Guidehouse

Berenschot

Systeemintegratie wind op zee 2030-2040

Eindrapportage
21 december 2021

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

in samenwerking met

gasunie
crossing borders in energy

TenneT

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave 2
Management samenvatting 4
1 Inleiding 19
1.1 Projectachtergrond 19
1.2 Uitdagingen van uitrol wind op zee 2040 19
1.3 Doel en aanpak van het project 19
1.4 Structuur rapport 20
2 Vraag en aanbod scenario's voor zichtjaar 2040 22
2.1 Startpunt scenario's voor 2030 en eindbeelden voor 2050 22
2.2 Ontwikkeling vraag en aanbod periode 2030-2040-2050 24
2.3 Aannames 2040 scenario's 26
2.4 Vraag naar elektriciteit en waterstof in 2040 27
3 Configuraties wind op zee en infrastructuur 31
3.1 Configuraties wind op zee 31
3.2 Infrastructuur op zee 36
3.3 Elektrische infrastructuur op land 40
3.4 Waterstofinfrastructuur op land 42
4 Elektrolyse 45
4.1 Huidige stand van zaken en toekomstbeeld 45
4.2 Implicaties voor beleid 48
4.3 Operatiemogelijkheden elektrolyse 49
5 Aanpak analyse systeemintegratie offshore wind 52
5.1 Overzicht van de aanpak 52
5.2 Achtergrond II3050 53
5.3 Landelijke vraag- en aanbodprofielen (ETM) 54
5.4 Regionalisatie van vraag en aanbod op land 55
5.5 Regionalisatie en inzet van flexibiliteitsopties 55
5.6 Netanalyses 57
5.7 Optimaliseren elektrolysecapaciteit 62
5.8 Kostenberekeningen infrastructuur op zee 66
6 Resultaten 71

6.1 Hoofdresultaten 71
6.2 Systeemimpact van oplossingsrichtingen 104
6.3 Belangrijke verschillen tussen scenario's 109
6.4 Gevoeligheidsanalyse 119
7 Conclusies en discussie 130
7.1 Conclusies 130
7.2 Discussie 134
8 Implicaties 140
8.1 Wind op zee en infrastructuur op zee 140
8.2 Implicaties infrastructuur op land 140
8.3 Implicaties voor elektrolyse 141
Literatuurlijst 143
Appendices 144
A. Overzicht belangrijke aannames 144
B. Ontwikkeling vraag-aanbod waterstof en elektriciteit 2015-2050 148
C. Overzichtstabellen belangrijkste uitkomsten flex-analyse en elektrolyseoptimalisatie voor alle oplossingsrichtingen, scenario's en varianten 160

Management samenvatting

Achtergrond

Vanwege de ambitie om in 2050 de uitstoot van CO_2 met 95% te reduceren, verandert het energiesysteem zoals we dat vandaag de dag kennen aanzienlijk. Een steeds groter deel van de opgewekte energie zal komen uit hernieuwbare weersafhankelijke bronnen, zoals zon en wind. Met name wind op zee zal in Nederland een cruciale rol gaan spelen om de klimaatdoelstellingen voor 2050 te halen. Een duurzaam systeem heeft tevens als voordeel dat er veel minder energetische verliezen zijn dan de huidige centrales op fossiele brandstoffen. Het heeft wel als nadeel dat de productie weersafhankelijk is, daardoor is er veel windcapaciteit nodig om de vereiste jaarproductie te halen. Het verwachte geïnstalleerd vermogen neemt van zo'n 10-20 GW in 2030[1] toe tot maximaal 72 GW in 2050[2]. Het integreren van dergelijke capaciteiten wind op zee in het energiesysteem gaat gepaard met een aantal grote uitdagingen:

- **De opwek uit zon en wind is sterk weersafhankelijk**
  Een fundamentele karakteristiek van een hernieuwbaar elektriciteitssysteem waarbij opwek van stroom grotendeels gedreven is door wind en zon, is dat het opgestelde vermogen van opwek significant groter is dan het vermogen van het eindverbruik van elektriciteit. Dit volgt uit de beperkte vollasturen van windenergie en zon PV.
- **Volledig elektrische aanlanding van veelvoud van de capaciteit wind op zee kan tot netcongestie leiden**
  Het elektriciteitsnet op land is op dit moment niet berekend op transport van de grote verwachte vermogens wind op zee, wat kan leiden tot netcongestie. Daarnaast verschilt per mogelijke aanlandingslocatie de ruimte die beschikbaar is.
- **Opwek van wind op zee gecombineerd met hernieuwbaar op land leidt tot periodes van overschotten**
  Zelfs bij de verwachte toename van de vraag door elektrificatie zou een opgesteld vermogen wind op zee van meer dan 30 GW, gecombineerd met duurzame opwek op land, zonder energieconversie en -opslag vaak tot periodes van significante overschotten leiden. De business case van hernieuwbare energie-installaties wordt hierdoor verslechterd omdat in periodes de stroomprijs laag of zelfs negatief is.
- **Waterstof speelt een belangrijke rol in het toekomstige energiesysteem; de ontwikkeling van de kostprijs van groen, blauw en import is van invloed op benodigde infrastructuur.**
  De huidige behoefte naar waterstof bedraagt zo'n 175 PJ en wordt volledig fossiel geproduceerd. Richting 2050 neemt de binnenlandse vraag sterk toe; II3050 hanteert een bandbreedte van 267 tot 708 PJ (dit is excl. vraag vanuit lucht- en scheepvaart). In 2050 wordt deze waterstof geproduceerd

[1] De versnelde realisatie van 10 GW extra wind op zee capaciteit vóór 2030 is niet meegenomen in het opstellen van de scenario's. Door de gehanteerde methodologie (het vaststellen van de capaciteit in 2040 op basis van de II3050 scenario's) is de impact hiervan beperkt. Het is echter mogelijk dat de versnelling vóór 2030 doorgetrokken wordt in de periode naar 2040. De geïnstalleerde capaciteit in 2030 heeft overigens geen impact op de te verdelen capaciteit over de zoekgebieden, de additionele 10 GW zal namelijk ook over deze gebieden verdeeld worden.
[2] North Sea Energy Outlook, 2020

door middel van elektrolyse (groene waterstof uit overschotten op het elektriciteitsnet of door directe koppeling met een wind en/of zonnepark), door reforming (SMR of ATR) met CO2-afvang en opslag en door importen. Flexibele energieconversie – zoals de productie van waterstof middels elektrolyse van elektriciteit uit wind op zee – kan de waarde en business case van de hernieuwbare stroomopwekking verbeteren.

- **In een systeem met veel hernieuwbare opwek is behoefte aan duurzaam regelbaar vermogen** Naast periodes van overschotten blijven periodes bestaan waarin de opwek van stroom uit wind en zon onvoldoende is om aan de vraag te voldoen. Tijdens deze periodes is er behoefte aan duurzaam regelbaar vermogen (bijvoorbeeld waterstofcentrales) om zo leveringszekerheid te garanderen. Daarnaast kan flexibiliteit van elektriciteitsvraag bijdragen aan het overbruggen van deze periodes.

De uitrol van wind op zee in de periode 2030 tot 2040 moet met inachtneming van het totale energiesysteem worden vormgegeven. Door de lange doorlooptijden van infrastructuurprojecten is het van belang om op korte termijn duidelijkheid te creëren over de integratie-opties die we naar verwachting tot onze beschikking hebben. Dit onderzoek gaat daarom in op de volgende vragen:

i. Wat is de vraag naar en het aanbod van elektriciteit en waterstof in 2040, voor elk van de vier scenario's opgesteld in kader van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050)?
ii. Wat zijn de ontwikkelingen rondom elektrolyse op zee en wat is het verwachte haalbare tijdpad voor de grootschalige toepassing hiervan?
iii. Wat is de impact van het aanlanden – volgens verschillende configuraties – van grote capaciteiten wind op zee op het elektriciteit -en waterstofnet en (de kosten van) het energiesysteem[3]?
iv. Welke rol kan elektrolyse op land en op zee spelen bij de integratie van wind op zee?

In opdracht van RVO is deze studie uitgevoerd door Guidehouse en Berenschot, in nauwe samenwerking met Gasunie en TenneT. Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, RVO, Gasunie en TenneT waren vertegenwoordigd in een stuurgroep ter begeleiding van dit traject.

Aanpak

Voor deze studie is gebruik gemaakt van literatuuronderzoek, interviews, energiemarktmodellen, workshops met markpartijen en kwalitatieve en kwantitatieve analyse. Per onderzoeksvraag is hieronder de aanpak op hoofdlijnen geschetst.

Om de vraag naar en het aanbod van elektriciteit en waterstof in 2040 in te schatten is gebruik gemaakt van de vier II3050-scenario verhaallijnen. Als startpunt voor 2030 is gebruik gemaakt van twee door TenneT en Gasunie ontwikkelde scenario's uit het Investeringsplan 2022-2031, zijnde het scenario Nationale Drijfveer (IP-ND) en het Internationale Ambitie (IP-IA). Voor 2050 is gebruik gemaakt van de II3050 scenario's, zijnde: Regionale, Nationale, Europese en Internationale sturing. Het IP-ND, met 16,6 GW wind op zee in 2030 sluit aan bij Regionale en Nationale sturing in 2050. Het IP-IA, met 12,6 GW

[3] In dit onderzoek wordt een wat-als benadering gehanteerd: '*indien een totaal van 31 of 38,5 GW opgesteld vermogen wordt gerealiseerd, wat betekent dat voor de netten op land en het energiesysteem?*'. De aanlandconfiguraties en oplossingsrichtingen zijn gekozen door Guidehouse en Berenschot.

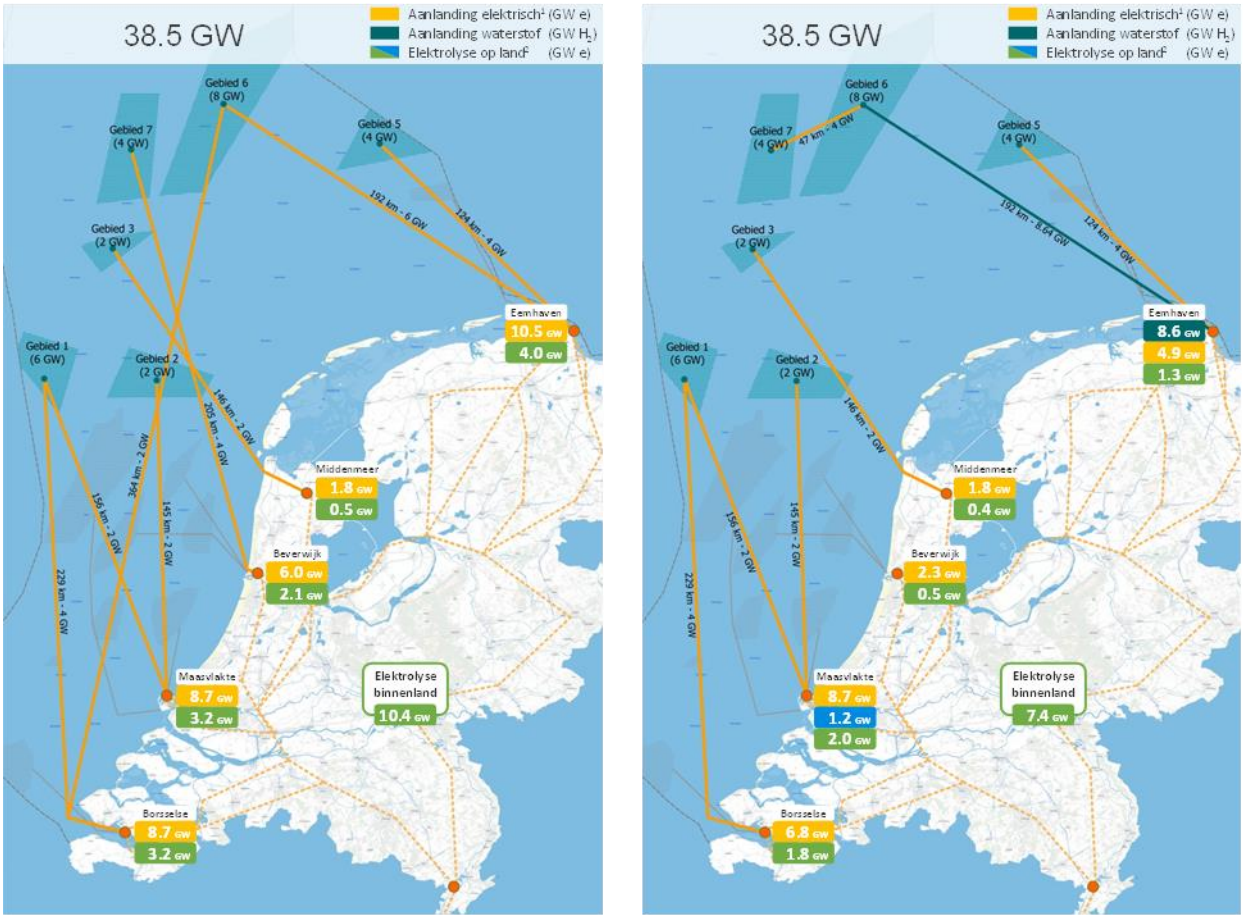
wind op zee in 2030, sluit aan bij Europese en Internationale sturing in 2050. Verder is aangenomen dat in 2040 in het Nationale scenario 38,5 GW wind op zee opgesteld staat, voor de overige drie scenario's is dit 31 GW. Dit verschil in aangenomen capaciteit wind op zee in 2040 komt voort uit de II3050 verhaallijn. Het Nationale scenario gaat bijvoorbeeld van 72 GW in 2050 uit, dit vanwege de sterke mate van zelfvoorzienendheid en inzet op elektrificatie die men nastreeft. Vervolgens is voor 2040 een (niet altijd lineaire) interpolatie toegepast, waarbij afwijkingen van lineaire groei of krimp zijn vastgesteld op basis van beschikbare bronnen (o.a. de Cluster Energie Strategieën), door gebruik te maken van expertise binnen het team van Berenschot en door reflectie op de initiële inschatting door RVO, TNO, PBL en leden van de stuurgroep. De resultaten uit het interpolatiemodel zijn vervolgens geëxporteerd naar het Energie Transitie Model (ETM), hieruit volgen uurlijkse vraag-aanbodprofielen.

De ontwikkelingen omtrent elektrolyse (op land en op zee) zijn door middel van literatuurstudie, interviews met marktpartijen (waaronder fabrikanten van elektrolysers en windturbines) en een plenaire marktconsultatiesessie[4] in kaart gebracht.

De zoekgebieden voor wind op zee zijn overgenomen uit het Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027 en op basis van belemmeringen, gebiedsgrootte en de totale capaciteiten aan wind op zee is per zoekgebied een gerealiseerde capaciteit aangenomen. Er zijn vijf mogelijke aanlandingslocaties aangenomen in deze studie: Borssele, Maasvlakte, Beverwijk, Middenmeer en Eemshaven. Als variant is een diepere aanlanding landinwaarts in Graetheide (nabij Chemelot in Limburg) geanalyseerd. De opties voor het aanlanden van wind op zee zijn gebaseerd op de wenselijkheid vanuit het energiesysteem – er is in deze studie geen rekening gehouden met andere belangrijke zaken zoals draagvlak, ecologie en ruimtelijke inpasbaarheid. Deze aspecten worden onderzocht in het programma Verkenning Aanlanding Wind op Zee (VAWOZ).

De onderstaande figuur geeft ter illustratie een voorbeeld van een configuratie waarbij volledig elektrisch wordt aangeland (links) en een configuratie waar vanuit gebied 6 met waterstof wordt aangeland (rechts), beiden voor het scenario Nationaal.

[4] Deze sessie is gehouden onder de Chatham House Rules. De identiteit en affiliatie van de deelnemers vermelden wij daarom niet.



Een configuratie omvat de verbindingen tussen zoekgebieden en aanlandingslocaties, de hoeveelheid en vorm (elektrisch of waterstof) van aangelande energie en inzet van eventuele congestiemaatregelen in de vorm van (eventueel additionele) elektrolyse aan de kust. Deze combinaties vormen verschillende oplossingsrichtingen. In deze studie zijn de volgende oplossingsrichtingen onderzocht[5]:

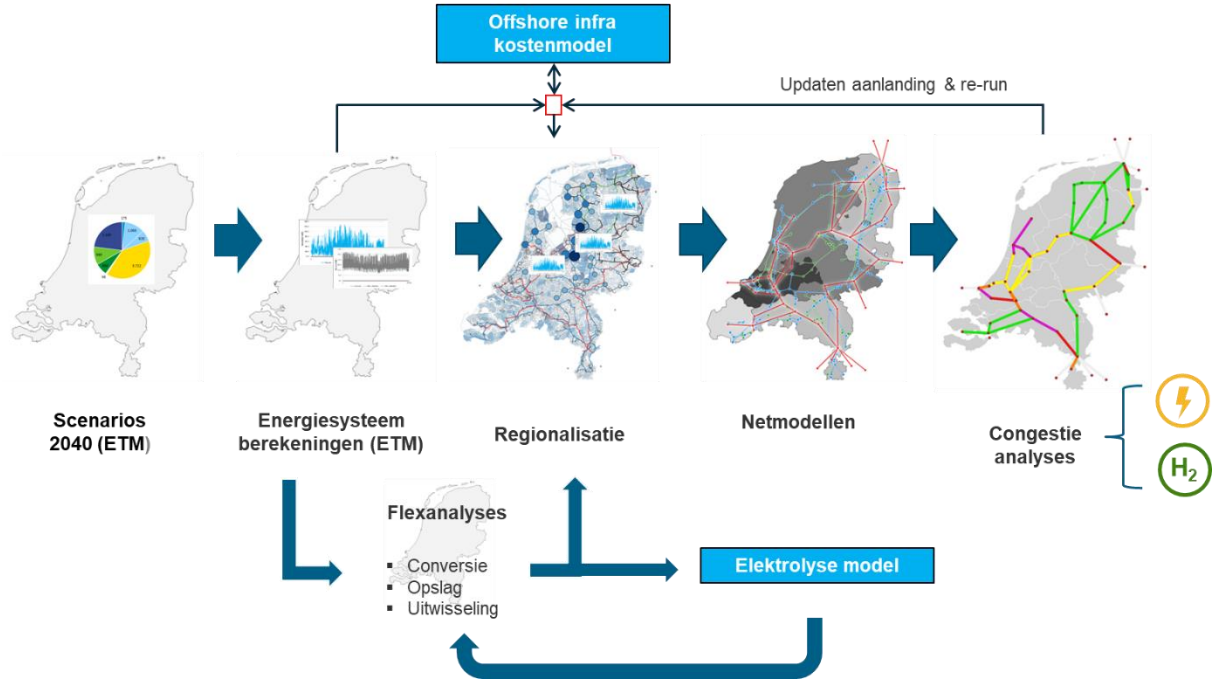
1. Volledig elektrische aanlanding waarbij elektrolyse enkel wordt ingezet bij overschotten stroom;
2. Volledig elektrische aanlanding met gekoppelde[6] elektrolyse op land;
3. Volledig elektrische aanlanding met elektrolyse op land ter preventie van congestie; en
4. Combinatie elektrische aanlanding en gekoppelde elektrolyse[6] op zee.

De kwantitatieve analyse van de studie is in samenwerking tussen Guidehouse, Gasunie en TenneT uitgevoerd. Delen van de II3050-modeltrain modelketen methodologie zijn hergebruikt. Hiermee zijn

[5] We merken op dat oplossingsrichting 1 onder de huidige wet- en regelgeving en marktregels kan. Voor oplossingsrichtingen 2, 3 en 4 is aanpassing van bestaande marktregels noodzakelijk.

[6] Met gekoppelde elektrolyse wordt bedoeld dat een elektrolyser op land of zee direct gekoppeld staat aan (een deel van) het vermogen van een specifiek windpark op zee, waarbij de belasting van de elektrolyser meebeweegt met het profiel van de opgewekte windenergie van dat specifieke windpark. De gekoppelde elektrolysers kennen hogere vollasturen (circa 5000 vollasturen) dan de elektrolysers die enkel werken bij overschotten.

analyses van flexibiliteit en regionalisatie van vraag en aanbod uitgevoerd. Guidehouse heeft een optimalisatiemodel voor elektrolyse-capaciteit en een kostenmodel voor offshore infrastructuur ontwikkeld en toegepast. Gasunie heeft een congestieanalyse van het toekomstige waterstofnet uitgevoerd en TenneT heeft een congestieanalyse van het elektriciteitsnet uitgevoerd. De volgende figuur geeft de gevolgde modelketen stappen weer.



Resultaten

i. Analyse marktontwikkelingen vraag-aanbod waterstof en elektriciteit in 2040

In deze studie is gekeken naar configuraties om de energie die opgewekt wordt door wind op zee effectief in te voeden in het Nederlandse energiesysteem. Om dit te kunnen bepalen is eerst een inschatting gemaakt van de vraag naar- en het aanbod van waterstof en elektriciteit conform de vier II3050 scenario verhaallijnen. Het aanbod van elektriciteit en waterstof is afhankelijk van de gekozen oplossingsrichting. De onderstaande tabel geeft een overzicht van het verschil in aanbod van waterstof – en elektriciteit tussen de scenario's voor 2040. De aanbodcijfers hebben betrekking op oplossingsrichting 3 (volledig elektrische aanlanding met elektrolyse op land ter preventie van congestie).

Tabel 1: Overzicht aanbod elektriciteit en waterstof per scenario in 2040, voor een selectie van voor deze studie relevante indicatoren is het aantal (in PJ) aanbod weergegeven

Thema (cijfers in PJ)	PBL KEV 2020	Regionale sturing 2040	Nationale sturing 2040	Europese sturing 2040	Internationale sturing 2040
Aanbod elektriciteit	**427**	**1003**	**1011**	**903**	**881**
Wind op zee	*12*	*474*	*493*	*474*	*474*

Zon en wind op land	*46*	*429*	*406*	*215*	*206*
(netto) Import	*0*	*-21*	*-13*	*44*	*41*
Aanbod waterstof	**176**	**529**	**512**	**668**	**905**
Groen	*0*	*179*	*233*	*71*	*71*
Import H2 tbv binnenlandse vraag	*0*	*-*	*-*	*86*	*430*
Import H2 tbv lucht & scheepvaart[7]	*0*	*262*	*189*	*258*	*284*
Totaal E en H2	**603**	**1271**	**1333**	**1312**	**1502**

Uit de marktanalyse blijkt dat in alle scenario's de totale vraag naar elektriciteit en waterstof tussen 2020 (PBL KEV) en 2040 stijgt. Dit is te verklaren door de elektrificatie van een groot deel van het binnenlandse transport, en een deel van de gebouwde omgeving en de industrie; dit vindt in ieder scenario in wisselende mate plaats. Het nationale sturing scenario kent de hoogste elektriciteitsvraag, dit komt voort uit een verregaande elektrificatie in de industrie en het hoge percentage *all-electric* oplossingen in de gebouwde omgeving. In de Europese en Internationale sturing scenario's verduurzaamt de industrie daarnaast ook middels duurzame gassen het productieproces; hierdoor ligt de elektriciteitsvraag in deze scenario's lager dan in de andere 2040 scenario's. Het aanbod zonne-energie en windenergie op land stijgt in alle scenario's tot 2040. In het Regionale sturing en Nationale sturing scenario wordt zelfs bijna tien keer zoveel duurzame elektriciteit op land opgewekt vergeleken met de situatie in 2020.

De vraag naar waterstof (en het aanbod) neemt sterk toe van 2020 tot 2040. Waar in 2020 waterstof vooral als grondstof in de industrie wordt gebruikt, wordt het in de 2040 op veel meer verschillende plaatsen in het energiesysteem ingezet. In alle vier de scenario's speelt waterstof een grote rol in de industrie, als energiedrager en als grondstof. Het Regionale sturing, Nationale sturing en Internationale sturing scenario maken in grote mate gebruik van back-up elektriciteitscentrales op waterstof (regelbaar vermogen). Daarnaast wordt er in Europese en Internationale sturing scenario waterstof ingezet ter verduurzaming van de gebouwde omgeving; in de verhaallijn bij dit scenario verwacht men namelijk dat de kostprijs van waterstof voldoende competitief wordt vergeleken met andere alternatieven voor aardgas. Waterstof productie is in het Regionale en Nationale sturing scenario het grootst; dit komt door een combinatie opwek wind op zee en veel opwek zon en wind op land. Het Internationale sturing scenario leunt daarentegen vooral op import van waterstof.

[7] II3050 had als uitgangspunt 100% CO2-reductie in 2050; om deze reden is ook uitgerekend wat de vraag naar waterstof (derivaten zoals methanol en SAF zijn naar waterstofbehoefte teruggerekend) is vanuit de lucht- en scheepvaart. In elk van de vier II3050 scenario's voor 2050 is de waterstofvraag vanuit deze sectoren aanzienlijk (40% of meer). Recent zijn door de Europese Commissie de voorstellen voor de EU Climate Law (Fit for 55) gepresenteerd. Uit deze voorstellen komt naar voren dat zowel de internationale scheep- als luchtvaartsector niet de verplichting heeft/krijgt opgelegd om hun uitstoot in 2050 volledig te hebben gereduceerd. Om deze reden is het uitgangspunt van II3050 voor deze twee sectoren losgelaten en is respectievelijk uitgegaan van een reductie van 63% en 50% voor lucht- respectievelijk scheepvaart. De 63% reductie is conform het EU Green Deal voorstel, de 50% reductie is een ruwe inschatting van de reductieopgave van de sector (IMO). Waarden voor 2040 zijn een interpolatie tussen 2030 en nieuwe cijfers voor 2050.

ii. Analyse ontwikkelingen elektrolyse op zee

Daarnaast is onderzocht of elektrolyse op zee een rol kan spelen in de toekomstige ontsluiting van wind op zee en op wat voor termijn dit haalbaar is. Deze analyse leidt tot de volgende inzichten:

- Er zijn twee hoofdopties te onderscheiden: gecentraliseerde elektrolyse op een eiland of platform en elektrolyse geïntegreerd in windturbines.
- Elektrolyse op zee kan voordelen hebben ten opzichte van gekoppelde elektrolyse op land. Voor elektrolyse op zee geldt dat er met een pijpleiding een veelvoud van energie te transporteren is ten opzichte van een HVDC kabel. Dit kan de ruimtelijke inpassing vergemakkelijken en kan mogelijk een kostenvoordeel bieden. Het bestaan van een kostenvoordeel is afhankelijk van de impact op het systeem[8] en de schaal (in deze studie is 12 GW aangenomen).
- Verder heeft elektrolyse op zee ook nadelen ten opzichte van elektrolyse op land. Het beperkt de mogelijkheid om opgewekte elektriciteit direct (zonder conversiestappen) te gebruiken. Echter zal niet alle opgewekte waterstof weer in elektriciteit worden geconverteerd. Het energiesysteem dat in deze studie is gemodelleerd kent veel uren van elektrische overschotten en een grote vraag naar groene waterstof. In het scenario met 38,5 GW opgesteld vermogen wind op zee is er ruimte voor elektrolyse die gekoppeld is aan wind op zee, zonder dat dit het directe verbruik van hernieuwbare elektriciteit significant doet afnemen.
- Gecentraliseerde elektrolyse biedt ten opzichte van geïntegreerde elektrolyse het voordeel dat een hybride verbinding kan worden gerealiseerd: een combinatie van het aanlanden van elektriciteit en waterstof. Daarnaast kan via een energie-hub of eiland interconnectie met het buitenland worden gerealiseerd.
- Geïntegreerde elektrolyse kent een aantal voordelen ten opzichte van gecentraliseerde elektrolyse:
  - Het is mogelijk het ontwerp van een windpark en de windturbines te optimaliseren voor de productie van waterstof. Hierdoor kunnen een aantal transformatiestappen uit de elektrische keten van windturbine tot elektrolyser worden verwijderd. Dit leidt tot lagere verliezen (een bandbreedte van 8-10% is genoemd) en het uitsparen van de kosten van deze componenten.
  - Het is niet nodig om een eiland of grote elektrolyseplatforms te realiseren. Dit maakt de infrastructuur goedkoper.
- Voor beide opties is volgens de meeste marktpartijen de verwachting dat elektrolyse op zee op commerciële (GW) schaal in het begin van de jaren 30 haalbaar is. Voor gecentraliseerde elektrolyse is de aanlooptijd van het realiseren van grootschalige infrastructuur een belangrijke bottleneck, voor geïntegreerde elektrolyse is dat het herontwerpen en certificeren van windturbines.

[8] Zoals im- en export van waterstof en elektriciteit en de inzet van regelbaar vermogen.

iii. Effect verschillende aanlandconfiguraties en elektrolyse op het energiesysteem en de netten in 2040

Impact op het energiesysteem

De balans tussen elektriciteitsvraag (exclusief elektrolyse) en de opwek van hernieuwbare stroom is in alle scenario's gekenmerkt door veel uren van overschotten en tekorten. Dit is een logisch resultaat van de weersafhankelijke opwek van deze bronnen en het grote opgestelde vermogen. Import en export en het gebruik van batterijen dragen bij aan de balans van vraag en aanbod. Ook na inzet van deze flexibiliteitopties is er sprake van periodes van overschotten en tekorten.

In deze studie wordt elektrolyse ingezet om in deze periodes van overschotten, elektriciteit te converteren naar waterstof. De capaciteit van elektrolyse op basis van overschotten varieert tussen de 8 en 23 GW, afhankelijk van het scenario[9]. Deze capaciteit is bepaald op basis van een optimalisatiemodule, waar de kosten van binnenlandse productie worden afgewogen met de kosten van import. Het resulterende aantal vollasturen varieert tussen 2500 en 3200 uur.

Voor momenten met tekorten (na toepassing van de andere flexibiliteitopties) is regelbaar vermogen noodzakelijk om de leveringszekerheid te waarborgen. In de studie is gewerkt met waterstof en methaan elektriciteitscentrales. De ratio tussen het opgesteld vermogen van deze typen centrales hangt af van het scenario. De totale capaciteit aan regelbaar vermogen uit deze centrales varieert tussen 27 en 29 GW[10,11] en de vollasturen variëren tussen 800 en 1600 uur per jaar.

Impact op het elektriciteitsnet

Voor het elektriciteitsnet geldt dat er normaliter bij verwachte structurele knelpunten investeringen worden gedaan om het net uit te breiden. Dit is ook de wettelijke taak van TenneT, die zij uitvoert op basis van haar tweejaarlijkse investeringsplan. In deze studie is rekening gehouden met de redelijkerwijs te verwachte uitbreidingen van het elektriciteitsnet. Vervolgens is bekeken of andere keuzes (met betrekking tot de aanlanding van wind op zee en de inzet van elektrolyse) deze knelpunten, en daarmee de noodzaak om het net uit te breiden, kunnen verlagen. De numerieke resultaten in deze samenvatting gaan over het algemeen over het scenario Nationaal, met 38,5 GW wind op zee. Eventuele verdere netuitbreidingen door TenneT kunnen van invloed zijn op de resultaten.

De belangrijkste bevindingen **voor oplossingsrichting 1** (elektrisch aanlanden, elektrolyse enkel op basis van overschotten elektriciteit) zijn:

- Een volledig elektrische aanlanding waarbij de capaciteit wind op zee wordt verdeeld over de grote vraagcentra in Nederland, met daarbij een groot vermogen (circa 14 GW) naar de Maasvlakte, leidt tot significante congestie, waardoor er in deze regio extra infrastructuur benodigd zou zijn.

[9] Voor de oplossingsrichtingen waar alternatieve modi elektrolyse wordt toegepast neemt het totale vermogen elektrolyse toe en het vermogen van elektrolyse voor overschotten af.
[10] De inzet van gekoppelde elektrolyse (waarbij meer hernieuwbare stroom wordt omgezet naar waterstof) heeft geen significante invloed op het benodigde regelbare vermogen.
[11] Dit is meer dan de capaciteit van huidige capaciteit gascentrales (exclusief kolencentrales), namelijk 20 GW.

- Het verplaatsen van wind op zee capaciteit naar de Eemshaven (totale aanlanding circa 10 GW) zorgt voor een significante reductie van de elektriciteitscongestie in Nederland. De scenario's met 31 GW wind op zee laten vrijwel geen structurele congestie zien op het net, bij het scenario met 38,5 GW wordt in beperkte mate structurele congestie voorzien. Hierbij geldt de kanttekening dat voor een aantal verbindingen waarvoor in het meest recente investeringsplan (IP2022) al een infrastructuuruitbreiding is voorgesteld, deze uitbreidingen niet zijn meegenomen[12].
- In beide gevallen is er een significant opgesteld vermogen elektrolyse op land voorzien van 8 tot 23 GW, afhankelijk van het scenario. In het scenario Nationaal is er sprake van een netto elektriciteitsexport van 10 TWh.

Samengevat, het voorziene hoogspanningsnetwerk biedt bij een gecoördineerde aansluiting van windparken over de aanlandingslocaties veel ruimte voor het elektrisch integreren van energie uit wind op zee. In alle gevallen geldt dat er een significant opgesteld vermogen elektrolyse bij de aanlandlocaties wordt voorzien, hoewel het operationeel gedrag niet gericht is op het verminderen van netcongestie.

Inzichten oplossingsrichtingen 2, 3 en 4: De onderzochte opties voor een aangepaste operationele modus van elektrolyse zorgen allen voor een lagere maximale ontsluiting van wind op zee in het hoogspanningsnet, waardoor congestie verder afneemt. Daarnaast zijn er andere aanlandingsroutes mogelijk door het introduceren van deze vormen van elektrolyse. In zijn algemeenheid geldt voor elk van deze oplossingsvarianten dat incidentele congestie op de meeste verbindingen wordt verlicht of voorkomen. Voor verbindingen met structurele congestie neemt deze af, maar blijft structureel[13].

Oplossingsrichting 2 (gekoppelde elektrolyse) - Een volledig elektrische aanlanding, waarbij op relevante aanlandlocaties een elektrolyser wordt geplaatst, welke gekoppeld is aan het opwekprofiel van een windpark op zee. De capaciteit is bepaald op basis van een artificiële invoedingslimiet van de aanlandingslocatie en de totale elektrische aanlanding van wind op zee.

Deze oplossingsrichting maakt een andere verdeling van elektrisch aanlanden mogelijk. In de onderzochte configuratie wordt meer capaciteit aangeland in Middenmeer en Beverwijk (circa 9 GW en 6 GW), waar gekoppelde elektrolyse capaciteit is aangenomen (circa 7 GW en 2 GW respectievelijk). Als gevolg van deze ontwerpkeuze, treden er bij de verbindingen nabij de aanlandlocaties geen structurele congesties op. Congestie op een aantal verbindingen verder landinwaarts neemt significant af (50-75%) ten opzichte van oplossingsrichting 1, maar niet genoeg om de noodzaak om te investeren weg te nemen. Er is tevens een sterke afname van de netto export van elektriciteit (van 10 TWh naar 0,2 TWh) en een toename van de inzet van regelbaar vermogen (+7 TWh). Het totaal opgestelde vermogen elektrolyse varieert in deze oplossingsrichting tussen 9 en 25 GW en net aantal vollasturen tussen 3300 – 3800, afhankelijk van het scenario.

[12] Bij de start van deze studie was het IP2022 nog niet gepubliceerd. Het IP2022 voorziet op een aantal tracés verzwaringen die niet zijn meegenomen in het netmodel van deze studie (waaronder Eindhoven – Maasbracht).
[13] Voor deze studie is geen optimalisatie gedaan om te onderzoeken of congestie op het landelijk elektriciteitsnet systeemtechnisch het best met extra elektriciteitsinfrastructuur kan worden opgelost, of met de inzet van flexibiliteitsmiddelen (zoals elektrolyse, batterijen, curtailment, gas-to-power, interconnectie) aan weerszijden van een knelpunt in het net.

Oplossingsrichting 3 (netcongestie elektrolyse) - Een volledig elektrische aanlanding, waarbij op relevante aanlandlocaties een elektrolyser wordt geplaatst, welke alleen inschakelt op momenten dat de elektrische invoedingslimieten van de aanlandlocaties anders overschreden zou worden.

Dezelfde opgestelde vermogens worden gehanteerd als in de vorige oplossingsrichting, waardoor het maximaal ingevoede vermogen per aanlandingslocatie gelijk blijft. Hierdoor zitten er geen significante verschillen in de netcongestie resultaten tussen oplossingsrichtingen 2 en 3. Er wordt echter minder elektriciteit omgezet in waterstof, wat leidt tot een lager aantal vollasturen voor de elektrolysers (3500 tot 4000 vollasturen) en wat minder inzet van regelbaar vermogen (-4 TWh) en meer netto export van elektriciteit (+4 TWh). Dus de elektrische dekkingsgraad neemt toe (het maximeert de inzet van wind op zee in het voorzien van de baseload elektriciteitsvraag) en er zijn tevens minder verliezen. Het totaal opgestelde vermogen elektrolyse varieert in deze oplossingsrichting tussen 9 en 25 GW, afhankelijk van het scenario.

Oplossingsrichting 4 (toevoegen elektrolyse op zee) – Een combinatie van het aanlanden van elektriciteit en waterstof door het toepassen van elektrolyse op zee. Hierbij is onderzocht wat de impact is van het omzetten van de geproduceerde elektriciteit van in totaal 12 GW[14] wind op zee in waterstof op een energie-eiland in de Noordzee. Hierdoor komt er (na verliezen) ongeveer 11 GW minder elektriciteit het net in tijdens de pieken. Ten opzichte van oplossingsrichting 2 (gekoppelde elektrolyse) neemt de congestie op sommige tracés af, het verschil is echter klein. Er wordt meer elektriciteit omgezet in waterstof, wat leidt tot meer inzet van regelbaar vermogen (+1 TWh) en over het jaar genomen wordt er netto elektriciteit geïmporteerd (1 TWh). Bij de andere oplossingsrichtingen is er sprake van netto export van elektriciteit. Het totaal opgestelde vermogen elektrolyse voor deze oplossingsrichting is 26 GW[15].

Kosten van de infrastructuur op zee

De verschillen in de kosten van de infrastructuur op zee hangen af van de aanlandingsconfiguraties en het toepassen van elektrolyse op zee. De herverdeling van elektrisch aanlanden van west naar noord Nederland leidt tot een reductie van 2%, doordat de totale kabellengte afneemt. De kabellengte en bijhorende kosten nemen nog verder af voor oplossingsrichtingen 2 en 3 (gekoppelde en anti-netcongestie elektrolyse), waar weer een 2% reductie wordt behaald.

Bij het toepassen van elektrolyse op zee (oplossingsrichting 4) is de kostenafname van de infrastructuur op zee significanter, met een reductie van 13%, ten opzichte van de casus met gekoppelde elektrolyse op land. Een totaal vermogen van 12 GW wind op zee wordt met één waterstofpijpleiding verbonden, in plaats van 6 elektrische verbindingen. De afname in het aantal HVDC convertors levert echter de grootste bijdrage aan het kostenvoordeel. Uit de analyse blijkt dat het realiseren van een hybride verbinding met elektriciteit (in dit geval, 3 GW) en waterstof aanvullend (netto) baten kan opleveren.

[14] 12 GW is het aangenomen opgestelde vermogen wind op zee in zoekgebieden 6 en 7 in het scenario Nationaal.
[15] NB, elektrolyse op zee is enkel toegepast in het scenario Nationaal.

Impact op het waterstofnet

Voor alle scenario's en oplossingsrichtingen geldt dat de aanlanding van wind op zee en bijhorende elektrolyse vrijwel geen congestie veroorzaakt in het waterstofnet[16]. Congestie in het waterstofnet treedt niet op bij een hoge opwek van hernieuwbare energiebronnen, maar juist op momenten dat er zowel weinig tot geen wind als zon is. Op deze momenten wordt de elektriciteit opgewekt door gascentrales, die naar verwachting in 2040 voor een aanzienlijk deel draaien op waterstof. Hierdoor moet tijdens deze perioden grote hoeveelheden waterstof vanuit de opslaglocaties naar de waterstofcentrales getransporteerd worden. Er is veel transportcapaciteit nodig in de vorm van leidingen en compressie om dit transport te realiseren. Er zijn slechts twee locaties (Epe (DE) en Zuidwending) voor de bergingen aangenomen, wat leidt tot een grote behoefte aan transportcapaciteit vanuit deze bergingen. Omdat de waterstofnet modellering in deze studie zich concentreerde op de aanlanding van wind op zee, is er niet verder gekeken naar mogelijkheden om deze eventuele congestie in het waterstofnet op te lossen.

Conclusies

De belangrijkste conclusies uit deze studie zijn:

- **Coördinatie in combinatie met elektrolyse op land maakt elektrisch aanlanden van ±31 GW mogelijk; 38,5 GW aanlanden vergt een beperkt aantal extra verzwaringen van het elektriciteitsnet**
  Met een gecoördineerde aanpak voor elektrisch aanlanden (met oog voor beschikbare ruimte op het onshore elektriciteitsnet) kan in het voorziene hoogspanningsnetwerk zonder grote problemen 31 GW wind op zee worden geïntegreerd. Bij het elektrisch integreren van 38,5 GW wind op zee worden er enkele knelpunten voorzien, waarvoor een eventuele uitbreiding van het hoogspanningsnet tot 2040 mogelijk lijkt en voor een deel reeds in het Investeringsplan 2022 van TenneT is voorzien. Er is echter wel in ieder scenario grootschalige conversie van overschotten naar waterstof voorzien, omdat er niet altijd voldoende elektrische (eind)vraag is maar wel vraag naar groene waterstof.
- **Alternatieve vormen van opereren van elektrolyse dragen bij aan het verder verminderen van congestie**
  Alternatieve operationele modi (gekoppelde elektrolyse, elektrolyse bij overschrijding van elektrische invoedingslimieten, of offshore elektrolyse) kunnen bijdragen aan het verminderen van de congestie op het elektriciteitsnet. Het inperken van de vrijheid van operatie is binnen het huidige wettelijk kader (met name non-discriminatoire toegang tot het elektriciteitsnet) en marktmodel (er ontbreken prikkels om te opereren wanneer dit netcongestie ten goede komt) echter een uitdaging.
- **Elektrolyse speelt een belangrijke rol om in de toekomstige vraag naar groene waterstof te kunnen voorzien en in het gebruiken van overschotten aan groene stroom**
  De balans tussen elektrische vraag (eindgebruik) en aanbod wordt gekenmerkt door vele uren met

[16] De basis voor de modellering is een uitgebreid waterstofnetwerk ten opzichte van het voorziene netwerk in 2030.

overschotten aan groene stroom (in 2040 is de bandbreedte geoptimaliseerde capaciteit elektrolyse op basis van overschotten 8 tot 23 GW). Dit is een gevolg van een bijna volledig hernieuwbare elektriciteitsmix, wat resulteert in grote opgestelde vermogen wind en zon PV. De overschotten kunnen (deels) ingezet worden voor de opwek van groene waterstof. Hoeveel van deze elektrische overschotten economisch rendabel zal kunnen worden omgezet, hangt af van het profiel van deze elektrische overschotten (veel hoge pieken leidt tot minder opwek van groene waterstof) en de prijs van geïmporteerde waterstof (een lagere prijs leidt tot minder opwek van groene waterstof).

- **Offshore elektrolyse (op schaal) kan in de jaren '30 een rol spelen in het integreren van windenergie op zee in het energiesysteem**
  Offshore elektrolyse is naar verwachting tijdig volwassen om in de jaren '30 een rol te kunnen spelen in het integreren van windenergie op zee in het energiesysteem. Grootschalige offshore elektrolyse kan een kostenvoordeel bieden ten opzichte van gekoppelde elektrolyse op land bij de juiste schaalgrootte. Gecentraliseerde elektrolyse op een (grootschalig) eiland en geïntegreerde elektrolyse in windturbines kunnen beiden relevant worden. Of de toepassing van gekoppelde elektrolyse op zee (of land) waarde toevoegt aan het systeem is afhankelijk van de balans tussen vraag en aanbod in het elektriciteits- en waterstofsysteem.
- **De transportcapaciteit van het waterstofnetwerk wordt gedreven door de inzet van waterstofcentrales**
  Transport vanaf de aanlandingslocaties van wind op zee en de bijhorende elektrolyse is niet bepalend voor de benodigde transportcapaciteit van het toekomstige waterstofnetwerk[17]. De dominante drijfveer voor de omvang van het waterstofnetwerk is transport uit opslaglocaties naar waterstofcentrales voor de opwek van elektriciteit tijdens tekorten in elektrisch aanbod vanuit hernieuwbare bronnen.

Implicaties

De belangrijkste implicaties uit deze studie zijn:

- **Gecoördineerde elektrische aanlanding maakt integratie mogelijk van een groot windvermogen; dit vergt wel doorkruisen van de Waddenzee**
  Met de juiste verdeling van wind op zee capaciteit over de aanlandlocaties is het mogelijk om 31 GW elektrisch te integreren met beperkte netcongestie. Dit vergt op basis van het gebruikte netmodel echter wel significante aanlanding in de Eemshaven, wat het doorkruisen van de Waddenzee betekent. Als alternatief voor concentratie van elektrische aanlanding in het Noorden, en bij verdere uitbreiding tot 38,5 GW, zou met nadere analyses moeten worden bezien in hoeverre aanvullende netverzwaringen het aantal opties vergroot. Hierbij dient dan nadrukkelijk ook naar de systeemkosten en ruimtelijke inpasbaarheid van alternatieven gekeken te worden.
- **Elektrolyse op zee biedt bij toepassing op schaal kostenvoordelen t.o.v. gekoppelde elektrolyse op land; locatie specifiek onderzoek kan inzicht geven in haalbaarheid en kosten** Elektrolyse op zee kan een rol spelen in het integreren van wind op zee tot aan 2040. Om schaalvoordelen te verwezenlijken is het aan te bevelen de mogelijkheden van gecentraliseerde en geïntegreerde

[17] Waarbij in deze studie de maximale invoeding van waterstof op 1 punt beperkt blijft tot circa 10 GW.

elektrolyse in zoekgebieden 6 en 7 nader te onderzoeken. Voor een effectieve bijdrage aan het energiesysteem, moet er echter zicht zijn op voldoende vraag naar groene waterstof en voldoende opwek van hernieuwbare elektriciteit. Er moet rekening worden gehouden met een lange aanlooptijd om een energie-eiland te realiseren, daarom is het aan te bevelen de keuze tijdig (ongeveer 10 jaar voor de start van de operationele fase van de eerste aangesloten windparken) te maken.

