoog scenario zijn gebaseerd op de onder- en bovengrens van prognoses van NREL (NREL, 2022).

Tabel 39 - Aannames varianten kosten batterijopslag lithium-ion

Parameters	Referentie-scenario	Variant - laag	Variant - hoog	Toelichting
Investering per kW	€ 178/kW	€ 78/kW	€ 191/kW	Prognoses op basis van NREL (NREL, 2022).
Investering per kWh	€ 125/kWh	€ 95/kWh	€ 178/kWh	

In het scenario varieert ook de prijs van flowbatterijen. Deze waarden zijn opgenomen in Tabel 40.

Tabel 40 - Aannames varianten kosten batterijopslag flowbatterijen

Parameters	Referentiescenario	Variant - laag	Variant - hoog
Investering per kW	€ 260/kW	€ 700/kW	€ 275/kW
Investering per kWh	€ 190/kWh	€ 50/kWh	€ 260/kWh
Toelichting	Uitgangspunt vanadium-flow middenrange (Schmidt et al., 2019)	Uitgangspunt nieuwe technieken (Netbeheer Nederland, 2023a)	Uitgangspunt vanadium-flow hoog (Schmidt et al., 2019)

A.3.6 Kosten elektrolyse, waterstofopslag en infrastructuur

Voor ontwikkeling van de kosten van waterstof en de onderlinge concurrentie tussen elektrolyzers en batterijen is de ontwikkeling van de kosten van elektrolyse, waterstofopslag en waterstofinfrastructuur van belang. Voor elektrolyse en waterstofopslag hebben

we een inschatting gemaakt van een laag en een hoog variant, op basis van dezelfde bronnen als bij het referentiescenario.

Bij waterstofinfrastructuur is er onzekerheid rondom de mate van ombouw en hergebruik van bestaande aardgasinfrastructuur richting 2035. Het is de verwachting dat de bestaande aardgasinfrastructuur hergebruikt kan worden, maar of de aardgasinfrastructuur in 2035 (wanneer er ook nog aardgasvraag is) al beschikbaar is voor ombouw is niet zeker. Daarom variëren we in deze gevoeligheidsanalyse met het aandeel van hergebruikte aardgasleidingen voor waterstofinfrastructuur.

Tabel 41 - Aannames variant kosten elektrolyse, waterstofopslag en infrastructuur

Parameters	Referentiescenario	Variant - laag	Variant - hoog	Toelichting
Investering elektrolyse	€ 1.500/kW	€ 750/kW	€ 2.000/kW	Onder- en bovengrens studie CE Delft (CE Delft, 2023a)
Investering waterstof-opslag (ondergronds)	€ 2.000/MWh	€ 1.500/MWh	€ 3.000/MWh	Ondergrens: sterkere daling, prognose 2040 voor 2035
Investering waterstof-opslag (bovengronds)	€ 38.075/MWh	€ 28.500/MWh	€ 57.000/MWh	Bovengrens: geen daling kosten na 2020 (Danish Energy Agency, 2023a)
Waterstofinfrastructuur	Weinig ombouw, veel nieuwbouw 225 €/MW/km	Alles ombouw 90 €/MW/km	Alles nieuwbouw 260 €/MW/km	(Severin Ryberg et al., 2018) (Denktank energieagenda 2018-2023) en Repurposing onshore pipelines for hydrogen (DNV).

A.3.7 Vraagscenario

Er is onzekerheid rondom de ontwikkeling van de energievraag, zowel voor de totale vraag als de verhouding tussen verschillende energiedragers. Het vraagscenario heeft een belangrijke impact op de invulling van de optimale energiemix. Om de onzekerheid over de vraagontwikkeling te ondervangen rekenen we ook de twee andere IP2024-scenario's Klimaatambitie en Internationale Ambitie door. Tabel 42 geeft een overzicht van de kerncijfers van de overige varianten.