- **In een klimaatneutraal energiesysteem moet meer capaciteit worden geïnstalleerd dan de piekvraag. Of omzetting naar waterstof rendabel kan hangt af van de internationale H_2-prijs**
  In een klimaatneutraal energiesysteem, waarin bronnen als wind en zon PV dominant zijn, zal er gedurende veel uren een overschot aan elektriciteitsproductie zijn. Dit is inherent aan het feit dat deze bronnen variabel zijn: er moet meer capaciteit worden geïnstalleerd dan de piekvraag. Het realiseren van significante elektrolysecapaciteit doet het aantal uren met overschotten afnemen. Het is echter de vraag welke elektriciteitsprijs betaald wordt door elektrolyse operators en of dit voldoende inkomsten biedt voor toekomstige windparken op zee. De waarde van de geproduceerde waterstof is hierin leidend; het modelleren van een toekomstige (internationale) waterstofmarkt (en inzicht in de waarde van elke 'kleur') kan inzicht bieden. Het internationale aspect is van belang: in deze studie zitten de productiekosten voor waterstof dicht bij de aangenomen importprijzen, wat kan leiden tot een onrendabele top. De waterstof importprijs en elektriciteitsprijs voor elektrolyse blijken uit de gevoeligheidsanalyse de optimale elektrolyse capaciteit te beïnvloeden.
- **Tijdige besluitvorming over de 'gewenste' capaciteit wind op zee en aanlandingslocaties is een randvoorwaarde om het net op land te verzwaren; tijdens de transitie loopt ontwikkeling vraag-aanbod niet synchroon**
  De keuze voor een bepaalde wind op zee capaciteit in een bepaald jaartal (bijvoorbeeld 38,5 GW in 2040) en de aanlandingslocaties heeft een groot effect op de benodigde capaciteit van de infrastructuur op land. Tijdig en constant beleid draagt bij aan het tijdig realiseren van de benodigde infrastructuur op land. Grote wijzigingen van de wind op zee capaciteit kunnen reeds geplande/uitgevoerde netverzwaringen over- dan wel ondergedimensioneerd maken. Het tijdig gereed zijn van uitbreidingsprojecten in studiefase voor het hoogspanningsnetwerk is in veel gevallen randvoorwaarde voor het elektrisch kunnen aansluiten van grote hoeveelheden wind op zee.
- **Locatieprikkels en operationele prikkels voor vraag en aanbod kunnen bijdragen aan het verminderen van congestie**
  Een hoge capaciteit wind op zee, gecombineerd met een groot opgesteld elektrolyser-vermogen op land, verandert het economisch speelveld binnen de energiemarkt, en daarmee ook de voorziene energiestromen. Grotere pieken en dalen zullen het netwerk anders belasten. Uit deze studie blijkt dat de juiste locatie en het juiste operationele gedrag van elektrolyse kan bijdragen aan het verminderen van congestie. Hiervoor moeten de juiste prikkels worden geïntroduceerd, die verschillende vormen kunnen hebben. Het is aan te bevelen nader te onderzoeken welke prikkels effectief kunnen zijn en te toetsen hoe deze zich verhouden tot het huidige wettelijke kader.
- **Vier hoekpunten van het toekomstige energiesysteem worden verkend; vanwege verschillen in benodigde infrastructuur is het wenselijk dat het Rijk regie pakt en bandbreedte verkleint**

Een tijdige keuze met betrekking tot de rol van waterstof in de energievoorziening van Nederland is gewenst. Een grote mate van elektrificatie vergt een andere aanpak voor de infrastructuur (zowel elektrisch als methaan/waterstof) op land dan een beleid dat stuurt op een grote waterstofvraag. Gezien de (lange) doorlooptijden van infrastructurele projecten is een keuze nodig om toekomstige wind op zee projecten een aansluiting te kunnen garanderen.

- **De inzet en locatie van waterstofcentrales bepalen de benodigde transportcapaciteit van het waterstofnetwerk; onderzoek kosteneffectiviteit van alternatieve levering/opslag**
  De locatie van grote (closed cycle) elektriciteitscentrales die draaien op waterstof in deze studie is gebaseerd op de locaties van de huidige gascentrales[18]. De inzet van deze centrales kan zorgen voor een piekvraag naar transportcapaciteit in het waterstofnet. Er zijn verschillende opties om met deze piekvraag om te gaan: de centrales dichter bij de opslaglocaties situeren, meer conversie van gasleidingen naar waterstofleidingen, en alternatieve locaties voor opslag en import van waterstof. Nadere bestudering hiervan verdient aanbeveling.

Discussie

De belangrijkste opmerkingen en kanttekeningen uit deze studie zijn:

- Als startpunt van de modelketen is een inschatting gemaakt van vraag- en aanbodontwikkeling van alle energiedragers en sectoren voor het jaar 2040. Als hoekpunten zijn scenario's voor 2030 en 2050 genomen, de vraag- en aanbod van deze scenario's is gebaseerd op het gemiddelde weerjaar 2015. In een weerjaar met weinig wind kan de vraag naar waterstof fors hoger zijn, vanwege grotere noodzaak voor inzet van elektriciteitscentrales. In een weerjaar met overwegend veel wind en zonuren zijn de draaiuren van elektrolysers waarschijnlijk hoger, al hangt dit wel af van de internationale prijs en hoe goed de opslag is gevuld.
- Ontwikkelingen gaan soms sneller dan we nu voorspellen. Wie had bijvoorbeeld gedacht dat de kosten van zon en wind in 20 jaar tijd met zo'n respectievelijk 50% meer dan 90% konden dalen? Deze onzekerheid speelt – zeker als je verder kijkt dan een periode van 10 jaar – een grote rol in hoe accuraat onze inschattingen zijn voor 2040.
- In deze studie is niet gezocht naar een optimale capaciteit wind op zee (dit is namelijk een vaste waarde per scenario). Er is ook niet geanalyseerd of de toekomstige elektriciteitsmarkt voldoende perspectief biedt voor subsidie-vrije ontwikkeling van wind op zee. Voor dergelijke inzichten is het nodig om marktmodellering toe te passen en het gesprek hierover aan te gaan met ontwikkelaars, investeerders en met de industriële clusters (de grotere afnemers).
- In de praktijk zullen elektrolyse operators op basis van elektriciteitsprijzen, de marktprijs van waterstof en vraag en/of beschikbaarheid van stroom/gas besluiten over de productie van waterstof. Dit kan leiden tot een ander type gedrag dan de in deze studie gemodelleerde modi. De verwachte ontwikkeling van de prijs voor geïmporteerde waterstof is hierin belangrijk: bij een importprijs onder de gemiddelde binnenlandse productiekosten van waterstof kan er een onrendabele top ontstaan.
- De optimalisatie in deze studie richt zich op verschillende aanlandingsconfiguraties, elektrolyse capaciteit en operationele modi. Er is niet gekeken naar andere maatregelen, zoals

[18] Kleinere open cycle waterstofcentrales zijn verdeeld over het netwerk naar rato van piektekorten.

netverzwaringen, uitbreiding van interconnectiecapaciteit, andere vermogens wind en zon PV (buiten de variatie in de scenario's) en verschillende vormen van demand-side response. Inbegrip van andere maatregelen kan leiden tot een systeemontwerp met grotere maatschappelijke baten.

- Elektrolyse heeft de juiste investeringssignalen en operationele signalen nodig om netcongestie effectief te verminderen. Er kunnen kosten verbonden zitten aan het inperken van de vrijheid van operatie van de elektrolysers (elektriciteit afnemen tegen hoge prijs, gemiste inkomsten voor windparken omdat elektriciteit niet op de markt kan worden verkocht). Op systeemniveau is een andere modus operandi van elektrolysers vergelijkbaar met het huidige mechanisme van redispatch.
- De kosten voor een energie-eiland zijn erg onzeker en gebaseerd op de Deense kosten-baten analyse van het Deense energie-eiland. De kosten hangen in de praktijk af van de waterdiepte en het golfklimaat van een specifieke locatie. Een locatie-specifiek ontwerp kan deze onzekerheid verkleinen.
- Aanvullende interconnectie, met name vanuit wind op zee hubs, kan veel impact hebben op de resultaten. Een grotere uitwisseling met het buitenland zou de behoefte aan elektrolyse en de inzet van waterstofcentrales kunnen verminderen. Ook kan interconnectie congestie in het elektriciteitsnet verkleinen. Anderzijds kan verminderde elektrolyse congestie in het elektriciteitsnet vergroten. Hoe dergelijke effecten tegen elkaar opwegen vergt verdere analyse.
- Omdat de wind op zee invoeding vooral effect heeft op het EHS-netwerk (220-380 kV), zijn alleen de congesties op dit netwerk getoond in deze studie. Er is geen onderzoek gedaan naar eventuele impact op het HS-netwerk (110-150 kV).
- Er is een steil kostenreductiepad aangenomen voor elektrolysers. Het huidige kostenniveau van kleinschalige projecten ligt boven 1000 EUR/kW, voor 2040 nemen we voor onshore elektrolyse 300 EUR/kW aan. De impact van deze aanname is in de gevoeligheidsanalyse beschouwd.

1 Inleiding

1.1 Projectachtergrond

Wind op zee zal een cruciale rol spelen in het klimaatneutrale energiesysteem van 2050, met een geïnstalleerde capaciteit van maximaal 72 GW (DNV, 2020). RVO (Rijksdienst voor Ondernemend Nederland) heeft in april 2021 Guidehouse en Berenschot gecontracteerd om een studie uit te voeren naar de integratie van wind op zee in het Nederlandse energiesysteem voor de periode 2030 tot 2040. Deze studie is in nauwe samenwerking uitgevoerd met Gasunie en TenneT, die een deel van de (systeem)analyses hebben uitgevoerd.

Gedurende de studie is er afstemming geweest met relevante beleidsprogramma's: Programma Energiehoofdstructuur (PEH), Verkenning Aanlanding Wind op Zee (VAWOZ) en het Programma Noordzee. De resultaten van de studie dienen als input voor deze beleidsprogramma's en biedt geïnteresseerde partijen inzicht in de mogelijke vraag naar- en aanbod van (hoekpunten) elektriciteit en waterstof in 2040.

De netbedrijven (TenneT en Gasunie), beleidsprogramma's en RVO waren vertegenwoordigd in een stuurgroep die gedurende het traject het project sturing heeft gegeven. RVO heeft tevens het project inhoudelijk en procesmatig begeleid.

1.2 Uitdagingen van uitrol wind op zee 2040

Wind op zee is een belangrijke pilaar in de energietransitie in Nederland. In deze studie verkennen we de impact van het realiseren van 31 tot 38,5 GW wind op zee in 2040.

Het integreren van dergelijke capaciteiten wind op zee in het energiesysteem gaat gepaard met grote uitdagingen en dilemma's:

- **Overschotten**. De huidige piekvraag naar elektriciteit is ongeveer 20 GW. Zelfs bij de verwachte toename van de vraag door elektrificatie zou een bijna dubbel zo grote capaciteit wind op zee, gecombineerd met duurzame opwek op land, zonder energieconversie vaak tot periodes van significante overschotten leiden.
- **Vraagontwikkeling.** Daarnaast is het onzeker, zo blijkt uit eerdere studies, of de elektriciteit -en waterstofvraag de komende periode in gelijke tred ontwikkelt met het aanbod. Indien bijvoorbeeld de elektriciteitsvraagontwikkeling achterblijft, neemt het aantal uren waarin overschotten optreden verder toe dan nu al verwacht wordt.
- **Netcongestie**. Het elektriciteitsnet op land is op dit moment niet berekend op transport van dergelijk grote geconcentreerde elektriciteitsproductie. Indien dit niet wordt geadresseerd is dit een beperkende factor.
- **Aanlandingslocaties.** Het aantal geschikte aanlandingslocaties is gelimiteerd, er is beperkte ruimte op zee en op land en we moeten binnen de grenzen van acceptabele milieu-impact blijven.

1.3 Doel en aanpak van het project

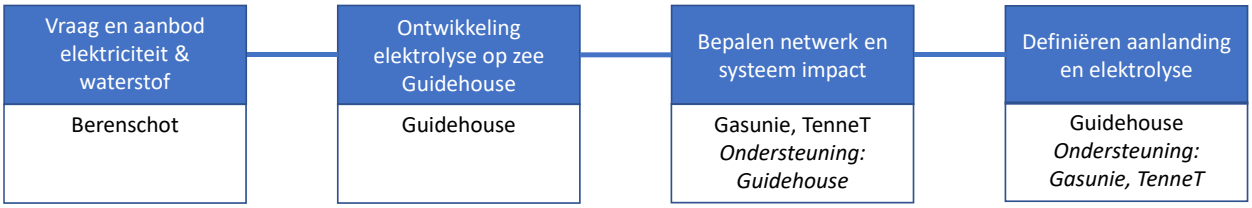
De uitrol van wind op zee in de periode 2030 tot 2040 moet optimaal worden vormgegeven. Door de lange doorlooptijden van infrastructuurprojecten is het van belang om op korte termijn duidelijkheid te

creëren over de integratie-opties die we naar verwachting tot onze beschikking hebben. Dit geeft de overheid en marktpartijen inzicht in kansen die aanwezig zijn en openstaande opgaven waar nog aan gewerkt moet worden.

Deze studie geeft antwoord op de volgende vragen:

1. *Wat zijn de verwachte ontwikkelingen van vraag en aanbod voor elektriciteit en waterstof in de periode 2030 tot 2040? Voor 2040 worden de volgende scenario's verkend:*
    a. *Regionale sturing*
    b. *Nationale sturing & een variant met elektrificatie van de industrie*
    c. *Europese sturing*
    d. *Internationale sturing & een variant met meer GW wind op zee voor elektrolyse*
2. *Wat zijn de ontwikkelingen omtrent elektrolyse op zee? Is elektrolyse op zee in de periode 2030 – 2040 haalbaar?*
3. *Wat is de impact van het aanlanden van grote capaciteiten wind op zee*
    a. *op het elektriciteitsnet*
    b. *op het toekomstige waterstofnet*
    c. *en op het energiesysteem in brede zin?*
4. *Welke rol kan elektrolyse op land en op zee spelen bij de integratie van wind op zee?*

De rolverdeling van het projectteam is in Figuur 1 schematisch weergegeven.



Figuur 1: Schematische weergave van projectverantwoordelijkheden

1.4 Structuur rapport

In hoofdstuk 2 is beschreven hoe ontwikkeling van vraag en aanbod voor de verschillende scenario's van 2040, het zichtjaar van deze studie, zijn bepaald. De verwachte vraag in 2040 wordt voor elk scenario getoond, voor aanbod zijn nadere analyses t.a.v. congestie/flexibiliteit uitgevoerd. Het verwachte aanbod in 2040 is in hoofdstuk 6.2 opgenomen.

In hoofdstuk 3 worden de verschillende mogelijke configuraties beschreven voor het toekomstig energiesysteem. Hierbij worden de configuraties wind op zee beschreven en is de benodigde infrastructuur voor zowel waterstof als elektriciteit op land en op zee beschreven.

In hoofdstuk 4 wordt gekeken naar de ontwikkelingen en potentie van elektrolyse als technologie. Deze informatie wordt vervolgens als input gebruikt voor dit project.

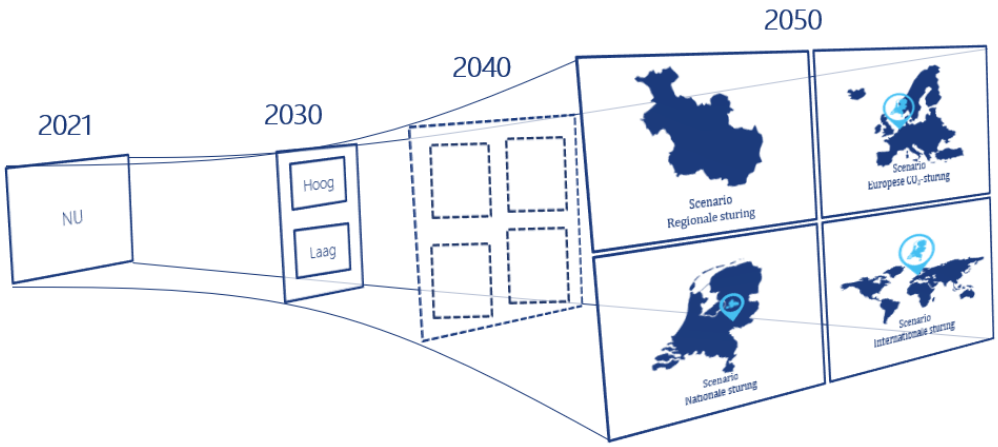
In hoofdstuk 5 wordt beschreven hoe de analyse tot stand kwam, waarbij verschillende aspecten aan bod komen, zoals de analyse van netcongestie.

In hoofdstuk 6 worden de resultaten beschreven; eerst de belangrijkste resultaten van de gehele studie en vervolgens van de verschillende scenario's.

In hoofdstuk 7 worden de conclusies getrokken uit deze resultaten en worden ze beschouwd, waarna in hoofdstuk 8 de implicaties van deze studie worden besproken en aanbevelingen worden gedaan voor de toekomst.

2 Vraag en aanbod scenario's voor zichtjaar 2040

Dit hoofdstuk geeft antwoord op de vraag: *Wat is de behoefte aan elektriciteit en waterstof in de periode 2030-2040?* Het hoofdstuk gaat eerst in op de gekozen startpunten-/scenario's voor 2030 en 2050, welke dienen als randvoorwaarde waarbinnen vraag en aanbod voor zichtjaar 2040 zich ontwikkelen (zie Figuur 2).



Figuur 2: Schematische weergave gebruikte scenario's voor zichtjaar 2040. Voor 2030 is gebruik gemaakt van de twee scenario's opgesteld door de netbedrijven ten behoeve van het Investeringsprogramma 2022. Hoog staat voor een ambitie van 16.6 GW wind op zee en sluit aan bij Nationale sturing in 2050. Laag gaat uit van 12.6 GW WOZ en sluit aan bij de overige drie scenario's.

Vervolgens gaat het in op de wijze waarop vraag en aanbod voor elke energiedrager en sector is bepaald (zgn. ontwikkelfactoren) en op welke punten – en waarom – afgeweken is van de bestaande scenario's en/of uitgangspunten die gekozen zijn voor 2040.

Tenslotte is de behoefte (vraag) naar elektriciteit en waterstof gepresenteerd voor 2040 voor elk scenario. Op vergelijkbare wijze is het aanbod van elektriciteit en waterstof bepaald. Echter, het aanbod wordt in deze studie mede bepaald door de analyse van congestie-, flexibiliteit- en (net-)capaciteit (zie hoofdstuk 3 t/m 5). Om die reden is het resultaat van de aanbodinterpolatie niet opgenomen in dit hoofdstuk.

2.1 Startpunt scenario's voor 2030 en eindbeelden voor 2050

Om de ontwikkeling van vraag-aanbod in 2040 voor elektriciteit en waterstof in beeld te brengen is ten eerste gebruik gemaakt van de twee scenario's voor 2030 (opgesteld door TenneT en Gasunie) die ten grondslag liggen aan het Investeringsprogramma 2022 (IP2022, of IP22). Deze twee scenario's voor 2030 zijn gekoppeld aan de vier Klimaatneutrale Energiescenario's voor 2050, die door Berenschot en Kalavasta – als onderdeel van de Integrale Infrastructuurverkenning 2050 (II3050) – zijn opgesteld (Berenschot, 2020).

Onderstaande is een korte samenvatting van de scenario's voor 2030 en 2050 opgenomen en de wijze waarop de 2030 scenario's met de 2050 scenario's verbonden zijn.

Samenvatting Integrale Infrastructuurverkenning scenario's (2050):

Jaar	Scenario	Beschrijving
2030	Internationale ambitie	In het IP22-IA wordt uitgegaan van 12,6 GW aan vermogen wind op zee. Dit scenario sluit qua verhaallijn aan bij het Europese en Internationale sturing scenario voor 2050.
	Nationale Drijfveer	In het IP22-ND wordt uitgegaan van 16,6 GW aan vermogen wind op zee. Dit scenario sluit qua verhaallijn aan bij het Regionale en Nationale sturing scenario voor 2050.
2050	Regionale sturing	In het Regionale sturing scenario geven lokale en regionale overheidsorganen sturing aan de energietransitie. Nederland wordt volledig verduurzaamd en streeft een grote mate van zelfvoorzienendheid na. Naast dat er veel duurzame energie in Nederland wordt opgewekt is er veel behoefte aan opslag en andere flexibiliteitsopties. De energie-intensieve industrie krimpt net als de vraag voor internationaal transport. Er heerst een sterke focus op circulariteit. Er staat voor 43 GW aan vermogen wind op zee opgesteld.
	Nationale sturing	In het Nationale sturing scenario neemt de Rijksoverheid het voortouw. Initiatieven worden voornamelijk landelijk opgezet en zijn grootschalig van aard. Krachtige sturing vanuit het Rijk zorgt voor een duidelijke transitierichting, waardoor klimaatdoelen gehaald worden. Daarnaast wordt er in dit scenario gestreefd naar zelfvoorziening om afhankelijkheid van andere landen te beperken. Energie wordt voornamelijk in grootschalige projecten opgewekt, zoals grootschalige parken voor wind op zee, wind op land en zonneweides. De energie-intensieve industrie blijft wat betreft productie op hetzelfde niveau. Er staat voor 72 GW aan vermogen wind op zee opgesteld[19].
	Europese sturing	In het Europese sturing scenario gaat uit van een sterke sturing vanuit Europa. In Europees verband wordt een algemene CO_2-belasting ingevoerd. Deze belasting geldt voor alle sectoren. De snelheid van de energietransitie is rechtstreeks gecorreleerd met de toename van deze belasting en daarmee lukt het om in 2050 de klimaatdoelen te halen. Er wordt niet op specifieke technieken gestuurd, waardoor alleen de meest kosteneffectieve technologieën worden geïmplementeerd. Hierdoor is er bijvoorbeeld ruimte voor blauwe waterstof en andere CCS-toepassingen. In sommige gevallen wordt import van duurzame energiedragers als meest kosteneffectieve oplossing gekozen. De grootte van de industrie groeit in dit scenario. Er staat voor 42 GW aan vermogen wind op zee opgesteld.
	Internationale sturing	In het Internationale sturingsscenario wordt er uitgegaan van een volledig open internationale markt. Op deze markt zijn geen belemmerende of protectionistische maatregelen en energiedragers kunnen dus vrij worden verhandeld. Nederland is in dit scenario in grote mate afhankelijk van import. In dit scenario is sprake van sterke internationale samenwerking. Dit resulteert in een geavanceerde energie-infrastructuur, waardoor energiedragers in grote volumes kunnen worden geïmporteerd. De omvang van de industrie neemt toe. Er staat voor 38 GW aan vermogen wind op zee opgesteld.

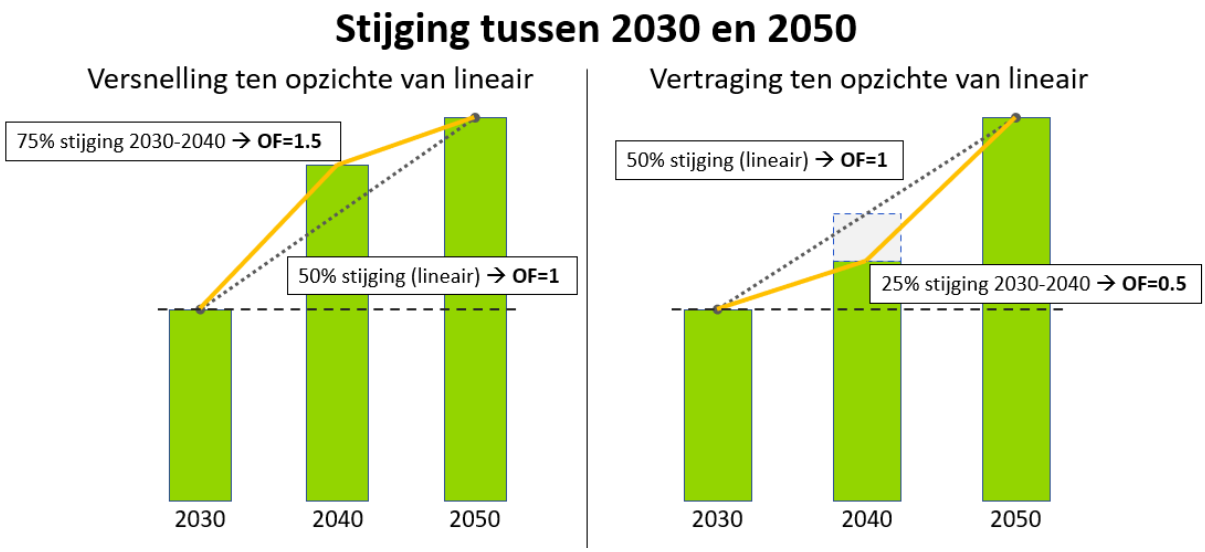
[19] In de II3050 scenario's is een deel van het wind op zee vermogen – in het Nationale sturing scenario betreft dit 20GW – bestempeld om een deel van de vraag vanuit de internationale transportsector te verduurzamen. In deze studie is een optimalisatie uitgevoerd naar aanlanding van opwek. De wijze waarop de beschikbare groene waterstof ingezet wordt is niet nader gespecificeerd, dit hangt namelijk sterk af van technologische ontwikkelingen en de kostprijs van alternatieven die bunkers en luchtvaartsector richting 2040 hebben.

2.2 Ontwikkeling vraag en aanbod periode 2030-2040-2050

Om een beeld te schetsen van de energievraag- en het aanbod voor elke energiedrager en sector in 2040 is een interpolatie tussen 2030 en 2050 uitgevoerd. Hiervoor is in eerste instantie een combinatie tussen de IP2022-ND (Nationale Drijfveer) en IP2022-IA (Internationale Ambities) scenario's van de gezamenlijke netbedrijven en de vier Klimaatneutrale Energiescenario's (Regionale-, Nationale-, Europese- en Internationale sturing) gemaakt (zie ook tabel hierboven). Vervolgens is voor elke energiedrager en sector nagegaan in hoeverre de ontwikkeling in de periode 2030-2040-2050 lineair is. De (eventuele) non-lineariteit van de ontwikkeling van elke energiedrager-/sector is door middel van een zogenaamde "ontwikkelfactor" uitgedrukt. Deze ontwikkelfactoren zijn bepaald door naar beschikbare bronnen (o.a. de Cluster Energie Strategieën (PBL, 2021)) te kijken, door gebruik te maken van expertise binnen het team van Berenschot en door reflectie op de gedane inschatting door RVO, TNO, PBL en leden van de Stuurgroep. De ontwikkelfactoren geven aan of we een versnelling of vertraging ten opzichte van een lineair groeipad verwachten[20].

In Figuur 3 wordt de werking van de ontwikkelfactoren weergegeven, wanneer de vraag naar een energiedrager stijgt tussen 2030 en 2050. Bij een lineaire stijging tussen 2030 en 2050, is in 2040 50% van de totale groei bereikt wat wordt aangeduid met een ontwikkelfactor (OF) van 1. Indien de verwachting is dat de groei tussen 2030 en 2040 sneller gaat dan gemiddeld tussen 2030 en 2050 dan wordt de ontwikkelfactor hoger ingeschat. In het linker figuur wordt een dergelijke snellere ontwikkeling weergegeven, waarbij een ontwikkelfactor van 1,5 betekent dat in 2040 al 75% van de totale groei tussen 2030 – 2050 wordt bereikt. Het rechter figuur geeft het tegenovergestelde effect, hier is de verwachting dat de groei minder snel gaat dan lineair tussen 2030 en 2040. Dit wordt hier weergegeven door een ontwikkelfactor van 0,5 wat inhoudt dat tussen 2030 en 2040 25% van de totale groei tussen 2030 en 2050 wordt gerealiseerd. Dit betekent daarmee ook dat verwacht wordt dat de groei wel snel toeneemt tussen 2040 en 2050, hier wordt in dat geval namelijk 75% van de totale groei tussen 2040 en 2050 gerealiseerd.

[20] Bij de vaststelling van de ontwikkelfactoren wordt onderscheid gemaakt naar de vraagontwikkelingen vanuit sectoren naar waterstof, elektriciteit en aardgas en de aanbodontwikkelingen voor deze drie energiedragers. Als laatste wordt ook ingegaan op vraag en aanbod van waterstof bij internationaal transport (valt buiten de scope van nationale doelstellingen, maar is wel een sector die mogelijk grote volumes van waterstof kan gaan vragen). Voor de vraagontwikkelingen vanuit een sector worden in principe drie ontwikkelfactoren vastgesteld, namelijk de ontwikkelfactor voor de vraag van elektriciteit, van waterstof en aardgas, deze kennen een samenhang.



Figuur 3: Weergave van wijze waarop ontwikkelfactoren de groei tussen 2030-2050 beschrijven

Voor de elektriciteitsvraag vanuit transport is bijvoorbeeld een hoge ontwikkelfactor van toepassing. Dit is gebaseerd op de huidige snelle groei van het aantal elektrische auto's in Nederland, waarbij de verwachting is dat dit tempo hoog blijft. Door de relatief korte vervangingstijd van een auto (+/- 10-15 jaar) is de verwachting dat tussen 2030 en 2040 het grootste deel van de autobezitters overstapt van een brandstofauto naar een elektrische auto. Dit wordt nog versterkt door de verwachte strengere regulering vanuit de Europese Commissie om vanaf 2035 de verkoop van nieuwe brandstofauto's te verbieden (PBL, 2021). Op basis van deze twee ontwikkelingen wordt de ontwikkelfactor ingeschat op 1,75, waarbij geen onderscheid wordt gemaakt tussen de vier scenario's voor 2040[21].

Er zit hiermee geen verschil in de relatieve groei tussen de scenario's, maar tussen de scenario's zit wel verschil in de absolute groei in de elektriciteitsvraag tussen 2030-2050. Zo groeit de elektriciteitsvraag van de Transportsector in het 'Nationale sturing' scenario met 53 PJ tussen 2030 en 2050, waarbij de vraag in het 'Europese sturing' scenario, in dezelfde periode, groeit met 99 PJ. Beide hebben een ontwikkelfactor van 1,75, wat betekent dat in 2040 al 87,5% van de verwachte groei is gerealiseerd. Dit resulteert in een groei van de elektriciteitsvraag (voor transport) tussen 2030 en 2040 voor het 'Nationale sturing' scenario van 49 PJ en voor het 'Europese sturing' scenario van 86,6 PJ. De ontwikkelfactor voor beide scenario's is hetzelfde, maar de grotere rol van elektrische auto's binnen het 'Europese sturing' scenario is de absolute groei groter dan binnen het 'Nationale sturing' scenario.

Voor elektrisch vervoer is de inschatting van de ontwikkelfactor hetzelfde voor alle Klimaatneutrale Energiescenario's, maar de ontwikkelfactoren kunnen ook verschillen tussen de scenario's. Dit komt bijvoorbeeld terug in de sector industrie, waar de ontwikkelfactor voor de waterstofvraag duidelijk verschilt tussen bijvoorbeeld 'Regionale sturing' en 'Internationale sturing'. De overwegingen achter deze ontwikkelfactoren en de ontwikkelfactoren voor ander sectoren zijn in detail beschreven in appendix B.

[21] Voor 2040 hanteren we hetzelfde narratief als voor de vier scenario's die voor 2050 zijn bedacht.

2.3 Aannames 2040 scenario's

In navolging van de vier scenario's die voor het jaar 2050 (als onderdeel van II3050) zijn ontwikkeld is in deze studie uitgegaan van dezelfde scenario's, maar dan met zichtjaar 2040. Daarnaast zijn in samenspraak met TenneT en Gasunie twee varianten ontwikkeld, namelijk de Nationale sturing – industrie elektrificatie variant en de Internationale sturing – wind op zee + variant.

Additioneel aan de inschatting van het groeipad tussen 2030 en 2050 voor elke energiedrager en sector (zie 2.2) is een aantal additionele uitgangspunten gehanteerd die van invloed zijn op de verwachte vraag- en aanbodontwikkeling, namelijk:

- **Aangenomen geïnstalleerde capaciteit wind op zee in 2040[22]**
  - In het Nationale sturing scenario is uitgegaan van 38,5 GW wind op zee. Hiermee sluit het Nationale scenario aan bij de hogere capaciteit van 72 GW die in dit scenario voor 2050 wordt verwacht.
  - Voor het Regionale, Europese en Internationale scenario is uitgegaan van 31 GW wind op zee. Deze drie scenario's hebben respectievelijk 43 GW, 42 GW en 38 GW wind op zee in 2050 en daarmee is een lagere hoeveelheid wind op zee in 2040 realistischer. De 31 GW is gebaseerd op een analyse van het North Sea Wind Power Hub consortium[23].

- **Ontwikkeling op gebied van CCS**
  Recent is er veel subsidie (SDE++) toegekend aan partijen die hun bestaande SMR-installaties (voor productie van grijze waterstof) willen verduurzamen door hun CO2-uitstoot deels af te vangen en in lege gasvelden op te slaan. Onze inschatting is dat hierdoor ongeveer de helft van de huidige grijze waterstofproductie in 2025 gezien moet worden als low-carbon productie. Het aandeel grijze waterstof in de aanbodmix neemt hierdoor af en het aandeel blauwe waterstof neemt toe; deze ontwikkeling kent een looptijd van in elk geval 15 jaar, de looptijd van de SDE-subsidie. Na afloop van de SDE-subsidie verwachten we dat grijze waterstof volledig uitgefaseerd is vanwege de hogere kosten die verbonden zijn aan CO2-uitstoot. De Renewable Energy Directive II (REDII), onderdeel van het "Fit for 55" pakket, bevat een doelstelling van 50% inzet van renewable fuels of nonbiological origin (RFNBO's) in industrie per 2030[24].

- **Ontwikkeling op gebied van internationaal transport (lucht- en scheepvaart)**
  De Integrale Infrastructuurverkenning 2050 (II3050) heeft als uitgangspunt 100% CO2-reductie in 2050; om deze reden is ook uitgerekend wat de vraag naar waterstof[25] is vanuit de lucht- en scheepvaart. In elk van de vier scenario's voor 2050 is de waterstofvraag vanuit deze sectoren

[22] Voor alle scenario's geldt dat op dit moment geen rekening is gehouden met de recente aankondiging om voor 2030 10 GW extra wind op zee capaciteit te realiseren. Daarnaast zijn de capaciteiten voor 2050 een combinatie van productie ten behoeve van binnenlandse vraag en een deel van de vraag vanuit bunkers en luchtvaart naar groene waterstof. Zoals vermeld zijn deze samengevoegd.
[23] Het gaat hier om een interpolatie tussen het opgestelde vermogen in 2030 volgens IP22 en het opgestelde vermogen in 2050 volgens het nationale scenario in de II3050 scenariostudie.
[24] De exacte impact van dit pakket op productie van blauwe waterstof is nog onbekend.
[25] Derivaten zoals methanol en SAF zijn naar waterstofbehoefte teruggerekend

aanzienlijk (40% of meer). Recent zijn door de Europese Commissie de voorstellen voor de EU Climate Law ("Fit for 55") gepresenteerd. Uit deze voorstellen komt naar voren dat zowel de internationale scheep- als luchtvaartsector niet de verplichting heeft/krijgt opgelegd om hun uitstoot in 2050 volledig te hebben gereduceerd. Om deze reden is het uitgangspunt van II3050 voor deze twee sectoren losgelaten en is respectievelijk uitgegaan van een reductie van 63% en 50% voor lucht- respectievelijk scheepvaart. De 63% reductie is conform het EU Green Deal voorstel, de 50% reductie is een ruwe inschatting van de reductieopgave van de sector.

- **Twee varianten op bestaande II3050 scenario's**
  - Variant: Internationale sturing wind op zee +: Deze variant gaat voor 2040 uit van een opgesteld vermogen van 38,5 GW wind op zee (7,5 GW meer dan in het basisscenario). Het extra opgestelde vermogen wordt ingezet voor de productie van groene waterstof, deze waterstof verdringt een deel van de noodzaak voor import van waterstof.
  - Variant: Nationale sturing elektrificatie van de industrie: In de industriële elektrificatie variant op Nationale sturing is in beeld gebracht wat het effect is indien een groter deel van de industrie (m.n. chemische industrie en raffinage) elektrificeert. Voor 2050 is uitgegaan van een additionele elektrische vraag van 115 PJ binnen de industrie. Deze vraag naar extra elektriciteit vervangt een deel van de vraag naar waterstof als energiebron in de industrie die in het reguliere Nationale sturing scenario wordt verondersteld.

2.4 Vraag naar elektriciteit en waterstof in 2040

In de investeringsplannen van de nationale netbedrijven zijn energiescenario's geschetst voor 2030. In deze scenario's valt op dat de waterstofvraag in 2030 nog erg dicht bij elkaar liggen. In 2040 is er vooral in waterstofvraag al een groot verschil ontstaan, terwijl de elektriciteitsvraag in de scenario's nog dicht bij elkaar ligt. Wel wordt de elektriciteit op andere plaatsen in het energiesysteem ingezet. In deze paragraaf wordt ingegaan op de behoefte naar elektriciteit en waterstof in de vier scenario's en de twee varianten daarop.

Waterstofvraag

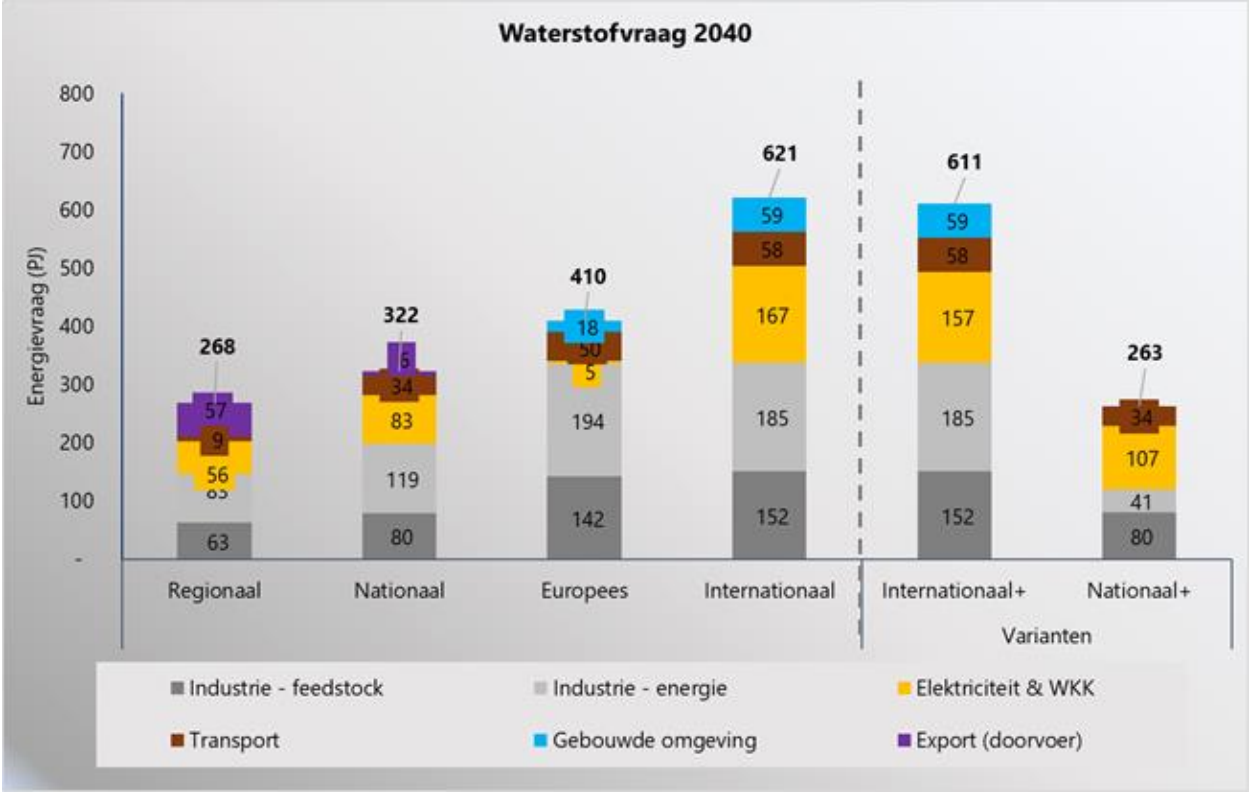
De jaarlijkse waterstofvraag voor 2040 is weergegeven in Figuur 4. Hierin valt op dat het regionale scenario de laagste waterstofvraag heeft. De waterstofvraag ligt lager in de industrie omdat er uit wordt gegaan van een krimp in de industrie. De grootste waterstofvraag komt in dit scenario van de productie van elektriciteit, daarnaast wordt er vooral waterstof in de industrie gebruikt als grondstof en voor energetische doeleinden. Daarnaast is er een kleine waterstofvraag voor zwaar transport.

In het Nationale scenario wordt waterstof voor dezelfde doeleinden gebruikt als in het regionale scenario. Echter, de jaarlijkse waterstofvraag ligt hoger dan in het regionale scenario. Met name in de industrie en de elektriciteitssector is een grotere vraag naar waterstof zichtbaar. Dit komt met name doordat de omvang van de industrie in dit scenario stabiliseert en op hetzelfde niveau blijft als hij nu is. Hiermee is de industrie groter dan in het regionale scenario. De grotere industrie en hiermee gepaarde elektrische vraag verklaart ook waarom er meer waterstofvraag is vanuit de back-up centrales in de elektriciteitssector. In de transportsector wordt meer gebruik gemaakt van waterstof als brandstof.

In het Europese scenario ligt de jaarlijkse waterstofvraag in bijna elke sector hoger dan in het Nationale scenario. Dit komt vanwege de aanname dat er een beter internationaal level-playing-field is waardoor industrie kan groeien. Waterstof wordt in dit scenario voor een aanzienlijk deel geproduceerd uit aardgas met CCS, en dus op meer plekken in het energiesysteem kan worden ingezet. De industrie groeit ten opzichte van nu. De back-up centrales in de elektriciteitssector draaien in dit scenario meer op groen gas en/of (nog steeds) deels op aardgas (eventueel met CCS), waardoor de waterstofvraag in deze sector lager ligt dan in de andere scenario's. In het Europese scenario worden huizen middels hybride warmtepompen deels met waterstof verwarmd, waardoor de gebouwde omgeving een waterstofvraag laat zien.

De hoogste jaarlijkse waterstofvraag ontstaat in het Internationale scenario. De ontwikkelingen die we zien in het Internationale scenario komen voor wat betreft de industrie grotendeels overeen met die in het Europese scenario. We verwachten een verschil in de vraag vanuit de elektriciteitssector en de gebouwde omgeving. In het Internationale scenario draaien de back-up centrales geheel op waterstof en gaan we ervan uit dat alle hybride warmtepompen in Nederland op waterstof draaien waardoor de waterstofvraag uit de gebouwde omgeving groter is dan in het Europese scenario.

Het verschil tussen het Internationaal en Internationaal extra wind op zee scenario in de waterstofvraag zit in de elektriciteitssector. In het Internationaal+ scenario is meer wind opgesteld, het aantal uur dat men direct elektriciteit als elektriciteit kan gebruiken is hierdoor hoger en centrales hoeven minder uren te draaien. De waterstofvraag in het Nationaal extra elektrificatie scenario is een stuk lager dan in het Nationale scenario. Dit komt met name omdat er in de industrie grote mate van elektrificatie plaatsvindt, waardoor er minder gebruik wordt gemaakt van waterstof. De elektrificatie leidt wel tot een hogere vraag aan waterstof in de elektriciteitssector.



Figuur 4: Waterstofvraag voor de 2040 scenario's (gebaseerd op de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie)

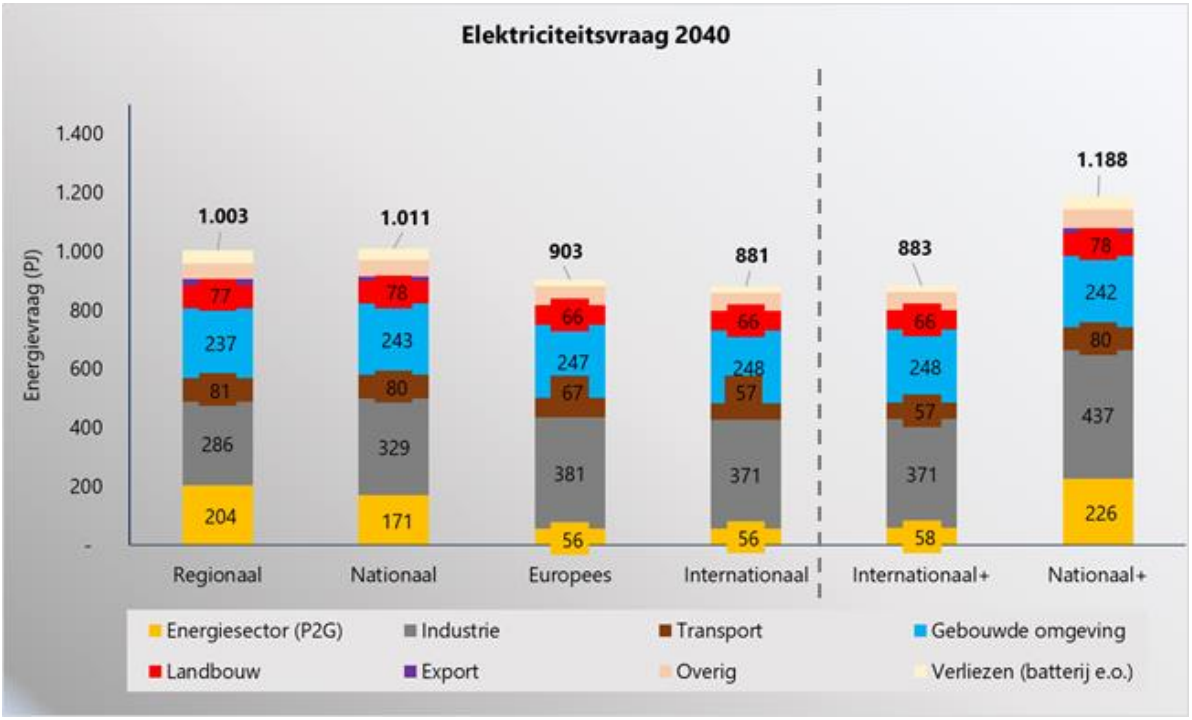
Elektriciteitsvraag

De elektriciteitsvraag voor 2040 is weergegeven in Figuur 5. Hier valt op dat de verschillen tussen de scenario's kleiner zijn dan bij de waterstofvraag. Het Regionale en Nationale scenario hebben een grotere elektriciteitsvraag dan de andere scenario's. In deze scenario's wordt er naar zelfvoorzienendheid gestreefd waardoor er grote vraag is vanuit de energiesector (dus beperkte elektriciteitsimport), waar elektriciteit met behulp van elektrolyse omgezet wordt in waterstof (dus beperkte waterstofimport). De elektriciteitsvraag van de industrie is in het Nationale scenario hoger dan in het regionale scenario. Dit komt doordat de industrie hier groter is. De overige sectoren zijn in deze twee scenario's ongeveer gelijk aan elkaar.

Het Europese en het Internationale scenario kennen een lagere elektriciteitsvraag in de energiesector. In het Europese scenario wordt namelijk ingezet op groen gas, blauwe waterstof en CCS. Het Internationale scenario zet in op beschikbaarheid van (goedkope) import. Dit komt met name omdat hier van de zelfvoorzienende ambitie/wereldbeeld is afgestapt. De waterstof hoeft niet alleen in Nederland geproduceerd te worden. De elektrolysecapaciteit wordt vooral gebruikt voor overschotten. De elektriciteitsvraag van de industrie is in beide scenario's groter dan in het Regionale en Nationale scenario. Dit komt door de veronderstelde groei van de industrie. De elektriciteitsvraag voor landbouw en transport is in het Internationale en Europese scenario lager dan in het regionale en Nationale

scenario. Dit komt omdat er in de mobiliteitssector meer gebruik wordt gemaakt van waterstof of biobrandstoffen.

Het Internationaal extra wind op zee scenario is een afgeleide van het Internationale scenario. Het grootste verschil wordt veroorzaakt door een toename van duurzame elektriciteitsproductie vergeleken met het Internationale scenario. Dit leidt tot meer omzettingen in batterijen en elektrolyse, en heeft meer verliezen en meer P2G tot gevolg. Dat betekent dus meer productie van groene waterstof, dit gaat ten koste van waterstof import. Daarnaast zijn de vraagsectoren in beiden scenario's identiek. In het Nationaal extra elektrificatie scenario wordt uitgegaan van een hoge mate van elektrificatie in de industrie ten opzichte van het Nationale scenario. Dit is terug te zien in de elektriciteitsvraag van de industrie maar heeft ook effect op de verliezen, export, en P2G vraag. De elektriciteitsvraag ligt hiermee hoger dan in het Nationale scenario.



Figuur 5: Elektriciteitsvraag voor de 2040 scenario's (gebaseerd op de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie)

3 Configuraties wind op zee en infrastructuur

In deze studie definiëren we verschillende configuraties voor de aanlanding van windparken op zee, de integratie van waterstofproductie uit duurzame energie en de implicaties voor zowel elektrische- als gasinfrastructuur. De keuzes voor de configuratie bepalen de verschillende energiestromen, en de benodigde infrastructuur, wat leidt tot verschillende kostentotalen.

3.1 Configuraties wind op zee

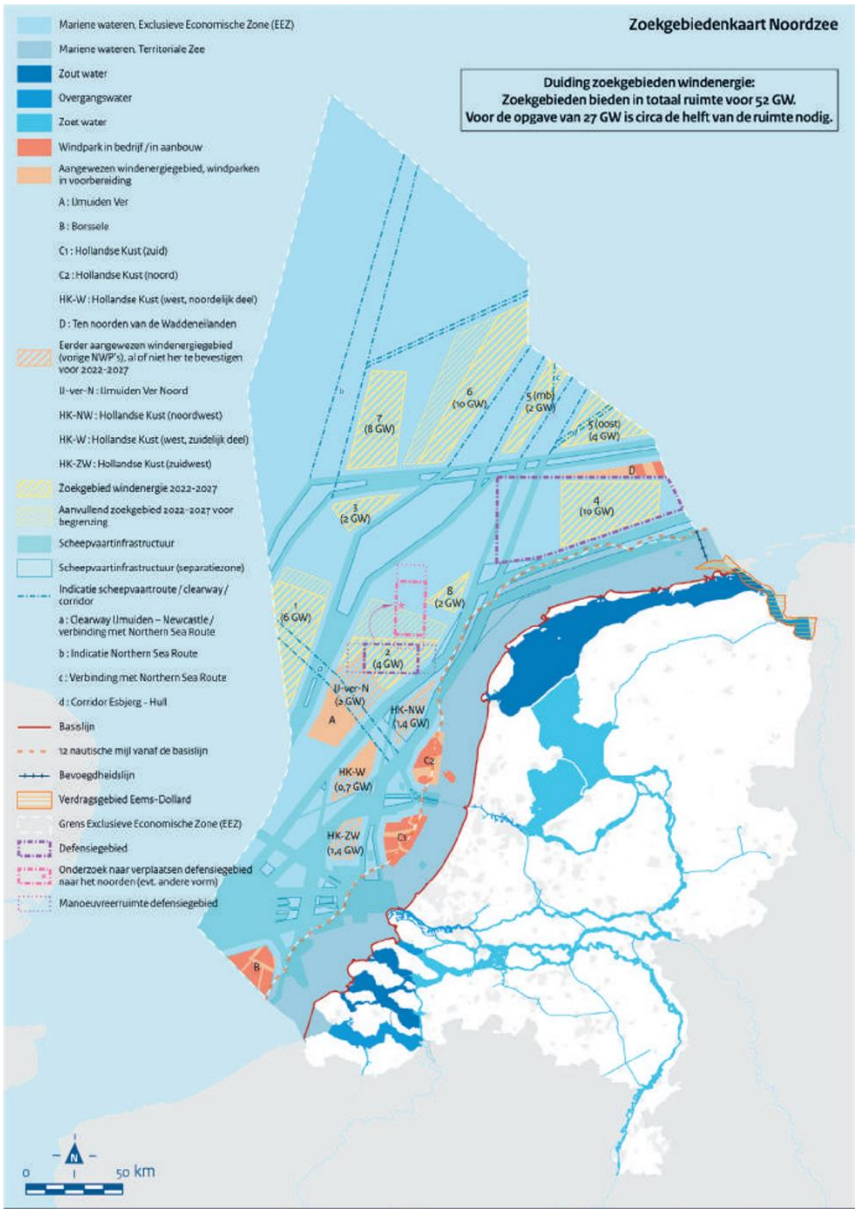
De mogelijke configuraties wind op zee in deze studie worden bepaald op basis van een aantal aspecten. De uitgangspositie is de totale WOZ-capaciteit voor het zichtjaar 2040, startend vanuit de Routekaart 2030 en het Ontwerp Programma Noordzee 2022-2027. In dit programma worden verschillende zoekgebieden overwogen voor de realisatie van offshore wind op de Noordzee.

Als eerste gebieden boven op de huidige Routekaart 2030 worden naar verwachting IJmuiden Ver Noord (2 GW) en het zuidelijk deel van Hollandse Kust West (700 MW) ontwikkeld. Om aan te kunnen sluiten bij de scenario's uit het IP2022 (12,6 en 16,6 GW, afhankelijk van het beschouwde scenario), nemen we aan dat enkel 2 GW bij IJmuiden Ver Noord wordt ontwikkeld en laten we het zuidelijk deel van Hollandse Kust West buiten beschouwing. Dit geeft een totaal van maximaal ca. 26 GW (38,5 – 12,6 GW[26]) aan capaciteit te verdelen over de nieuwe zoekgebieden. We nemen aan dat alle WOZ capaciteit die voor 2030 gerealiseerd wordt operationeel blijft tot 2040.

Routekaart 2030	IJmuiden Ver Noord	Capaciteit in 2040	Totaal capaciteit te verdelen over nieuwe zoekgebieden
10,6 GW	+2 GW (12,6 GW)	31 tot 38,5 GW	18,5 - 26 GW

Merk op dat de versnelde realisatie van 10 GW extra wind op zee capaciteit vóór 2030 niet is meegenomen in het opstellen van de scenario's. Door de gehanteerde methodologie (het vaststellen van de capaciteit in 2040 op basis van de II3050 scenario's) is de impact hiervan beperkt. Het is echter mogelijk dat de versnelling vóór 2030 doorgetrokken wordt in de periode naar 2040. De geïnstalleerde capaciteit in 2030 heeft overigens geen impact op de te verdelen capaciteit over de zoekgebieden, de additionele 10 GW zal namelijk ook over deze gebieden verdeeld worden.

[26] Omwille van de bestaande wind op zee capaciteit en de keuze voor 2 GW HVDC verbindingen wordt in het hoge WOZ-capaciteit scenario 38,6 GW aangenomen in de analyse.



Figuur 6: Kaart Ontwerp Programma Noordzee, nieuwe zoekgebieden wind op zee

De eerste onderverdeling van windcapaciteit per zoekgebied is gedaan onder de aanname dat alle windenergie elektrisch wordt getransporteerd naar de kust. In een latere stap gaan we de onderverdeling herzien op basis van een mogelijkheid voor (offshore) elektrolyse. We houden op basis van de bovenstaande overwegingen een volgorde aan, waarbij eerst gebieden met weinig impact op scheepvaart en visserij en beperkte afstand tot de kust worden gerealiseerd.

In de onderverdeling van capaciteit is eerst gekeken naar mogelijke capaciteit in gebieden 1, 2, 3, en 5 (zoekgebieden 4 en 8 worden als lastig haalbaar geacht). Op basis van de onderstaande aangenomen

capaciteit resteert vervolgens (voor 38 GW in 2040) nog 12 GW die in de gebieden 6 en 7 moet worden gerealiseerd. Er is gekozen om het grootste deel van gebied 6 te ontwikkelen voor 2040 en gebied 7 als sluitpost te beschouwen. In de scenario's met 31 GW offshore windcapaciteit wordt er geen capaciteit in gebied 7 verondersteld en vormt gebied 6 de sluitpost. Tabel 1 geeft een overzicht van de aangenomen capaciteit per zoekgebied en de achterliggende rationale. Hierbij is de aanlandingsproblematiek nog buiten beschouwing gelaten.

Tabel 1: Overzicht van aangenomen capaciteit per zoekgebied voor het scenario met 38,5 GW wind op zee

Zoek-gebied	Aangenomen capaciteit	Rationale
1	6 GW	Gelijk aan maximumcapaciteit. Eén van de eerste te ontwikkelen gebieden boven op de Routekaart 2030. Relatief weinig belemmeringen en er zijn geen omvangrijke aanpassingen nodig om maximumcapaciteit te benutten.
2	2 GW	Kleiner dan maximumcapaciteit van 4 GW. Er is sprake van een militair oefengebied en verschillende mijnbouwplatforms met helidecks. Het volledig benutten van de 4 GW potentie wordt lastig geacht.
3	2 GW	Indien het zoekgebied iets wordt uitgebreid is 4 GW mogelijk. Zo niet is 2 GW mogelijk.
4	0 GW	Geen ontwikkeling aangenomen. Het valt in militair oefengebied.
5	4 GW	Zoekgebied 5 bestaat uit twee delen, middenberm (2 GW) en oost (4 GW). Het deel middenberm wordt lastig geacht door nabijheid scheepsvaartroutes en resulterende aanvaringsrisico. Aanname is dat enkel 5 oost wordt ontwikkeld (tot 2040).
6	8 GW *31 GW variant: 4,5 GW*	Maximale potentie van 10 tot 12 GW (laatste vergt verleggen westelijke grens). 8 GW wordt aangenomen met het idee niet voor 2040 het gehele gebied al te ontwikkelen. Door ook gebied 7 te benutten kunnen zogverliezen verminderen.
7	4 GW *31 GW variant: 0 GW*	Maximale potentie van 8 GW. De capaciteit van 4 GW is de overgebleven capaciteit na invulling van de andere gebieden.
8	0 GW	Het gebied is te klein voor 2 GW. Daarnaast bestaan grote bezwaren vanuit de scheepsvaart.

Bij het aanlanden van de capaciteit in deze zoekgebieden wordt rekening gehouden met het elektriciteitsnetwerk op land, de verschillende vraagcentra en het toekomstig geplande

waterstofnetwerk. Hierdoor is het bijvoorbeeld onmogelijk om alle capaciteit aan te landen op de dichtstbijzijnde locatie, aangezien dit zou leiden tot grote netcongestie en significante additionele investeringen voor de infrastructuur op land.

Aansluitend bij bovenstaande redenering is dus behoefte aan spreiding van de aanlanding ten opzichte van vraagcentra (bijvoorbeeld industrieclusters op de Maasvlakte en Eemshaven). Daarnaast wordt er een inschatting gemaakt van de mogelijkheid om elektrisch of met waterstof te ontsluiten op de (toekomstige) landelijke netwerken. Hierbij wordt rekening gehouden met de bestaande infrastructuur, de investeringsplannen van de TSO's en de vraag naar elektriciteit en waterstof per regio. Er zijn aanlandingslocaties voor wind op zee gekozen die representatief zijn voor de regio. Interregionale verschillen hebben geen impact op de uitkomst van de modellering, mogelijk uitgezonderd enkele tracés binnen de regio in de netanalyses. In deze studie worden de volgende aanlandingslocaties beschouwd[27]:

- Eemshaven
- Den Helder, onderstation Middenmeer
- Noordzeekanaal, onderstation Beverwijk
- Maasvlakte
- Borssele

Op basis van kwantitatieve en kwalitatieve argumenten is een initiële verdeling van de zoekgebieden over de aanlandingslocaties gedefinieerd, met het doel de modellering te kunnen starten.

Het wind op zee vermogen dat voor 2030 wordt opgesteld is ook verdeeld over deze vijf locaties. In sommige gevallen is dat een afwijking van de werkelijkheid (bijvoorbeeld windpark Prinses Amalia), maar gegeven de beperkte capaciteiten heeft dit geen significante invloed op de resultaten.

Tabel 2: Overzicht aanlanding WOZ gerealiseerd voor 2030

Aanlandingslocatie	Capaciteit pre-2030
Borssele	3,4 GW
Maasvlakte	5,4 GW
Noordzeekanaal/Beverwijk	2,5 GW
Den Helder/Middenmeer	0 GW
Eemshaven	1,4 GW

[27] In de loop van de analyse verkennen we tevens het nut van een zesde aanlandingspunt in Maasbracht, onderstation Graetheide. Dit wordt verder beschreven in Hoofdstuk 0.



Figuur 7: Voorbeeld aansluiting wind op zee naar aanlandingslocaties

Voor de initiële configuratie is gekozen om het gros van de elektriciteit te aan te landen bij de vraagcentra in Zeeland en de Maasvlakte. In deze studie zijn geen specifieke tracés uitgewerkt, maar wordt er gerekend met afstanden in vogelvlucht, die zijn vermeerderd met een factor 1,3 om de lengte van een tracé te benaderen.

Iedere configuratie wordt geanalyseerd (beschreven in hoofdstuk 5) op de impact op het energiesysteem, op de netten op land en infrastructuurkosten. Op basis van deze resultaten worden er nieuwe keuzes gedaan voor aanlandingsconfiguraties (locatie, capaciteit en vorm) en elektrolyse inzet.

Kader 1: elektriciteitsproductie wind op zee

De elektriciteitsproductie van wind op zee vormt in de scenario's van deze studie een groot aandeel van het totaal aanbod elektriciteit. Voor het modelleren van de productie hebben we gebruik gemaakt van verschillende windprofielen gebaseerd op het klimaatjaar 2015. Daarbij hebben we gebruik gemaakt van de klimaatdataset ERA5 van ECMWF. Per zoekgebied is er een specifieke windsnelheid reeks bepaald.

De windpark power curve is gemodelleerd met behulp van het softwarepakket WindPRO. Er is een modern windpark aangenomen (geïnstalleerde capaciteit, rotor diameter, vermogen per turbine) en in de modellering zijn zogverliezen meegenomen. Daarbovenop is er rekening gehouden met elektrische verliezen (transformatoren, convertor, inter-array en exportkabels) en de technische beschikbaarheid van een windpark.

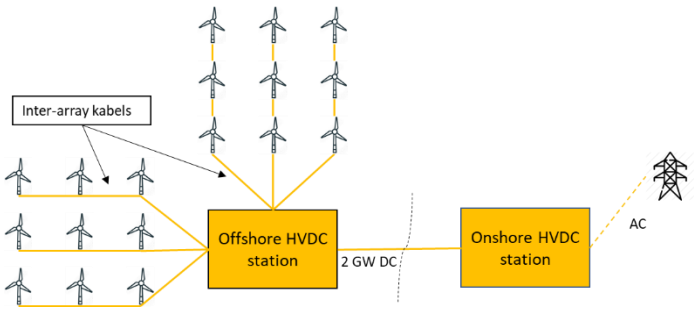
3.2 Infrastructuur op zee

In deze studie hanteren we verschillende typen infrastructuur waarmee de windenergie van zee naar de kust wordt getransporteerd, zowel elektrisch als waterstof. Hierbij onderzoeken we ook waterstofproductie op zee, wat voordelen kan bieden voor de infrastructuurkosten, het beperken van curtailment van wind op zee en het beperken van congestieproblemen op land. Het nadeel hiervan is dat de productie van windenergie hierbij direct naar de elektrolyser wordt gevoerd, waardoor deze niet gebruikt kan worden om aan de elektriciteitsvraag op land te voldoen. In deze sectie beschrijven we de vier infrastructuur configuraties die in deze studie geanalyseerd zijn.

Volledig elektrische transmissie

Alle wind op zee energie wordt als elektriciteit naar land getransporteerd. Hierbij gaan we voor de windparken na 2030 uit van 2 GW offshore HVDC convertor stations die met een bipolaire HVDC-export kabel verbonden zijn met de kust. De windparken worden met 66 kV inter-array kabels aangesloten op de HVDC-stations. Dit zijn radiale verbindingen, zonder interconnectie naar het buitenland of tussen verschillende offshore stations.

De exportkabel komt bij de aanlandingslocatie aan in een 2 GW onshore HVDC-convertor station.



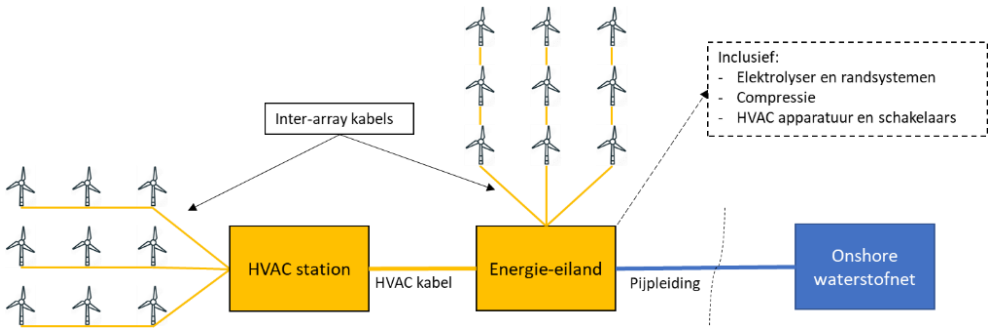
Figuur 8: Schematisch overzicht elektrische aanlanding

Waterstof transmissie via een centraal energie-eiland

In deze studie beschouwen we een artificieel opgespoten zand eiland waar op grote schaal offshore elektrolyse kan worden gerealiseerd. Wanneer er gebruik gemaakt wordt van een centraal energie-eiland is het mogelijk om meerdere windparken aan te sluiten, wat leidt tot schaalvoordelen. De infrastructuur bestaat uit:

- Een opgespoten zandeiland of een caissoneiland, dat voor een 12 GW casus bestaat uit 80 ha, met daarop
    - Elektrolysers en randsystemen
    - Compressie
    - HVAC apparatuur en schakelaars
- Een waterstofpijpleiding (voor een 12 GW casus gaan we uit van 36 inch) van het energie-eiland naar het vasteland
- Inter-array kabels om nabijgelegen windparken te verbinden met het eiland
- 1 GW HVAC stations en HVAC kabels om verder gelegen windparken te verbinden met het eiland

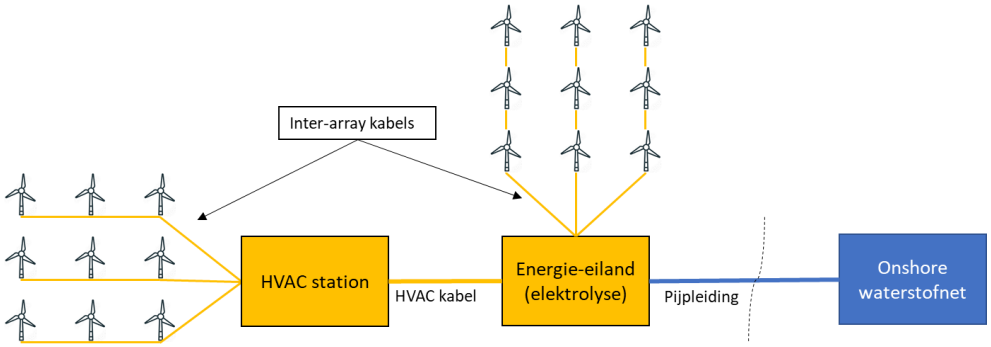
Het is daarnaast ook mogelijk om energie-eilanden te ontwerpen die het leveren van zowel elektriciteit als waterstof mogelijk maken. In sectie 6.1.4.5 wordt de waarde van een dergelijke verbinding beschouwd.



Figuur 9: Schematisch overzicht elektrolyse op energie-eiland

Waterstof transmissie via een offshore elektrolyse platform

Een andere manier om gecentraliseerd waterstof te produceren op zee is door elektrolyse te plaatsen op één of meerdere nieuwe platform(s) en hierop windparken aan te sluiten. Echter, een platform zal slechts gelimiteerde ruimte hebben voor elektrolysecapaciteit. Hiervoor nemen we in deze studie aan dat de maximale capaciteit per platform 500 MW is. Wanneer er sprake is van meerdere platforms bestaat de mogelijkheid om deze gezamenlijk aan te sluiten op één pijpleiding naar land.

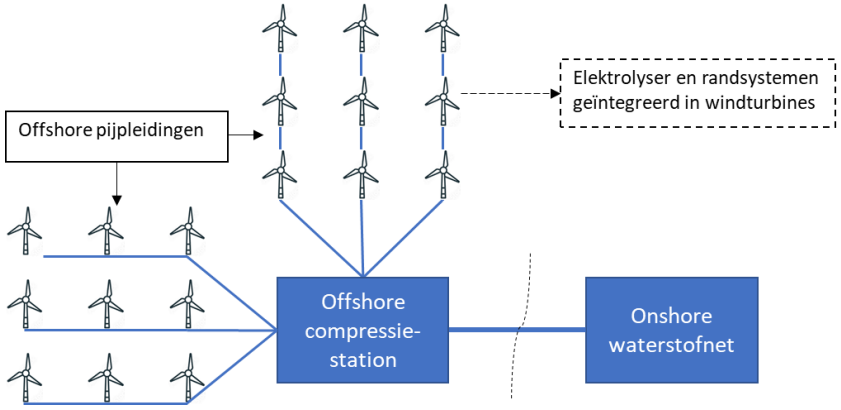


Figuur 10: Schematisch overzicht elektrolyse op offshore platform

Waterstof transmissie op basis van geïntegreerde elektrolyse

Een laatste optie is het integreren van waterstofproductie in windturbines. Hierbij zou de elektrolyse-apparatuur op het funderingsplatform, in de nacelle/gondel of in de toren van de windturbine geplaatst worden. De waterstofproductie van verschillende windturbines wordt via kleine pijpleidingen vervoerd naar een compressieplatform. Vanuit dit compressieplatform vertrekt een grote pijpleiding naar de kust.

Geïntegreerde elektrolyse resulteert in een andere verhouding tussen de kosten van een windpark en de kosten van de infrastructuur. Dit kan windturbineontwerpers en windparkontwikkelaars in staat stellen om nieuwe optima te zoeken en mogelijk meer energie te produceren per km^2.



Figuur 11: Schematisch overzicht van geïntegreerde offshore elektrolyse

Kader 2: hergebruik van bestaande infrastructuur op zee

Het toepassen van offshore elektrolyse biedt kansen om bestaande gasinfrastructuur op zee te hergebruiken voor het transport van waterstof. In deze studie zijn met name zoekgebieden 6 en 7 interessant voor de toepassing van offshore elektrolyse (grote afstand tot de kust, mogelijkheid grootschalige toepassing).

Binnen dit concept is het hergebruiken van bestaande pijpleidingen met een lage of zelfs geen restwaarde het meest interessant. Hoewel bestaande gasplatforms een onderstructuur kunnen bieden voor compressie en gasbehandeling, zijn deze niet in staat om grote hoeveelheden elektrolyse te accommoderen.

De kosten van het hergebruik van pijpleidingen ten opzichte van deze nieuw realiseren ligt naar schatting in een bandbreedte van 10 tot 35% (European Hydrogen Backbone, 2021). Op het totaal van de infrastructuur kosten voor 12 GW offshore elektrolyse zou dit tot 2% kunnen schelen. Voor hergebruik van een pijpleiding is een wijziging in de vergunning nodig, er is immer sprake van een wijziging in gebruik. Een ander, mogelijk nog waardevoller voordeel, is dat bij hergebruik een bestaand tracé wordt gebruikt.

Het is niet op voorhand zeker of een bestaande pijpleiding zich leent voor hergebruik: het gas wat door de leidingen wordt getransporteerd bevat verschillende koolwaterstoffen die de leidingen vervuilen en daarnaast is er geen publieke informatie beschikbaar over de huidige staat van de leidingen. De effecten van drukverschillen door wisselende invoer van wind op zee gedreven elektrolyse behoeven verder onderzoek, bijvoorbeeld naar de mogelijkheid tot het plaatsen van extra afsluiters om grote drukvallen te voorkomen of het bijmengen van zuurstof ter preventie van verbrossing van de pijpleiding. Daarnaast zijn er verschillende gasproductieplatformen verbonden met deze leidingen en het is onduidelijk wanneer de leiding kan worden vrijgespeeld voor waterstof.

Indien een leiding kan worden hergebruikt moeten er mogelijk maatregelen worden getroffen voor het transport van waterstof. Ten minste moet de onshore metering locatie worden aangepast en zullen beveiligingen worden aangepast.

Voor een verbinding vanuit gebied 6 is de bestaande NOGAT leiding interessant. Deze is dicht bij het zoekgebied gesitueerd, landt aan in Den Helder en heeft een grote capaciteit. De WestGas transportleiding ontsluit ook in Den Helder, de Noordgastransportleiding ligt op wat grotere afstand en ontsluit nabij de Eemshaven.

3.3 Elektrische infrastructuur op land

Wind op zee wordt elektrisch aan land aangesloten op het hoogspanningsnetwerk. Dit netwerk bestaat uit de spanningsniveaus 110, 150, 220 een 380 kV, waarbij de wind op zee vrijwel volledig wordt aangesloten op het 380 kV netwerk (zie Figuur 12 voor het huidige netwerk, 380 kV netwerk in rood). De elektriciteit wordt over het 220/380 kV netwerk verder landinwaarts getransporteerd en via het 110/150 kV netwerk gedistribueerd richting het laag- en middenspanning netwerk van de regionale netbeheerders.



Figuur 12: Huidig elektriciteitsnet TenneT (bron: TenneT website)

Om de impact van verschillende toekomstige wind op zee configuraties op het netwerk te analyseren, wordt er gebruik gemaakt van een netmodel. Dit model representeert de voorziene netwerktopologie voor het zichtjaar 2040. Dit netmodel bestaat uit het huidige netwerk, met daaraan toegevoegd goedgekeurde projecten die de komende tijd worden gerealiseerd om het netwerk te verstevigen.

Naast goedgekeurde projecten, is er een groot aantal infrastructuuruitbreidingen (essentieel voor de aanlanding van wind op zee) gepland die nog in studiefase zijn. Dit zijn projecten waarvoor nog geen goedkeuring is en waar in veel gevallen de precieze uitwerking nog niet zeker is. Voor deze projecten is het nog onzeker of en wanneer deze in bedrijf genomen worden, in veel gevallen is dat in ieder geval pas na 2030. Ook kan het zijn dat sommige projecten die voor 2040 nog kunnen worden gerealiseerd, nu nog niet in beeld zijn, omdat er pas in een volgend investeringsplan nut en noodzaak voor blijkt.

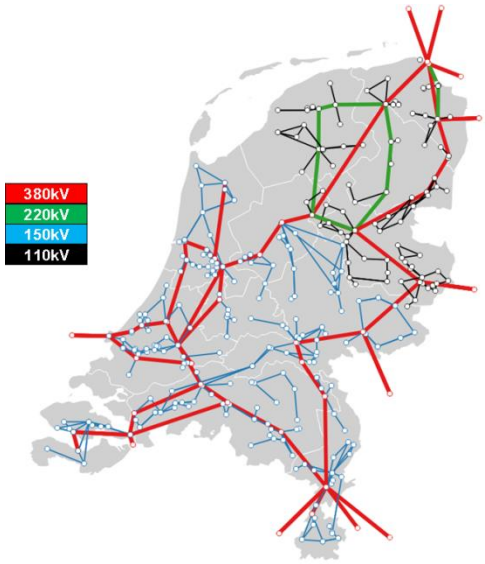
Gezien de aard van deze studie is er gekozen om deze studieprojecten wel al op te nemen in het voorziene netmodel[28]. Het is daarbij wel van wezenlijk belang om te beseffen dat dit voorziene netmodel waarschijnlijk pas rond 2035 gerealiseerd is, en dat in de tijdshorizon 2030-2035 de mogelijke aanlanding van wind op zee erg afhankelijk is van de realisatie van deze studieprojecten. Belangrijke uitbreidingsprojecten die zijn meegenomen, zijn onder andere:

- 380 kV-verbinding tussen Eemshaven en Ens (NW380 fase 1+2)
- 380 kV-verbinding tussen Borssele, Rilland en Tilburg (ZW380 West+Oost)
- 380 kV-verbinding tussen Borssele en Terneuzen en nieuw 380 kV station Terneuzen
- 380 kV-station Graetheide, met twee 380 kV-circuits verbonden aan Maasbracht
- 380 kV-station Middenmeer, met twee 380 kV-circuits verbonden aan een nieuw 380 kV station tussen Diemen en Oostzaan
- 3e 380 kV-circuit voor verbindingen:
    - Tussen Krimpen aan de IJssel en Geertruidenberg
    - Tussen Diemen en Lelystad
    - Tussen Lelystad en Ens
- Opwaarderen naar 4 kA van bijna het gehele 380 kV netwerk
- Pocketstructuur voor grootste deel van HS-net (110/150 kV)[29]

In het netmodel voor deze studie is geen gebruik gemaakt van een representatie van het netwerk in het buitenland, wat wel wordt gedaan voor het investeringsplan. De stroomuitwisseling tussen het Nederlandse en buitenlandse hoogspanningsnetwerk is gemodelleerd in de vorm van stroominjecties (positief of negatief voor respectievelijk import en export) op de aanwezige grensverbindingen. Deze injecties worden per land evenredig (en op basis van capaciteit) verdeeld over de grensverbindingen. De implicaties van deze simplificatie staan beschreven in sectie 7.2.3.

[28] Het netmodel loopt hiermee vooruit op het model dat TenneT gebruikt in haar investeringsplan. Hierin worden projecten in studiefase niet meegenomen.

[29] In een pocket structuur wordt het onderliggende 110/150 kV netwerk in deelnetten (pockets) geknipt die allen maar met één 380 kV station verbonden zijn. Dit voorkomt dat grootschalig transport, wat eigenlijk alleen over het 380 kV net vervoerd dient te worden, voor een deel ook parallel op het 110/150 kV net wordt getransporteerd.



Figuur 13: Netmodel TenneT voor voorziene elektrische infrastructuur

3.4 Waterstofinfrastructuur op land

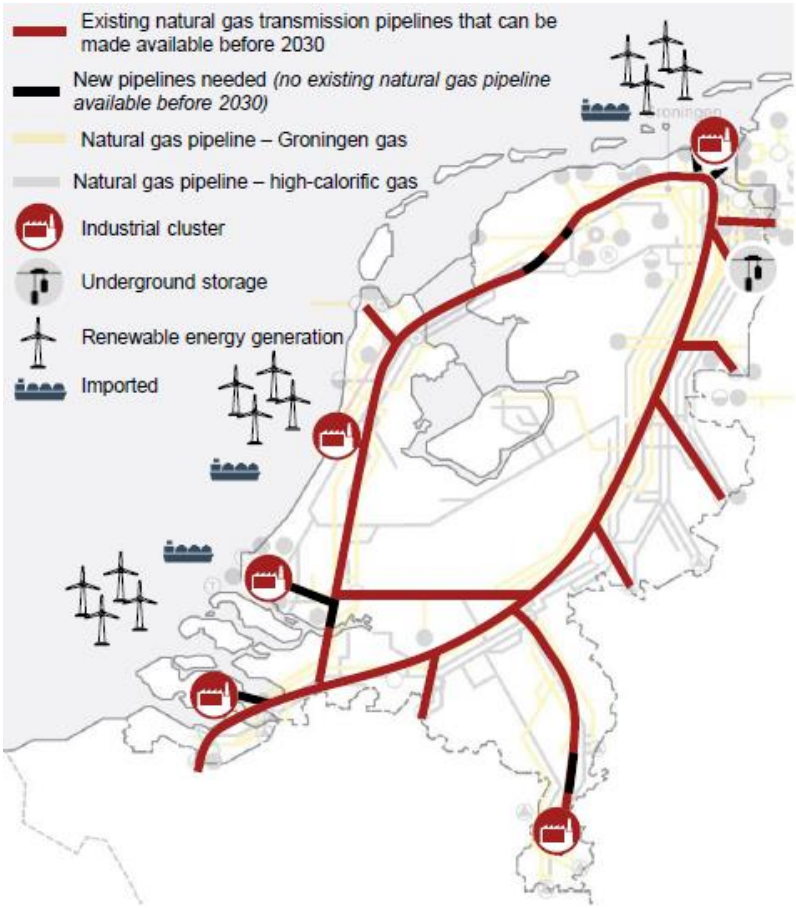
Het toekomstige energiesysteem van Nederland — inclusief energiedragers die als grondstof voor de industrie worden gebruikt — moet in 2050 klimaatneutraal zijn om aan de afgesproken doelen van het klimaatakkoord van Parijs te voldoen. In II3050 worden vier uiteenlopende, klimaatneutrale toekomstbeelden geschetst die alle laten zien dat de rol van CO2-vrij waterstof gaat toenemen (variërend van 200 PJ tot 900 PJ). Om deze hoeveelheden waterstof efficiënt te kunnen transporteren tussen locaties van aanbod en vraag, zijn buisleidingen het meest geschikt. Op dit moment beschikt Nederland niet over een landelijk dekkend waterstoftransportnet. Wel heeft Nederland een uitgebreid en fijnmazig aardgastransportnet. Naar verwachting neemt de aardgasvraag in de toekomst af en zal er daarom transportcapaciteit beschikbaar komen. De staatsecretaris van Economische Zaken en Klimaat heeft Gasunie gevraagd een landelijk waterstoftransportnet te ontwikkelen door een deel van de bestaande gasleidingen op land vrij te spelen en geschikt te maken voor hergebruik om zo bij te dragen aan een tijdige en kostenefficiënte energietransitie.

Om te borgen dat 2050 doelstellingen worden gehaald, heeft het Rijk ook doelstellingen en ambities geformuleerd voor 2030. In het Klimaatakkoord is een waterstofprogramma aangekondigd met de ambitie om 3 tot 4 GW elektrolyse te installeren voor 2030, waarvan de ontwikkeling in de pas moet lopen met de groei in duurzame elektriciteit. Het “Fit for 55” pakket kan een significante invloed hebben op de groei van het aanbod van hernieuwbare elektriciteit.

Gasunie richt zich op de ontwikkeling van een landelijk waterstoftransportnet dat al voor 2030 operationeel kan zijn. Dit transportnet komt gefaseerd tot stand en volgt de ontwikkeling van vraag en aanbod in de markt: van verbindingen bij en tussen grote industriële clusters naar landelijke verbindingen en naar waterstofopslag in het noorden en oosten van het land. Delen van dit waterstoftransportnet en deze waterstofopslag kunnen in de periode van 2023 tot 2027 beschikbaar komen.

Voor een landelijk dekkend waterstoftransportnet kunnen grotendeels (ongeveer 85%) bestaande leidingen worden ingezet; circa 15% van de waterstoftransportleidingen moeten worden aangelegd. Het resulterende verbindende netwerk van circa 1.000 km in 2030 (de 'waterstofbackbone') kan ook voorzien in internationaal transport naar Duitsland (richting Ruhrgebied en Hamburg), België (Antwerpen) en verbonden worden met grootschalige productie van energie (ver) in de Noordzee. Het ontwerp van het landelijke waterstoftransportnet voorziet in 15 GW transportcapaciteit in 2030 en loopt daarna verder op.

De capaciteitsplanning van het gastransportnetwerk zal in eerste instantie complexer worden. Dat geldt met name in de transitiefase, waarin naast het 'klassieke aardgas' (in verschillende kwaliteiten) ook steeds meer andere gassen getransporteerd en opgeslagen worden. Het waterstoftransportnet kan tot 2030 gerealiseerd worden en richting 2050 naar behoefte verder worden uitgebouwd. Figuur 14 toont een schematische weergave van een mogelijk waterstoftransportnet in 2030.



Figuur 14: Contouren van een mogelijk waterstoftransportnet in 2030. Deze kaart toont een oost-west verbindingen via de Betuwe.

Het is op voorhand niet duidelijk welk deel van het gastransportnetwerk in 2040 ingezet wordt voor waterstoftransport. Wel is bekend hoe het landelijke waterstoftransportnet voor transport tussen industrieclusters en het buitenland er rond 2030 uit kan zien. Deze backbone, beschreven in de HyWay27 studie (Strategy&, 2021), biedt naar verwachting voldoende transportcapaciteit rond 2030 en

wellicht enkele jaren daarna. Verder is er een doorkijkje naar de mogelijkheden voor het waterstofnetwerk in 2035 gemaakt. Het netwerk zal tussen 2030 en 2035 groeien, passend bij de ontwikkeling van vraag naar en aanbod van waterstof.

Voor het waterstofnetwerk van 2040 is een mogelijk waterstofnetwerk in 2035 verder uitgebreid, afhankelijk van de transportscenario's. Indien de transportscenario's hier om vragen, kan dit netwerk worden voorzien van compressie om het net op voldoende druk te houden en zo te zorgen voor extra transportcapaciteit. De additionele compressie vindt in principe plaats op de locaties waar zich nu al compressorstations voor aardgas bevinden.

Voor de knelpuntenanalyse van het waterstofnetwerk voor 2040 is als startpunt de configuratie aangenomen zoals weergegeven in de in Figuur 14.

De verwachting is dat waterstof eerst en vooral een grote rol gaat spelen in de industrie, zowel in Nederland als in omringende landen. Het aldus geprojecteerde waterstofnetwerk sluit goed aan bij de routes van het huidige ontwerp van de waterstofbackbone van 2030. Een in het oog springend verschil is dat de configuratie van het waterstofnetwerk zoals genomen als uitgangspunt van deze studie meerdere ringen bevat en meer oost-westverbindingen heeft dan de oorspronkelijke waterstofbackbone die tegen 2030 operationeel kan zijn.

4 Elektrolyse

4.1 Huidige stand van zaken en toekomstbeeld

Algemeen beeld van de toekomstige rol van waterstof

De toekomst van elektrolyse hangt af van de ontwikkelingen aan zowel de vraagzijde als de aanbodzijde. Het algemene beeld is dat de aanbodzijde technisch gereed is om op te schalen naar grotere demonstratieprojecten en dat de ontwikkeling van vraag een belangrijke voorwaarde en grotere horde is. Er wordt verwacht dat het aanbod van groene waterstof omhoog zal gaan tussen 2024 en 2035, maar dit hangt af van de ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt (ratio hernieuwbare opwek en baseload vraag) en van nationale en internationale beleidsinstrumenten die nog niet volledig duidelijk zijn. Het "Fit for 55" pakket kan dit perspectief verschuiven, bijvoorbeeld door stimuleren gebruik waterstof voor lucht- en scheepsvaart. Onderdeel van dat pakket is de Renewable Energy Directive II (REDII), waarin een doelstelling van 50% inzet van renewable fuels of nonbiological origin (RFNBO's) als brandstof of grondstof wordt opgelegd aan industrie in 2030. De exacte impact van het "Fit for 55" pakket en de REDII vergt een nadere analyse.

Onshore elektrolyse

Onshore elektrolyse is een bewezen technologie die in de industrie al decennialang gebruikt wordt. In de SDE++ ronde van 2020 is steun toegezegd voor een eerste 2 MW elektrolyseproject en meer en grotere elektrolyseprojecten worden verwacht in de ronde voor 2021. Een directe verbinding tussen een elektrolyser en een windpark (gekoppelde elektrolyse) resulteert in een waterstof leveringsprofiel gelijk aan dat van het offshore windpark. Het is ook mogelijk om een onshore elektrolyser aan te sluiten op het elektriciteitsnet, waardoor het aantal vollasturen van de elektrolyser niet beperkt wordt door het offshore windpark. Inzet van bijproducten zoals restwarmte en zuurstof in industriële processen kan de systeemefficiëntie verhogen. Solid-oxide elektrolyse (SOEC) kan gebruik maken van industriële restwarmte om hoge temperaturen te bereiken, en daarmee een hogere efficiëntie te behalen.

De belangrijkste uitdaging zit in de vereiste ruimte, veelal in een al dichtbevolkt kustgebied.

Offshore elektrolyse

Offshore elektrolyse is mogelijk via twee ontwikkelingspaden: centraal en decentraal (geïntegreerd). Centraal houdt in dat een elektrolyse installatie op een platform of een artificieel eiland wordt gebouwd, verbonden met windparken middels kabels. Decentraal betekent dat elektrolyse wordt geïntegreerd in de windturbine, gesitueerd op de fundering of in de toren of gondel. In de context van deze studie is een marktconsultatie uitgevoerd om de meest recente visie van ontwikkelaars en producenten te vergaren over de haalbaarheid van beide vormen van offshore elektrolyse.

Op dit moment lijkt gecentraliseerde offshore elektrolyse een meer volwassen technologie dan de geïntegreerde variant. Dit komt door twee hoofdredenen: de offshore-industrie heeft uitgebreide ervaring met offshore platforms en er hoeven geen veranderingen gedaan te worden aan windturbines

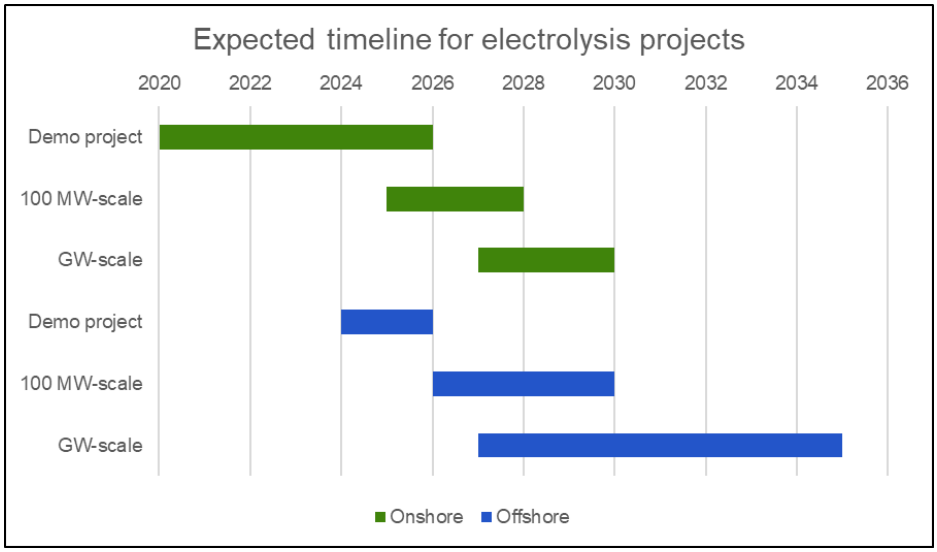
of de indeling van windparken. Additionele voordelen zijn gemakkelijker onderhoud door centralisatie van alle componenten, het niet hoeven dupliceren van sub componenten als demi-water generatoren en de mogelijkheid om zowel waterstof als elektriciteit naar de kust te vervoeren. Verder bestaan er ook infrastructurele voordelen: het aanleggen van een nieuwe pijpleiding is voordeliger dan een kabel bij hoge capaciteiten, en er treden geen elektrische verliezen op in het transport naar land. Een nadeel van de centrale optie is dat er voor grote windparken mogelijk meerdere elektrolyseplatformen nodig zijn (500 MW elektrolysecapaciteit per platform) tegen aanzienlijke kosten.

Elektrolyse geïntegreerd in windturbines heeft implicaties voor de benodigde infrastructuur. De turbines dienen met 'inter-array' pijpleidingen verbonden te worden met een platform waar gasbehandeling en compressie plaatsvindt. Vervolgens wordt dit platform met pijpleidingen verbonden met het landelijke waterstofnet. Een hybride verbinding, waarbij zowel elektriciteit als waterstof aan land gebracht kan worden, is lastiger te realiseren voor dit concept. Geïntegreerde elektrolyse offshore is minder volwassen, aangezien het een nieuw ontwerp en certificering van windturbines vereist om de voordelen van waterstofintegratie te maximaliseren. Ondanks dat waren verschillende windturbine- en elektrolyseproducenten bijzonder optimistisch over de integratie in of bij individuele windturbines, waarbij er werd gewezen op twee belangrijke voordelen:

1. Door integratie van de volledige elektrische keten van generator naar elektrolyser stack is het mogelijk om verschillende elektrische componenten van windturbines en elektrolysers weg te laten, wat leidt tot een afname van elektrische verliezen (5-10 %-punt) en een reductie in CAPEX door het weglaten van deze componenten.
2. Door te wisselen van transmissie-infrastructuur van elektriciteit naar waterstof verandert het economische aspect. Dit stelt windturbineontwerpers in staat om nieuwe optima te zoeken in relatie tot rotorgrootte en generatorcapaciteit. Over het algemeen kan dit betekenen dat er meer energie geproduceerd wordt per km^2.

Ondanks het enthousiasme bij producenten voor geïntegreerde elektrolyse veronderstellen verschillende initiators van projecten het te vroeg om te zeggen of centrale of decentrale (geïntegreerde) offshore elektrolyse het meest kostencompetitief zal zijn. Gecentraliseerde elektrolyse biedt meer interconnectie mogelijkheden om verschillende energiehubs aan te sluiten (het is mogelijk om zowel elektrische als waterstof interconnectie te realiseren) en zou de mogelijkheid kunnen geven om hogere vollasturen te behalen met de offshore elektrolysers.

Verschillende offshore elektrolyse demonstratieprojecten zijn aangekondigd, zoals het H2opZee initiatief (Nationaal Groeifonds, 2021). Gebaseerd op de interviews en literatuurstudie zouden eerste GW-schaal offshore elektrolyseprojecten verwacht worden aan het eind van dit decennium of het begin van volgend decennium, met exploitatie op grote schaal tussen 2030 en 2035. Dit grote bereik kan worden verklaard door de lage volwassenheid van technologie, de technische uitdagingen en de onzekerheden die horen bij tijdschalen van 10-15 jaar.



Figuur 15: Verwachte tijdlijn elektrolyse projecten op verschillende schalen, onshore en offshore

Electrolyse technologie

Proton Exchange-Membrane (PEM) elektrolysers worden verondersteld als meest veelbelovende technologie voor offshore toepassingen: ze beloven op termijn hoge efficiëntie en een lage volume/voetafdruk en zijn in staat om te gaan met fluctuerende stroomaanvoer. Desondanks geven verschillende marktpartijen aan om competitieve technologieën niet af te schrijven: alkaline is verder doorontwikkeld (vooral relevant voor onshore toepassing, hoewel alkaline elektrolyse op hogere druk mogelijk ook offshore relevant kan worden) en SOEC-technologie kan grotere integratievoordelen hebben in een industriële omgeving.

Marktpartijen hebben moeite om in te schatten hoe snel elektrolyse zal gaan dalen op de kostencurve. Er is een kans tot kostenreductie in het verhogen van de capaciteit van stacks, maar over het algemeen zal schaalvoordeel naar verwachting een grotere rol spelen in de Balance of Plant en in de engineering, inkoop en bouwkosten. Daarnaast zullen met een groter wereldwijd geïnstalleerd vermogen leereffecten optreden en de supply chain volwassener en efficiënter worden.