Voor de waterstofvraag is aangenomen dat dit voor 60% moet worden vervuld met groene waterstof. Dit kan in lijn met *Renewable Energy Directive III* (EU, 2018) lokaal geproduceerd of geïmporteerd. Deze Europese richtlijn is niet van toepassing op waterstofgebruik voor raffinage. Op basis van huidige waterstofconsumptie in de raffinage van 60 PJ en een verwachte krimp van 20% van deze sector, komt het gecorrigeerde doel op 45%.

Tabel 42 - Kerncijfers ontwikkeling energievraag, referentie en gevoeligheidsvarianten

Categorie	Referentie - Nationale Drijfveer	Klimaatambitie	Internationale Ambitie	Eenheid
Elektriciteitsvraag (excl. flexibele vraag)	213	186	161	TWh
Gebouwde omgeving	57	58	58	

Categorie	Referentie - Nationale Drijfveer	Klimaatambitie	Internationale Ambitie	Eenheid
Transport	43	33	21	
Industrie	79	65	55	
Landbouw, ICT, energie	35	30	27	
Waterstofvraag (excl. centrales)	52	61	84	
Transport	4	6	18	
Industrie	47	55	64	
Methaanvraag (excl. centrales)	88	100	108	

A.3.8 Commerciële WACC

De WACC bepaalt de kosten voor kapitaal van een techniek. Deze studie is een maatschappelijke optimalisatie waarbij met één WACC wordt gerekend voor alle technieken van 2,25%. Een WACC voor commerciële partijen hangt onder andere van hun risicoprofiel en varieert zo tussen de 6 en 12%. Voor SDE++-projecten wordt gerekend met 5,8%.

We modelleren het energiesysteem ook met een WACC van 8% voor de commerciële sector, een gemiddelde commerciële WACC. Er is geen verdere differentiatie binnen technieken. Voor de (semi-) publieke sector, waar de netbeheerders onder vallen, rekenen we wel met de maatschappelijke WACC van 2,25%.

Tabel 43 - Aannames voor gevoeligheidsanalyse commerciële WACC

	Referentiescenario	Commerciële WACC
WACC - (semi-) publieke sector	2,25%	2,25%
WACC - commerciële sector	2,25%	8%

A.3.9 Extreem weerjaar

Voor het referentiescenario wordt er in lijn met de IP24-scenario's gewerkt met weerjaar 2012 (Netbeheer Nederland, 2023b). Dit is een divers weerjaar dat representatief is voor de dynamieken van de jaren uit de nabije geschiedenis.

Voor het extreme weerjaar stellen we voor te werken met het extreme weerjaar dat ook in II3050 gebruikt wordt. 1987 is een jaar met langere periodes van aanhoudende kou, wat samenvalt met een beperkte opbrengst uit hernieuwbare energie. Het is niet alleen een jaar representatief voor donkere jaren, maar is ook een stresstest voor een volledig hernieuwbaar energiesysteem.

In principe werken we hiervoor met vraagprofielen uit IP24-scenario's voor Nederland en NSWPH/TYNDP-scenario's voor het buitenland indien deze vraagprofielen ook beschikbaar zijn op basis van weerjaar 1987. Mocht deze data niet beschikbaar zijn dan zijn we genoodzaakt de meteorologische dataset aan te passen naar 1987 zodat alleen de hernieuwbare opwek verschuift. Eventuele discrepanties die ontstaan tussen de vraagprofielen en de productiecurves duiden we kwalitatief en waar mogelijk voeren we daar kwantitatieve correcties op uit.