Haalbaarheid offshore elektrolyse

<u>Uitdagingen</u>

Er zijn geen ‘showstoppers’ geïdentificeerd voor de ontwikkeling van offshore elektrolyse. Echter, er zijn verscheidene technische uitdagingen om te overkomen, waarvan de volgende de meeste belangrijke zijn:

- Huidige windturbines zijn niet ontworpen voor off-grid operatie en behoeven een basislast om te opereren.
- Elektrolysers behoeven temperatuurregulering om bevriezen te voorkomen in koude condities met lage windsnelheden. Het bevriezen zou resulteren in falen.

Deze uitdagingen gelden voor offshore elektrolyse met enkel een aansluiting met windparken op zee. Bij een hybride verbinding met de kust (zowel elektrisch als met waterstofpijpleidingen verbonden) hebben windturbines toegang tot een constante aanvoer van elektriciteit en is temperatuurregeling tijdens periodes met lage windsnelheden mogelijk.

Voorwaarden

Geïnterviewden hebben verschillende voorwaarden gesteld voor de realisatie van offshore elektrolyse, waarvan beleid gerelateerde voorwaarden zijn geduid in de onderstaande sectie 'Oplossingsrichtingen voor beleid'. De andere belangrijkste voorwaarden die geïdentificeerd zijn, zijn als volgt:

- Een duidelijke roadmap voor waterstoftransport en (seizoens)opslag, samen met zuiverheidsstandaarden voor waterstof in het systeem.
- Het realiseren van offshore transmissiemiddelen (bijv. pijpleidingen naar de kust) zouden kunnen leiden tot lange doorlooptijden, waardoor ze een kritisch onderdeel van het ontwikkelingspad kunnen worden. Plannen en toekennen van vergunningen voor infrastructuur moeten beginnen ruim voor het plannen en vergunnen van een windpark.
- Een duidelijke, grote pijplijn van projecten is nodig om investeringsbeslissingen te kunnen nemen. Dit is het geval voor het ontwerp, de certificering en de bouw van de gehele waardeketen.
- Onzekerheid in waterstofprijzen zorgt ervoor dat grote projecten van 20+ jaren lastig zijn om te verantwoorden en financiële risicobeperking door projectontwikkelaars, afnemers of de overheid, vereist is.

4.2 Implicaties voor beleid

Offshore elektrolyse kan in de toekomst een kosteneffectieve methode zijn om offshore windenergie naar land te vervoeren. Verschillende stappen dienen te worden gezet voordat dit op grote schaal geïmplementeerd kan worden. Gebaseerd op de interviews en de beoordeling van experts zijn de volgende implicaties voor beleidsmakers geïdentificeerd:

- Van zowel gecentraliseerde als geïntegreerde offshore elektrolyse wordt verwacht dat het technisch mogelijk is aan het begin van 2030. Er is nog geen consensus over welke methode het meest kosteneffectief is, aangezien dit gedeeltelijk afhankelijk is van het specifieke project (zoals grootte windpark, afstand van de kust en de mogelijkheid tot interconnectie). Beide concepten zijn in ontwikkeling: de eerste gecentraliseerde demoprojecten op kleine schaal worden verwacht op korte termijn, terwijl geïntegreerde offshore elektrolyse door de waardeketen wordt onderzocht en kan significante waarde hebben (kostenreductie, reductie in elektrische verliezen, geoptimaliseerd windparkontwerp). Het is daarom verstandig om beide varianten te overwegen in hun ontwikkeling, inclusief het faciliteren van demonstratieprojecten.
- Beleid wordt geacht een drijvende kracht te zijn achter het realiseren van de eerste projecten. Sommige partijen maken een duidelijk onderscheid tussen voor en na 2030, waarbij voor 2030 toegewijde instrumenten nodig kunnen zijn voor economische haalbaarheid. Sommige partijen zijn voorstander van demonstratieprojecten op grote schaal en "learning-by-doing", waarbij gaandeweg oplossingen worden gezocht en kostenreducties gerealiseerd kunnen worden.

- Huidige steunregelingen worden onvoldoende geacht om de benodigde financiering te realiseren voor offshore elektrolyse. De oplossingsruimte voor beleid aan de aanbod- of vraagzijde en subsidies moet onderzocht worden om de beste beleidsinstrumenten te identificeren voor het accelereren van de ontwikkeling van offshore elektrolyse.
- Het is aan te raden om kostengevoeligheden te onderzoeken bij het vergelijken van verschillende vormen van elektrolyse, waarbij recht wordt gedaan aan de onzekerheid van toekomstige kostenniveaus.

4.3 Operatiemogelijkheden elektrolyse

Elektrolyse kan op verschillende manieren worden ingezet. De impact op het energiesysteem, het aantal vollasturen van elektrolysers en de hoeveelheid geproduceerde waterstof worden hiermee beïnvloed. In deze studie zijn drie verschillende operationele modi van elektrolyse geanalyseerd. In elk van de gevallen wordt elektrolyse ingezet om (gedeeltelijk) aan de vraag naar waterstof in verschillende sectoren (plus export) te voldoen; de operationele modi zijn gedefinieerd om een systeemfunctie te bedienen.

1. **Elektrolyse bij overschotten duurzame energieproductie**

Op momenten dat er significante hoeveelheden duurzame elektriciteit geproduceerd worden, kan het potentiële aanbod de elektriciteitsvraag overstijgen. Elektrolyse kan op die momenten, naast export en elektriciteitsopslag, een waardevol gebruik zijn van het overschot. In de modellering is de uurlijkse residuele vraag (elektriciteitsvraag minus aanbod) berekend; indien negatief (aanbod overstijgt vraag) is dit het maximale volume elektriciteit dat kan worden ingezet voor elektrolyse. Middels een economische optimalisatie is vervolgens de optimale elektrolysecapaciteit bepaald (zie hoofdstuk 5.7).

Deze vorm van elektrolyse wordt op land geplaatst. Uit de regionalisatie volgt dat het grootste deel van deze capaciteit zich bevindt nabij aanlandingslocaties van windenergie op zee.

2. **Elektrolyse die wind op zee productie volgt**

In geval van structurele congestie kan het net worden ontlast door een deel van de capaciteit van wind op zee volledig te gebruiken voor de productie van waterstof. In dit geval volgt elektrolyse het profiel van wind op zee. Dit reduceert de congestie en verhoogt het aantal vollasturen van elektrolyse, maar zorgt er tegelijkertijd voor dat op sommige momenten de geproduceerde duurzame elektriciteit niet toereikend is om aan de elektriciteitsvraag te voldoen, terwijl er wel waterstof geproduceerd wordt. Deze vorm van elektrolyse kan uitgevoerd worden op zee of op land nabij de aanlandingslocatie van wind op zee. Indien deze vorm van elektrolyse op zee wordt toegepast heeft dat implicaties voor de infrastructuur op zee, het waterstofgas moet immers middels pijpleidingen aan land worden gebracht. Indien toegepast bij de aanlandingslocatie, dan is er sprake van enkel elektrische infrastructuur op zee. De systeemimpact van toepassing op zee of op land is vergelijkbaar, maar kosten voor infrastructuur (bijv. kabels en pijpleidingen) zullen verschillend zijn. Deze vorm van elektrolyse heeft gevolgen voor de operator van het windpark en de elektrolyser, er is immers geen flexibiliteit om te kiezen tussen het leveren van elektriciteit of waterstof. Merk op dat congestiemanagement een tijdelijke, marktgedreven, non-discriminatoire oplossing is voor congestie, ter overbrugging van de tijd die het duurt om

netuitbreidingen te realiseren. Het toepassen van elektrolyse om structurele congestie te vermijden vergt dus om herziening van het beleidskader voor congestiemanagement.

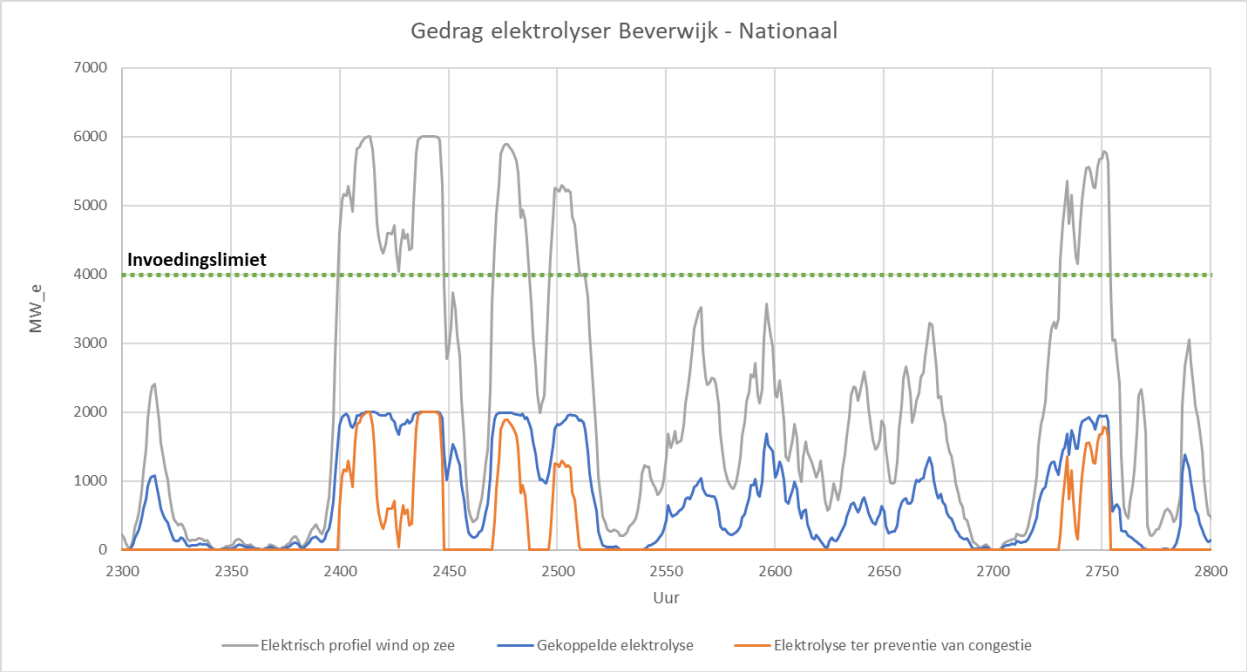
3. Elektrolyse ter vermijding van netcongestie

Wanneer elektrolyse wordt ingezet om netcongestie te vermijden kan het operationele gedrag verfijnd worden ten opzichte van het volledig volgen van de wind op zee productie. Op momenten van lage windopbrengst is het wenselijk om alle elektriciteit het net in te voeren. Om te vermijden dat congestie optreedt, kan elektrolyse worden toegepast boven een bepaalde bovengrens.

Voor de verschillende aanlandingslocaties van wind op zee is op iteratieve wijze een ruwe inschatting gemaakt van de maximale capaciteit aan windenergie die ingevoerd kan worden op het elektriciteitsnet. Voor deze vorm van elektrolyse geldt overigens hetzelfde als voor het tweede principe (elektrolyse die wind op zee productie volgt): congestiemanagement is momenteel een tijdelijke, marktgedreven, non-discriminatoire oplossing voor congestie.

Voor de locaties waar meer wind op zee aanlandt dan deze maximale capaciteit, is elektrolyse op land toegevoegd. Op momenten dat er meer windenergie geproduceerd wordt dan mogelijk over het net getransporteerd kan worden, wordt er elektrolyse ingeschakeld. Dit betekent dat er een zogenaamde ‘cap’, een bovengrens, wordt toegepast op de hoeveelheid windenergie die het land in kan worden getransporteerd. Deze manier van opereren kan uitgevoerd worden op land en op zee.

Het operationele gedrag van de tweede en derde vorm van elektrolyse wordt getoond in Figuur 16. Hierin is zichtbaar dat het productieprofiel van gekoppelde elektrolyse (blauw) dezelfde vorm heeft als het profiel van windenergie op zee. Er is hier sprake van een 2 GW elektrolyse gekoppeld aan een 2 GW windpark. In het geval van elektrolyse ter preventie van congestie wordt enkel het aandeel wind op zee boven de invoedingslimiet gebruikt voor elektrolyse. Het oranje productieprofiel in Figuur 16 is dan ook gelijk aan het profiel van windenergie op zee *boven* de invoedingslimiet.



Figuur 16: Vergelijking gedrag 2 GW gekoppelde elektrolyse (blauw) en 2 GW elektrolyse die inschakelt wanneer de invoedingslimiet overschreden wordt (oranje).

Elektrolyse op zee kan toegepast worden volgens het tweede principe (elektrolyse die wind op zee productie volgt). Het is echter ook mogelijk om een hybride verbinding naar de kust te realiseren. Dat wil zeggen dat er sprake is van zowel een waterstofpijpleiding als een elektrische kabel naar de kust. Dat neemt een deel van de uitdaging van offshore elektrolyse weg, het stelt windturbines in staat op basislast af te nemen van het landelijke net en warmteregulatie van offshore elektrolyse is dan niet afhankelijk van het windpark. Een nadrukkelijk voordeel van een hybride verbinding naar de kust is de flexibiliteit die een operator heeft om elektriciteit of waterstof te leveren. De baten van een HVDC-verbinding naar de kust als toevoeging aan een power-to-gas eiland wordt verder besproken in sectie 6.1.4.5.

5 Aanpak analyse systeemintegratie offshore wind

5.1 Overzicht van de aanpak

De impact van het invoeden van wind op zee op de energiebalans, het elektriciteitsnet, het gasnet, en de flexibiliteitsbehoefte is geanalyseerd. Daarnaast is een economische optimalisatie van de elektrolysecapaciteit uitgevoerd en zijn de kosten van infrastructuur op zee berekend.

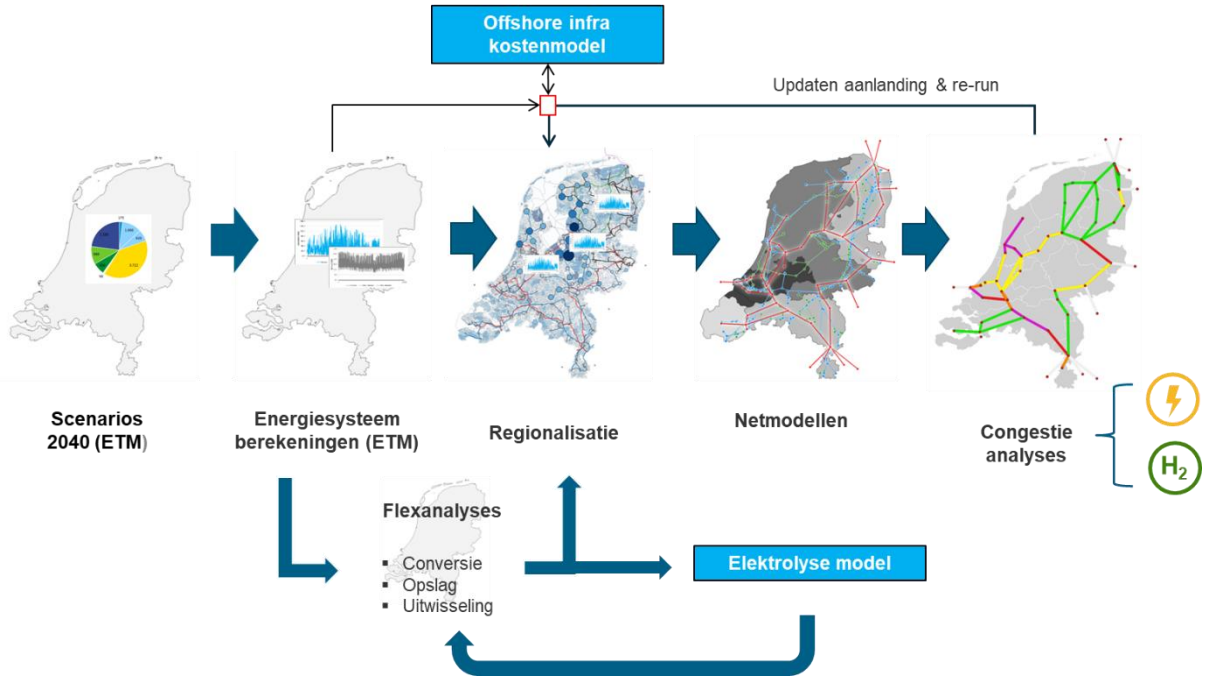
Er is een iteratieve aanpak geformuleerd: de leerpunten uit iedere analyse run zijn terug gevoed en gebruikt om een nieuwe aanlandingsconfiguratie te definiëren.

De analyse is op te delen in vijf hoofdblokken, zoals weer gegeven in Figuur 17:

1. Opstellen van de 2040 scenario's en implementatie in het Energy Transition Model[30]: de vraag- en aanbodscenario's voor elektriciteit en waterstof (zie hoofdstuk 2 voor totstandkoming van de scenario's) zijn ingevoerd in het ETM. Het ETM genereert profielen op uurbasis voor de verschillende vraag- en aanbodsectoren op hoog detailniveau.
2. Energiestromen en regionalisatie: de landelijke vraag- en aanbodprofielen uit het ETM zijn aangevuld met wind op zee productieprofielen (elektriciteit en waterstof). De profielen zijn middels een verdeelsleutel toegewezen aan regio's in Nederland (regionalisatie).
3. Flexibiliteitsanalyse: op basis van de landelijke vraag- en aanbodprofielen is de behoefte aan en inzet van flexibiliteitsopties geanalyseerd. Het uitgangspunt van de flexibiliteitsanalyse is de continue energiebalans in het elektriciteits-, methaan-, en waterstofsysteem.
4. Netcongestie analyses: op basis van de resultaten van de regionalisatie en de flexibiliteitsanalyse zijn analyses uitgevoerd om de impact op het elektriciteitsnet en het gasnet te bepalen. De congestieresultaten van de elektriciteitsnetanalyse zijn vervolgens gebruikt om de volgende aanlandingsconfiguratie te bepalen.
5. Elektrolyse-optimalisatie en kosten infrastructuur op zee: tenslotte zijn de resultaten van de voorgaande stappen gebruikt in de elektrolyseoptimalisatie-berekening. In parallel zijn de kosten van de infrastructuur op zee, en de systeemimpact (operationeel gedrag power-to-gas, gas-to-power, import en export) bepaald.

De analyse is in nauwe samenwerking met Gasunie en TenneT uitgevoerd, die de modellen van de II3050 werkwijze hebben toegepast.

[30] Het Energy Transition Model is een onafhankelijk, open-source model voor het opstellen en analyseren van energiescenarios. https://energytransitionmodel.com/



Figuur 17: Schematische weergave van de modelketen

5.2 Achtergrond II3050

In april 2021 hebben TenneT en Gasunie samen met de regionale netbeheerders in Nederland het hoofdrapport van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030 – 2050 (II3050) gepubliceerd. In deze verkennende studie is in de vorm van vier verschillende scenario's een integraal beeld van het Nederlandse energiesysteem in 2050 geschetst. Hierbij is aandacht besteed aan de mogelijke implicaties voor de infrastructuurbehoefte in de periode 2030 – 2050 over sectoren en verschillende energiedragers heen. Hiervoor zijn naast het gezamenlijk opstellen van scenario's een aantal methodische stappen uitgevoerd (energiesysteemberekeningen, flexibiliteitsanalyse, en regionalisatie).

Allereerst zijn uurlijkse profielen voor verschillende energieproductietechnologieën (zoals wind en zon PV) en toepassingen aan de vraagkant bepaald. Vervolgens is de inzet van flexibele middelen zoals curtailment, conversie, opslag en uitwisseling van energie met het buitenland bepaald met als hoofddoel om het energiesysteem tussen vraag en aanbod in ieder uur van het jaar in balans te houden. Verder is zowel voor aanbod-, vraag- en flexibele toepassingen een locatiekeuze binnen Nederland gemaakt, waarbij rekening is gehouden met verschillende criteria zoals de huidige locaties of het beschikbare ruimtelijk potentieel.

De bepaalde profielen per locatie zijn gebruikt als input voor de netanalyses, waarin het benodigd transport van energie tussen regionaal verschillend aanbod en vraag is berekend. Een uitgebreide documentatie van de methodische stappen en onderliggende modelaannames zijn in het rapport en de bijbehorende bijlagen te vinden (Netbeheer Nederland, 2021).

Terwijl in II3050 vooral de infrastructuur op land in focus was, biedt de studie systeemintegratie wind op zee een logische verdieping op de vragen rondom de ontwikkeling van wind op zee en de bijbehorende

infrastructuur op zee. Om deze reden en door het integrale karakter van beide studies werd binnen het projectconsortium ervoor gekozen om voor de analyses op land grotendeels dezelfde methodiek en modelkeuzes als in II3050 te gebruiken en alleen waar nodig deze verder te ontwikkelen. Zo zijn in deze studie locatie-specifieke wind op zee profielen gebruikt in plaats van een landelijk productieprofiel om beter rekening te houden met regionale verschillen in het windaanbod en het mogelijk maken van variaties op de respectievelijke profielen.

De wind op zee productieprofielen waren input voor de II3050 modelketen. De berekende inzetprofielen van de flexibiliteitsmiddelen (uitwisseling met het buitenland, batterijen, curtailment, flexibele gascentrales) dienden vervolgens als input voor de netanalyses (zie hoofdstuk 5.6), en de optimalisatie van elektrolysecapaciteit (zie hoofdstuk 5.7).

5.3 Landelijke vraag- en aanbodprofielen (ETM)

Het Energy Transition Model (open source) beschrijft het hele energiesysteem van Nederland en onderscheidt daarin verschillende sectoren zoals landbouw, transport, industrie en de energiesector. Het ETM modelleert de (toekomstige) landelijke vraag- en aanbodprofielen op uurbasis. Deze uurprofielen zijn in andere fases van de modelketen gebruikt en geoptimaliseerd.

De twee IP2022 scenario's en de vier II3050 scenario's zijn in het ETM beschikbaar, voor het jaar 2040 is voor de vier geselecteerde scenario's echter nog geen informatie beschikbaar. Daarom was de eerste stap in de modelketen het toevoegen van de vier basis-scenario's Regionaal, Nationaal, Europees en Internationaal (en twee varianten) voor het jaar 2040. Dit zodat er voor elke energiedrager en sector uurprofielen per scenario voor het jaar 2040 beschikbaar zijn.

In hoofdstuk 2 is beschreven op welke wijze de vraag en het aanbod van energiedragers en sectoren is geïnterpoleerd voor het jaar 2040. De hiervoor opgestelde 'ontwikkelfactoren' – die bepalen hoe een energiedrager/sector zich in de periode 2030 – 2050 ontwikkelen – zijn gebruikt als input om scenario's te verwerken in het ETM op basis van meer dan 300 parameters in het model. Dit is gedaan in twee fases. Eerst zijn middels de Berenschot-ETM-API de ontwikkelfactoren voor een sector toegepast op alle parameters die behoren bij die sector. Vervolgens is gekeken in hoeverre de uitkomsten (bijv. elektriciteitsvraag) overeenkomen met de waarden uit het interpolatiemodel. Bij een significante afwijking is handmatig een correctie doorgevoerd op bepaalde parameters, bijvoorbeeld de veronderstelde efficiëntie van een warmtepomp, om zo een goede 'fit' te krijgen tussen de scenario's gemodelleerd in het ETM voor 2040 en de waarden uit het interpolatiemodel.

Aangezien deze studie zich richt op de energiebalans van waterstof en elektriciteit is voor andere energiedragers geen interpolatie uitgevoerd. Hierdoor zijn de scenario's in het ETM ook geen volledige doorrekening van de situatie (in vier scenario's) voor 2040 en is het niet mogelijk om de totale CO2-reductie voor het jaar 2040 te bepalen. Indien men in de toekomst een reductiedoelstelling formuleert voor het jaar 2040 kan – net als gedaan voor II3050 en de ETM scenario's voor 2030, middels een volledigere interpolatie of een bottom-up benadering – wel de gerealiseerde CO2-reductie bepaald worden.

5.4 Regionalisatie van vraag en aanbod op land

De aannames over de toekomstige locaties van aanbod en vraag vormen naast de hoeveelheden en inzet daarvan een erg bepalende rol voor de benutting van flexibiliteitsmiddelen en de landelijke en regionale transportnetten. Dit geldt zowel voor het landelijk deel als ook de aanlanding van wind op zee.

Zoals in de paragraaf 5.2 beschreven zijn hiervoor in het kader van deze studie net zoals in II3050 per aanbodtechnologie en vraagtoepassing keuzes gemaakt, welke grotendeels gebaseerd zijn op publieke databronnen en objectieve criteria. Een volledige lijst hiervan is te vinden in het bijlagendocument (bijlage F) van de II3050 studie (Netbeheer Nederland, 2021). De regionale verdeelsleutels zijn consistent op buurtniveau verzameld en vervolgens met kennis van de onderliggende nettopologie gekoppeld aan stations in het stroom- en gasnet. Door het vermenigvuldigen van de in een eerdere stap verzamelde profielen met de respectievelijke verdeelsleutels volgden hieruit profielen die het geproduceerde of gevraagde vermogen per uur en station aangeven. Hiermee is vervolgens de regionale verdeling van de flexibiliteitsmiddelen bepaald (sectie 5.5) en de netanalyses voor de stroom- en gasnetten uitgevoerd.

5.5 Regionalisatie en inzet van flexibiliteitsopties

De regionalisatie en inzet van flexibiliteitsmiddelen is toegepast conform de uitgangspunten zoals gehanteerd in II3050. Waar vraag- en aanbodlocaties zijn vastgelegd door de regionalisatie zoals beschreven in de vorige paragraaf, is de locatie van flexibiliteitsmiddelen niet vastgelegd en is er daarom vrijheid deze te kiezen. De gekozen locaties van flexibiliteitsmiddelen beperken primair de impact op de elektriciteitsnetten. Dit betekent dat - afhankelijk van de onbalans - systeembatterijen, (piek)elektriciteitscentrales en power-to-gas (PtG) installaties dicht bij het aanbod of de vraag zijn geplaatst. Op deze plekken kunnen overschotten van elektriciteit via PtG worden omgezet in waterstof. Waterstof wordt vervolgens via de gasinfrastructuur vervoerd naar de vraag of opslaglocatie.

Voor tekorten geldt het omgekeerde: gas (waterstof of methaan uit bergingen) kan worden omgezet in elektriciteit. Op deze wijze is de gasinfrastructuur ingezet om flexibiliteit te bieden aan het energiesysteem. Elektriciteitsoverschotten kunnen tijdelijk ook, ter plekke, worden opgeslagen in batterijen; in tijden van tekorten kunnen deze batterijen dan ontladen. Deze strategie leidt waarschijnlijk tot de minste impact op het elektriciteitsnet. In de flexibiliteitsanalyse zijn gas/waterstofopslagen typisch als seizoensbuffer gebruikt en de batterijen voor kortere periodes. Er is in de flexibiliteitsanalyse geen economische optimalisatie uitgevoerd, maar er is een afweging gemaakt tussen batterijvolume (MWh) en elektrolysecapaciteit (MW)[31]. Deze elektrolysecapaciteit wordt in een latere stap in de modellering nogmaals geoptimaliseerd, zie hiervoor sectie 5.7.

Conform II3050 gelden er voor de specifieke flexibiliteitsmiddelen de volgende uitgangspunten:

- Energiebalans is gehandhaafd op uurbasis, voor zowel het elektriciteits-, gas, als methaansysteem. Hierbij gedraagt elk flexibiliteitsmiddel zich ideaal en kan dus worden ingezet wanneer dat nodig is om de systeembalans te handhaven.

[31] Voor batterijen is het realiseren van volume (MWh) duur maar het realiseren van capaciteit (MW) relatief goedkoop, voor elektrolyse geldt het omgekeerde.

- Grootschalige elektriciteitscentrales zijn geplaatst op de huidige locaties van grote elektriciteitscentrales.
- Piekelektriciteitscentrales zijn verdeeld naar rato van de regionale piektekorten in de gebieden vlak bij de elektriciteitsvraag.
- Power-to-gas is voorzien in met name de gebieden met grote productie of aanlanding van hernieuwbare energie (gebieden met meer aanbod van duurzaam dan energievraag). Deze verdeling is geplot naar rato van de regionale, maximale overschotten.
- Systeembatterijen zijn geplaatst nabij alle aanlandpunten van wind op zee en op alle koppelpunten tussen het regionale en landelijke elektriciteitsnetwerk, waarbij de hoeveelheid volgt uit de regionale balans tussen vraag en aanbod.
- Elektrische import en export met het buitenland zijn verdeeld volgens de huidige en toekomstig geplande ligging van de grensoverschrijdende interconnectie (380kV).
- Import en export van gas zijn verdeeld volgens de huidige en toekomstige plannen voor grensoverschrijdende verbindingen.
- Gasopslaglocaties voor methaan of waterstof zijn ondergronds, waarbij op basis van geologische karakteristieken het opslagpotentieel is ingeschat.

Elektrische uitwisseling met het buitenland is als volgt gemodelleerd: Nederland maakt deel uit van het geïntegreerd Europees energiesysteem met elektrische verbindingen naar Duitsland, België, Denemarken, Noorwegen en Groot-Brittannië. Dit houdt in dat afhankelijk van de respectievelijke aanbod- en vraagsituatie op elk moment elektrische energie wordt uitgewisseld tussen aangrenzende landen. De maximale import- en exportmogelijkheden is hierbij begrensd door de marktuitwisselcapaciteit. Deze is bepaald door zowel het vermogen van de directe fysieke verbindingen (lijnverbindingen, kabels) tussen de landen als ook de infrastructuur binnen de landen. De marktuitwisselcapaciteit zal door de toenemende marktintegratie en versterking van de Europese transportinfrastructuren naar verwachting groter worden in te toekomst. In deze studie is rekening gehouden met rond 15 GW vermogen aan elektrisch marktuitwisselcapaciteit[32] tussen Nederland en de aangrenzende landen op basis van Europese studies (entso-e, 2021). Om de daadwerkelijke uitwisseling tussen de landen te bepalen is voor ieder aangrenzend land in een eerste stap berekend of er in een bepaald uur in totaal een overschot of tekort aan elektrisch vermogen is (residuele vraag). Landen met een elektrisch overschot kunnen vervolgens leveren aan omringende landen met een tekort en andersom, rekening houdend met het respectievelijke maximaal marktuitwisselvermogen.

Voor een overzicht van de uitkomsten van de flex-modellering en elektrolyseoptimalisatie voor alle scenario's en oplossingsrichtingen[33] zie appendix C, Tabel 21 t/m Tabel 25. In deze tabellen is het samenspel tussen curtailment, elektrolyse, gascentrales, baterijen en import/export van elektriciteit goed terug te zien.

[32] De marktuitwisselcapaciteit is duidelijk kleiner dan de fysieke capaciteit, omdat hierbij bijvoorbeeld rekening moet worden gehouden met de transportinfrastructuren in de landen en veiligheidsmarges
[33] Voor uitleg begrip oplossingsrichtingen, zie hoofdstuk 6

5.6 Netanalyses

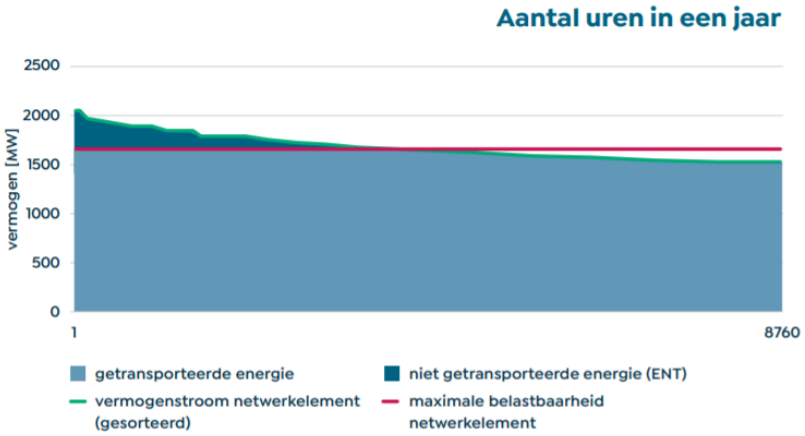
5.6.1 Elektriciteitsnetanalyse

Om de impact van verschillende configuraties van wind op zee aanlandingen op het hoogspanningsnetwerk van TenneT te analyseren, zijn congestieanalyses uitgevoerd. In deze analyse is uitgezocht in welke mate de componenten in het netwerk zijn belast. Hiertoe zijn in het netmodel alle componenten gespecificeerd met een toegestane belastbaarheid. Indien het berekende elektrische transport op een circuit of een transformator groter was dan de maximale belastbaarheid, dan is dit aangemerkt als een capaciteitsknelpunt.

De congestieanalyse is een jaarrondberekening. Dit betekent dat er voor 8760 uren in het jaar netberekeningen zijn gedaan. Hiervoor is voor al deze uren uit het zichtjaar 2040 de data voor vraag, aanbod en flexibiliteit per elektriciteitsstation ingelezen. Met software voor power flow simulaties is per uur berekend hoe de elektriciteit over de verschillende componenten wordt getransporteerd van het aanbod naar de vraag. Hier is gebruik gemaakt van een DC (direct current) power flow, wat een benadering is van de AC (alternating current) power flow. Alle power flow simulaties zijn N-1 berekeningen, wat betekent dat de belasting op een component is bepaald ten tijde van het niet beschikbaar zijn van een ander component (met de grootste impact op de eerste component).

De ernst van het knelpunt is onder andere gekwantificeerd met een energy-not-transported-indicator (ENT-indicator). Deze indicator is bepaald per relevant netwerkcomponent (verbindingen en transformatoren) en is gedefinieerd als de som van de vermogensstroom minus de maximale belastbaarheid van de netwerkcomponent voor alle uren waarop de vermogensstroom boven de maximale belastbaarheid uitkomt. Deze indicator geeft dus per verbinding weer wat de jaarlijkse hoeveelheid energie is die niet getransporteerd kan worden door een tekort aan transportcapaciteit. Daarmee is dit een indicatie voor zowel de frequentie als de hoogte van overbelastingen. Deze indicator is schematisch weergegeven in Figuur 18. Als zeer ruwe schatting wordt aangenomen dat deze knelpunten operationeel kunnen worden opgelost met redispatch, voor een kostenniveau van €100/MWh ENT[34]. Redispatch is het beperken van ingevoed vermogen op een punt, en het verhogen van het ingevoede vermogen op een ander punt, met als resultaat het ontlasten van een deel van het net.

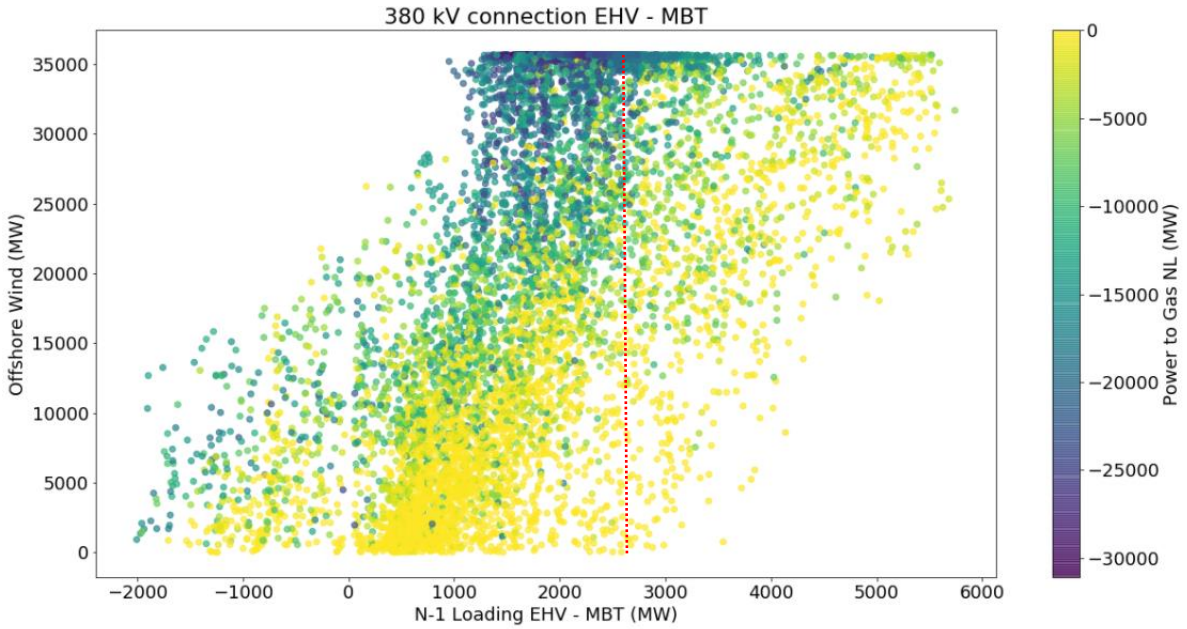
[34] Dit is gebaseerd op huidige kosten voor redispatch, deze kosten zouden in de toekomst hoger uit kunnen vallen.



Figuur 18: Schematische weergave ENT

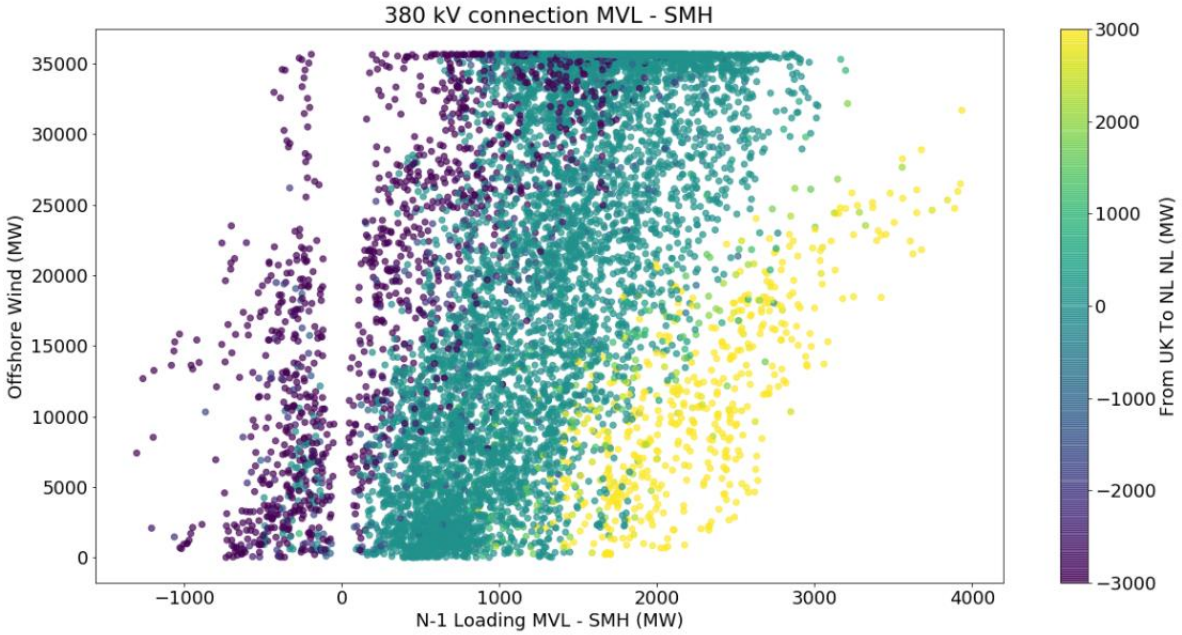
Voor deze studie is de impact op het Extra Hoogspanning Netwerk (EHS, 220/380 kV) van TenneT bepaald van verschillende aanlandingsconfiguraties van wind op zee. De resultaten zijn weergegeven in de vorm van netwerkkaarten zoals in Figuur 24, waarbij alle verbindingen van het EHS-netwerk in worden gekleurd op basis van de belasting van de verbindingen. Grofweg is aangenomen dat er voor een verbinding met een ENT van lager dan 0,1 TWh/jaar (ca. €10M/jaar) geen nieuwe infrastructuur wordt voorzien, hiervoor is de operationele oplossing gunstiger dan het realiseren van extra infrastructuur. Voor verbindingen met een ENT van 0,1 - 0,25 TWh/jaar (ca. €10-25M/jaar) zijn de operationele kosten hoger, maar is gegeven de onzekerheid van de scenario's en mogelijke opties voor congestiemanagement een infrastructurele uitbreiding waarschijnlijk nog niet nodig. Bij een ENT van 0,25 – 0,5 TWh/jaar (ca. €25-50M/jaar) hangt het sterk van de situatie of een operationele of een infrastructuur-oplossing de voorkeur heeft. Vanaf een ENT van 0,5 TWh/jaar (ca. €50M/jaar) is in de meeste gevallen extra infrastructuur wenselijk.

Voor elk uur in het jaar kan in beeld gebracht worden wat de belasting op een verbinding is in relatie tot verschillende oorzaken van congestie, bijvoorbeeld de hoeveelheid energie uit wind op zee of de inzet van power-to-gas. Een voorbeeld hiervan is Figuur 19 voor de verbinding Eindhoven – Maasbracht. In deze figuur wordt de correlatie tussen wind op zee elektriciteit (y-as), inzet van power-to-gas (kleurschaal), en belasting van het tracé getoond (x-as). Uit Figuur 19 blijkt dat er een grote overbelasting plaatsvindt op de 380 kV verbinding tussen Eindhoven en Maasbracht, in het ergste geval wordt er 6000 MW getransporteerd, terwijl de maximale belastbaarheid van de verbinding 2650 MW is (zie rode stippellijn). Deze overbelasting treedt op in uren waarin de wind hard waait, maar tegelijkertijd de elektrolysers die dicht aan de kust staan (bijna) niet draaien (gele en groene kleuren). Dit zijn situaties waar er een grote hoeveelheid wind op zee-productie is (rond de 35 GW) met tegelijkertijd een hoge vraag in zowel Nederland als in het buitenland, waardoor de flexibiliteitsmiddelen die bedoeld zijn om het aanbod en de vraag te balanceren (PtG, batterijen) niet worden ingezet. Het gevolg is dat grote hoeveelheden wind op zee door het hoogspanningsnetwerk moeten worden getransporteerd.



Figuur 19: Verhouding N-1 belasting tussen wind op zee en power-to-gas op de verbinding Eindhoven – Maasbracht voor de 38,5 GW configuratie gericht op de Eemshaven

Een tweede voorbeeld om de oorzaak van de congestie in kaart te brengen is de verhouding tussen wind op zee en de interconnector tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk vanuit de Maasvlakte, zie Figuur 20. In deze figuur wordt de correlatie tussen wind op zee elektriciteit (y-as), transport over de UK-NL interconnector (kleurschaal), en belasting van het tracé (x-as) getoond. Hieruit blijkt dat de grootste overbelasting optreedt in uren waarbij er maximale import is van 3 GW (1 GW van de bestaande BritNed interconnector en 2 GW van de nieuwe interconnector) en er tegelijkertijd een grote hoeveelheid wind aanlandt. Gegeven dat het realistischer is dat deze interconnector eigenlijk een windconnector is, zijn de belastingen op de verbindingen rond Maasvlakte waarschijnlijk iets lager dan weergegeven in de resultaten.



Figuur 20: Verhouding N-1 belasting tussen wind op zee en de import/export richting het Verenigd Koninkrijk op de verbinding Maasvlakte – Simonshaven voor de 38,5 GW configuratie gericht op de Eemshaven

5.6.2 Waterstofnetanalyse

In deze studie is onderzocht wat de invloed op de benodigde waterstofinfrastructuur is van variaties in vraag- en aanbodscenario's en aanlandlocaties. De netwerkanalyses zijn uitgevoerd voor het waterstoftransportnet van 2040, maar niet voor het (aard)gastransportnet. Hierdoor valt niet te zeggen of extra aardgasleidingen kunnen worden hergebruikt of dat er nieuwe waterstofleidingen moeten worden aangelegd en/of compressie bijgeplaatst dient te worden.

Het huidige landelijk (aard)gastransportnetwerk van Gasunie Transport Services bestaat uit twee delen: een hogedruktransportnet (hoofdtransportleidingnet, HTL) en een middendruktransportnet (regionaal transportleidingnet, RTL). Het HTL transporteert gas over grote afstanden met een druk tussen 80 en 40 bar en bestaat uit grote diameter leidingen. Het HTL fungeert als doorvoernetwerk van en naar andere landen en transporteert daarnaast gas naar grootverbruikers, zoals de industrie en centrales. Het RTL bestaat uit aftakkingen van het HTL, met een druk tussen 40 en 8 bar en doorgaans leidingen met een kleinere diameter. Het RTL is een distributienet dat direct levert aan kleinere industrieën en aan de

regionale netbeheerders die de kleinverbruikersmarkt verzorgen. In deze studie is het waterstofnetwerk doorgerekend als equivalent van het HTL; er is geen onderzoek gedaan naar mogelijke knelpunten in een toekomstig waterstof-RTL.

Nadat de verdeling van vraag en aanbod van waterstof over het land bepaald is door deze toe te wijzen aan bepaalde gebieden (zie paragraaf 5.4 over regionalisatie vraag en aanbod), is deze op een entry- of exitpunt op het waterstoftransportnet geprojecteerd. In Figuur 21: Projectie van geregionaliseerde waterstofvraag en -aanbod op de netwerkpunten (ook wel entry- en exitpunten) van het waterstofnetwerk is te zien wat dit betekent. De gele lijnen verbinden elk gebied met het waterstoftransportnet. In deze studie is niet onderzocht of er maatregelen nodig zijn om deze geregionaliseerde vraag en/of aanbod aan de entry- en exitpunten te verbinden. Een maatregel is bijvoorbeeld een verbindingsleiding van het waterstoftransportnet naar deze locaties. Het doel van het onderzoek (effect van variatie in aanlandingslocaties van energie uit wind op zee) rechtvaardigt deze versimpeling.



Figuur 21: Projectie van geregionaliseerde waterstofvraag en -aanbod op de netwerkpunten (ook wel entry- en exitpunten) van het waterstofnetwerk

In hoofdstuk 3.4 is het aangenomen waterstofnetwerk beschreven dat gebruikt is in de analyses van deze studie. De vier scenario's (en de twee variaties hierop) leidden tot prognoses voor vraag en aanbod, in de vorm van tijdreeksen voor 8760 uur, op een groot aantal entry- en exitpunten in het waterstofnetwerk. In combinatie met de behoefte aan flexibiliteit is vraag en aanbod in balans gebracht middels een hoeveelheid import of export en met opslag.

Aansluitingen op (aard)gasbergingen in het huidige (aard)gasnetwerk zijn ontworpen voor de huidige grote behoefte aan aardgasopslag. Het is echter onvoldoende duidelijk of lege aardgasvelden in de

Nederlandse ondergrond geschikt zijn voor het opslaan van waterstof. Daarom is er in deze studie uitgegaan van opslag van waterstof in zoutcavernes. Daar zijn er op dit moment slechts een beperkt aantal van in Nederland, namelijk in Zuidwending (nabij Veendam). Voor deze studie is daarom aangenomen dat een groot deel (twee derde) van de waterstofopslag in 2040 in Zuidwending ligt en een ander deel bij het Duitse plaatsje Epe, vlak over de grens bij Enschede (een derde). Wanneer waterstofopslag op andere locaties beschikbaar zou komen, zal de netimpact weer anders zijn.