A.3.10 Variant zonder LDES

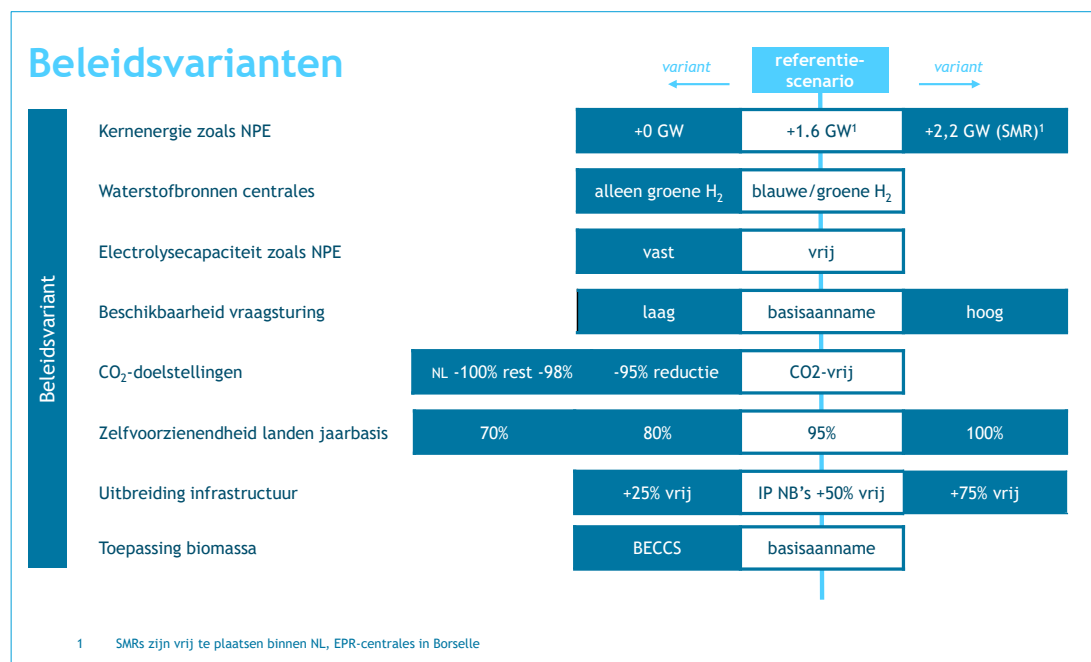
Op basis van de uitkomsten is besloten een extra variant toe te voegen waarin mechanische lange duur opslag geen investeringsoptie is. In deze variant kan het model niet investeren in deze vorm van opslag. De elektrochemische opslagvarianten (lithium-ion en flowbatterijen) zijn in dit scenario wel beschikbaar als investeringsoptie.

A.4 Resulterende aannames - beleidsvarianten

Op basis van het referentiescenario wordt onderzocht wat voor effect bepaalde beleidskeuzes hebben op het resulterende energiesysteem en de resulterende marktdynamiek. We willen bijvoorbeeld inzicht verschaffen in hoe dit eruit zal gaan zien als we uitgaan van de richtwaarden uit het NPE, als er financiële ondersteuning voor bepaalde technologieën wordt ingezet of als we bepaalde hoeveelheden CO₂-emissies of blauwe waterstof wél in het systeem toegestaan. Omdat dit zaken zijn waar overheidsbeleid significante invloed op kan uitoefenen, hebben we deze gevoeligheden samengebracht in een analyse van beleidsvarianten.

De verschillende beleidsvarianten die wij onderzoeken zijn opgenomen in Figuur 49. Hierbij maken we steeds een uitstap vanuit het referentiescenario. Om de hoeveelheid varianten beperkt te houden worden er geen gevoeligheden gestapeld.

Figuur 48 - Grafisch overzicht beleidsvarianten



A.4.1 Kernenergie uit NPE

Het NPE schrijft voor dat er in 2035 een eerste kerncentrale opgeleverd wordt met een vermogen van 1,6 GW. Dit betekent samen met de Borssele centrale een vermogen van 2,1 GW in Nederland beschikbaar is, wat volgens het NPE overeenkomt met 15,8 TWh. In deze beleidsvariant rekenen we met twee andere varianten wat betreft het opgestelde

vermogen. Voor de eerste beleidsvariant rekenen we met een vast vermogen van 0,5 GW, oftewel het huidige opgesteld vermogen.

In een tweede beleidsvariant rekenen we met vast 2,1 GW vermogen en vast twee extra SMR's (Small Modular Reactors) van 0,3 GW. Daarmee is het totaal dus 2,7 GW in deze variant. Het model bepaalt zelf binnen Nederland de ideale locatie. Voor de kosten nemen we de kosten aan uit het referentiescenario.

Tabel 44 - Indicatieve vermogensontwikkeling kernenergie uit NPE (Ministerie van EZK, 2023b)

	Referentiescenario	Beleidsvariant	Beleidsvariant
Opgesteld vermogen	2,1 GW	0,5 GW (geen extra kernenergie)	2,7 GW met 2 SMR's (2 x 0,3 GW), locaties SMR's is vrij

A.4.2 Elektrolysecapaciteit zoals NPE

In het referentiescenario laten we het opstellen van elektrolyzers een van de vrijheden van het model omdat het een integraal onderdeel is van de flexibiliteit van het elektriciteits-systeem. In een variant wordt deze waarde vastgezet op 8 GW, in lijn met het NPE om te duiden wat het effect van voorgenomen doelstellingen is op onder andere binnenlandse waterstofproductievolume, waterstofopslag en vollasturen van de elektrolyzers. Daarnaast is het ook een vormende aanname in de flexinzet binnen Nederland doordat elektrolyzers in essentie regelbare vraag representeren.

A.4.3 Waterstofbron centrales

In het referentiescenario kunnen waterstofcentrales zowel gebruik maken van blauwe en groene waterstof. In deze beleidsvariant onderzoeken we het effect is van het zetten van de doelstelling om alle waterstofvraag uit elektriciteitscentrales ook te vervullen met groene waterstof. Hierbij wordt dus rekening gehouden met de internationale prijs van groene waterstof en de toepasbare importcapaciteit. Daarnaast wordt er voor de groene waterstof expliciet een waterstofnetwerk met transport en opslag gemodelleerd (zie Paragraaf A.4.1). In het geval van blauwe waterstof doen we deze expliciete boekhouding niet en wordt het *steam methane reforming proces* met CCS gerepresenteerd in de brandstofprijs (zie kostenaannamestabel in Tabel 29).

A.4.4 Beschikbaarheid vraagsturing

De parameters zoals toegelicht in Paragraaf A.2.9 variëren we voor de varianten met lagere en hogere vraagsturing. Deze aannames zijn opgenomen in Tabel 45. Het is mogelijk in PyPSA vraagsturing te modelleren door middel van flexibel in te zetten assets. Hiervoor is het nodig dat de vraagprofielen uitgesplitst worden naar tenminste onderstaande categorieën. Zonder die uitsplitsing is het niet mogelijk de beschikbare flexibele vraag per uur te beperken in relatie tot de werkelijk flexibele energievraag voor dat uur.

Er worden twee soorten flex onderscheiden. De eerste soort zijn flexibele assets die overschakelen op een andere energiebron. Denk hierbij aan tuinders die een wkk aan kunnen zetten om het elektriciteits- of warmtebehoefte te voldoen. De andere soort is uitgestelde vraag, bedrijven die elektriciteitsconsumptie verschuiven in de tijd, bijvoorbeeld van de avondpiek naar de nacht.

Voor flexibele vraag die uitgesteld wordt, implementeren we een buffer met een maximaal volume representatief voor de maximaal uitstelperiode. In beide gevallen blijft de totale geconsumeerde energie gelijk. Er is dus geen sprake van *demand curtailment*. Kosten voor vraagsturing worden gebaseerd op onderstaande gegevens.

Tabel 45 - Aannames vraagsturing in beleidsvarianten

Sector	Parameter	Referentie-scenario	Lage hoeveelheid vraagsturing	Hoge hoeveelheid vraagsturing	Eenheid
Vraagverschuiving industrie	Flexibel vermogen van totaal	20%	10%	30%	%
	Tijdschaal maximale beperking	24	24	24	Uur
	Willingness-to-pay	200	400	100	€/MWh
Warmteproductie warmtenetten met boilers en warmtepompen	Flexibel vermogen van totaal	100%	100%	100%	%
	Willingness-to-pay	25	100	10	€/MWh
Warmteproductie industrie met boilers	Flexibel vermogen van totaal	100%	100%	100%	%
	Willingness-to-pay	25	100	10	€/MWh
Elektrische voertuigen	Slim laden	Optimalisatie binnen tijdsperiode van 8 uur			-
	Aandeel slim laden van vermogen	50%	25%	75%	%
	Willingness-to-pay	25	25	25	€/MWh