Combinaties van entry en exit die een zware netbelasting veroorzaken, zijn doorgerekend op capaciteitsconsequenties voor die netwerken conform de methode zoals beschreven in het II3050 rapport. Op de volgende punten wijkt de analyse af van deze methodiek.

- Voor de toetsing van de netwerkcapaciteit zijn transportmodellen gebruikt. De basis is een uitgebreid waterstofnetwerk ten opzichte van het netwerk in 2030 (het doorkijkje naar 2035).
- Vraag en aanbod zijn bepaald op buurtniveau met het Energy Transition Model (ETM). Buurten zijn gekoppeld aan het waterstofnetwerk door middel van de kortste geografische afstand (vogelvlucht) tot een netwerkpunt in het waterstofnet. Er is uitgegaan van de verwachte entry- en exitpunten van het waterstofnetwerk in 2030. Aanname is dat op elk entry- en exitpunt zowel entry- als exitflows geaccommodeerd kunnen worden.
- Vervolgens zijn voor elk entry- en exitpunt per maand de maximale en minimale entry- respectievelijk exitcapaciteit bepaald. Op basis hiervan zijn ‘snapshots’ voor het transportnetwerk gecreëerd.
- Vervolgens zijn de ‘snapshots’ doorgerekend. Wanneer een ‘snapshot’ tot een knelpunt leidt, is dit knelpunt opgelost door het inzetten van compressie (op bestaande compressorlocaties) en/of door het veronderstellen van een parallelle leiding aan een bestaand traject. Er is niet onderzocht of een eventuele additionele leiding beschikbaar zou zijn vanuit het bestaande (aard)gasnetwerk.
- Het waterstoftransportnet is doorgerekend met behulp van drukvalberekeningen met een maximale druk van 50 bar(a) en een minimale druk van 30 bar(a). Deze druk is lager dan de druk in het huidige HTL-(aard)gasnetwerk. Uit onderzoek is gebleken dat bestaande aardgastransportleidingen veilig kunnen worden hergebruikt voor waterstoftransport bij een maximale druk van 50 bar(a) (Strategy&, 2021). Momenteel wordt onderzocht of de maximale druk verhoogd kan worden naar 65 bar(a). Dit kan de capaciteit van de leidingen vergroten.
- Vervolgens is per scenario onderzocht wat de effecten van variaties in aanlandingslocatie zijn op de benodigde maatregelen om eventuele knelpunten op te lossen.

5.7 Optimaliseren elektrolysecapaciteit

De uitkomsten van de flexibiliteitsanalyse dienden als input voor de optimalisatieberekeningen van de elektrolysecapaciteit. Hiervoor is een lineair optimalisatiemodel ontwikkeld in Excel, gebaseerd op een uurlijkse en jaarlijkse energiebalans. De vraag naar elektriciteit en waterstof dient op elk uur in balans te zijn met het aanbod; de kosten zijn berekend op basis van de jaartotalen. Hier worden de rekenstappen, aannames, en beperkingen van het optimalisatiemodel uiteengezet.

De basis van het model bestaat uit de tijdreeksen voor vraag en aanbod naar elektriciteit en waterstof. Deze reeksen volgen uit de flexibiliteitsanalyse, beschreven in sectie 5.4 en 5.5. De flexibiliteitsanalyse is erop gericht om vraag en aanbod met elkaar in balans te brengen. Hiervoor zijn verschillende middelen ingezet, namelijk batterijen, gas- en waterstofcentrales, curtailment en elektrolyse[35]. Er is in de flexibiliteitsanalyse geen sprake geweest van een economische optimalisatie van de verhouding tussen deze middelen. Het elektrolyse-optimalisatiemodel heeft daarom gebruik gemaakt van de resulterende tijdreeksen voor vraag en aanbod, maar heeft de inzet van elektrolyse en curtailment opnieuw bepaald met als doel de jaarlijkse systeemkosten te minimaliseren.

De gebruikte tijdreeksen voor vraag en aanbod worden in Tabel 3 weergeven. In de tabel is vaste en variabele curtailment getoond. Vaste curtailment komt voort uit de flexibiliteitsanalyse, hierin is een vaste limiet aangenomen waarboven een (klein) deel van offshore wind wordt terug geregeld. Deze limiet is vastgesteld zodat 5% van de geproduceerde wind op zee elektriciteit wordt terug geregeld, zodat het net op zee niet wordt gedimensioneerd op basis van de pieken in productie die slechts een paar uur per jaar voorkomen. Variabele curtailment volgt uit het optimalisatiemodel – hierbij is door het algoritme een economisch gedreven afweging gemaakt tussen het inzetten (en installeren) van elektrolysecapaciteit en het inperken van offshore wind productie bij een overschot aan hernieuwbare productie. Merk op dat er geen tijdreeksen voor aanbod van waterstof zijn overgenomen uit de flexibiliteitsanalyse, aangezien de inzet van elektrolyse opnieuw is berekend in deze stap van de analyse. De vraag naar waterstof is onder andere bediend door blauwe en grijze waterstof en import van groene waterstof. Deze balans is op jaarbasis opgemaakt. Merk op dat door deze beschouwing op jaarbasis de kosten voor opslag van waterstof en het flexibel leveren van waterstof uit bergingen niet zijn meegenomen in de economische analyse.

Tabel 3: Tijdseries uit vraag- en aanbod en flexibiliteitsanalyse als input voor optimalisatie van elektrolysecapaciteit

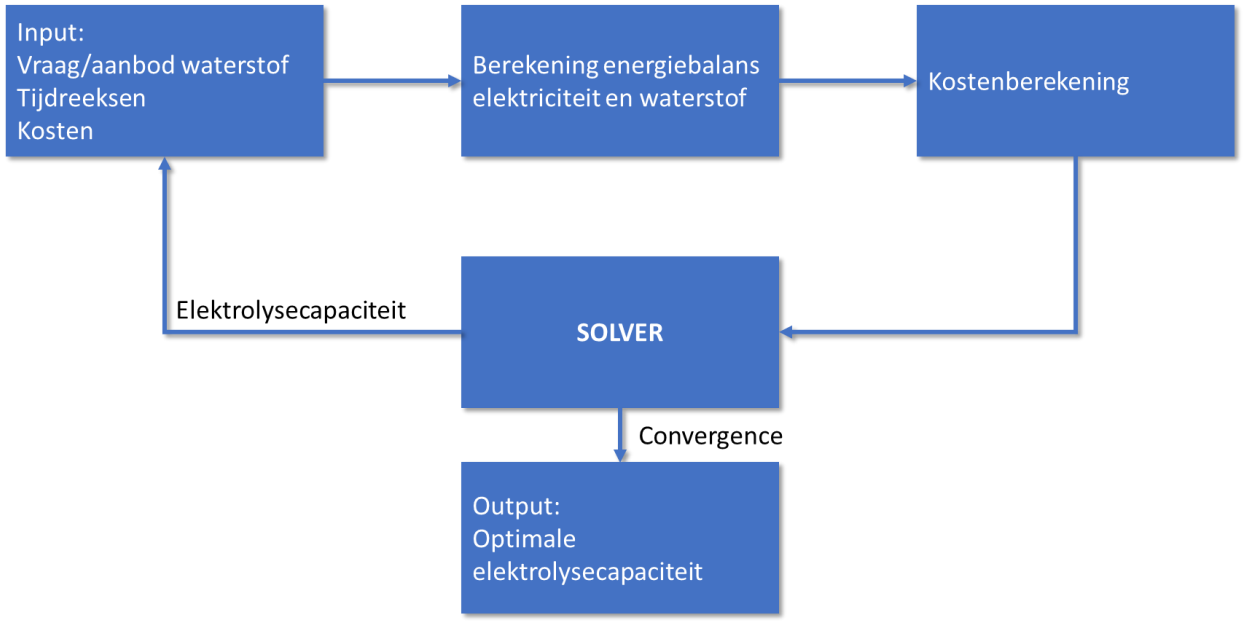
Vraag naar elektriciteit	**Aanbod van elektriciteit**
Nationale elektriciteitsvraag (cumulatief over sectoren)	Offshore wind
Vaste curtailment	Hernieuwbaar op land (wind en zon-pv)
Export	Import
Batterijen opladen	Batterijen ontladen
Batterij verliezen	WKK
	Gascentrales
Vraag naar waterstof	**Aanbod waterstof**
Inzet in gascentrales	Grijze waterstof
Industrie	Blauwe waterstof
Gebouwde omgeving	Groene waterstof geproduceerd in Nederland
Transport	Import groene waterstof
Export	
Brandstoffen voor internationaal transport	

[35] NB: Demand-side response is in deze studie toegepast door een aanpassing van het vraagprofiel van elektriciteit

Waar de elektriciteitsbalans op uurbasis is opgelost, is de waterstofbalans op jaarbasis beschouwd. Concreet betekent dat dat er geen uurlijkse waardes zijn voor vraag en aanbod naar waterstof, maar dat er met jaartotalen is gerekend. De inzet van waterstof in gascentrales (een van de tijdreeksen uit de flexibiliteitsanalyse) is dan ook gesommeerd. Deze vraag naar waterstof in de elektriciteitssector plus de vraag naar waterstof in overige sectoren (een inputparameter, op basis van het scenario) is voldaan door blauwe en grijze waterstof, en waterstof uit binnenlandse elektrolyse. Deze laatste post is de som van de resulterende tijdseries uit de optimalisatie. Import van groene waterstof uit het buitenland tegen importkosten gold als sluitpost voor de waterstofbalans op jaarbasis (zie Kader 3 voor de bottom-up berekening van de importprijs). Het algoritme heeft dus feitelijk een economische afweging gemaakt tussen het installeren en inzetten van elektrolyse, import van groene waterstof tegen importkosten, en curtailment van overschotten van elektriciteit. Het aanbod uit bovengenoemde tijdreeksen is in elk uur voldoende om de vraag naar elektriciteit te bedienen (resultante van de flexibiliteitsanalyse). Er ontstaan echter wel momentane overschotten van hernieuwbare elektriciteit. Deze overschotten konden ingezet worden voor elektrolyse, gelimiteerd door de geoptimaliseerde elektrolysecapaciteit, of zullen door curtailment worden weggewerkt.

Figuur 22 is een schematische weergave van het optimalisatie model. De vraag- en aanbod tijdsreeksen uit de flexibiliteitsanalyse zijn aangenomen als input. Op basis hiervan is de energiebalans voor elektriciteit en waterstof berekend, respectievelijk op uur- en jaarbasis. Anders gezegd, de elektriciteitsbalans is op uurbasis opgelost, met als randvoorwaarde dat de totale productie van waterstof middels elektrolyse gelijk is aan de jaarlijkse vraag minus het aanbod van blauwe en grijze waterstof, en import van waterstof. De jaarlijkse systeemkosten, inclusief import van waterstof volgt uit de energiebalans. Vervolgens itereert het algoritme[36] de elektrolysecapaciteit tot deze convergeert naar een globaal optimum van jaarlijkse systeemkosten. Het resultaat is het economische optimum van de elektrolysecapaciteit onder de voorwaarde dat de energiebalans is gehandhaafd.

[36] Het algoritme is gebaseerd op een lineaire solver, een ingebouwde functie in Excel.



Figuur 22: Conceptuele weergave van het elektrolyse optimalisatie model

Kader 3: bottom-up berekening van de importprijs van waterstof

De importprijs van waterstof uit elektrolyse is bepaald door vier kostenelementen: (1) de investeringskosten, ofwel CAPEX, (2) operationele kosten, ofwel OPEX, (3) kosten voor gebruik elektriciteit, en (4) transportkosten.

$$Importkosten\left[\frac{EUR}{kg}\right] = \frac{CAPEX + OPEX + Elektriciteit}{Jaarlijkse\ productie} + Transport$$

1. Investeringskosten voor elektrolyse in 2040 bedragen 300 EUR/kW geïnstalleerde capaciteit. Een weighted average cost of capital (WACC) van 8% en een levensduur van 25 jaar resulteert in een annuïteit van 28,10 €/kW/jaar.
2. Operationele kosten van elektrolyse in 2040 zijn aangenomen op 9 €/kW/jaar.
3. De LCOE van zon-PV in Zuid-Europa in 2040 is aangenomen op 12,16 €/MWh. De vollasturen van zon-PV in Zuid-Europa worden geschat op 1715 uur per jaar.
4. Transportkosten van zuid-Europa naar Nederland is aangenomen op 0,34 €/kg indien er sprake is van een waterstofbackbone door Europa (European Hydrogen Backbone, 2020). Overige transportopties (transport per schip) zijn bij benadering 0,70 €/kg duurder.

Voor een elektrolyse systeem met een efficiëntie van 72%, en de LHV van waterstof (33,30 kWh/kg) ziet de berekening er als volgt uit:

$$Importkosten\left[\frac{EUR}{kg}\right] = \frac{\left(28{,}1\frac{€}{kW} + 9\frac{€}{kW} + 1715\ h * \frac{12{,}16\frac{€}{MWh}}{1000}\right)}{\frac{0.72 * 1715\ h}{33{,}30\frac{kWh}{kg}}} + Transport$$

Op basis van de II3050 scenario's is er onderscheid gemaakt tussen scenario's met en zonder een Europese waterstofbackbone. De resulterende importkosten van waterstof zijn dan:

Scenario/variant	Importkosten
Europees, Internationaal	1,9 €/kg
Regionaal, Nationaal	2,6 €/kg

5.8 Kostenberekeningen infrastructuur op zee

Voor de kostenberekeningen van de infrastructuur is uitgegaan van de configuratie typen zoals beschreven in hoofdstuk 3. Van de verschillende componenten, zoals bijvoorbeeld offshore wind, elektrolysers en pijpleidingen, zijn zowel investeringskosten (CAPEX) als operationele (OPEX) kosten meegenomen om tot kostentotalen te komen. Om tot een goede vergelijking te komen tussen verschillende configuraties zijn de investeringskosten genormaliseerd naar jaarlijkse kosten door gebruik te maken van een capital recovery factor (CRF). Deze is bepaald aan de hand van de levensduur van de

verschillende kostencomponenten en de bijhorende kapitaalkosten van een dergelijk project (weighted average cost of capital, WACC).

De kostenberekeningen en aannames voor de infrastructuur op zee zijn opgedeeld in twee onderdelen, namelijk elektrische aanlanding en de aanlanding door middel van waterstof bij productie op zee. Een samenvatting van de gebruikte kostenparameters is gepresenteerd in Tabel 20: Kostenaannames in Appendix A.

5.8.1 Elektrische aanlanding

De windparken op zee in de verschillende zoekgebieden zijn door middel van kabels verbonden met het vasteland. Hierbij is rekening gehouden met de afstand van de windparken tot de aanlandingslocaties en de capaciteit van de desbetreffende windparken.

Over grote afstanden is elektriciteitstransport door gelijkspanning kostenefficiënter dan wisselspanning. Doordat nieuwe windparken steeds vaker ver uit de kust liggen is er een opmars in het gebruik van High Voltage Direct Current (HVDC) kabels. Om de opgewekte elektriciteit naar land te transporteren is dus conversie van wisselspanning naar gelijkspanning nodig, als ook transformatie naar hoogspanning (525 kV). Op land is vervolgens wederom conversie als transformatie nodig om de elektriciteit in te voeden in het landelijke (380 kV) hoogspanningsnet. Kortom, de elektrische infrastructuur is onderverdeeld in een offshore HVDC-station, een offshore platform, export kabel(s) en onshore HVDC-station voor elk windpark dat aangesloten is aan land.

5.8.2 Waterstofproductie op zee en aanlanding middels pijpleidingen

Pijpleidingen en compressie

Wanneer waterstof op zee wordt geproduceerd zijn offshore waterstofpijpleidingen een effectieve optie voor het transport van waterstof naar aanlandingslocaties.

Offshore pijpleidingen worden veelvuldig gebruikt voor het transporteren van aardgas. Er zijn nog geen offshore waterstofleidingen gerealiseerd en op dit moment is er beperkte literatuur beschikbaar omtrent nieuwe offshore pijpleidingen voor transport van waterstof. Gebaseerd op onderstaande literatuur en het eerder uitgevoerde onderzoek voor de European Hydrogen Backbone studie ligt het in de lijn der verwachting dat de kosten voor offshore infrastructuur van waterstoftransport in het bereik van 55-75 k€/inch/km zal liggen (European Hydrogen Backbone, 2021). Hierin is aangenomen dat de kosten voor nieuwe waterstofleidingen niet de kosten van het aanleggen en hergebruiken van aardgasleidingen zal overschrijden. Daarbij is het realistisch dat er kostenreductie mogelijk is op het moment dat er nieuwe leidingen gelegd zullen worden ten behoeve van waterstof. Ter vergelijking zijn in de onderstaande tabel ook de kosten opgenomen voor CO_2 leidingen voor CCS. Voor de modellering is een kostenniveau aangenomen van 65 k€/inch/km voor pijpleidingen.

Tabel 4: Verschillende CAPEX waarden voor on en offshore pijpleidingen

CAPEX range (k€/inch/km)	Onshore/offshore	Bron:
55-75	Onshore	European Hydrogen Backbone study (European Hydrogen Backbone, 2021)
40-57	Offshore	North Sea Energy: A vision on hydrogen potential from the North

CAPEX range (k€/inch/km)	Onshore/offshore	Bron:
		Sea (North Sea Energy, 2020)
44-50	Offshore	ORE Catapult: Offshore Wind and Hydrogen, Solving the Integration Challenge (Catapult, 2020)
52-85	Offshore	The costs of CO_2 transport: Post-demonstration CCS in the EU (Global CCS Institute, 2011)
65	Offshore	Aanname in de modellering van dit rapport.

Op basis van interviews is de verwachting dat oude aardgasleidingen in de toekomst hergebruikt kunnen worden voor waterstof met beperkte aanpassingen, bijvoorbeeld bij afsluiters van leidingen (zie Kader 2 in sectie 3.2). Kosten voor het hergebruiken van leidingen zijn geschat op 10-35% van nieuwe leidingen.

Voor de modellering is aangenomen om gebruik te maken van pijpleidingen van drie verschillende diameters. De diameter van de pijpleiding bepaalt de capaciteit van het waterstoftransport. Dit is weergegeven in onderstaande tabel.

Merk op dat de kosteninschatting en de capaciteitsberekening een vereenvoudigde weergave is van de werkelijkheid. De capaciteit van een pijpleiding hangt af van meerdere factoren zoals inlet- en outlet-druk en lengte. De kosten zijn gedeeltelijk diameter onafhankelijk en deels diameter afhankelijk.

Tabel 5: Capaciteit bandbreedtes voor pijpleidingen met verschillende diameter bij ingaande druk van 120 bar, einddruk van 50 bar, en een pijpleiding lengte van 250 km, gebaseerd op een analyse van Gasunie

Diameter pijpleiding (inch)	Capaciteit (GW_E elektrolyse)	Capaciteit (ton/uur waterstof)
20“	5 GW	118
36“	20 GW	428
48”	45 GW	988

Wat betreft compressie zijn er twee opties, namelijk het toepassen van verschillende compressiestappen over de lengte van een tracé, of de waterstof op hoge druk brengen bij het punt van invoeden in de leiding. Het toevoegen van meerdere compressiestations op zee resulteert in hoge kosten, daarom nemen we aan dat er één (offshore) compressiestap tot hoge druk wordt toegepast. Op basis van onze ervaring uit de European Hydrogen Backbone studie concluderen we dat het verstandig om na offshore productie van waterstof compressie toe te passen. De invoerdruk per diameter van de pijpleiding is zo berekend dat deze voldoende is om te compenseren voor de drukval over de leidingen over langere afstand. Hierbij is aangenomen dat de waterstof op de aanlandingslocatie op ten minste 50 bar afgeleverd kan worden. Het gevolg hiervan is dat de waterstof ingevoed kan worden in de waterstofbackbone op land zonder extra compressie op de aanlandingslocatie. Om dit te kunnen doen is het compressorvermogen bepaald voor verschillende diameters pijpleiding met de formule in Appendix A. De compressiekosten zijn gebaseerd op analyses uit de European Hydrogen Backbone studie en het North Sea Energy programma en zijn voor deze studie genormaliseerd op 3,4 M€/MW.

Omzetting elektriciteit naar waterstof op zee

Elektrolyse op zee kan mogelijk gecentraliseerd of geïntegreerd in windturbines, waarbij de centrale

optie, op basis van de marktconsultatie in dit project, naar verwachting eerder doorontwikkeld zal zijn. De volgende opties zijn in deze studie meegenomen om kostentotalen te berekenen van infrastructuur op zee, waarbij de verschillende componenten zoals beschreven in sectie 3.2 zijn meegenomen:

1. **Gecentraliseerd op een energie-eiland**

Wanneer er voor deze optie wordt gekozen worden alle kosten meegenomen voor een artificieel eiland. Het is hierbij aangenomen dat het mogelijk is om meerdere windparken aan te sluiten op één artificieel eiland. De kosten voor het eiland zijn gebaseerd op data uit de Cost Benefit Analysis (CBA) van het Deense Energie-eiland (COWI, 2021) en de IJVERTECH studie (Topsector Energie, 2019). Laatstgenoemde studie bevat een oppervlakte berekening voor een 2 GW P2G eiland, inclusief randapparatuur, ondersteunende infrastructuur, en bebouwing. Tabel 6 presenteert de elementen van een P2G eiland en het benodigde oppervlak. Hierbij is onderscheid gemaakt tussen elementen die schalen met de capaciteit van elektrolyse, en elementen die een constante oppervlakte eis hebben. Er is aangenomen dat een 2 GW P2G eiland een oppervlak van 24 hectare vereist, en een 12 GW P2G eiland 80 hectare.

Tabel 6: Benodigd oppervlakte in hectares van een 2 GW P2G eiland, op basis van IJVERTECH

Onderdeel	Oppervlak (ha)	Schaalt met capaciteit?
Elektrolyser	8,8	Ja
Controlekamer	0,04	Ja
Werkplaats P2G	0,15	Ja
Accommodatie	0,18	Ja
Lokale infrastructuur	1,83	Ja
Helikopter platform	0,675	Nee
Kade	1,8	Nee
Ruimte voor pijpleiding (exit) en kabel (entry)	2,4	Nee
Kustwacht	2,4	Nee
Havenbassin	6	Nee
Totaal:	24.28	-

De kosten voor een energie-eiland zijn sterk afhankelijk van de lokale waterdiepte en omstandigheden op zee. Dat deze kosten sterk uiteenlopen wordt ook duidelijk uit het verschil in vierkante-meter kosten in de twee geraadpleegde studies. Voor het Deense energie-eiland wordt gerekend met 3187 €/m^2, de IJVERTECH studie bevat een range van 1422 - 2483 €/m^2.

Tabel 7: Kosten voor een grootschalig (>10 GWe) P2G-eiland

Eilandkosten (M€/$GW_{elektrolyse}$)	**Bron**
210,6	Guidehouse analyse op basis van *Cost benefit analyse ogklimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen* (COWI, 2021) en *IJV*ERTECH (Topsector Energie, 2019).

Om ontsluiting middels een energie-eiland mogelijk te maken zijn er ook intermediaire HVAC (High Voltage Alternating Current) platforms en kabels meegenomen in de kosten om windgebieden die te ver weg liggen (meer dan 30 kilometer) om met inter-array kabels te verbinden en aan te sluiten aan het eiland. Voor een 12 GW casus is uitgegaan van een 36” waterstofpijpleiding.

2. **Gecentraliseerd op één of meerdere verbonden PtG platform(s)**

Wanneer er voor deze optie is gekozen worden alle kosten meegenomen die horen bij één of meerdere platforms op zee. De noodzaak voor meerdere platformen wordt bepaald door de maximale capaciteit van één platform, waarbij de maximale capaciteit per platform ca. 500 MW is. Wanneer er meerdere platforms meegenomen zijn in de berekening, dan zijn de kosten van het platform, de elektrolyse en compressie vermenigvuldigd met het aantal platforms. Bij het berekenen van de kosten voor de leidingen wordt rekening gehouden met het feit dat meerdere platforms aangesloten kunnen worden op één leiding naar de kust, waardoor alleen de extra leidingen om platforms met elkaar te verbinden, meegenomen dienen te worden.

3. **Geïntegreerd in windturbines**

Een laatste optie is het integreren van waterstofproductie in windturbines. Over de kosten hiervan bestaat nog veel onzekerheid, maar dit zou kunnen leiden tot kostenbesparingen. Deze zitten eventueel in de mogelijkheid tot het weglaten van verschillende elektrische componenten in de windturbine en elektrolyser, wat leidt tot afname van elektrische verliezen en CAPEX. Ook zou het wisselen van transmissie-infrastructuur het economische aspect, waarbij windturbineontwerpers in staat zijn om nieuwe optima te zoeken en eventueel meer energie te produceren per km^2.

In Appendix A is een tabel opgenomen met de belangrijkste kostenaannamen.

6 Resultaten

Dit hoofdstuk beschrijft de resultaten van de modellering. Tijdens de modellering zijn verschillende aanlandingsconfiguraties van wind op zee gebruikt, en doorgerekend voor de verschillende scenario's en varianten daarop. De belangrijkste resultaten worden beschreven in sectie 6.1, met een focus op de resultaten welke niet scenario-specifiek zijn, maar een algemene trend weergeven. In sectie 6.2 wordt de systeemimpact van de oplossingsrichtingen gepresenteerd aan de hand van een aantal doorsnedes van de resultaten. De scenario-specifieke resultaten worden in sectie 6.3 beschreven en de varianten '*internationaal extra wind op zee*' en '*nationaal extra elektrificatie*' worden beschreven in sectie 6.1.1.2. Als laatste wordt in sectie 6.4 een analyse uitgevoerd naar de belangrijkste gevoeligheden binnen de modellering.

6.1 Hoofdresultaten

Om de interactie tussen wind op zee, elektrolyse en het energiesysteem (zowel elektrisch als gas) in kaart te brengen, zijn verschillende oplossingsrichtingen verkend. Hierbij is uitgegaan van twee verschillende capaciteiten voor wind op zee, namelijk 31 en 38,5 GW (zie ook sectie 3.1).

Om de opgewekte energie van wind op zee aan te landen zijn er tijdens dit proces vier oplossingsrichtingen onderzocht:

1. Volledig elektrische aanlanding met elektrolyse enkel bij overschotten elektriciteit
2. Volledig elektrische aanlanding met gekoppelde[37] elektrolyse op land
3. Volledig elektrische aanlanding met elektrolyse op land ter preventie van congestie
4. Combinatie elektrische aanlanding en gekoppelde elektrolyse op zee

Elk van deze opties kende scenario-overstijgende resultaten (zowel voor het elektriciteits- als voor het gasnet) welke hieronder per oplossingsrichting beschreven zullen worden. Het onderscheid tussen de oplossingsrichtingen zit in toepassing van het huidige beleidskader voor congestiemanagement (richting 1) en herziening daarvan waardoor de koppeling met elektrolysers als lange termijn oplossing ter voorkoming van congestie (richtingen 2, 3 en 4) mogelijk wordt. Het vinden van de oplossingsrichtingen was een dynamisch proces tussen alle partijen van de modelwerkgroep, waarbij inzichten verworven tijdens de modellering van een oplossingsrichting gebruikt zijn voor het zoeken naar de volgende. De volgende secties beschrijven de hoofdresultaten per oplossingsrichting en hoe deze resultaten zijn gebruikt in de volgende oplossingsrichting.

Merk op dat elektrolyse in deze analyses een systeemfunctie (integreren van energie uit wind op zee en het reduceren van netcongestie) vervult. In werkelijkheid zal een elektrolyse-operator op zoek gaan naar een rendabele business case waarbij het gedrag marktgedreven zal zijn (waar het beleidskader uiteraard invloed op heeft).

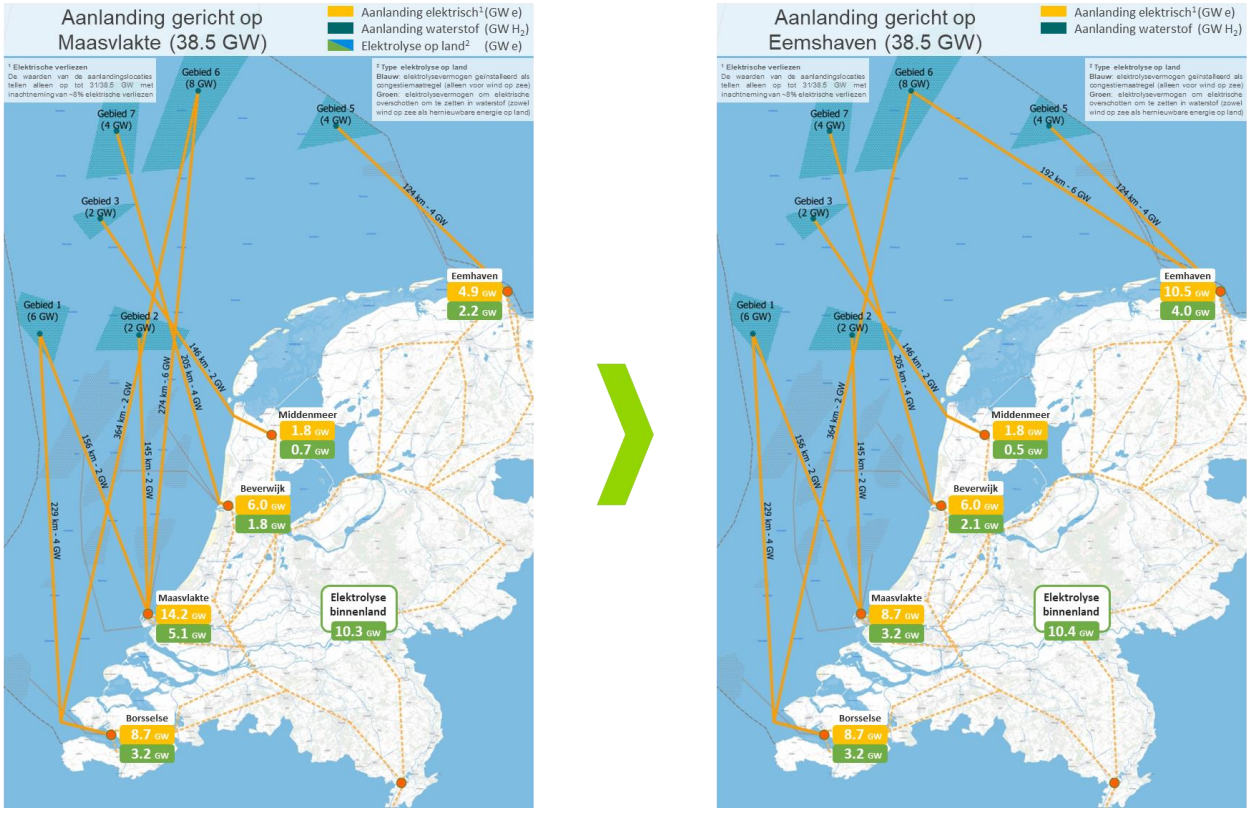
[37] Met gekoppelde elektrolyse wordt bedoeld dat een elektrolyser op land direct gekoppeld staat aan (een deel van) het vermogen van een specifiek windpark op zee, waarbij de belasting van de elektrolyser meebeweegt met het profiel van de opgewekte windenergie van dat specifieke windpark.

6.1.1 Volledig elektrische aanlanding, elektrolyse enkel bij overschotten elektriciteit

De eerste oplossingsrichting die is onderzocht ligt in het verlengde van de hedendaagse aansluiting van de windparken op zee: een volledig elektrische (radiale) aanlanding, verspreid over verschillende aanlandingslocaties. Het doel van deze oplossingsrichting is om in kaart te brengen waar de grootste knelpunten in het elektriciteitsnet liggen en of die met verschillende elektrische aanlandingsconfiguraties op te lossen zijn. Ook verschaft deze oplossingsrichting inzichten voor toekomstige iteraties met welke limieten en interacties rekening gehouden moet worden binnen het elektriciteitsnet. In deze berekeningen is uitgegaan van elektrolyse nabij de aanlandingslocaties bij overschotten duurzame energieproductie (zie hoofdstuk 4.3).

6.1.1.1 Aanlanding gericht op de Maasvlakte

De linkerhelft van Figuur 23 laat de eerst volledige aanlandingsconfiguratie zien voor een totaal opgesteld vermogen van 38,5 GW wind op zee, dat na verliezen leidt tot 35,6 GW aangeland vermogen. De rationale achter deze configuratie is de grote hoeveelheid industrie op de Maasvlakte, in Zeeland en rond Beverwijk. Hierbij wordt er meer dan 14 GW aan elektronen het elektriciteitsnet op de Maasvlakte ingestuurd. De aanlandingsconfiguratie van 31 GW is vergelijkbaar.



Figuur 23: 38,5 GW configuraties voor de volledig elektrische oplossingsrichting met elektrolyse enkel ingezet bij overschotten elektriciteit. De genoemde, aangelande capaciteiten zijn na verliezen.

De belangrijkste conclusie van de volledig elektrische aanlanding waarbij een groot aandeel van het vermogen aanlandt op de Maasvlakte, is dat het elektriciteitsnet op meerdere punten overbelast raakt,

zie hiervoor ook de linkerhelft van Figuur 24. Vanuit de analyse van het elektriciteitsnet zijn de volgende knelpunten gevonden:

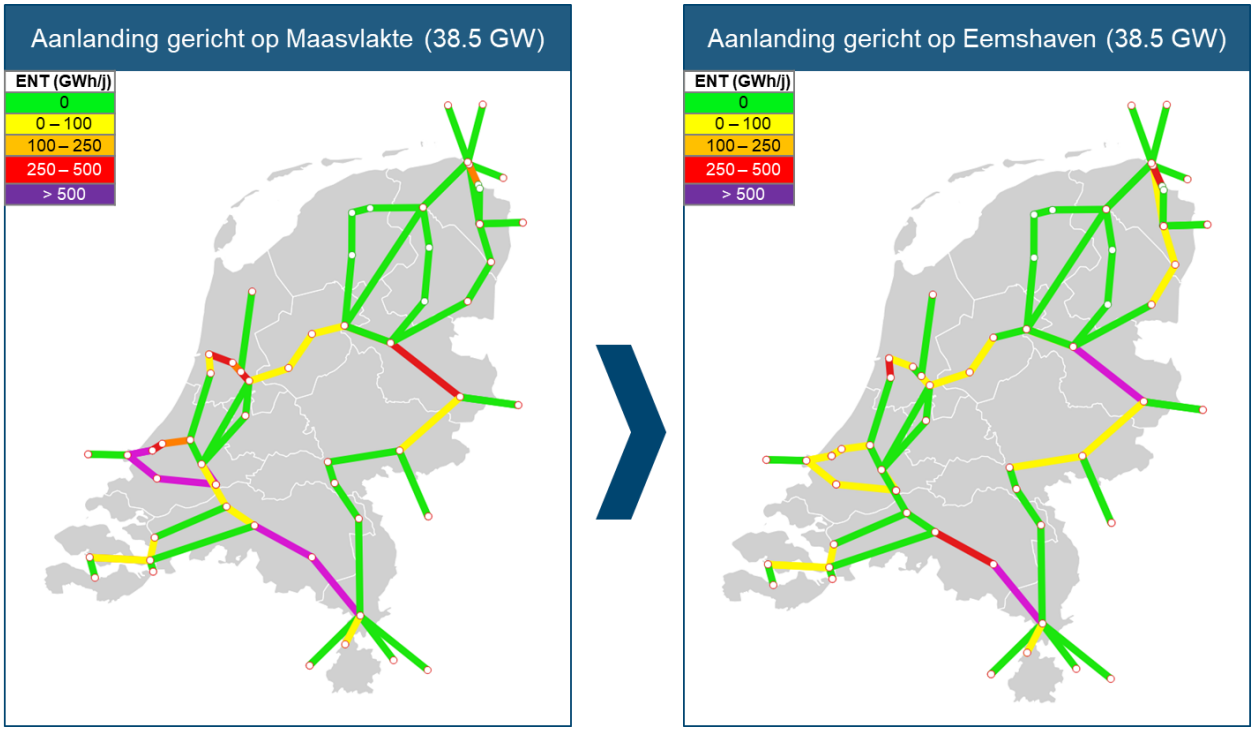
- **Ring Maasvlakte**
  De elektriciteitsring rondom de Maasvlakte wordt in deze configuratie zwaar overbelast. De congestie is zo groot (verwacht wordt dat dit rond de EUR 250m per jaar kost om operationeel op te lossen), dat hier zeker een netverzwaring voor benodigd zou zijn, wat voorkomen zou kunnen worden met een andere keuze voor de aanlandingen van wind op zee. Verder heeft de analyse als resultaat opgeleverd dat de maximaal in te voeden capaciteit, zonder toepassing van gekoppelde elektrolyse, rond de 7,5 GW ligt voor de Maasvlakte.

- **Tracé Tilburg – Eindhoven – Maasbracht**
  De verwachte grote industriële vraag rond regio Maasbracht en de beperkte aanvoermogelijkheden vanuit de kust (Maasvlakte/Borssele via tracé Eindhoven – Maasbracht of vanuit het Noorden via Hengelo) leidt ertoe dat het tracé tussen Tilburg en Maasbracht aanzienlijke overbelasting laat zien. Voor de verbinding Eindhoven – Maasbracht is in het recent uitgekomen investeringsplan IP2022 al een uitbreiding voorzien, voor de verbinding Eindhoven – Tilburg nog niet. Het operationeel oplossen (met re-dispatch) voor deze verbinding is gezien het hoge aantal uren overbelasting vrij prijzig (rond de EUR 60m per jaar voor het nationale scenario).

- **Regio Diemen**
  De invoeding van in totaal 7,8 GW vermogen vanuit Beverwijk en Middenmeer leidt ertoe dat rond Diemen het elektriciteitsnetwerk redelijk zwaar overbelast raakt. De overbelasting kan operationeel worden opgelost voor redelijk hoge kosten (rond de EUR 40m per jaar voor het nationale scenario). De analyse heeft als richtlijn opgeleverd dat het totaal in te voeden vermogen voor Beverwijk en Middenmeer tezamen rond de 6 GW ligt. Een tweede mogelijkheid om Diemen verder te ontlasten is door meer vermogen aan te landen in de Eemshaven, om zo vermogen het binnenland in te transporten via de noordelijke netwerken.

- **Tracé Zwolle – Hengelo**
  Dit tracé wordt niet direct beïnvloed door de specifieke aanlandingsconfiguratie, maar laat wel een flinke overbelasting zien. De verwachting is dat, door een simplificatie in de modellering van interconnectie met het buitenland, dit tracé in werkelijkheid minder zware overbelasting zal laten zien. Mocht de overbelasting dusdanig hoog zijn dat netwerkverzwaring toch noodzakelijk blijkt, is dit nog tijdig realiseerbaar.

Een aanzienlijk deel van bovenstaande congestieproblematiek is op te lossen door een grote hoeveelheid curtailment van wind op zee toe te passen, waarbij de energie die hierdoor verloren gaat zal moeten worden gecompenseerd door extra import (elektrisch of waterstof) vanuit het buitenland.



Figuur 24: Congestie elektriciteitsnet voor de volledig elektrische oplossingsrichting met elektrolyse enkel bij overschotten

Bovenstaande congestieproblematiek heeft tot de conclusie geleid dat een volledig elektrische aanlanding gericht op de Maasvlakte leidt tot de behoefte aan een forse extra uitbreiding van het voorziene hoogspanningsnetwerk. Uit de analyse komt verder naar voren dat Noord-Nederland nog ruimte biedt voor extra in te voeden vermogen door voorziene capaciteitsuitbreidingen richting 2035 van de Eemshaven naar Ens en een extra verbinding tussen Diemen en Ens. Bovenstaande bevindingen gelden in algemene zin ook voor de 31 GW configuratie, waarin de problematiek van een lager niveau is. De bevindingen uit de volledig elektrische aanlandingsconfiguratie gericht op de Maasvlakte zijn meegenomen voor een tweede variant voor een volledig elektrische aanlanding zonder congestiemaatregelen.

6.1.1.2 Aanlanding gericht op de Eemshaven

Zoals in de vorige sectie beschreven, biedt het landelijke elektriciteitsnet in Noord-Nederland extra capaciteit om elektriciteit in te voeden vanuit wind op zee[38]. De eerste indicaties geven aan dat bij de Eemshaven rond de 10 GW elektrisch kan worden ingevoed. Deze nieuwe aanlandingsconfiguratie is zichtbaar in de rechterhelft van Figuur 24. In deze configuratie neemt de aanlanding op de Maasvlakte met ca. 5,5 GW af en neemt die in de Eemshaven met eenzelfde vermogen toe. Voor Borssele, Beverwijk en Middenmeer zijn er geen veranderingen in het aangeland vermogen. Omdat het totaal in te voeden

[38] Merk op dat het landelijke elektriciteitsnet niet de beperkende factor hoeft te zijn voor aanlanding in Noord-Nederland, maar dat ook ruimtelijke en maatschappelijke aspecten (ook offshore) een belangrijke rol spelen. Als de capaciteit op Eemshaven om ruimtelijke/maatschappelijke redenen wordt beperkt dan moeten de congestieproblemen op een andere manier worden opgelost.

vermogen vanuit wind op zee hoger is dan de som van de limieten per aanlandingslocatie, is het niet mogelijk voor elke locatie binnen de limiet, zoals uit de analyse van de aanlanding gericht op de Maasvlakte is gebleken, te blijven. Wel is geprobeerd voor elk gebied zo dicht mogelijk tegen de limiet aan te zitten voor een optimale verdeling. De hoofdresultaten van de analyse van het elektriciteitsnet voor deze configuratie zijn weergegeven in de rechterhelft van Figuur 24.

Ten opzichte van de aanlanding gericht op de Maasvlakte, zijn de belangrijkste bevindingen:

- **Regio Eemshaven**
  De aanlanding van ca. 5,5 GW extra vermogen in de Eemshaven leidt niet tot significante overbelasting in deze regio die niet operationeel weggewerkt kan worden. Een kort tracé (ca. 2 km) tussen Eemshaven en Eemshaven Oudeschip laat zeer zware overbelasting zien. Echter, vanuit TenneT is aangegeven dat deze problematiek al is geïdentificeerd in het meest recente investeringsplan (IP2022) en met concrete netwerkuitbreidingen op wordt gelost.

- **Ring Maasvlakte**
  De elektriciteitsring rondom de Maasvlakte wordt in deze configuratie significant minder zwaar belast, waarbij de overbelasting die volgens de modellering nog optreedt operationeel is op te lossen.

- **Tracé Tilburg –Eindhoven –Maasbracht**
  De elektriciteitsvraag rond regio Maasbracht blijft gelijk, en de mogelijkheid om vermogen via Hengelo in te voeden is beperkt. Hierdoor blijft het tracé tussen Tilburg en Maasbracht overbelast, zij het in mindere mate door een betere verdeling van de invoeding van het vermogen. Door deze afname in overbelasting worden de operationele kosten voor het tracé Eindhoven – Tilburg verminderd tot ongeveer EUR 30m per jaar. Het tracé Eindhoven – Maasbracht blijft zwaar overbelast, maar zoals eerder aangegeven is hiervoor in het meest recente investeringsplan (IP2022) al een oplossing in studiefase gedefinieerd.

- **Regio Diemen**
  Voor de regio Diemen neemt de overbelasting af, omdat vanuit het noorden een groter deel van het binnenland van elektriciteit wordt voorzien. Wel is er nog een redelijk zwaar knelpunt tussen Beverwijk en Vijfhuizen, maar voor deze verbinding kunnen de geleiders nog worden opgewaardeerd naar 4 kA, waardoor het knelpunt (bijna) geheel wordt opgelost.

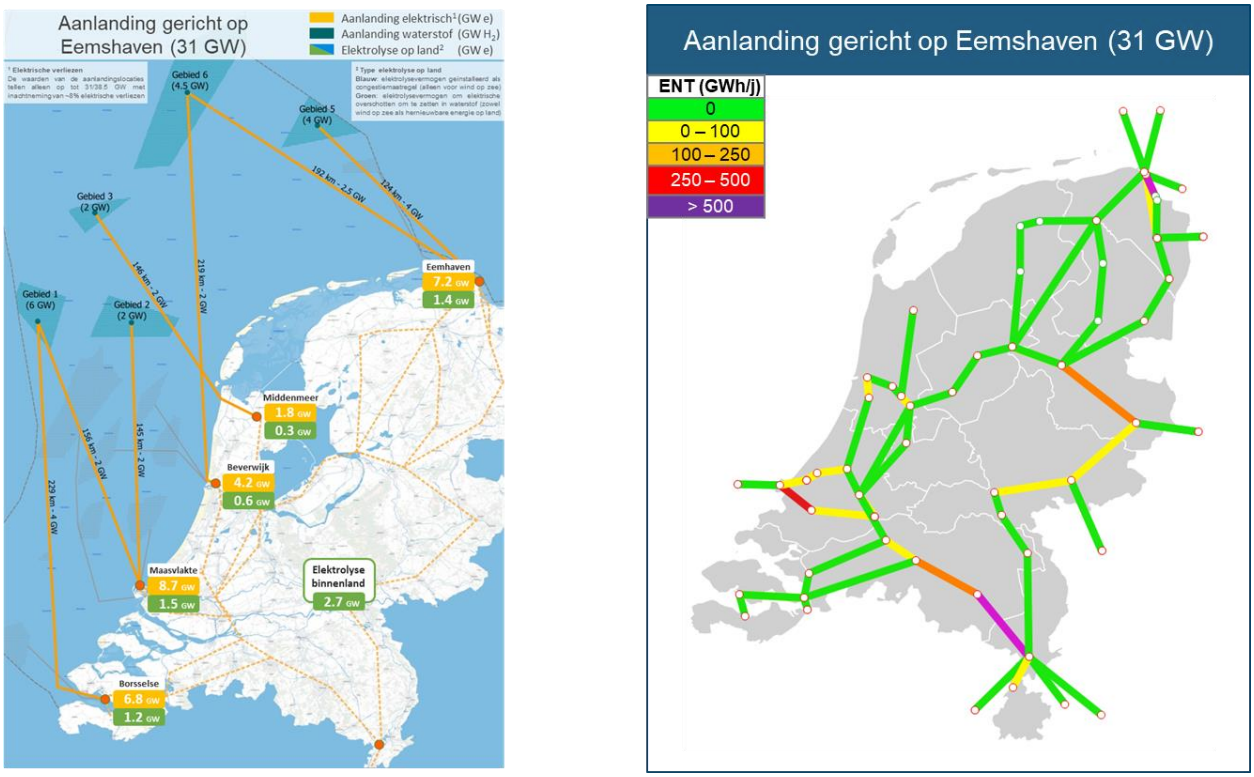
- **Tracé Zwolle – Hengelo**
  Door de invoeding van extra vermogen in het noorden van Nederland, wordt extra vermogen vanuit het noorden naar het zuiden getransporteerd. Dit transport verloopt deels via het tracé tussen Zwolle en Hengelo, waardoor de overbelasting hier toeneemt. De verwachting is dat, door een simplificatie in de modellering van interconnectie met het buitenland, dit tracé in werkelijk minder zware overbelasting zal laten zien. Mocht de overbelasting dusdanig hoog zijn dat netwerkverzwaring toch noodzakelijk blijkt, is dit nog tijdig realiseerbaar.

Bovenstaande analyse laat zien dat de verschuiving van ca. 5,5 GW elektrisch vermogen van de Maasvlakte naar de Eemshaven een aanzienlijk deel van de problematiek oplost. Waar een groot deel van de overbelasting op verbindingen waarschijnlijk operationeel kan worden opgelost, is het interessant om te bepalen wat elektrolyse (zowel op land als op zee) voor rol kan spelen in het oplossen van de resterende congestieproblematiek van het elektriciteitsnetwerk op land. Tabel 8 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor zowel het nationale als het internationale scenario.

Tabel 8: ENT voor nationaal (38.5 GW) en internationaal (31 GW) scenario's voor de belangrijkste verbindingen voor de oplossingsrichtingen met aanlanding gericht op de Maasvlakte en op de Eemshaven.

		Energy Not Transported (GWh)	
	Verbinding	**Aanlanding gericht op de Maasvlakte**	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**
Nationaal	Amsterdam - Diemen	445	5
	Borssele - Rilland	103	100
	Eindhoven - Maasbracht	2414	1139
	Hengelo - Zwolle	269	570
	Maasvlakte - Simonshaven	2545	59
	Robbenplaat - Weiwerd	147	474
	Tilburg - Eindhoven	572	286
Internationaal	Amsterdam - Diemen	35	2
	Borssele - Rilland	1	1
	Eindhoven - Maasbracht	1206	636
	Hengelo - Zwolle	154	206
	Maasvlakte - Simonshaven	2102	315
	Robbenplaat - Weiwerd	1889	2232
	Tilburg - Eindhoven	179	138

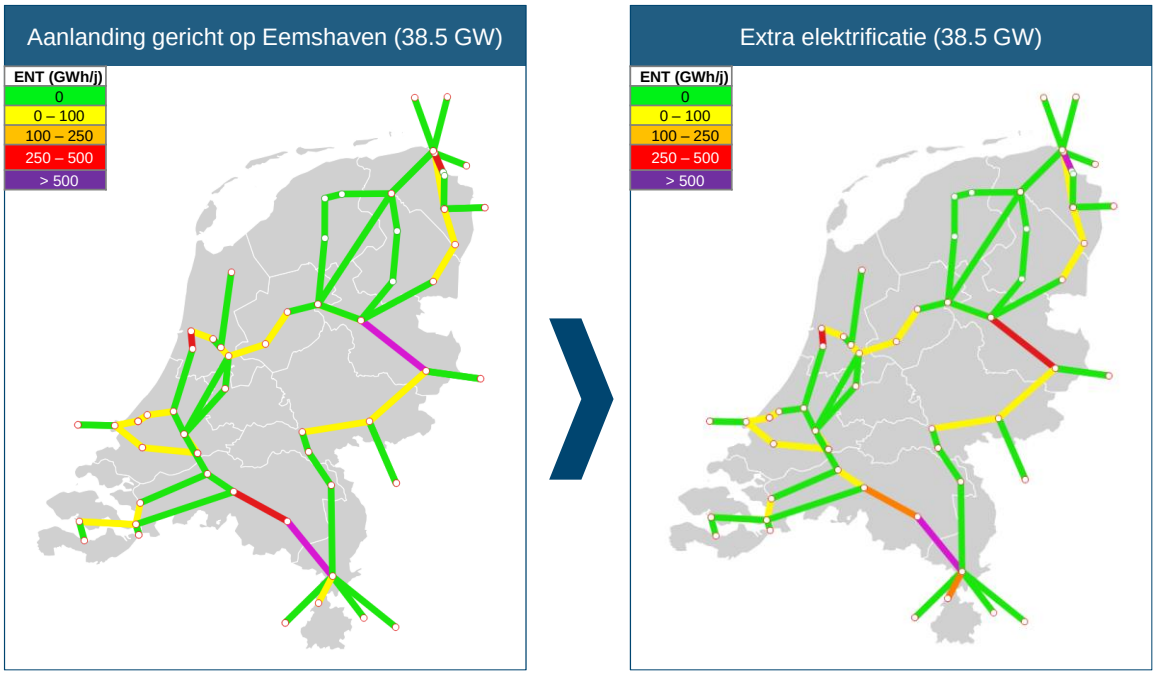
Voor de scenario's met 31 GW wind op zee is de algemene conclusie dat met 'slim' aanlanden – dat wil zeggen de wind op zee capaciteit verdelen naar de aansluitingen met de hoogst beschikbare capaciteiten (binnen de beperkingen van tijdslijnen en vermogens) – het mogelijk is om de wind op zee capaciteit aan te landen met de geplande netverzwaringen (de oplossingen voor tracés met overbelasting van het 38.5 GW scenario gelden ook voor de 31 GW-scenario's). Zie voor de uitkomst van de netwerkanalyse van het Internationale scenario (31 GW) Figuur 25. Hierbij moet worden opgemerkt dat voor dit scenario er een extra knelpunt optreedt tussen Maasvlakte en Simonshaven (deze verbinding kleurt rood). Dit knelpunt zou kunnen worden ontlast door een deel van de wind op zee direct aan te sluiten op het hoogspanningsstation in Simonshaven.



Figuur 25: Configuratie en congestie elektriciteitsnet voor het Internationale scenario.

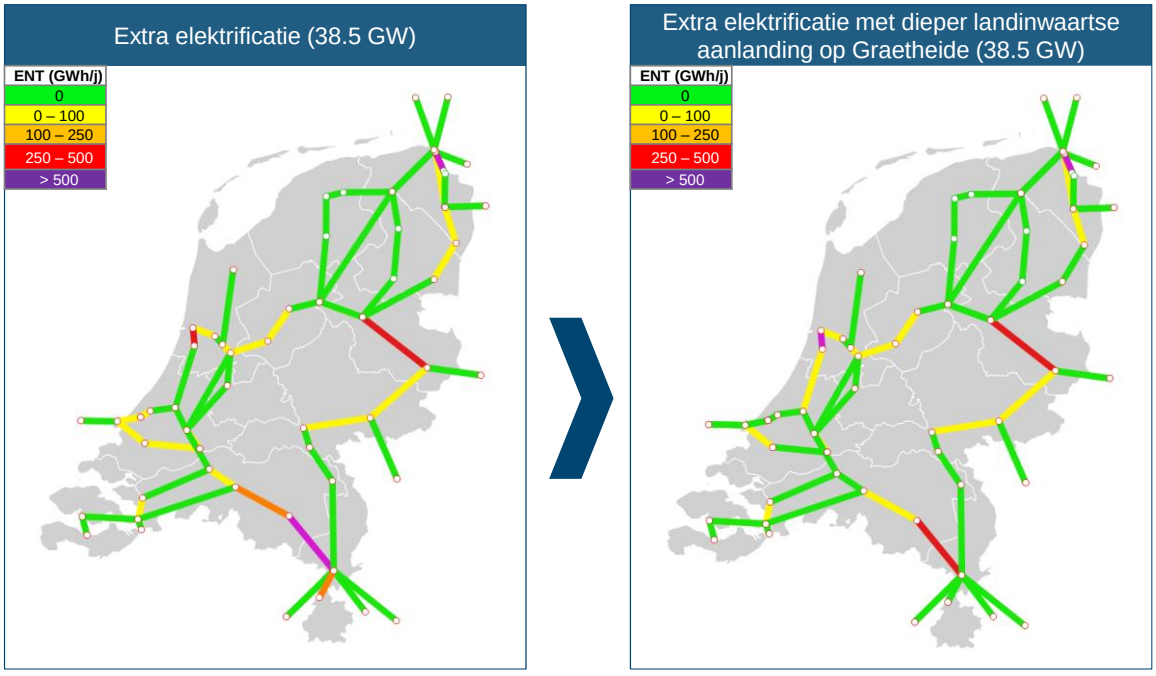
Kader 4: extra elektrificatie voor Nationaal scenario

Voor deze studie is onderzocht wat het effect op het energiesysteem is van extra elektrificatie van sommige industrieën (ten opzichte van de voorziene elektrificatie in het Nationale scenario). Door deze extra elektrische vraag zal een groter aandeel van de geproduceerde energie van wind op zee direct op de aanlandlocaties gebruikt kunnen worden, gezien hier enkele grote vraagcentra zitten vanuit de industrie. Het verwachte effect is dat het netwerk minder belast wordt en meer stroom direct gebruikt wordt in plaats van omgezet in waterstof of verloren gaat in de vorm van curtailment. Zoals te zien in het figuur hieronder levert de extra elektrificatie een kleine verlichting op, met name voor de trajecten verder landinwaarts. De daadwerkelijke afname is echter minder groot dan voorzien, gezien een groot deel van de extra elektrische vraag zich bevindt in Chemelot, waardoor de verbindingen in Noord-Brabant alsnog redelijk zwaar worden belast. Extra elektrificatie van de industrie aan de kust alleen zorgt wel voor een significante afname van de belasting op het hoogspanningsnetwerk. Daarnaast is het nog onduidelijk of de extra elektrificatie haalbaar is binnen het gestelde tijdspad en of er na 2040 uiteindelijk niet alsnog een reguliere netverzwaring benodigd is.



Kader 5: extra elektrificatie gecombineerd met aanlanding dieper landinwaarts

Een tweede, aanvullende optie om met een volledige elektrische aanlanding zonder congestiemaatregelen via elektrolyse alle wind op zee aan te landen, is het dieper landinwaarts aan te landen. Voor deze studie is onderzocht wat het effect is van 2 GW wind op zee die via een HVDC kabel wordt aangeland in Graetheide (hoogspanningsstation bij Chemelot) in plaats van in de Maasvlakte, om zo de vraag in deze omgeving direct te bedienen. De verwachting is dat dit de congestie rond het traject Tilburg – Maasbracht significant zou moeten laten afnemen. De congestieanalyse resultaten hieronder laten zien dat dieper landinwaarts aanlanden de congestie tussen Tilburg en Eindhoven terugbrengt tot op een operationeel op te lossen niveau. nabij De verbinding Beverwijk – Vijfhuizen wordt echter zwaarder belast maar deze kan nog steeds, zoals eerder genoemd, worden opgelost door het opwaarderen van de geleiders naar 4 kA. Dieper landinwaarts aanlanden kan dus helpen bij het verlichten van de congestieproblematiek, echter het de vraag afgewogen moet worden of een reguliere netverzwaring (die breder inzetbaar is) of een directe HVDC verbinding met een windpark op zee (die ondergronds uitgevoerd kan worden) wenselijker is.



Tabel 9 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor het nationale scenario van de bovenstaande kaders.

Tabel 9: ENT voor nationaal (38.5 GW) scenario voor de belangrijkste verbindingen voor de varianten met extra elektrificatie.

		Energy Not Transported (GWh)		
	Verbinding	**Aanlanding gericht op de Maasvlakte**	**Extra elektrificatie**	**Extra elektrificatie, met aanlanding dieper landinwaarts**
Nationaal	Amsterdam - Diemen	445	5	1
	Borssele - Rilland	103	79	80
	Eindhoven - Maasbracht	2414	985	452
	Hengelo - Zwolle	269	484	352
	Maasvlakte - Simonshaven	2545	75	19
	Robbenplaat - Weiwerd	147	3219	3194
	Tilburg - Eindhoven	572	218	38

6.1.1.3 Impact op het toekomstige waterstofnetwerk

De analyse van het waterstofnetwerk laat zien dat ongeacht de verdeling van de aanlanding van wind op zee, en de daarbij behorende verdeling van geïnstalleerd elektrolysevermogen, het voorziene waterstofnetwerk zodanig uitgebreid kan worden dat de in te voeden waterstofstromen verwerkt kunnen worden. Deze conclusie kan getrokken worden voor alle oplossingsrichtingen en scenario's, echter wordt eenmaal hier in groter detail beschreven. De maximaal voorziene congestie wordt veroorzaakt door het benodigde vermogen van de waterstofcentrales. Bij grote elektrische tekorten (vrijwel geen productie uit zon en wind) vragen deze centrales in korte tijd grote hoeveelheden waterstof. Deze waterstof wordt vanuit de bergingen geleverd. Deze grote waterstofstromen vanuit de berging vereisen tijdens deze (relatief kortstondige) pieken veel transportcapaciteit. Deze transportcapaciteit is te realiseren met behulp van additionele transportleidingen en compressie. Ook grote overschotten van waterstof, die opgeslagen moeten worden in de bergingen, vragen om uitbreidingen van het waterstofnetwerk, zowel compressie als additionele pijpleidingen. De benodigde compressievermogens zijn echter veel kleiner dan benodigd voor het zenden vanuit de bergingen. Voor het vullen van bergingen zal het gas in een andere richting door het netwerk stromen dan bij het zenden van bergingen. De inpassing van de compressoren in het waterstofnetwerk zal dit mogelijk moeten maken. Dergelijke inpassingen waarbij compressoren in verschillende richtingen kunnen comprimeren door leidingschakelsystemen waarbij dezelfde compressor in verschillende richtingen de druk kan verhogen bestaan reeds in het aardgasnetwerk.

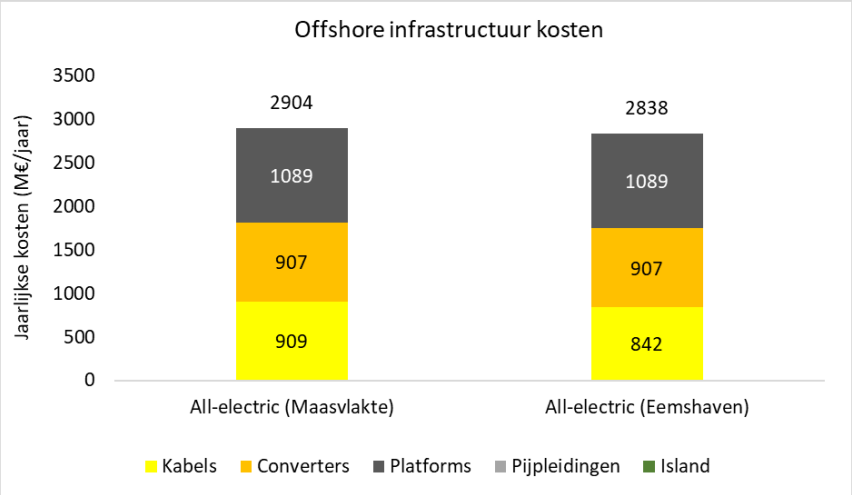
Voor het creëren van deze additioneel benodigde transportcapaciteit in 2040 kunnen mogelijk bestaande aardgasleidingen worden overgezet naar waterstof. Dit is analoog aan de wijze waarop de waterstofbackbone wordt ontwikkeld. Er moet echter wel worden onderzocht of de vraag naar aardgas voldoende is gedaald om bepaalde leidingen om te kunnen zetten zodat de transportzekerheid blijft geborgd. Wanneer dit mogelijk is, hoeft niet te worden geïnvesteerd in de aanleg van nieuwe waterstofleidingen. Daarnaast is waterstofcompressie noodzakelijk op bestaande locaties waar nu ook al

compressie voor aardgas plaatsvindt. De compressoren zelf zullen echter wel moeten worden vervangen aangezien aardgascompressoren niet geschikt zijn om waterstof te comprimeren (Strategy&, 2021).

6.1.1.4 Vergelijking van de offshore infrastructuurkosten en elektrolyse capaciteit

Voor beide configuraties (grootschalige aanlanding Maasvlakte en grootschalige aanlanding in Eemshaven) wordt alle wind op zee capaciteit na 2030 aangeland met behulp van radiale 2 GW HVDC verbindingen. Het kostenverschil van de offshore infrastructuur wordt daarom bepaald door de totale exportkabel lengte. In het onderstaande staafdiagram worden voor het Nationale scenario[39] (38,5 GW offshore wind) de infrastructuurkosten van twee configuraties met elkaar vergeleken.

De aanlanding gericht op de Eemshaven is iets (2,3%) goedkoper dan de aanlanding gericht op de Maasvlakte. Dit wordt grotendeels verklaard door het verschil in de totale HVDC kabellengte. Voor de aanlanding gericht op Maasvlakte bedraagt de totale 2 GW HVDC kabellengte 4393 km, voor de aanlanding gericht op Eemshaven bedraagt de totale lengte 4073 km. Hoewel het verschil in kabellengte 7,3% bedraagt blijven de overige infrastructuurkosten gelijk (HVDC converters en platformen) en is het totale kostenverschil tussen de twee aanlandingsvormen slechts 2,3%. Een extra notie is dat noord-zuid kabels langs de Nederlandse kust veel kabels/leidingen moeten kruisen, wat een kostenverhogend effect kan zijn.



Figuur 26: Verschil tussen de offshore infrastructuurkosten voor grootschalige aanlanding in Maasvlakte versus grootschalige aanlanding in Eemshaven (nationaal scenario, 38,5 GW offshore wind)

Het resultaat van de economische optimalisatie van de elektrolysecapaciteit wordt getoond in Tabel 10. In deze optimalisatie concurreert de inzet van elektrolyse als flexibiliteitsmiddel (operatie op basis van overschotten elektriciteit) met import van waterstof en curtailment. Omdat in geval van een koperen plaat analyse de energiestromen gelijk zijn tussen de twee configuraties, is de geoptimaliseerde elektrolyse capaciteit en de totale waterstofproductie gelijk.

[39] Er is gekozen om het nationale scenario ter vergelijking te gebruiken omdat de (kosten)effecten hier het meest prominent aanwezig zijn. Wat voor 38,5 GW offshore windt geldt, geldt ook voor 31 GW ofsfhore wind, zij het in mindere mate.

Tabel 10: Vergelijking in elektrolyse voor grootschalige aanlanding in Maasvlakte versus grootschalige aanlanding in Eemshaven

	Aanlanding gericht op de Maasvlakte	Aanlanding gericht op de Eemshaven
Elektrolyse capaciteit (GW_e)	23	23
Vollasturen (h)	3203	3203
Waterstofproductie door elektrolyse (TWh_{H2})	53,6	53,6

6.1.2 Elektrische ontsluiting met gekoppelde elektrolyse op land

Zoals de analyse van het elektriciteitsnet in sectie 6.1.1 voor de configuratie met volledig elektrische aanlanding en elektrolyse enkel bij overschotten elektriciteit, raken in dat geval bepaalde tracés in Nederland overbelast waarvoor dure operationele maatregelen nodig zijn. Dit heeft ertoe geleid om een nieuwe oplossingsrichting te verkennen, waarbij *op de aanlandingslocaties* een aantal GW aan elektrolysers rechtstreeks gekoppeld is aan (een deel van) een windpark op zee. Hierdoor neemt het aangeland elektrisch vermogen van een specifiek windpark kunstmatig af met het aantal GW aan geïnstalleerd elektrolysevermogen. Als voorbeeld: bij een windpark van 4 GW waarbij 1 GW aan gekoppelde elektrolyse staat opgesteld, hoeft nooit meer dan 3 GW aan elektrisch vermogen het net ingevoed te worden[40]. Merk op dat er boven op de gekoppelde elektrolysecapaciteit ook sprake is van elektrolyse voor het verwerken van resterende overschotten duurzame elektriciteit. Deze capaciteit wordt middels het optimalisatie-algoritme bepaald.

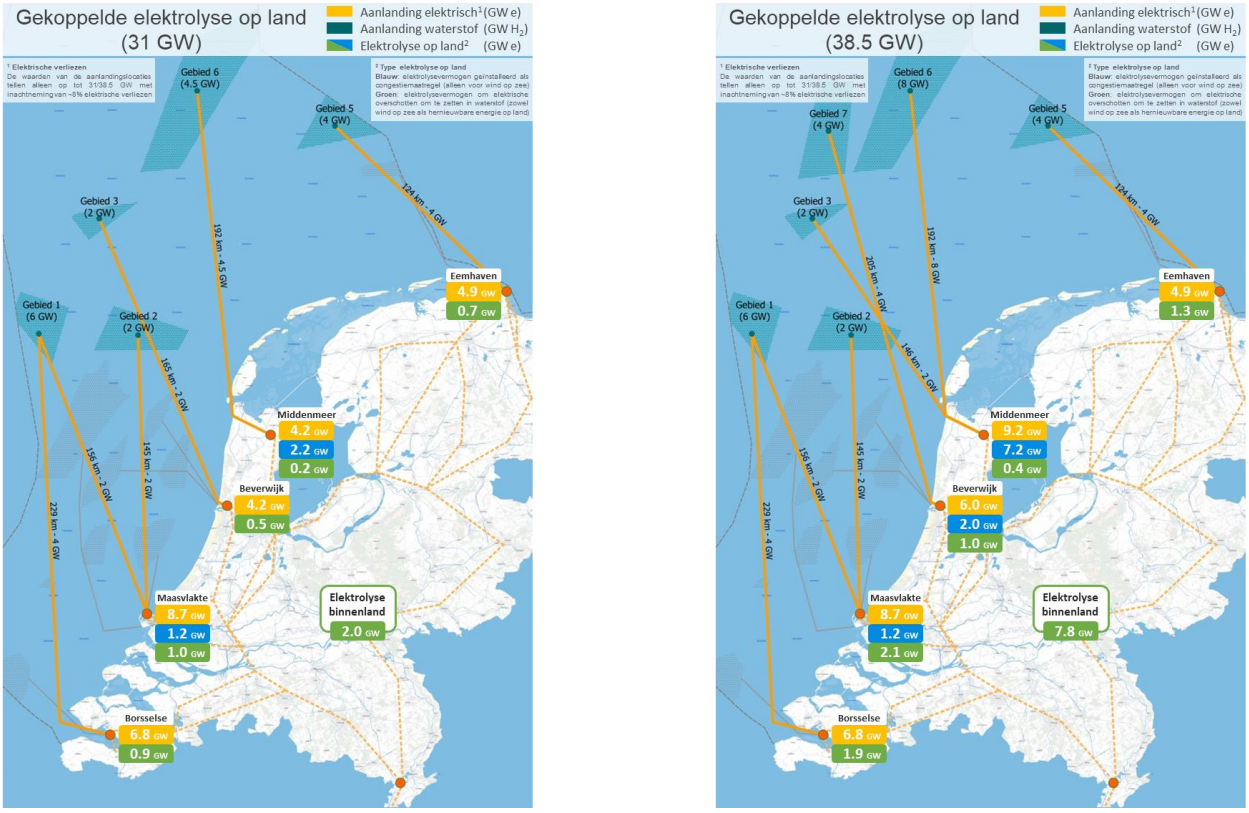
6.1.2.1 Aanlandingsconfiguratie

Figuur 27 geeft de aanlandingsconfiguraties weer voor zowel 31 GW als 38,5 GW wind op zee. De groene blokken geven aan wat het geïnstalleerd elektrolysevermogen is, en de gele blokken wat het maximaal ingevoed elektrisch vermogen vanuit wind op zee op de aanlandingslocatie is. Voor de maximale hoeveelheid elektriciteit dat het net in gaat, moet het ingevoed vermogen verminderd worden met het elektrolysevermogen. Voor zowel de 31 GW als de 38,5 GW configuratie is er 1,2 GW aan elektrolysevermogen in de Maasvlakte neergezet om het vermogen wind op zee dat het elektriciteitsnet ingevoed wordt te beperken tot de invoedingslimiet van ongeveer 7,5 GW. Voor locatie Middenmeer is er een vergelijkbaar concept toegepast. Het verschil is dat voor de configuratie met 31 GW wind op zee er 2,3 GW aan elektrolysevermogen in Middenmeer staat en 7,4 GW in de configuratie met 38,5 GW wind op zee. Hierbij kan worden opgemerkt dat de hoeveelheid wind op zee energie die het elektrische net wordt ingevoed de limiet voor Beverwijk plus Middenmeer overschrijdt.

Een (nadelig) bijkomend effect van gekoppelde elektrolyse op land is dat op momenten met relatief weinig wind (op zee) de elektrolysers nog steeds waterstof opwekken, terwijl dit elektrisch vermogen ook voor de directe stroomvraag gebruikt had kunnen worden. Hierdoor is er behoefte aan een grotere gas-to-power (waterstof of methaan) inzet om aan de stroomvraag te voorzien. De capaciteit van gas-to-power blijft overigens vrijwel gelijk, deze is immers (residuele) vraag gedreven. Een extra keerzijde van

[40] Versimpelde weergave, bij elektrische aanlanding moet nog rekening gehouden worden met transportverliezen vanaf het windpark naar de aanlandingslocatie, waardoor in het geval van een 4 GW windpark er minder dan 4 GW daadwerkelijk aanlandt.

gekoppelde elektrolyse is dat minder duurzame energie wordt gebruikt om aan de elektriciteitsvraag te voldoen en een deel van deze duurzame energie daarbij verloren gaat in de conversiestap van elektriciteit naar waterstof (en bij meer elektriciteitsvraag dan aanbod, de conversie van waterstof naar elektriciteit). Ten slotte kan een elektrolyser met een directe koppeling aan een windpark op zee ook geen gebruik maken van pieken in zon-PV productie. Deze modus van opereren is echter nog wel qua wet- en regelgeving een uitdaging; daar de (naar hedendaagse begrippen) vrij marktwerking verstoord wordt.



Figuur 27: Configuraties voor oplossingsrichting met elektrische ontsluiting op zee met gekoppelde elektrolyse op land.

6.1.2.2 Netwerkanalyse elektriciteit

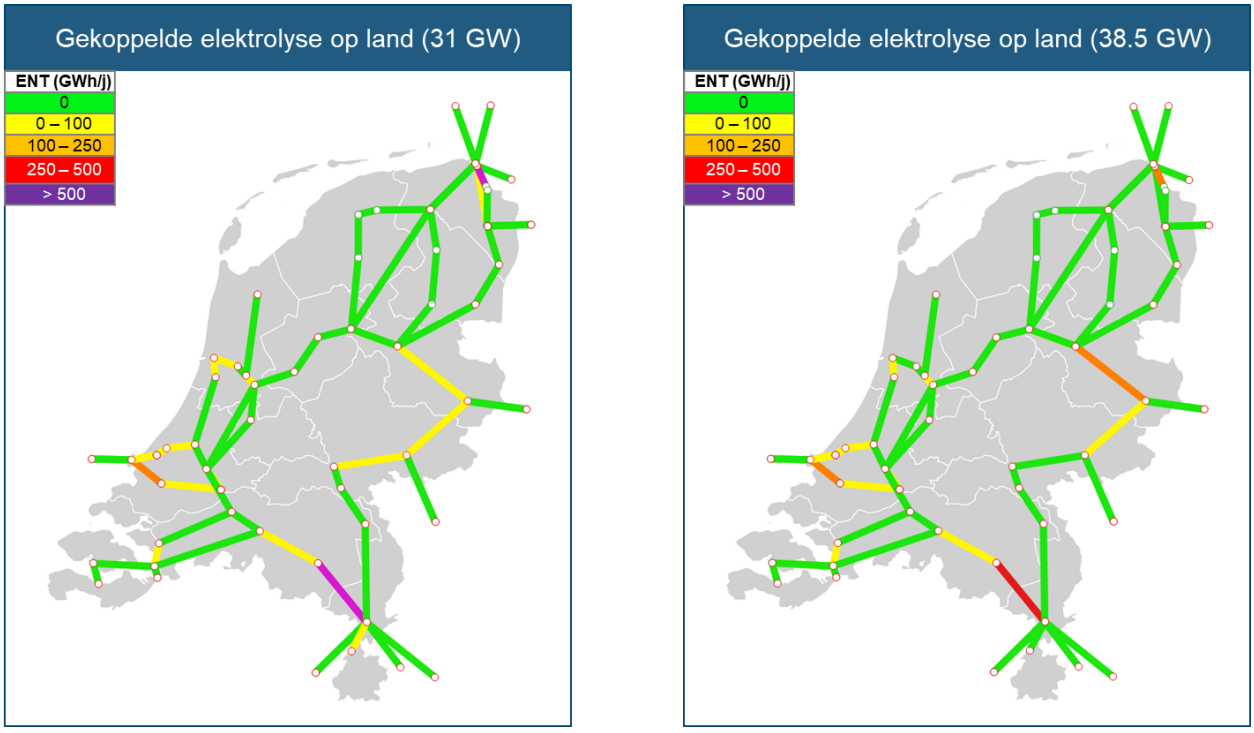
De ingevoede vermogens per aanlandingslocatie na aftrek van de gekoppelde elektrolyse resulteren in vergelijkbare vermogens voor west-Nederland als in de volledig elektrische (zonder gekoppelde elektrolyse) configuratie gericht op de Eemshaven. Als gevolg zijn ook de tracés waar congestie optreedt op hoofdlijnen vergelijkbaar, zoals te zien in Figuur 28Figuur 28. Dit geldt voor zowel de 31 GW als 38,5 GW configuratie. Een duidelijk verschil is dat door het ontbreken van een groot aangeland vermogen in de Eemshaven de noordelijke netwerken weinig belast worden. Samengevat zijn voor de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse de belangrijkst knelpunten:

- **Ring Maasvlakte**
  De elektriciteitsring rondom de Maasvlakte wordt in deze configuratie licht overbelast met de verwachting dat dit operationeel is op te lossen.

- **Tracé Tilburg – Eindhoven – Maasbracht**
  Overbelasting op het tracé Eindhoven – Maasbracht blijft bestaan maar, zoals eerder genoemd, is hiervoor een oplossing voorzien in het recentelijk uitgekomen investeringsplan (IP2022). De verbinding Eindhoven – Tilburg wordt in deze configuratie minder zwaar belast en kan operationeel worden opgelost.

- **Regio Diemen**
  De regio Diemen ziet een lichte overbelasting, waarbij de verwachting is dat dit operationeel is op te lossen.

- **Tracé Zwolle – Hengelo**
  Voor dit tracé is de belasting afgenomen ten opzichte van de voorgaande oplossingsrichting, met de notie dat de resterende overbelasting vermoedelijk wordt overschat door een simplificatie van de modellering van de interconnectie met het buitenland.



Figuur 28: Congestie elektriciteitsnet voor de oplossingsrichting met elektrische ontsluiting op zee en gekoppelde elektrolyse op land

Tabel 11 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor zowel het nationale als het internationale scenario.

Tabel 11: ENT voor nationaal (38.5 GW) en internationaal (31 GW) scenario's voor de belangrijkste verbindingen voor de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse ten opzichte van de aanlanding gericht op de Eemshaven.

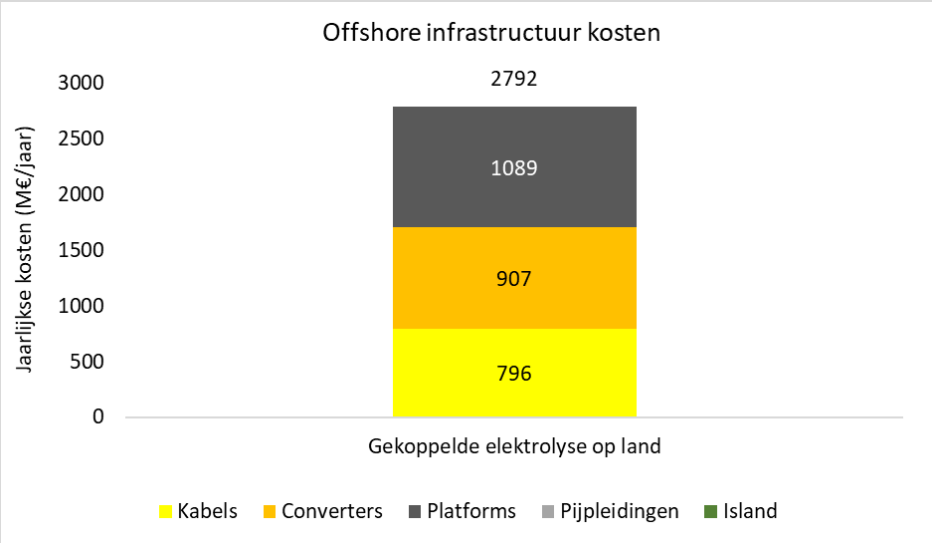
		Energy Not Transported (GWh)	
	Verbinding	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**
Nationaal	Amsterdam - Diemen	5	5
	Borssele - Rilland	100	6
	Eindhoven - Maasbracht	1139	485
	Hengelo - Zwolle	570	134
	Maasvlakte - Simonshaven	59	115
	Robbenplaat - Weiwerd	474	144
	Tilburg - Eindhoven	286	67
International	Amsterdam - Diemen	2	8
	Borssele - Rilland	1	2
	Eindhoven - Maasbracht	636	542
	Hengelo - Zwolle	206	73
	Maasvlakte - Simonshaven	315	171
	Robbenplaat - Weiwerd	2232	1921
	Tilburg - Eindhoven	138	59

6.1.2.3 Impact op het toekomstige waterstofnetwerk

De resultaten van de gasnetanalyse wijkt op hoofdlijnen niet af van de resultaten van de eerste oplossingsrichting.

6.1.2.4 Offshore infrastructuurkosten en elektrolyse-capaciteit

Bij gekoppelde elektrolyse op land is er sprake van een directe verbinding tussen een windpark op zee en een elektrolyse-installatie op land. Dat betekent dat alle wind op zee elektrisch naar de aanlandingslocatie wordt gebracht. Deze infrastructuurkosten zijn dan ook vrijwel gelijk aan de kosten van de vorige casus. De capaciteit van gekoppelde elektrolyse verdringt gedeeltelijk de elektrolyse capaciteit als flexibiliteitsmiddel (uit de optimalisatie). Het is te verwachten dat er voor gekoppelde elektrolyse een commerciële overeenkomst opgesteld wordt waarin een marktconforme prijs voor de afname van elektriciteit uit het windpark wordt afgesproken, al dan niet in combinatie met een compensatie gefinancierd uit vermeden congestiekosten.



Figuur 29: Offshore infrastructuurkosten bij gekoppelde elektrolyse op land (nationaal scenario, 38,5 GW offshore wind)

De onderstaande tabel toont de capaciteit gekoppelde elektrolyse en elektrolyse ten behoeve van systeem flexibiliteit (ofwel productie waterstof bij overschotten elektriciteit). Hier valt op dat de vollasturen van gekoppelde elektrolyse significant hoger zijn. Dit is te verklaren doordat alle elektriciteit uit het windpark wordt geconverteerd naar waterstof. De capaciteit van gekoppelde elektrolyse wordt berekend door elektrische en beschikbaarheidsverliezen[41] af te trekken van de capaciteit van het windpark op zee. Dit resulteert in een hoger aantal vollasturen voor de gekoppelde elektrolyser dan het windpark[42].

Tabel 12: Overzicht capaciteit en inzet gekoppelde elektrolyse en elektrolyse als flexibiliteitsmiddel

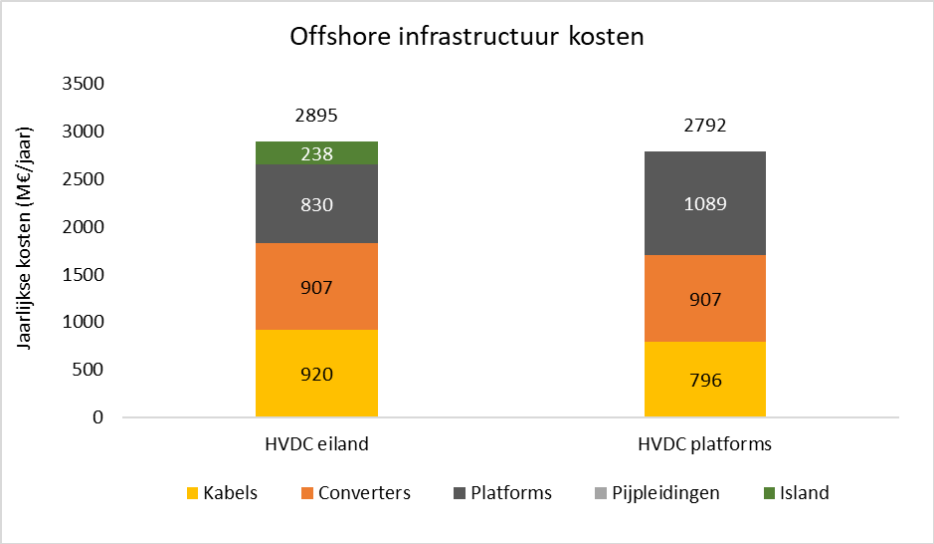
	Gekoppeld	**Flexibele inzet**
Capaciteit elektrolyse (GW_e)	10,4	14,5
Vollasturen (h)	5115	2859
Waterstofproductie door elektrolyse (TWh_{H2})	38,3	29,8

[41] 4,4% elektrische verliezen en 96,5% beschikbaarheid. Merk op dat beschikbaarheid is gemodelleerd als een gemiddeld verlies van 3,5% over het gehele jaar heen.
[42] Rekenvoorbeeld: Voor de volledige conversie van de elektriciteit uit een windpark capaciteit van 1000 MW, wordt op basis van de aangenomen verliezen, een gekoppelde elektrolyse capaciteit van 923 MW aangenomen.

Kader 6: elektrische ontsluiting via een HVDC eiland

De eerdergenoemde oplossingsrichtingen gaan uit van elektrische ontsluiting van wind op zee waarbij HVDC converters op platformen op zee worden geplaatst. Om inzicht te krijgen in de kosten voor elektrische ontsluiting middels een HVDC eiland is een kostenberekening uitgevoerd op basis van de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse. In plaats van dat gebied 6 en 7 via platformen zijn verbonden met de kust is er een centraal eiland geplaatst in gebied 6. Windparken in gebied 6 en 7 zijn middels inter-array kabels verbonden met het eiland, of met HVAC kabels indien de windparken meer dan 20 km van het eiland zijn gepositioneerd. De verbinding van het eiland naar de kust is gelijk gehouden aan de oplossingsrichting met platformen.

Onderstaande figuur geeft de kostenverschillen aan van deze variant op de oplossingsrichting. De kosten voor HVDC converters zijn gelijk gebleven en kabelkosten nemen toe (door toename aan inter-array en HVAC kabels). De kosten voor platforms (fundering en topside) nemen af, daarvoor komen eilandkosten in de plaats. De resulterende kosten voor een eilandoplossing zijn in dit voorbeeld hoger dan dat voor platforms, deels gedreven door additionele inter-array en HVAC kabellengte.



6.1.3 Elektrische ontsluiting met elektrolyse op land ter preventie van congestie

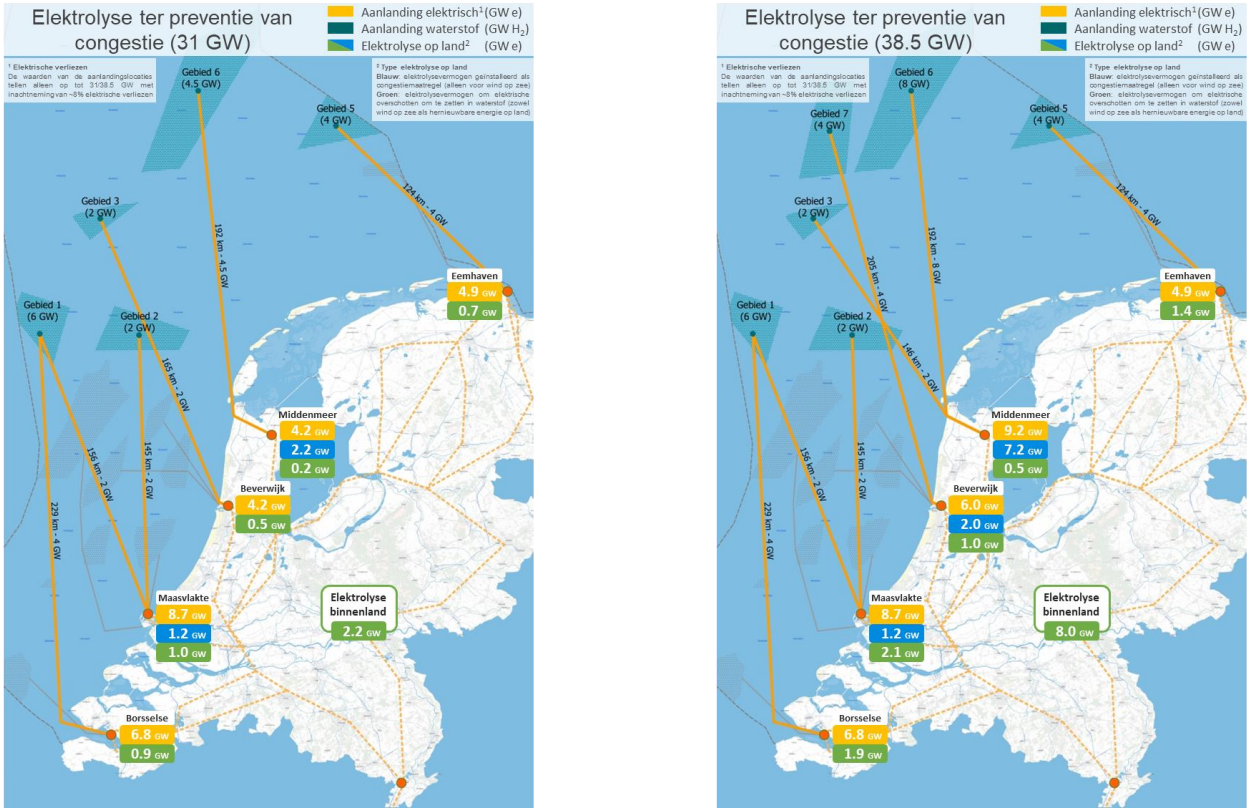
Voor deze oplossingsrichting wordt elektrolyse *op de aanlandingslocaties* toegepast op momenten dat de invoedingslimiet van de aanlandingslocatie zou worden overschreden door wind op zee. Als

voorbeeld: indien op een locatie 10 GW aanlandt, en de limiet 6 GW is, dan staat er voor 4 GW (minus verliezen) aan elektrolysevermogen opgesteld. Pas zodra het opgewekt vermogen vanuit wind op zee de 6 GW voor deze aanlandlocatie overschrijdt, treden de elektrolysers in werking. Hiermee verschilt de werking met de voorgaande oplossingsrichting; alleen op moment van hoge energieproductie vanuit wind op zee gaan de elektrolysers aan. Hierdoor zullen de vollasturen van deze elektrolyser lager zijn dan bij de voorgaande oplossingsrichting, maar wordt er op momenten met weinig wind geen energie omgezet in waterstof waar dit voor de directe elektriciteitsvraag gebruikt kan worden. Mogelijk wordt deze vorm van elektrolyse in werkelijkheid aangevuld door (overschotten) zon-PV, maar dit is voor het analyseren van deze oplossingsrichting niet gemodelleerd[43]. Merk op dat er boven op de elektrolyse capaciteit ter preventie van congestie ook sprake is van elektrolyse voor het verwerken van overshotten hernieuwbare elektriciteit. Deze capaciteit wordt middels het optimalisatie algoritme bepaald.

6.1.3.1 Aanlandingsconfiguratie

Figuur 30 geeft de aanlandingsconfiguratie weer voor de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie weer voor zowel de 31 GW als 38,5 GW configuratie. Voor de locaties Eemshaven en Borssele wordt geen elektrolyse ter preventie van congestie toegepast, daar op deze locaties de invoedingslimiet niet wordt overschreden. Voor de locatie Maasvlakte is voor beide cases zowel het aangeland vermogen als het opgesteld elektrolysevermogen gelijk. Voor de locatie Middenmeer staat er voor de 31 GW configuratie geen elektrolyse opgesteld, terwijl dit in de 38,5 GW configuratie 2 GW is. De locatie Middenmeer ziet de grootste verschillen, met 2,3 GW en 7,2 GW opgesteld elektrolysevermogen voor respectievelijk de 31 GW en 38,5 GW configuratie. Door deze methode van elektrolyse toe te passen ontstaat het effect dat vanuit het perspectief van het elektrisch net op land de 31 GW en 38,5 GW variant vrijwel gelijk zijn tijdens piekmomenten van wind op zee.

[43] Dit zou echter bij verkeerde keuzes grote gevolgen kunnen hebben voor de congestie op het hoogspanningsnetwerk. Wanneer er, zoals in het nationale scenario, 7,2 GW aan elektrolyse-capaciteit op Middenmeer wordt aangenomen die ook wordt gevoegd met onshore zonne-energie, zullen er zware knelpunten optreden bij de verbinding naar de kop van Noord-Holland (die maar is bestemd voor afvoeren 2 GW wind op zee).



Figuur 30: Configuraties voor oplossingsrichting met elektrische ontsluiting op zee en elektrolyse ter preventie van congestie bij aanlanding.

6.1.3.2 Netwerkanalyse elektriciteit

Omdat de ingevoede vermogens per aanlandingslocatie gemaximaliseerd zijn op de limieten per aanlandingslocatie, leidt deze oplossingsrichting tot vergelijkbare vermogens voor west-Nederland als in de configuratie met gekoppelde elektrolyse. Hierdoor zijn ook de tracés waar congestie optreedt vergelijkbaar, zoals te zien in Figuur 31 voor zowel de 31 GW als 38,5 GW configuratie. Samengevat zijn voor de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie de belangrijkst knelpunten:

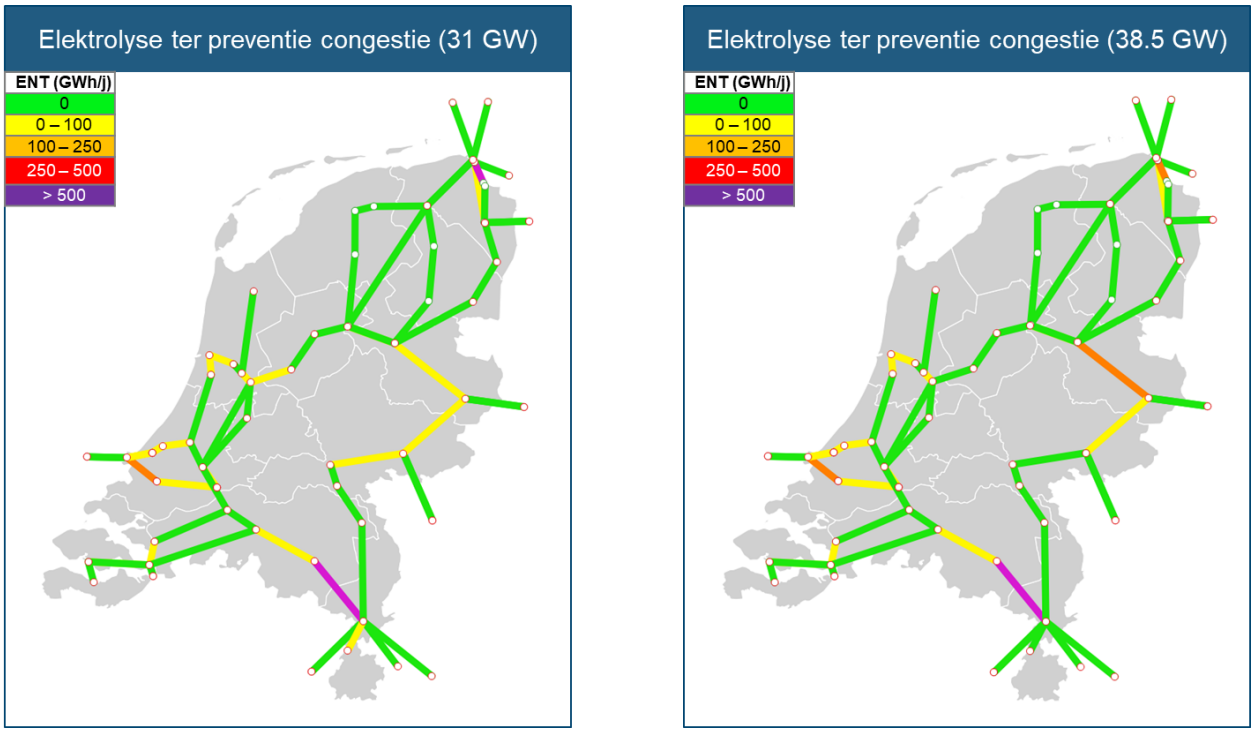
- **Ring Maasvlakte**
  De elektriciteitsring rondom de Maasvlakte wordt in deze configuratie licht overbelast met de verwachting dat dit operationeel is op te lossen.