Naast het referentiescenario wordt een variant doorgerekend met procentpunt wijziging. Deze minimale wijzigingen resulteert in een waarde over hoeveel maatschappelijke waarde flexibiliteit heeft. Dit blijkt uit de verandering van de systeemkosten bij deze minimale verandering in flexibiliteitsbeschikbaarheid. De wijziging die wordt doorgevoerd is een aanpassing van het beschikbaar flexibel vermogen van de industrie naar 21% en voor elektrische voertuigen naar 51%.

A.4.5 CO₂-doelstellingen

In het referentiescenario nemen we aan dat de elektriciteitsmix CO₂-vrij moet zijn, waarbij blauwe waterstof wel is toegestaan. In deze beleidsvarianten nemen we twee varianten aan met andere CO₂-doelstellingen. In variant 1 nemen we aan dat alle landen een doelstelling hebben van 98% reductie waardoor een gedeelte productie met aardgas mogelijk blijft. In Variant 2 nemen we aan dat Nederland wel vasthoudt aan de CO₂-vrij-doelstelling maar dat in de andere landen een doelstelling van 95% reductie gehanteerd wordt.

Tabel 46 - Beleidsvarianten met CO₂-doelstellingen

	Referentiescenario	Variant 1	Variant 2
Nederland	CO ₂ -vrij	95% reductie	100% reductie
Buitenland	CO ₂ -vrij	95% reductie	98% reductie

A.4.6 Zelfvoorzienendheid

In het referentiescenario nemen we aan dat alle landen een zelfvoorzienendheids eis hebben voor de elektriciteitsproductie van 95% van hun eigen directe gebruik. Waterstofproductie is daar geen onderdeel van.

Tabel 47 - Varianten voor zelfvoorzienendheid

	Referentie	Variant 1	Variant 2	Variant 3
Aandeel zelfvoorzienendheid	95%	70%	80%	95%

A.4.7 Uitbreiding infrastructuur (nationaal en internationaal)

In het referentiescenario beperken we de groei van de AC-elektriciteitsinfrastructuur tot maximaal 50% netwerkuitbreidingen bovenop en in relatie tot de bestaande netwerkcapaciteit. Dit is in lijn met huidige investeringsplannen en aangekondigde plannen tot en met 2035. Deze beperking geldt niet voor individuele lijnelementen, maar per nationaal netwerk en per interconnectiepaar.

In deze beleidsvarianten beperken we de maximale netwerkuitbreidingen tot 25% en 75% bovenop en in relatie tot de bestaande netwerkcapaciteit. Hierbij blijven randvoorwaarden voor DC-uitbreidingen ongewijzigd.

A.5 Modelconfiguratie en aannames

A.5.1 PyPSA systeemoptimalisatie

De PyPSA-Eur modelconfiguratie wordt zo ingesteld dat deze aansluit bij de vraagstelling van dit project. Daartoe is gekozen een totaal van acht landen te simuleren, welke rondom Nederland liggen. Dit zijn Nederland, België, Luxemburg, Frankrijk, Duitsland, Engeland, Noorwegen en Denemarken. Om het optimalisatieprobleem oplosbaar te houden wordt het netwerk met een algoritme vereenvoudigd (hiërarchische clustering), waarbij het resulterende netwerk representatief is voor het oorspronkelijke netwerk. Hierbij is Nederland fijnmazig opgedeeld in acht regio's. Verder zijn de landen dicht tegen Nederland fijnmaziger gemodelleerd om interconnectie naar Nederland goed weer te geven. In totaal worden maximaal 30 nodes aangehouden.

Het elektriciteitsnetwerk wordt opgesteld op basis van de bestaande netwerkcapaciteiten, waarbij investeringsmogelijkheden worden beperkt in lijn met de investeringsplannen van netbeheerders (TYNDP). Het waterstofnetwerk en bijhorende componenten worden daarnaast ook in detail gemodelleerd, dit is toegelicht in Bijlage A.5.2.

Verder wordt de bestaande opwekcapaciteit van hernieuwbaar en conventioneel bepaald op basis van diverse databases. Dit beperkt de ondergrens van investeringen in hernieuwbare energie en de bovengrens van investeringen in retrofitting.

De systeemoptimalisatie is *snapshot*-optimalisatie, wat betekent dat het model over de looptijd van een aansluitend horizonjaar (Werkgroep CO₂-vrij elektriciteitssysteem 2035) wordt doorgerekend. Hiermee zijn de dynamieken van de seizoenen leidend voor bijvoorbeeld opslag en flexibiliteit. De aangehouden tijdstap is nader te bepalen in overweging van de *computational burden*. Deze is idealiter 3 uur of kleiner gezien de grote rol van flexibiliteitsdynamiek in dit onderzoek.

Na systeemoptimalisatie zal de systeemconfiguratie worden gebruikt om een marktmodel op te stellen waarbij de nodes worden gebundeld tot hun toebehorende biedzones. Voor landen ver van Nederland kan het zijn dat het aantal nodes gedurende optimalisatie kleiner is dan het aantal biedzones (bijvoorbeeld Noorwegen). In dat geval is het aantal nodes leidend.

A.5.2 Modelling waterstofinfrastructuur

Het waterstofnetwerk krijgt in eerste instantie dezelfde basis als het geclusterde elektriciteitsnetwerk, waar voor Nederland deze infrastructuur is opgedeeld in dezelfde zes regio's. In de modellering kan via elektrolyse waterstof gemaakt worden uit elektriciteit die vervolgens opgeslagen kan worden in de regio of getransporteerd kan worden tussen de verschillende regio's.

Voor de opslag van waterstof zijn er twee investeringsopties: bovengrondse opslag in een waterstoftank en ondergrondse opslag in zoutcavernes. Voor de laatste categorie wordt er gebruik gemaakt van een Europese kaart met potentieel voor waterstofopslag in zoutcavernes. Het totale potentieel voor ondergrondse opslag wordt per regio in kaart gebracht en toegekend aan iedere regio. Voor regio's met een beperkt potentieel voor ondergrondse opslag (< 2 TWh) wordt alleen bovengrondse opslag als investeringsopties aangenomen. Bovengrondse opslag in tanks wordt beperkt tot maximaal 0,5 TWh.

Voor het transporteren van waterstof door middel van waterstofpijpleidingen zijn er twee investeringsopties: de aanleg van nieuwe pijpleidingen tussen regio's en het retrofitten van bestaande aardgasinfrastructuur. In de basis wordt aangenomen dat alle regio's die al verbonden met transmissielijnen en/of bestaande gasleidingen er ook investeringsopties komen voor nieuwe waterstofpijpleidingen. Voor het bestaande aardgasnetwerk wordt in kaart gebracht hoeveel transportcapaciteit er momenteel al bestaat tussen iedere regio, en deze kan als investeringsoptie worden gebruikt voor het retrofitten van de pijpleidingen naar waterstof. Merk op, dat in de huidige opzet er geen plannen voor de 'hydrogen backbone' worden meegenomen in de modellering (Amber Grid et al., 2022).

In de huidige opzet wordt aangenomen dat er in iedere regio een investeringsoptie komt voor een elektrolyser, een investeringsoptie voor een nieuwe waterstofcentrale (gebaseerd op een OCGT) of het retrofitten van bestaande nieuwe aardgascentrales.

A.5.3 Modelling elektriciteitsmarkt PyPSA en additionele marktanalyses

Na de systeemoptimalisatie zoals beschreven in Paragraaf A.5.1 volgt een marktsimulatie. Hierbij nemen we het systeem zoals vormgegeven in de systeemoptimalisatie met alle locaties en capaciteiten van assets. Deze worden vastgezet en het hieruit volgende marktgedrag wordt gesimuleerd. De inzet van assets in de marktsimulatie zal anders zijn dan de inzet die uit de systeemoptimalisatie volgt als gevolg van onder andere aggregatie naar biedzones¹⁹. Na deze marktsimulatie wordt een aanvullende analyse uitgevoerd van de businesscases van verschillende assets om de winstgevendheid te duiden.