- **Tracé Tilburg – Eindhoven – Maasbracht**
  Overbelasting op het tracé blijft Eindhoven – Maasbracht blijft bestaan maar, zoals eerder genoemd, is hiervoor een oplossing voorzien in het recentelijk uitgekomen investeringsplan (IP2022). Het tracé Eindhoven – Tilburg wordt in deze configuratie minder zwaar belast en kan operationeel worden opgelost.

- **Regio Diemen**
  De regio Diemen ziet een lichte overbelasting, waarbij de verwachting is dat dit operationeel is

op te lossen.

- **Tracé Zwolle – Hengelo**
  Voor dit tracé is de belasting gelijk ten opzichte van de voorgaande oplossingsrichting, met de notie dat de resterende overbelasting hoogstwaarschijnlijk wordt overschat door een simplificatie van de modellering van de interconnectie met het buitenland.



Figuur 31: Congestie elektriciteitsnet voor de oplossingsrichting met elektrische ontsluiting op zee en elektrolyse ter preventie van congestie bij aanlanding

Tabel 13 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor zowel het nationale als het internationale scenario.

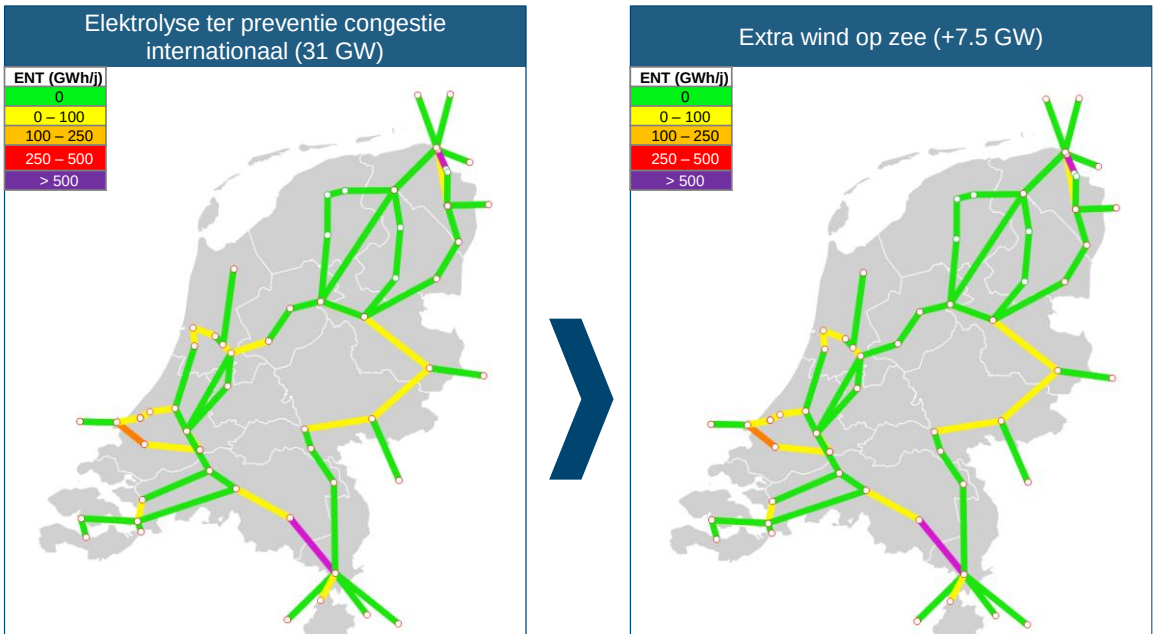
Tabel 13: ENT voor nationaal (38.5 GW) en internationaal (31 GW) scenario's voor de belangrijkste verbindingen voor de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie ten opzichte van voorgaande oplossingsrichtingen.

			Energy Not Transported (GWh)	
	Verbinding	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**
Nationaal	Amsterdam - Diemen	5	5	14
	Borssele - Rilland	100	6	10
	Eindhoven - Maasbracht	1139	485	671
	Hengelo - Zwolle	570	134	169
	Maasvlakte - Simonshaven	59	115	121
	Robbenplaat - Weiwerd	474	144	147
	Tilburg - Eindhoven	286	67	93
Internationaal	Amsterdam - Diemen	2	8	12
	Borssele - Rilland	1	2	3
	Eindhoven - Maasbracht	636	542	619
	Hengelo - Zwolle	206	73	91
	Maasvlakte - Simonshaven	315	171	180
	Robbenplaat - Weiwerd	2232	1921	1921
	Tilburg - Eindhoven	138	59	71

Kader 7: verhoogde capaciteit wind op zee (naar 38,5 GW) voor Internationaal scenario

Zoals beschreven ligt het knelpunt binnen het voorziene waterstofnetwerk bij het transporteren van waterstof vanuit de bergingen naar de waterstofcentrales tijdens momenten van lage elektrische opbrengsten vanuit hernieuwbare bronnen (waaronder wind op zee, wind op land en zon PV). Een parallelle oplossingsrichting aan het veranderen van de aanlandingsconfiguratie van wind op zee, is het combineren van de hoge waterstofvraag in het Internationale scenario met de wind op zee capaciteit (en verdeling) uit het nationale scenario. Concreet betekent dit dat het vraagprofiel van het Internationale scenario gecombineerd wordt met het 38,5 GW wind op zee aanbodprofiel van het nationale scenario, een toename van 7,5 GW. Zoals in het figuur hieronder te zien is, is het effect van deze maatregel op de elektriciteitsnetcongestie vrijwel verwaarloosbaar. Dit is gezien de modus van opereren van de elektrolysers op de aanlandlocaties (in deze oplossingsrichting) ook logisch, aangezien de maximaal in te voeden elektrische capaciteiten zijn gemaximeerd aan de hand van de invoedingslimieten van de aanlandingslocaties.

Het effect van deze parallelle oplossingsrichting op de gasnetcongestie, specifiek de zendingen vanuit de bergingen, is minimaal. Momenten van elektrische tekorten ontstaan op momenten met zowel weinig tot geen wind als zon. Extra wind op zee heeft weinig effect tijdens momenten dat het weinig tot niet waait, waardoor de piekcapaciteiten van de zendingen tijdens elektrische tekorten amper verschillen. De extra wind op zee heeft wel effect op het importvolume van waterstof en de benodigde waterstof infrastructuur op de aanlandlocaties.



Tabel 14 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor het internationale scenario in bovenstaande kader.

Tabel 14: ENT voor de internationale scenario's (31 GW en 38.5 GW variant) voor de belangrijkste verbindingen voor de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie.

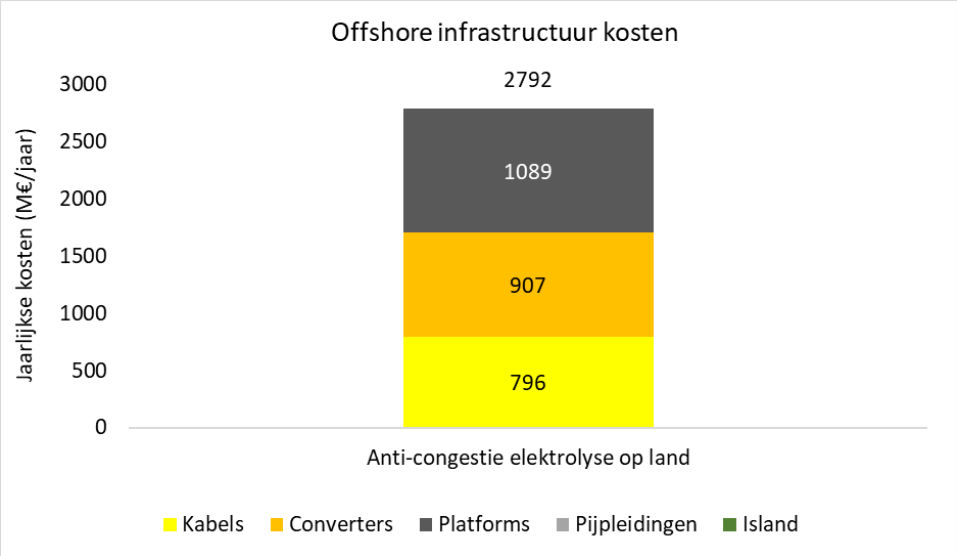
		Energy Not Transported (GWh)	
	Verbinding	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Extra wind op zee (+7.5 GW)**
Internationaal	Amsterdam - Diemen	12	12
	Borssele - Rilland	3	2
	Eindhoven - Maasbracht	619	703
	Hengelo - Zwolle	91	96
	Maasvlakte - Simonshaven	180	205
	Robbenplaat - Weiwerd	1921	1907
	Tilburg - Eindhoven	71	81

6.1.3.3 Impact op het toekomstige waterstofnetwerk

De resultaten van de gasnetanalyse wijkt op hoofdlijnen niet af van de resultaten van de eerste oplossingsrichting.

6.1.3.4 *Offshore infrastructuurkosten en elektrolyse capaciteit*

De offshore infrastructuurkosten voor deze configuratie bestaan volledig uit elektrische componenten, aangezien er nog geen offshore waterstofproductie wordt toegepast. Het verschil tussen de aan te landen capaciteit en de hoeveelheid elektriciteit die het net kan opnemen wordt omgezet in waterstof middels elektrolyse.



Figuur 32: Offshore infrastructuurkosten voor elektrolyse op land ter preventie van netcongestie (nationaal scenario, 38,5 GW offshore wind)

Wanneer elektrolyse enkel ingezet wordt ter preventie van netcongestie verandert het operationele gedrag. Elektrolyse vindt enkel plaats wanneer de in te voeden elektrische capaciteit de netcapaciteit overschrijdt. Daarmee neemt het aantal vollasturen af ten opzichte van gekoppelde waterstofproductie. Ook in dit geval is er nog steeds elektrolyse met flexibele inzet nodig om te voldoen aan de elektriciteits- en waterstofbalans. Onderstaande tabel geeft de capaciteit, vollasturen en waterstofproductie weer voor elektrolyse ter preventie van netcongestie en voor additionele, flexibele capaciteit. Waterstofproductie ter preventie van netcongestie draait significant meer uren dan de overige, flexibele inzet. Echter, binnen de randvoorwaarden gesteld in deze configuratie zijn het ca. 1000 uren minder dan gekoppelde elektrolyse.

Tabel 15: Vergelijking in capaciteit en inzet elektrolyse ter preventie van congestie en als flexibiliteitsmiddel

	Ter preventie van netcongestie	**Flexibele inzet**
Capaciteit elektrolyse (GW_E)	10,4	15
Vollasturen (h)	4001	3043
Waterstofproductie door elektrolyse (TWh_{H2})	30,0	32,8

6.1.4 Combinatie elektrische aanlanding en gekoppelde elektrolyse op zee

Als laatste oplossingsrichting is gekoppelde elektrolyse offshore in ogenschouw genomen bij de uitrol van 38,5 GW aan offshore wind capaciteit. De optie van offshore elektrolyse ligt qua ontwikkeling het

verst in de toekomst (hoofdstuk 4), waarbij nog onduidelijk is of een gecentraliseerde of geïntegreerde variant de voorkeur zal krijgen. Gekoppelde elektrolyse offshore kent een aantal van dezelfde nadelen als onshore elektrolyse, maar heeft daarnaast ook een aantal voordelen op het gebied van ontwerp van het windpark en kosten voor offshore infrastructuur. Het grootste verschil met onshore zit in de kosten van de infrastructuur op zee.

6.1.4.1 Aanlandingsconfiguratie

Figuur 33 laat de aanlandingsconfiguratie zien voor de oplossingsrichting met elektrolyse op zee. Hierbij worden de zoekgebieden 6 en 7 door middel van een gedeelde waterstofpijpleiding verbonden met de Eemshaven. Hier is voor gekozen om meer inzicht te krijgen in de impact op de gasnet--analyse. Voor het verdere energiesysteem heeft de keuze tussen aanlanden in Noord-Holland versus Eemshaven geen significante impact. Voor de aanlandingslocatie Maasvlakte staat 1,2 GW aan elektrolyse ter preventie van congestie opgesteld, om zo binnen de invoedingslimieten van het elektriciteitsnetwerk te blijven. De reden dat voor de gebieden voor de westkust van Nederland geen elektrolyse op zee is dat deze technologie waarschijnlijk pas economisch en technisch haalbaar is (vanaf medio 2030) nadat de windparken operationeel worden (voor 2030).



Figuur 33: Configuratie voor oplossingsrichting met elektrolyse op zee.

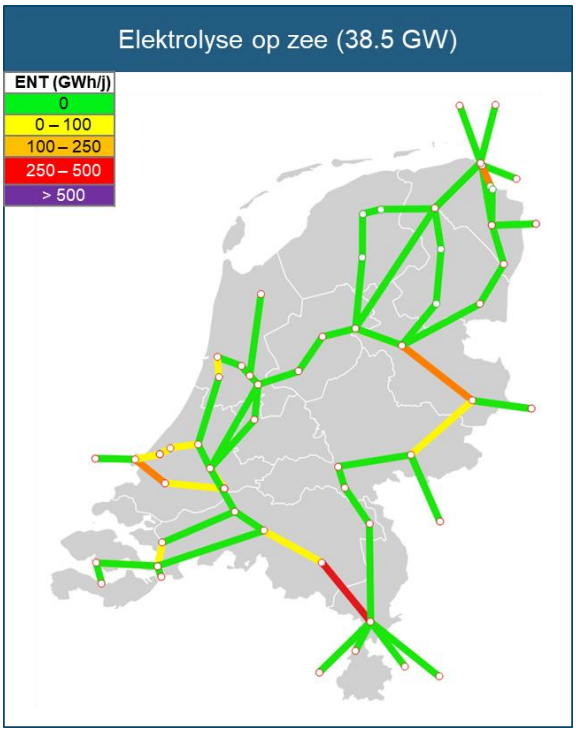
6.1.4.2 Netwerkanalyse elektriciteit

Omdat er in deze configuratie 12 GW (voor scenario's met 38,5 GW wind op zee) aan elektriciteit wordt omgezet in waterstof, zijn de aangelande elektrische vermogens in vergelijking met de overige oplossingsrichtingen substantieel lager voor vrijwel alle aanlandingslocaties, met de Maasvlakte als enige uitzondering. Samengevat zijn voor de oplossingsrichting met elektrolyse op zee de belangrijkste knelpunten:

- **Ring Maasvlakte**
  De elektriciteitsring rondom de Maasvlakte wordt in deze configuratie licht overbelast met de verwachting dat dit operationeel is op te lossen.

- **Tracé Tilburg – Eindhoven – Maasbracht**
  Overbelasting rond dit tracé neemt licht af ten opzichte van de oplossingsrichting met elektrolyse op land ter preventie congestie.

- **Tracé Zwolle – Hengelo** Voor dit tracé is de belasting gelijk ten opzichte van de voorgaande oplossingsrichting, met de notie dat de resterende overbelasting hoogstwaarschijnlijk wordt overschat door een simplificatie van de modellering van de interconnectie met het buitenland.



Figuur 34: Congestie elektriciteitsnet voor de oplossingsrichting met elektrolyse op zee

Tabel 16 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor het nationale scenario ten opzichte van voorgaande oplossingsrichtingen.

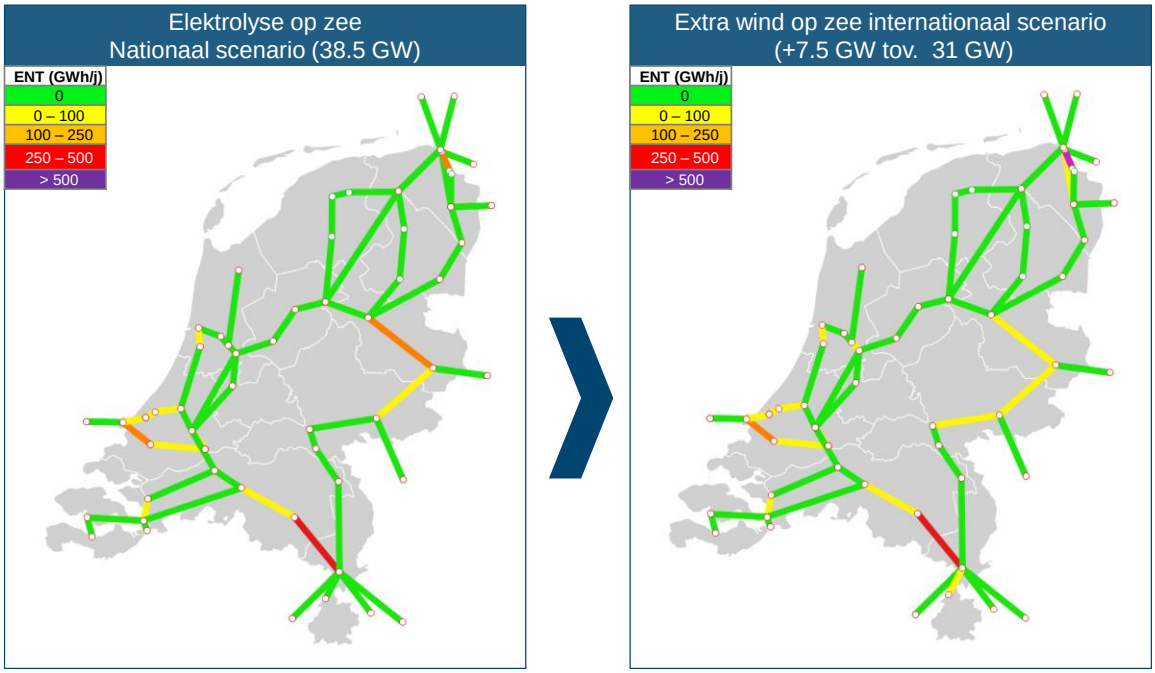
Tabel 16: ENT voor het nationale (38.5 GW) scenario voor de belangrijkste verbindingen voor de oplossingsrichting met een deel van de elektrolysecapaciteit op zee ten opzichte van voorgaande oplossingsrichtingen.

		Energy Not Transported (GWh)		
	Verbinding	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**	**Elektrolyse op zee**
Nationaal	Amsterdam - Diemen	5	5	0
	Borssele - Rilland	100	6	11
	Eindhoven - Maasbracht	1139	485	395
	Hengelo - Zwolle	570	134	103
	Maasvlakte - Simonshaven	59	115	136
	Robbenplaat - Weiwerd	474	144	135
	Tilburg - Eindhoven	286	67	39

Kader 8: verhoogde capaciteit wind op zee (naar 38,5 GW) voor internationaal scenario

Ook voor de oplossingsrichting met elektrolyse op zee is gekeken naar het effect van extra wind op zee voor het Internationale scenario. Echter, omdat voor een wind op zee capaciteit van 31 GW elektrolyse op zee niet zinnig lijkt te zijn, kan er geen directe vergelijking met het Internationale scenario gemaakt worden. Wel kan gekeken worden wat bij een gelijke wind op zee capaciteit als het nationale scenario het andere vraag en aanbodprofiel van het Internationale scenario voor effect hebben op congestie van elektriciteitsnet en gasnet.

Zoals hieronder te zien, is het effect van een ander vraag- en aanbod profiel voor de oplossingsrichting met elektrolyse op zee op de congestie in het elektriciteitsnet zeer klein. Het effect op de congestie in het gasnet is ook minimaal. Ondanks de grotere waterstofvraag (welke een vrij continu verhoogde baseload is), blijven de periodes met weinig opwek hernieuwbare energie, welke ingevuld moet worden door waterstof gascentrales. De effecten welke zichtbaar zijn, zijn een gevolg van de scenariokeuze, niet van de aanlandingsconfiguratie (en locatie en operatiemodus van de elektrolysers) van wind op zee.



Tabel 17 laat voor de belangrijkste verbindingen zien wat het effect op de hoeveelheid Energy Not Transported is voor het internationale scenario in bovenstaande kader ten opzichte van het nationale scenario met elektrolyse op zee.

Tabel 17: ENT voor het nationale scenario (38.5 GW) en de internationale-38.5 GW variant voor de belangrijkste verbindingen voor de oplossingsrichting met elektrolyse op zee.

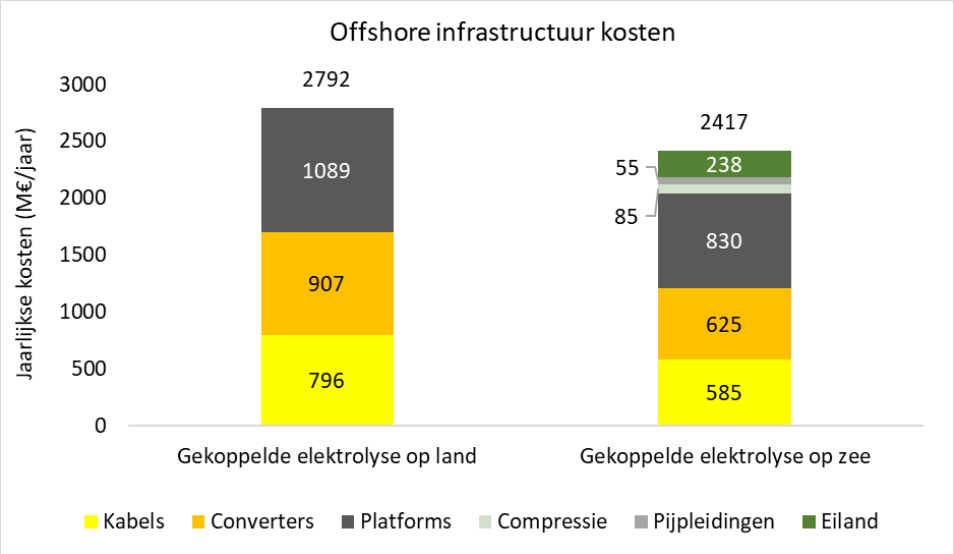
		Energy Not Transported (GWh)	
	Verbinding	**Elektrolyse op zee (Nationaal)**	**Internationaal Extra wind op zee (+7.5 GW)**
Zie headers	Amsterdam - Diemen	0	0
	Borssele - Rilland	11	5
	Eindhoven - Maasbracht	395	377
	Hengelo - Zwolle	103	49
	Maasvlakte - Simonshaven	136	215
	Robbenplaat - Weiwerd	135	1952
	Tilburg - Eindhoven	39	28

6.1.4.3 Impact op het toekomstige waterstofnetwerk

De resultaten van de gasnetanalyse wijkt op hoofdlijnen niet af van de resultaten van de eerste oplossingsrichting.

6.1.4.4 Offshore infrastructuurkosten en elektrolyse capaciteit

Voor de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse op zee is er sprake van een hybride verbinding met de kust. Gebied 6 en 7 zijn verbonden middels waterstofpijpleidingen, de overige gebieden met HVDC kabels. Dit heeft een impact op de totale infrastructuurkosten voor deze configuratie. Figuur 35 toont de verdeling van de totale kosten van infrastructuur op zee ten opzichte van gekoppelde elektrolyse op land. Een deel van de kabelkosten is vervangen door kosten voor pijpleidingen, een deel van de platformkosten door kosten voor een gecentraliseerd energie-eiland. De grootste bijdrage aan de kostenreductie is het feit dat er minder HVDC convertors nodig zijn om energie naar land te brengen. De compressie van waterstof is een aanvullende kostenpost voor elektrolyse op zee, deze is echter kleiner dan de kostenvoordelen.



Figuur 35: Offshore infrastructuurkosten voor elektrolyse op zee (nationaal scenario, 38,5 GW offshore wind)

Het plaatsen van offshore elektrolyse heeft significante impact op het operationele vermogen van de totale elektrolyse--capaciteit. Er is immers sprake van drie types elektrolyse in deze oplossingsrichting; naast gekoppelde elektrolyse op zee is er ook elektrolyse ter preventie van congestie (slechts 1,2 GW) en elektrolyse als flexibiliteitsmiddel. Gekoppelde elektrolyse op zee opereert tegen 5000 vollasturen per jaar, door het ontbreken van conversie- en transportverliezen. Door de grote capaciteit en het hoge aantal vollasturen is ook het grootste aandeel van binnenlandse groene waterstofproductie afkomstig van elektrolyse op zee. Elektrolyse ter preventie van congestie wordt het minst ingezet, gedreven door de verhouding van elektrisch aangelande energie uit wind op zee en de invoedingslimiet op de Maasvlakte. Elektrolyse als flexibiliteitsbron maakt 2800 vollasturen per jaar, gedreven door de competitie met import van waterstof en het residuele vraagprofiel. Merk op dat het onttrekken van 12 GW wind op zee uit het landelijke elektriciteitsnet een sterke impact heeft op dit residuele vraagprofiel, en dus ook de inzet van elektrolyse als flexibiliteitsbron en gascentrales.

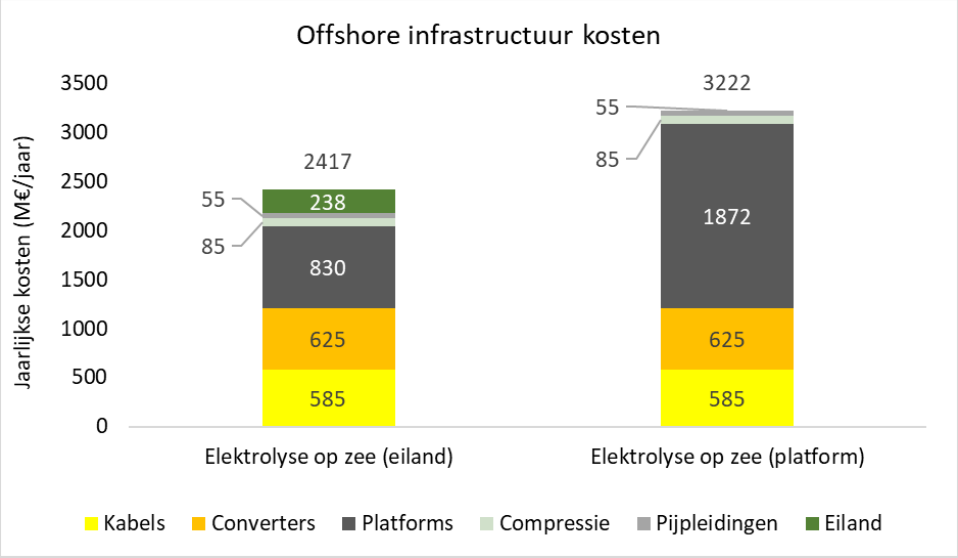
Tabel 18: Vergelijking in elektrolyse voor grootschalige aanlanding in Maasvlakte versus grootschalige aanlanding in Eemshaven

	Offshore, gekoppelde elektrolyse	**Ter preventie van netcongestie**	**Flexibele inzet**
Capaciteit elektrolyse (GW_E)	12	1,2	13,3
Vollasturen (h)	5000[44]	2545	2800
Waterstofproductie door elektrolyse (TWh_{H2})	44,4	2,2	26,9

[44] Gecorrigeerd voor beschikbaarheid van het windpark (96,5%).

Kader 9: Offshore P2G op platforms

Voor de oplossingsrichting elektrolyse op zee is uitgegaan van een centraal P2G (power-to-gas) eiland. Een alternatief is het plaatsen van elektrolyse op meerdere platforms. Dit heeft geen impact op de energiebalans op land en op zee, maar wel een impact op de infrastructuurkosten. Er is aangenomen dat een enkel platform 500 MW aan elektrolyse capaciteit kan huisvesten. Voor 12 GW aan offshore elektrolyse zijn dus 24 platformen nodig. De kosten voor deze variant op de oplossingsrichting zijn in onderstaande figuur weergeven. Hierin valt direct op dat het gebruik van platformen significant duurder is dan eilanden voor dergelijke hoeveelheden offshore elektrolyse. Overige kosten zijn gelijk, er is immers sprake van een gelijke hoeveelheid elektrisch ontsloten wind op zee en een gelijke capaciteit pijpleiding (en compressie) naar de kust.



6.1.4.5 Benadering waarde van een hybride verbinding waterstof - elektriciteit

Naast de configuratie waarbij alle wind op zee volledig wordt omgezet naar waterstof is een hybride verbinding mogelijk. Bij deze configuratie wordt elektriciteit en waterstof aangeland.

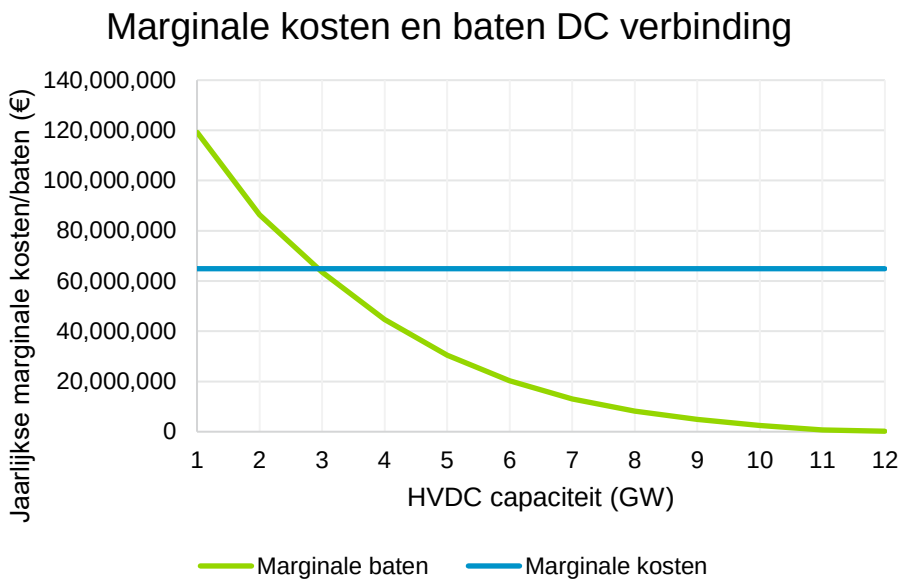
Het bepalen van de waarde van de hybride configuratie vergt marktmodellering, hetgeen niet is gedaan binnen de scope van deze studie. Met behulp van de analysetools in deze studie kunnen we de waarde op een versimpelde manier *benaderen* om de orde van grootte in kaart te brengen.

In deze benadering vergelijken we de kosten van de aanvullende HVDC infrastructuur met de baten van directe levering van elektriciteit aan eindgebruikers (zonder de tussenstap via waterstof).

De casus gaat uit van:

- 12 GW wind op zee (gebied 6 en 7), elektrisch verbonden met een energie-eiland met daarop 12 GW elektrolyse.
- HVDC verbinding van gebied 6 naar Eemshaven, de capaciteit wordt gevarieerd
- Er is een elektrische verbinding van de 12 GW wind op zee met een HVDC convertor op het eiland, gelimiteerd tot de capaciteit van de verbinding (de elektrische infrastructuur op het eiland gedraagt zich als een koperen plaat)
- De baten van directe levering elektriciteit zijn bepaald als het verschil tussen de kosten van elektriciteit uit waterstofcentrales en de waarde van waterstof (gelijk genomen aan de importprijs)
- Per uur wordt er bepaald of er een tekort is aan duurzame elektriciteit. Voor de uren met een tekort wordt de HVDC verbinding ingezet (en minder PtG toegepast).

We berekenen de marginale kosten en baten per GW HVDC capaciteit die wordt toegevoegd[45]. De marginale kosten kruisen de marginale baten bij een HVDC capaciteit van ongeveer 3 GW, wat voor deze casus de optimale capaciteit is.



Figuur 36: Marginale kosten en baten van het toevoegen van een DC verbinding aan een energie-eiland met offshore elektrolyse

Het toevoegen van de 3 GW HVDC verbinding leidt in dit scenario tot 75 miljoen euro per jaar netto baten. Het vermindert het aantal uren met tekorten aan groene stroom van 3080 naar 2710 uur (-370 uur). De marginale baten worden sterk beïnvloed door de vorm en de grootte van het residu

[45] In de praktijk kunnen er schaalvoordelen optreden bij het gebruik van 2 GW HVDC verbindingen ten opzichte van 1 GW verbindingen, dit is niet meegenomen in deze analyse

vraagprofiel en het productieprofiel van wind op zee. Naarmate de HVDC capaciteit toeneemt, neemt de benutting (capaciteitsfactor) van deze infrastructuur af; in het optimum van 3 GW bedraagt deze 19%.

Om inzicht te krijgen in de gevoeligheid van de optimale HVDC capaciteit voor de WOZ capaciteit is dezelfde analyse uitgevoerd met een WOZ capaciteit van 6 GW en 24 GW. Dit leidt tot een HVDC capaciteit optimum van 2 GW en 4,5 GW respectievelijk. De gevoeligheid is dus vrij gering en er is geen sprake van een constante ratio tussen WOZ capaciteit en de optimale HVDC capaciteit.

6.2 Systeemimpact van oplossingsrichtingen

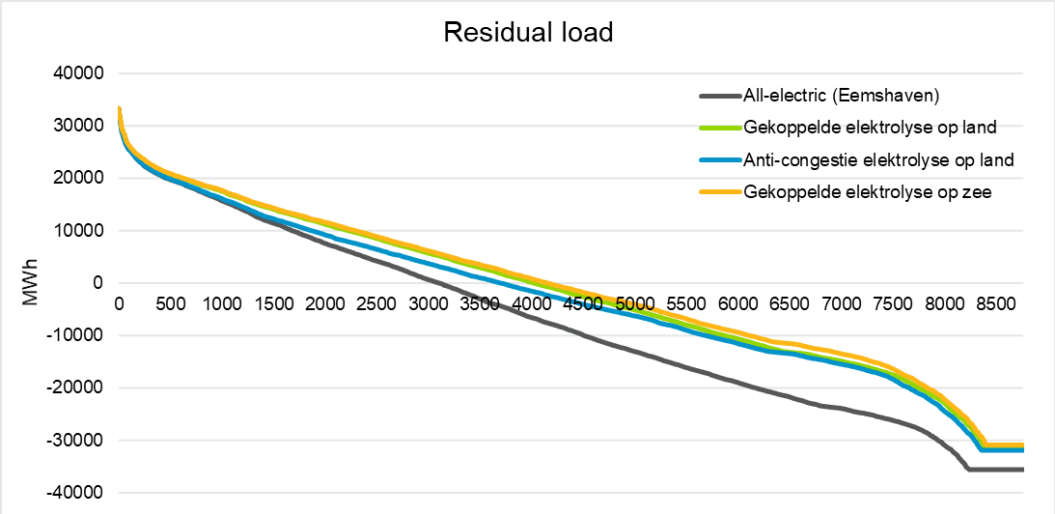
In de voorgaande sectie zijn de resultaten van oplossingsrichtingen sequentieel beschreven, met een focus op de impact op het elektriciteitssysteem, inzet van elektrolyse, en de infrastructuurkosten. In deze sectie zal de bredere systeemimpact van de oplossingsrichtingen worden beschouwd voor het Nationale (38,5 GW wind op zee) scenario. Merk op dat de systeemimpact van de oplossingsrichtingen waarbij elektrolyse enkel wordt ingezet bij overschotten (“all-electric”) gelijk is door het koperen-plaat principe in de modellering, ongeacht de locatie van aanlanding. De belangrijkste aspecten voor de systeemimpact zijn:

- Operationeel gedrag elektrolyse
- Waterstofvraag en import van waterstof
- Curtailment
- Operationeel gedrag gas-to-power
- Import en export van elektriciteit

Om de resultaten beter te duiden en verschillen te verklaren zijn de residuele vraagprofielen van de vier oplossingsrichtingen getoond in Figuur 37. De residuele vraag is hier de totale elektriciteitsvraag min de productie van hernieuwbare elektriciteit (elektrolyse gekoppeld aan wind op zee draagt dus niet bij aan het direct verlagen van de residuele vraag, maar vermindert wel de hoeveelheid RES die direct bijdraagt aan het verlagen van de elektriciteitsvraag). Wanneer de residuele vraag positief is (linkerzijde van de curve), dan is er sprake van een tekort aan hernieuwbare elektriciteit om aan de vraag te voldoen. Deze vraag wordt ingevuld met flexibiliteitsmiddelen: import, batterijen ontladen, en gas- en waterstofcentrales. Wanneer de residuele vraag negatief is, dan is er sprake van overschot van hernieuwbare elektriciteit. Ook dit overschot wordt verwerkt met flexibiliteitsmiddelen: export, batterijen opladen, elektrolyse inzet, en curtailment. De piek residuele vraag is voor de vier oplossingsrichtingen vrijwel gelijk, en ongeveer gelijk aan de piek van de elektriciteitsvraag.

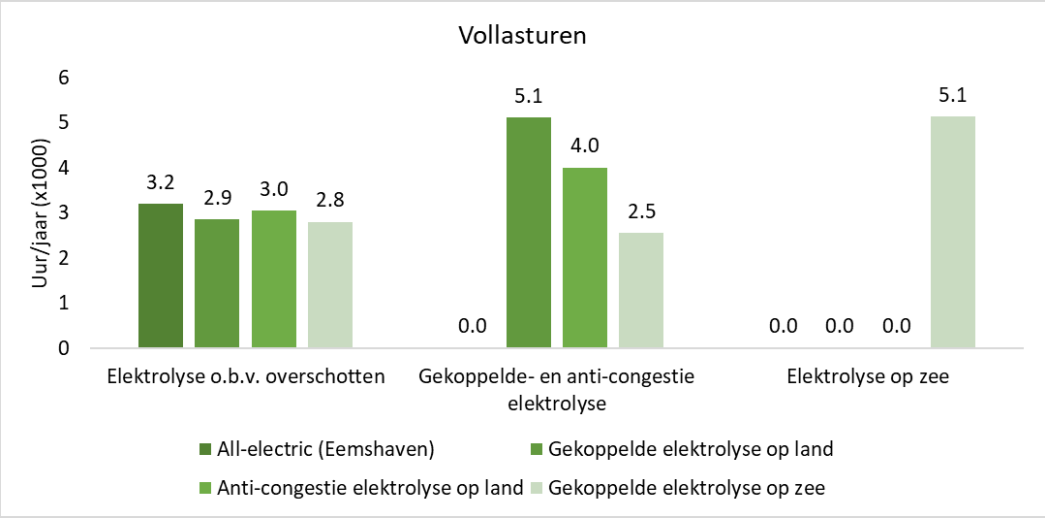
Voor een overzicht van de uitkomsten van de flex-modellering en elektrolyseoptimalisatie voor alle scenario’s en oplossingsrichtingen[46] zie bijlage C, Tabel 21 t/m Tabel 25. In deze tabellen is het samenspel tussen curtailment, elektrolyse, gascentrales, baterijen en import/export van elektriciteit goed terug te zien.

[46] Voor uitleg begrip oplossingsrichtingen, zie hoofdstuk 6

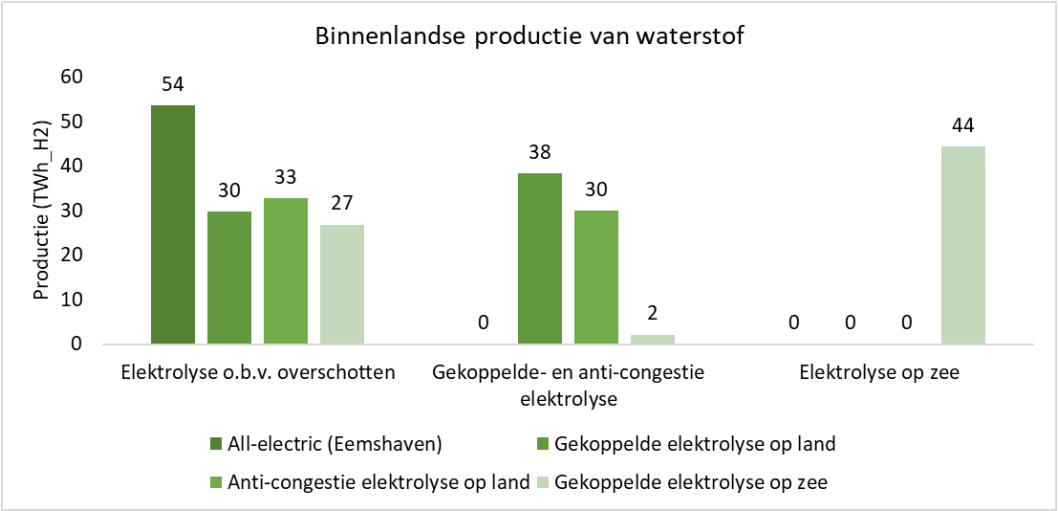


Figuur 37: Residuele vraag profiel van de vier oplossingsrichtingen in het Internationale scenario

Het **operationele gedrag van elektrolyse** wordt het beste beschreven door de vollasturen en de totale binnenlandse productie van waterstof. Figuur 38 geeft het aantal vollasturen aan, en Figuur 39 de totale binnenlandse productie van waterstof. Elektrolyse als flexibiliteitsbron toont een lager aantal vollasturen voor de oplossingsrichtingen met gekoppelde elektrolyse (op land en op zee). Dit is te verklaren door het feit dat een groot deel van elektriciteit uit wind op zee direct wordt ingezet voor waterstofproductie. De totale hoeveelheid negatieve residuele vraag (overschot van hernieuwbare elektriciteit) gedurende het jaar wordt daarmee lager. De oplossingsrichting waarbij elektrolyse enkel wordt ingezet bij overschotten ("all-electric") toont ook de laagste totale binnenlandse productie van waterstof, deels te verklaren doordat er geen gekoppelde elektrolyse of anti-congestie elektrolyse (met hoge jaarlijkse vollasturen), maar ook door de vorm van het residuele vraagprofiel, zie Figuur 37. Wanneer alle wind op zee energie elektrisch aanlandt heeft dat een impact op de piek negatieve residuele vraag. Het middelste deel van de curve, na inzet van flexibiliteitsmiddelen blijft vrijwel gelijk (dit is echter niet zichtbaar in Figuur 37, aangezien die het residuele vraagprofiel toont voor inzet flexibiliteitsmiddelen).

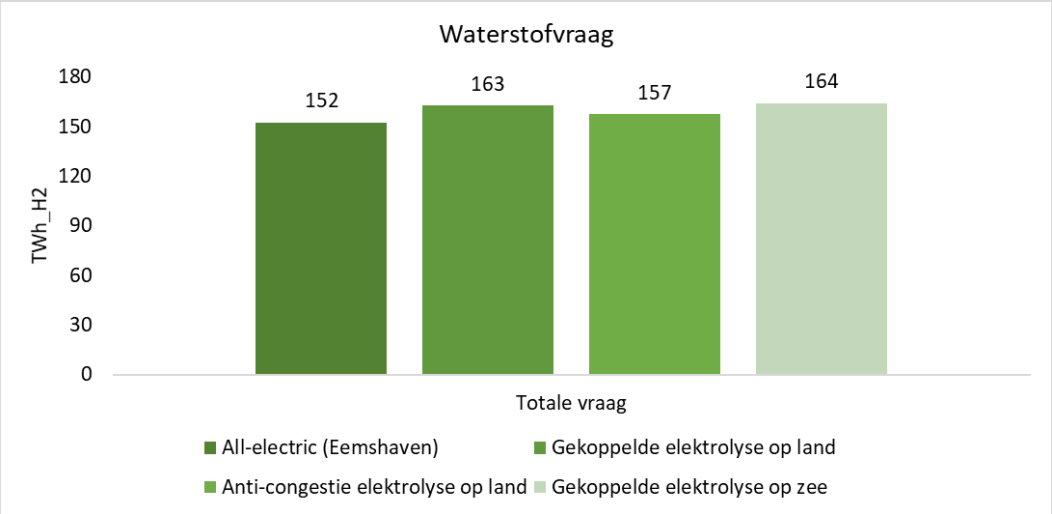


Figuur 38: Vollasturen van elektrolyse voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario

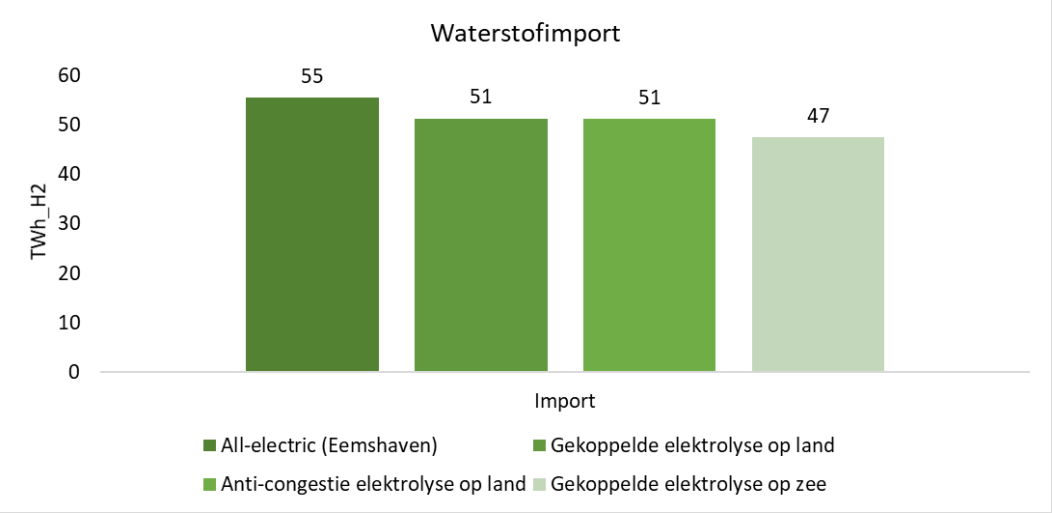


Figuur 39: Binnenlandse productie van waterstof voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario

De impact op de waterstofvraag en import van waterstof wordt weergegeven in Figuur 40 en Figuur 41. Merk op dat een deel van de waterstofvraag ingevuld wordt door blauwe en grijze waterstof (import plus binnenlandse productie telt dus niet geheel op tot de volledige waterstofvraag). De oplossingsrichtingen met gekoppelde elektrolyse en elektrolyse ter preventie van congestie hebben een grotere vraag naar waterstof in de elektriciteitssector doordat een deel van de elektriciteit uit wind op zee niet ingevoed wordt op het elektriciteitsnet. De vraag in overige sectoren is gelijk tussen de vier oplossingsrichtingen. Het verschil in waterstofvraag en binnenlandse productie van waterstof wordt gecompenseerd door import van groene waterstof uit het buitenland. Gekoppelde elektrolyse, op land en op zee, resulteert dus in een grotere totale waterstofvraag, en hoewel de binnenlandse productie van waterstof in deze oplossingsrichtingen ook groter is, dient er nog een substantiële hoeveelheid waterstof geïmporteerd te worden.