De elektriciteitsmarkt wordt gemodelleerd als een market-clearing op uurbasis, gelijkend op hoe de day-aheadmarkt in Europa functioneert. In de modellering wordt alle vraag en al het aanbod voor elk uur van een biedzone verzameld in één markt waarbij de hoogste prijs/MWh prijszettend is voor alle opwek en vraag op dat uur. Er wordt dus geen rekening gehouden met PPA's en andere langetermijncontracten tussen aanbieders en afnemers.

¹⁹ In de systeemoptimalisatie is per regio/node een inschatting gemaakt. In de marktanalyses worden deze regio's samengevoegd tot biedzones zoals deze nu in Noordwest-Europa gedefinieerd zijn, zodat de analyses van de marktdynamiek aansluit bij de bestaande biedzones.

De biedcurve aan het aanbod kant wordt gevormd door de marginale dispatch kosten van de betreffende technologieën. Aan de vraagkant is er een vastgestelde vraag waaraan voldaan wordt met daarbovenop een flexibel deel wat een ‘willingness-to-pay’ heeft meegekregen en zo prijszettend kan zijn.

Na de marktsimulatie worden separate analyses uitgevoerd voor het bepalen van de capture price en winstgevendheid van de verschillende technologieën. Hiervoor worden de inkomsten op de hierboven beschreven energiemarkt.

In werkelijkheid is er, zeker voor dynamisch regelbare technieken zoals batterijen, een verdienmodel op onbalansmarkten en systeemdiensten voor de TSO's. Deze markten hebben in werkelijkheid tot doel om fouten in voorspellingen van zowel opwek als afname op een efficiënte manier op te lossen door in realtime vraag en/of aanbod bij te sturen. Doordat wij in het model werken met *perfect foresight* zijn er geen voorspelfouten en werkt de elektriciteitsmarkt perfect. Daarnaast is het niet haalbaar om een model te maken met een realistische benadering van deze markten omdat deze ook berusten op markt-sentiment en biedstrategieën.

Deze extra markten hebben drie effecten:

1. De onbalans die veroorzaakt wordt door hernieuwbare opwek leidt tot extra kosten voor de exploitanten, waardoor de inkomsten van hernieuwbare opwek lager liggen. In de marktsimulatie worden de marginale kosten voor dispatch van hernieuwbare opwekkers verhoogd met een nader te bepalen opslagbedrag, om te corrigeren voor de onbalanskosten die ze zullen maken als gevolg van een niet perfecte voorspelling van de productie. Het wordt niet meegenomen in de systeemoptimalisatie.
2. Anderzijds zorgt het voor een extra inkomstenbron voor flexibele assets omdat deze op deze markten kunnen opereren en hier vaak aanvullend en met hogere marges inkomsten kunnen genereren. In de analyse van de businesscases en winstgevendheid van verschillende technologieën zullen we wel rekening houden met de potentiële inkomstenbron vanuit de onbalansmarkten.
3. Daarnaast is er de noodzaak voor extra opgesteld (flexibel) vermogen om bijvoorbeeld voldoende FCR-diensten te kunnen leveren. Dit wordt niet door het model geoptimaliseerd en neergezet, maar dit zullen we achteraf beschouwen en een indicatie geven van of en hoeveel extra capaciteit hiervoor gerealiseerd moet worden.

A.6 Overige aannames

A.6.1 Nettarieven

De nettarieven zijn in een studie over een invoedingstarief voor de ACM bepaald voor 2030. Deze zijn gehanteerd in de businesscase berekening van flexibiliteitsbronnen die ook elektriciteit afnemen.

Tabel 48 - Aannames nettarieven

Transporttarief componenten	Afnemers HS	Afnemers EHS
Vermogen	80 tot 200 MW	> 200 MW
Vastrecht	3.736	16.890
kW gecontracteerd per jaar	100	82
kW max per maand	10	9
kWh tarief normaal	0	0