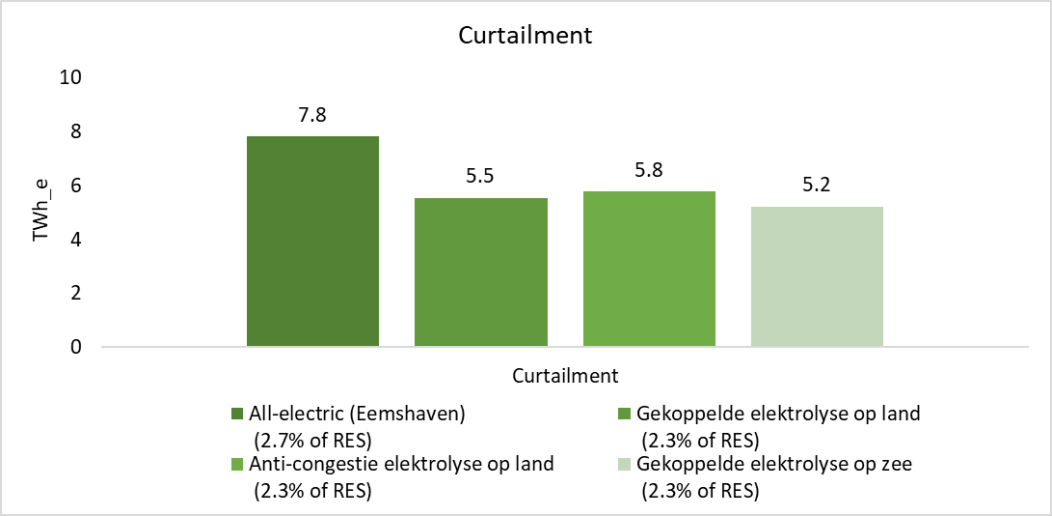


Figuur 40: Waterstofvraag voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario



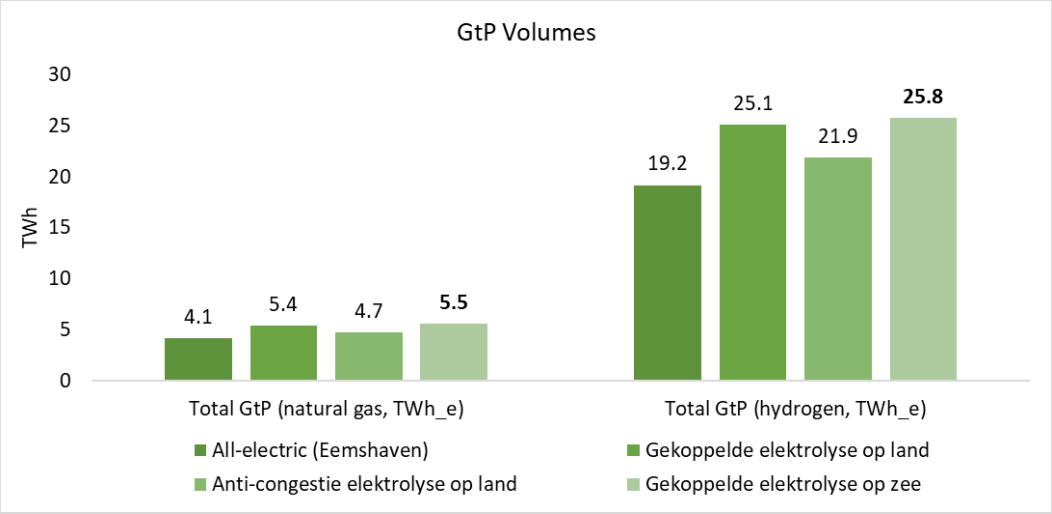
Figuur 41: Import van waterstof voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario

Curtailment van hernieuwbare elektriciteit treedt op wanneer overschotten niet economisch rendabel zijn op te vangen door elektrolyse. Figuur 42 toont de hoeveelheid curtailment in een jaar voor de vier oplossingsrichtingen. Opvallend hierbij is dat de oplossingsrichting waarbij elektrolyse enkel wordt ingezet bij overschotten ("all-electric") de grootste hoeveelheid curtailment toont (zowel in TWh_e als in percentage van de totale productie van hernieuwbare elektriciteit). Bij de oplossingsrichtingen met gekoppelde of anti-congestie elektrolyse is de hoeveelheid wind op zee energie die in de vorm van elektriciteit het net op komt beperkt door de directe link met elektrolyse. Merk op dat er bij hogere inzet van elektrolyse, zoals in de laatste drie oplossingsrichtingen, ook sprake is van grotere conversieverliezen.



Figuur 42: Curtailment van hernieuwbare elektriciteit voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario

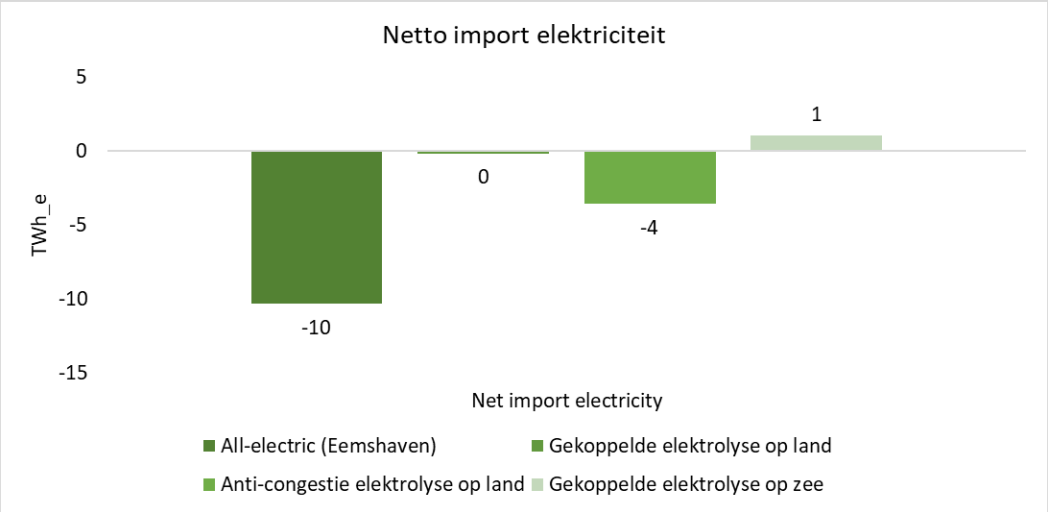
Het **operationele gedrag van gas-to-power** wordt door de totale jaarproductie van elektriciteit uit gas-to-power beschreven, weergeven in Figuur 43. De capaciteit van gas-to-power is in elk van de oplossingsrichtingen gelijk (5 GW aardgascentrales, 24 GW waterstofcentrales), deze wordt immers gedreven door de piek in de residuele vraag, en deze is gelijk in de vier oplossingsrichtingen. De oplossingsrichtingen met gekoppelde elektrolyse tonen een hogere inzet van gas-to-power, omdat een deel van de energie uit wind op zee niet direct ingezet wordt om de vraag naar elektriciteit te bedienen. Gezien het lage aantal vollasturen van gas-to-power (ca. 1000 uur per jaar), is het de vraag of huidige marktinrichting voldoende prikkels biedt om te investeren in dergelijke capaciteit.



Figuur 43: Elektriciteitsproductie uit gascentrales voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario

De inzet van elektrolyse in de vier oplossingsrichtingen heeft ook impact op de **import en export van elektriciteit**. Figuur 44 toont aan dat er sprake is van een aanzienlijke hoeveelheid export in de oplossingsrichting waarbij elektrolyse enkel wordt ingezet bij overschotten (“all-electric”) ten opzichte

van de andere opties. De 38,5 GW aan wind op zee produceert dus meer elektriciteit dan de landelijke vraag inclusief de economisch rendabele, binnenlandse productie van waterstof. Gekoppelde elektrolyse als gevolg dat een groot deel van deze 38,5 GW aan wind op zee direct geconverteerd wordt naar waterstof, waardoor er minder elektriciteit het net op komt en geëxporteerd wordt. Voor de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse op zee geldt zelfs dat er sprake is van netto import van elektriciteit.



Figuur 44: Netto import (negatieve waarde betekent export) van elektriciteit voor de vier oplossingsrichtingen in het Nationale scenario

6.3 Belangrijke verschillen tussen scenario's

De scenario's verschillen onderling in vraag en aanbod van energie. Daarnaast is het aanbod van een scenario ook afhankelijk van de gekozen oplossingsrichting. De verschillen in aanbod worden in dit hoofdstuk gepresenteerd. Daarnaast wordt er in dit hoofdstuk gekeken naar het effect van scenario's op de elektriciteits- en gasnetten.

6.3.1 Aanbod van waterstof en elektriciteit per scenario

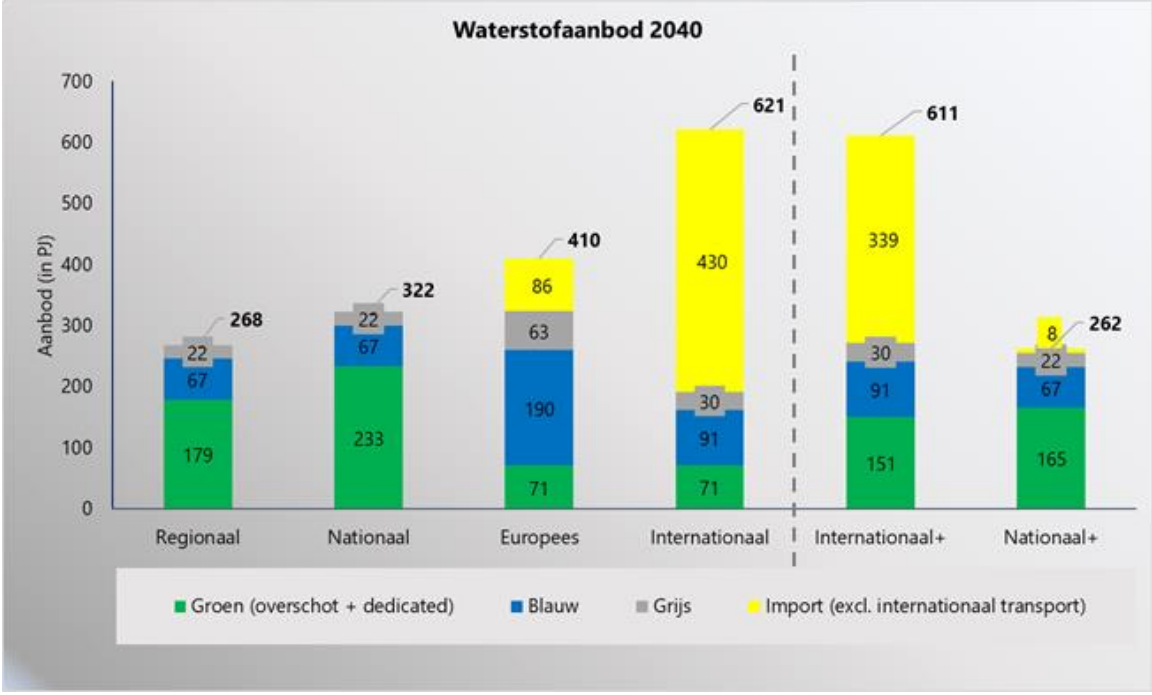
In II3050 zijn energiescenario's geschetst voor 2050. In deze scenario's loopt het aanbod van waterstof en elektriciteit sterk uiteen. In onze interpolatie voor 2040 is er vooral in waterstofaanbod al een groot verschil ontstaan, terwijl het elektriciteitsaanbod in de scenario's nog dicht bij elkaar ligt. In deze paragraaf wordt ingegaan op het aanbod van waterstof en elektriciteit in de vier scenario's en de twee varianten daarop. De hier gepresenteerde resultaten zijn een weergave van het jaarlijkse aanbod op basis van oplossingsrichting 3, waarin rekening gehouden is met de verschillende flexopties. Deze figuren zijn exclusief de import noodzakelijk om aan de vraag vanuit internationaal transport (lucht- en scheepvaart) te voldoen. Zie Appendix B voor vraag en aanbodfiguren inclusief internationaal transport.

Waterstofaanbod

Het waterstofaanbod, conform de II3050 scenario's gebaseerd op de vraag, voor 2040 is weergegeven in Figuur 45. Het Regionale scenario kent het laagste aanbod, en het aanbod bestaat voor ongeveer twee

derde uit groene waterstof. De rol van grijze waterstof is in dit scenario miniem. In het Nationale scenario wordt waterstof voor dezelfde doeleinden gebruikt als in het Regionale scenario, met de notie dat grijze waterstof in het Regionaal scenario geen rol speelt. Echter ligt het aanbod van waterstof hoger dan in het Regionale scenario. Dit komt doordat er een groter aantal GW wind en zon opgesteld staat, waarvan 7,5 GW op zee. In het Europese scenario is de vraag naar waterstof groter dan in Regionaal/Nationaal, ook is het aanbod van blauwe waterstof het grootst. Dit komt doordat de ambitie van zelfvoorzienend wordt losgelaten en andere soorten waterstof kunnen concurreren met eigen groene productie. Hierdoor kan waterstof op meer plekken in het energiesysteem kan worden ingezet. De back-up centrales in de elektriciteitssector draaien in dit scenario meer op groen gas of aardgas, waardoor de waterstofvraag nog fors lager blijft dan wanneer dit op waterstof zou zijn zoals in de andere drie scenario's (het gaat om +- 100 PJ).

Het grootste aanbod van waterstof verwachten we in het Internationale scenario. De ontwikkelingen die we zien in het Internationale scenario komen grotendeels overeen met die in het Europese scenario. Het voornaamste verschil is dat het regelbaar elektriciteits-productievermogen in het Internationale scenario op waterstof draait en er sprake is van een forse waterstofvraag vanuit de gebouwde omgeving (vanwege hybride warmtepompen). In het Internationale scenario is een grote rol weggelegd voor import van waterstof; het geïmporteerde volume is twee derde van de totale vraag en op zichzelf al groter dan de totale vraag van de drie andere scenario's. Het totale waterstofaanbod is in het Internationaal extra wind op zee scenario vergelijkbaar met het Internationale scenario. Er wordt in het Internationaal extra wind op zee scenario een groter deel zelf opgewekt, ten opzichte van het Internationale scenario. Dit is te verklaren door de het overschot duurzame elektriciteit in dit scenario. In het Nationaal extra elektrificatie scenario is een groot deel van de industrie geëlektrificeerd. Hierdoor is de waterstof vraag in dit scenario lager dan in het Nationale scenario. De hoeveelheid blauwe en grijze waterstof is tussen deze Nationaal en Nationaal extra elektrificatie wel gelijk.

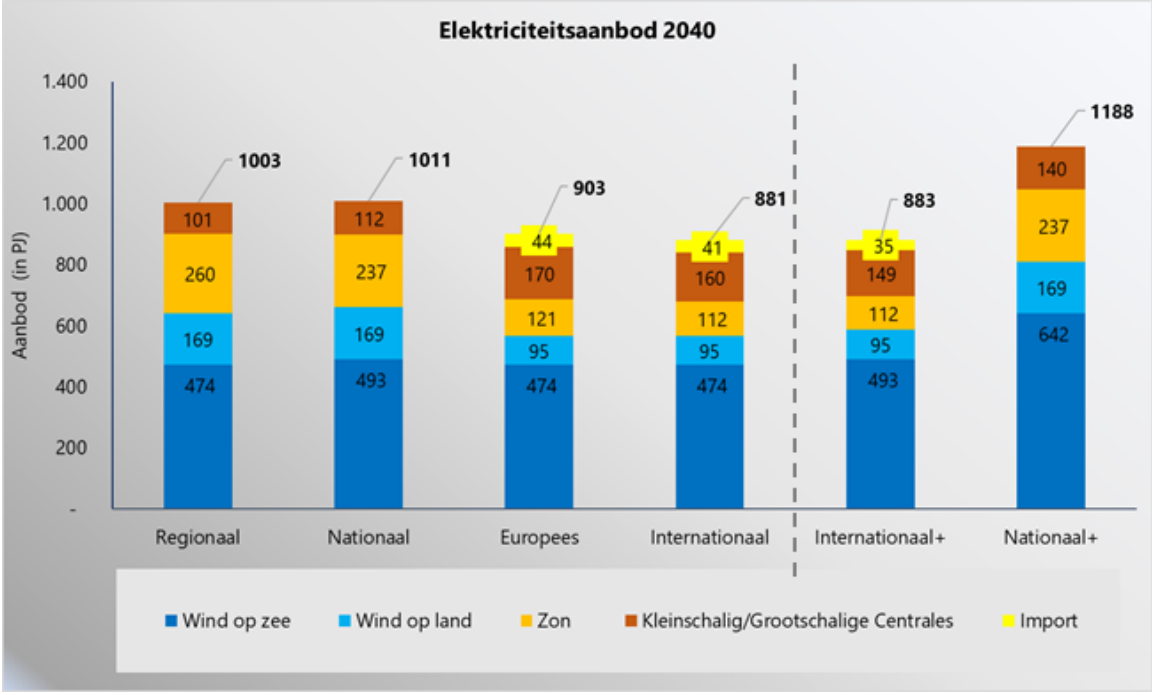


Figuur 45. Waterstofaanbod voor de 2040 scenario's (gebaseerd op de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie). Internationaal + gaat uit van extra wind op zee, hierdoor neemt import afhankelijkheid af. Nationaal+ gaat uit van elektrificatie van de industrie, hierdoor is het aanbod elektriciteit uit wind op zee voor elektrolyse (alsook de vraag naar groene waterstof) lager.

Elektriciteitsaanbod

Het aanbod van elektriciteit voor 2040 is weergegeven in Figuur 46 Hier valt op dat de verschillen tussen de scenario's kleiner zijn dan bij het waterstofaanbod. Het Regionale en Nationale scenario hebben een groter aanbod van elektriciteit dan de andere scenario's. Voor het Regionale scenario komt dit vanwege een groter opgesteld vermogen zon-pv en voor het Nationale scenario is dit (natuurlijk) vanwege een grotere aanname voor GW wind op zee. De import van elektriciteit is beperkt, er wordt in deze scenario's naar een grote mate van onafhankelijkheid gestreefd, mede daarom is de inzet van waterstofcentrales aanzienlijk groter dan in het Europese en Internationale scenario.

Het Europese en Internationale scenario lijken sterk op elkaar. Deze scenario's kennen een lagere elektriciteitsvraag in de energiesector. Dit komt met name omdat hier van het autarkisch wereldbeeld is afgestapt. De elektrolysecapaciteit wordt vooral gebruikt voor overschotten. In het Internationaal extra wind op zee scenario wordt meer duurzame elektriciteit opgewekt dan in het Internationale scenario. Dit komt omdat er meer vermogen wind op zee staat. De stijging in het vermogen wind op zee is echter groter dan het bruikbare aanbod. Het Nationaal extra elektrificatie scenario heeft een grotere opwek dan het Nationale scenario. Dit komt doordat er meer vraag is naar elektriciteit, waardoor er minder curtailment en minder gekoppelde elektrolyse plaatsvindt.



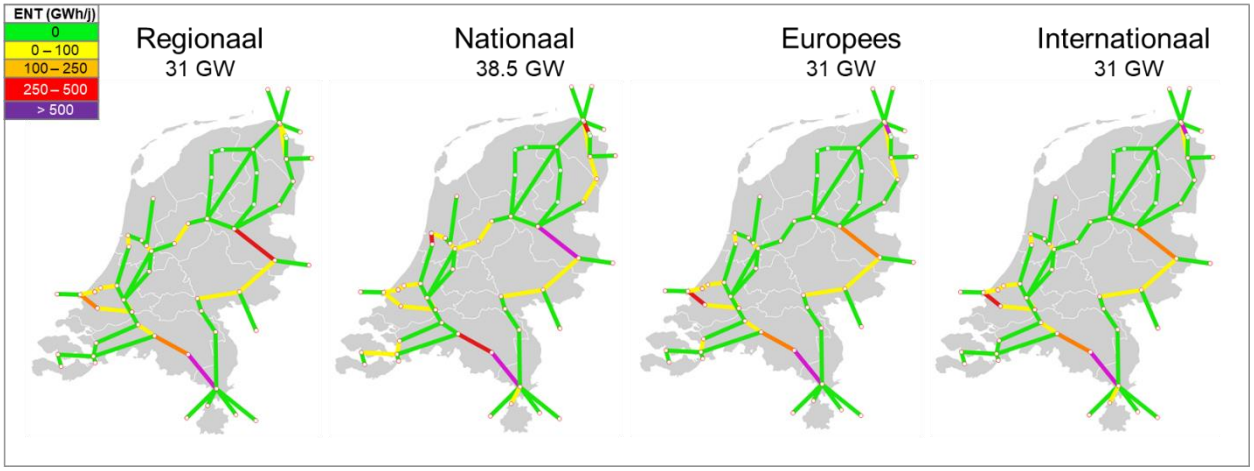
Figuur 46: Elektriciteitsaanbod voor de 2040 scenario's (gebaseerd op de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie).

6.3.2 Verschillen in resultaten tussen scenario's: elektriciteitsnet

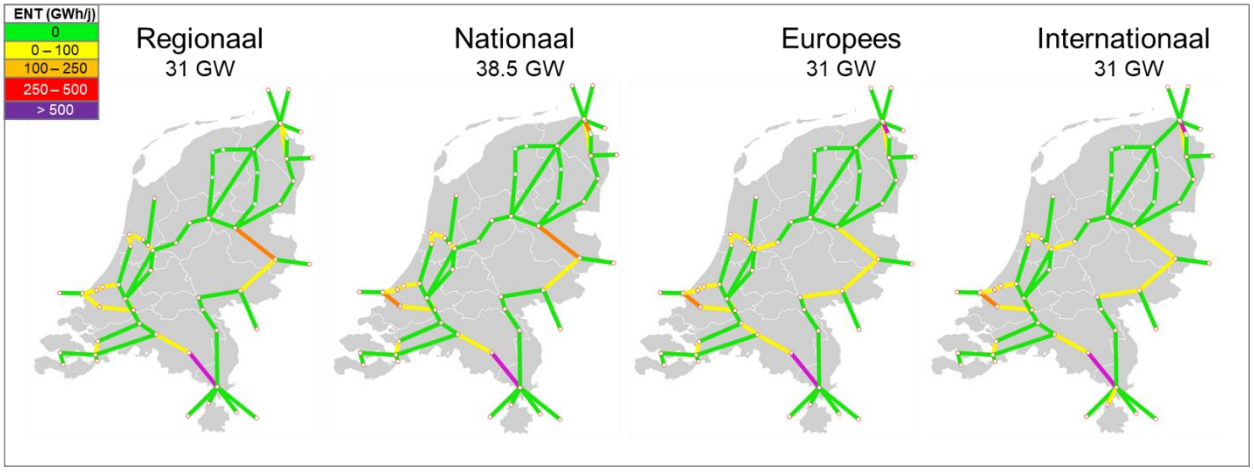
Over de verschillende oplossingsrichtingen heen zijn duidelijke verschillen te zien in de congestie op het elektriciteitsnet. Deze sectie toont een overzicht van de verschillen tussen de onderlinge scenario's. Deze vergelijking is vrij summier, omdat het vergelijken van scenario's geen inzichten oplevert over de effecten van keuzes in aanlanding en/of operatiemodus van de elektrolyser, maar voornamelijk de effecten van keuzes in het vraag- en aanbod profiel van de verschillende scenario's laat zien.

Figuur 47 laat voor de oplossingsrichting gericht op Eemshaven de elektriciteitsnetcongestie zien, terwijl Figuur 48 de congestie laat zien voor de oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie. Voor de oplossingsrichtingen zonder elektrolyse ter preventie van congestie laat het Nationale scenario (met 38,5 GW wind op zee) de meeste congestie op het elektriciteitsnet zien. Voor de 31 GW scenario's is het stuivertje wisselen tussen de scenario's Europees en Internationaal, welke beide een vrijwel gelijke belasting van het elektriciteitsnet laten zien met het Regionale scenario.

Daarnaast valt op dat voor de oplossingsrichtingen met elektrolyse ter preventie van congestie (waaronder ook de casus met elektrolyse op zee), de belastingen van het elektriciteitsnet elkaar weinig ontlopen tussen de scenario's. Dit is te verklaren doordat in geen enkel scenario de invoedingslimiet van de aanlandingslocaties (significant) wordt overschreden, waardoor de scenario's vanuit het perspectief van de elektrisch ingevoede vermogens uit wind op zee zeer vergelijkbaar zijn. Verschillen tussen de netwerkbelasting zullen dus vooral voortkomen uit de vraag- en aanbodprofielen van de verschillende scenario's.



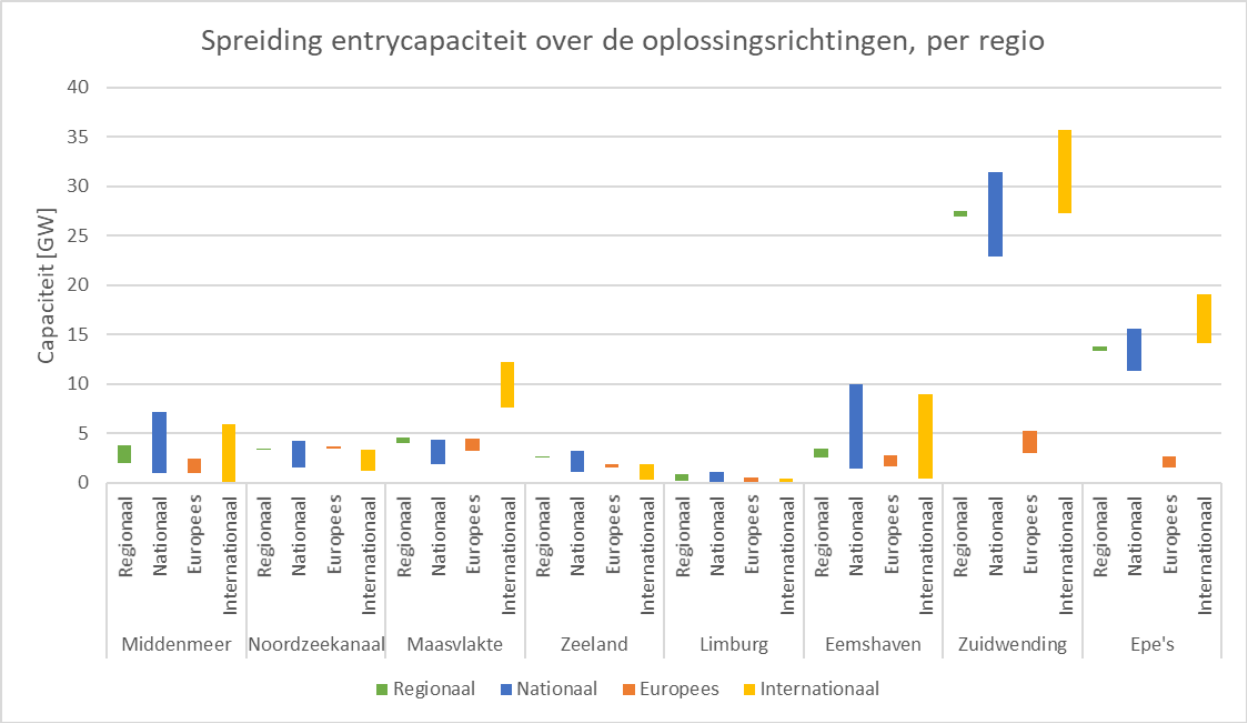
Figuur 47: Congestie elektriciteitsnet bij een volledig elektrische oplossingsrichting gericht op de Eemshaven.



Figuur 48: Congestie elektriciteitsnet bij een volledig elektrische oplossingsrichting met elektrolyse ter preventie van congestie.

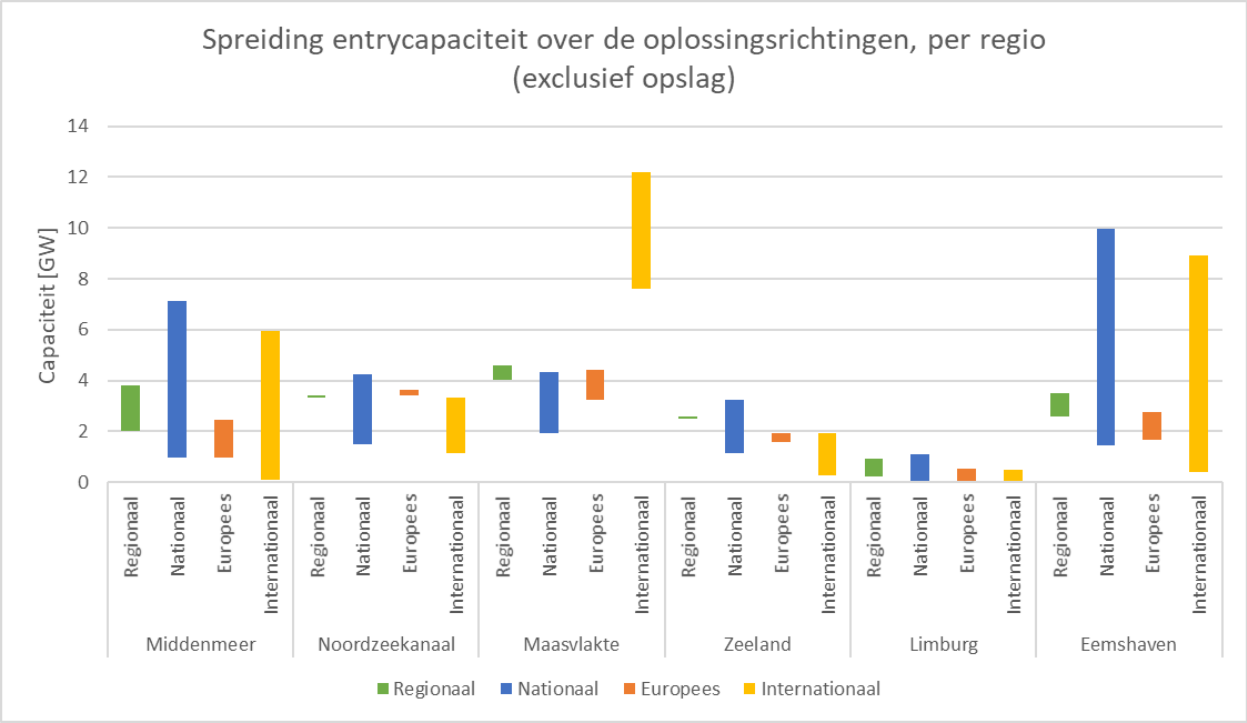
6.3.3 Verschillen in resultaten tussen scenario's: waterstofnet

Op basis van de verschillende oplossingsrichtingen in aanlandingslocatie zijn 'snapshots' (zoals beschreven in paragraaf 5.6.2) gecreëerd voor het waterstofnetwerk. Voor de verschillende snapshots is in Figuur 49 te zien wat de minimale en maximale aanbodcapaciteit van waterstof op een locatie is.



Figuur 49: Spreiding entrycapaciteit gezien over alle oplossingsrichtingen per regio voor het voorziene waterstofnetwerk.

Wat opvalt is dat de entry uit de bergingen (Zuidwending en Epe, de twee meest rechtse categorieën) domineert. Voor elk scenario, met uitzondering van Europees, geldt dat de entrycapaciteit op deze opslaglocaties vele malen hoger is dan de capaciteit op de andere locaties waar wind op zee aanlandt in de vorm van elektriciteit (waarbij een deel wordt omgezet in waterstof middels elektrolyse-installaties op land) of waterstof (waarbij de omzetting op zee plaatsvindt). Deze grafiek laat dus zien dat de aanlandlocatie niet bepalend is voor de benodigde capaciteit van het waterstofnetwerk. De hoge entrycapaciteiten vanuit de bergingen in het oosten (Epe) en noorden (Zuidwending) van het land bepalen echter wel de omvang van de benodigde maatregelen in het waterstofnetwerk.



Figuur 50: Spreiding entrycapaciteit gezien over alle oplossingsrichtingen per regio (exclusief opslag) voor het voorziene waterstofnetwerk.

In Figuur 50 is de bandbreedte per regio te zien waartussen gevarieerd is door de aanlandingslocaties te wijzigen. Uit deze grafieken blijkt ook dat het Europees scenario het lichtste scenario is voor het waterstofnetwerk. Hoewel uit Figuur 50 blijkt dat de entrycapaciteit vanuit de aanlandingsregio's vergelijkbaar is met andere scenario's, toont Figuur 49 dat het grote verschil tussen het Europese scenario en de andere scenario's de entrycapaciteit vanuit de bergingen is. Dit komt omdat de maximale uitzendcapaciteit van de bergingen bepaald wordt door de vraag van waterstofcentrales. Wanneer er geen elektriciteit uit zon en wind geproduceerd wordt, leveren centrales (gas en/of waterstof) op dat moment elektriciteit. In het Europees scenario zullen dit gascentrales (methaan) zijn, terwijl in de overige scenario's dit (meer of minder) gascentrales (methaan) en waterstofcentrales zijn. Omdat waterstofcentrales niet worden ingezet in het Europees scenario en dus niet de piekvraag van waterstof bepalen, zijn er geen additionele maatregelen noodzakelijk ten opzichte van het waterstofnetwerk zoals dat is gepland voor 2030. Het basisnetwerk zoals beschreven in paragraaf 3.4 voldoet daarmee. Let wel, in deze studie is niet getoetst of het aardgasnetwerk (methaan) voldoende capaciteit heeft om de centrales in het Europees scenario te voorzien.

Voor de overige scenario's geldt dat de waterstofbackbone moet worden uitgebreid richting 2040 ten opzichte van het waterstofnetwerk waarmee wordt aangevangen in 2030. Om inzichtelijk te maken welke maatregelen noodzakelijk zijn om het aanbod van waterstof op de aanlandingslocaties in te passen in het netwerk, is onderzocht wanneer de aansluitleidingen vanaf de aanlandlocatie naar de backbone niet meer voldoen. Een aansluitleiding is een leiding die – in dit geval – waterstof kan vervoeren tussen het punt van aanlanden of de elektrolyse-installatie op de kust naar de waterstofbackbone. Deze aansluitleidingen zijn (veelal) nieuwe leidingen. De diameter van de

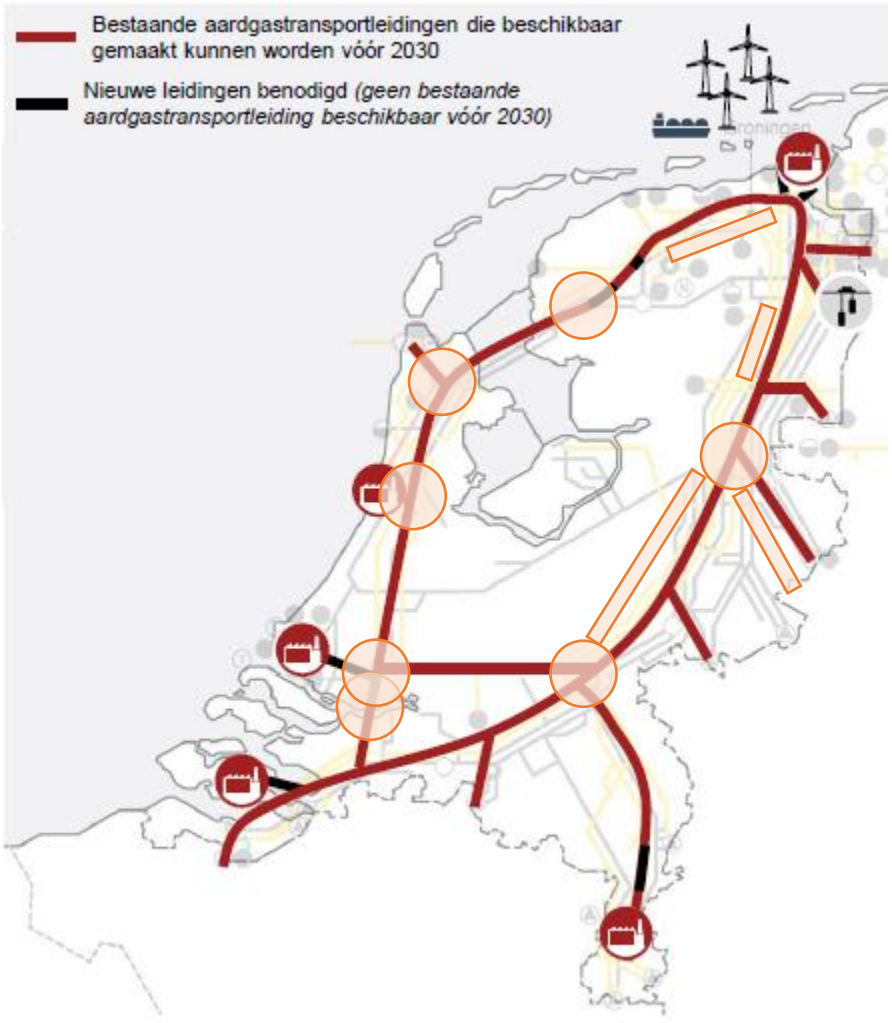
aansluitleidingen vanaf de Maasvlakte en vanaf Eemshaven zijn inmiddels bekend. Voor beide aansluitleidingen is gekozen voor een 24” leiding. Deze diameter is gebaseerd op de huidige inzichten van vraag en aanbod van waterstof inclusief mogelijke, toekomstige groei. Voor de overige aanlandlocaties zijn nog geen keuzes gemaakt ten aanzien van de benodigde diameter van de leiding. Deze keuzes zijn momenteel onderwerp van studie.

Voor Den Helder specifiek is in deze studie aangenomen dat de aanlanding zal plaatsvinden in Middenmeer, zo’n 20 kilometer ten zuidoosten van Den Helder. Deze locatie ligt dicht bij de Gasunie locatie Wieringermeer op de waterstofbackbone. Er is dus geen sprake van een aansluitleiding in het model.

De aansluitleiding op de Maasvlakte is in de meeste scenario’s voldoende groot om de waterstofstromen naar de backbone af te voeren. De uitzondering hierop is echter het Internationaal scenario. Het Internationaal scenario gaat uit van een grote hoeveelheid geïmporteerde waterstof. Wanneer dit Internationaal scenario, zoals beschreven in deze studie, werkelijkheid wordt, is de gekozen omvang van de aansluitleiding vanaf de Maasvlakte niet voldoende. Dit is conform verwachting, gegeven de uitgangspunten voor de aanleg van de leiding. Wanneer tussen nu en 2040 duidelijk wordt dat het aanbod van waterstof vanuit de Maasvlakte zich zal ontwikkelen zoals in deze studie is aangenomen in het Internationale scenario, zijn er waarschijnlijk mogelijkheden om bestaande infrastructuur toe te voegen aan het waterstofnetwerk. Mocht de transportsituatie in het gasnetwerk (methaan) dit niet toelaten, dan zou een additionele nieuwe pijpleiding aangelegd kunnen worden.

Voor de aansluitleiding vanaf Eemshaven geldt dat de maximale entrycapaciteiten zoals aangenomen voor het Nationale en Internationale scenario de capaciteit van de geplande aansluitleiding overschrijdt. Ook dit is conform verwachting en ook hier geldt dat er wellicht mogelijkheden zijn voor het toevoegen van bestaande infrastructuur. Als dat niet mogelijk is, zal een additionele pijpleiding aangelegd worden.

In Figuur 51 zijn de trajecten (lichtoranje lijnen) en compressielocaties (lichtoranje stippen) weergegeven die conform de doorgerekende scenario’s en variaties daarop mogelijk verzwaard moeten worden richting 2040. Zoals eerder opgemerkt, worden de benodigde verzwaringen gedomineerd door de uitzendcapaciteit van de bergingen in de scenario’s en de variaties daarop.



Figuur 51: Trajecten en compressielocaties van voorzien waterstofnetwerk welke mogelijk verzwaard moeten worden.

Dat is ook de reden dat de verzwaringen op trajecten aan de oostkant van het netwerk te zien zijn. Om in 2040 waterstof vanuit het noorden en oosten te kunnen transporteren naar de rest van het land, is meer transportcapaciteit noodzakelijk dan op dit moment gepland is voor de aanleg van de waterstofbackbone in 2030. Juist aan deze oostkant van het land zijn al veel gastransportleidingen aanwezig die in de toekomst wellicht niet meer nodig zijn voor gastransport. Dit geeft meer kans op het tijdig beschikbaar zijn van een transportleiding voor waterstoftransport. De omvang van de benodigde verzwaringen is afhankelijk van het scenario en de variaties daarop. Ook moet er een verbinding met de Epe-cavernes gerealiseerd worden wanneer dit een opslaglocatie voor waterstof wordt in de toekomst.

Naast het toevoegen van parallelle leidingen op sommige trajecten van de waterstofbackbone, is er richting 2040 behoefte aan compressie in het waterstofnetwerk wanneer wordt uitgegaan van de doorgerekende scenario's en variaties. De bestaande compressielocaties zijn geschikte locaties voor compressie in het waterstofnetwerk. De compressoren zelf zullen echter wel moeten worden vervangen

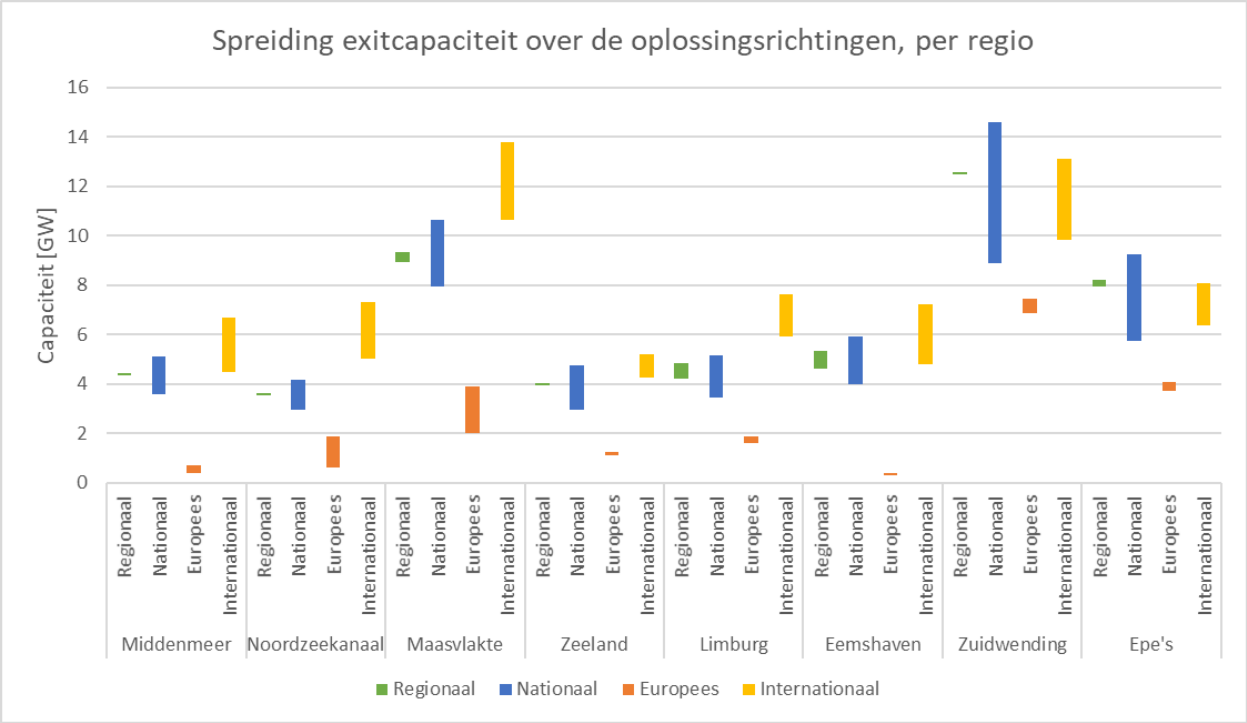
aangezien aardgascompressoren niet geschikt zijn om waterstof te comprimeren. De benodigde compressievermogens zijn afhankelijk van het scenario en de variaties daarop.

Zoals al eerder genoemd ontstaan de hoge uitzendcapaciteiten van de bergingen door de vraag naar waterstof van elektriciteitscentrales. Deze waterstofcentrales leveren een groot gedeelte van de benodigde flexibiliteit voor het grotendeels duurzame elektriciteitssysteem door in de vraag naar elektriciteit te voorzien op incidentele momenten waarin geen aanbod uit zon en wind beschikbaar is. We zien dat een deel van deze waterstofcentrales slechts een beperkt gedeelte van het jaar wordt ingezet. Omdat deze studie zich voornamelijk richt op de ontwikkeling van (offshore en onshore) transmissie-infrastructuur is geen analyse gemaakt naar de kostenefficiëntie van een dergelijk beperkte piekinzet. Nader onderzoek hierna lijkt gewenst, waarin mogelijk ook andere vormen van flexibiliteit kunnen worden onderzocht.

Een mogelijke oplossing is het plaatsen van elektriciteitscentrales vlak bij de opslaglocaties/bergingen. In deze studie is uitgegaan dat waterstofcentrales worden geplaatst op de bestaande locaties van elektriciteitscentrales. De plaatsing van waterstofcentrales kan mogelijk worden geoptimaliseerd om de impact op het waterstofnetwerk te beperken. Uitgezocht zou moeten worden in hoeverre het elektriciteitsnetwerk dit ondersteunt. Waterstofcentrales leveren met name wanneer er (bijna) geen elektriciteitsproductie is uit zon en wind. Het elektriciteitsnetwerk wordt dan niet zo zwaar belast, dus is er redelijk wat vrijheid om waterstofcentrales dichter bij de opslag te plaatsen. Het waterstoftransport naar de centrales belast dan de waterstofbackbone minder. Een alternatieve oplossing is om te onderzoeken in hoeverre decentrale opslag (nabij centrales, bijvoorbeeld door waterstof om te zetten in ammoniak) mogelijk is, om zo de piekvraag aan opslaglocaties/bergingen te beperken.

Uiteraard zullen de bergingen ook gevuld moeten worden. Daarom is onderzocht wat de maatregelen in het waterstofnetwerk zouden moeten zijn voor het vullen van de bergingen (Zuidwending en Epe). In Figuur 52 zijn de minimale en maximale exitcapaciteiten (vanuit het waterstofnetwerk naar de regio's) te zien voor de verschillende scenario's en de variaties hierop. In tegenstelling tot het uitzenden van de bergingen (entrycapaciteiten) is te zien dat de vulcapaciteiten van de bergingen niet dominant zijn ten opzichte van de exitcapaciteit in de overige regio's.

Echter, het vullen van de bergingen gaat niet in alle scenario's zonder maatregelen: er is compressiecapaciteit noodzakelijk op een aantal locaties in het westen van het land en in Friesland. Middels deze compressie wordt gezorgd dat waterstof vanuit het westen naar het oosten van het land getransporteerd kan worden. Het benodigde compressievermogen is echter vele malen kleiner dan het benodigde vermogen voor het transporteren van de maximale uitzendcapaciteit van de bergingen.



Figuur 52: Spreiding exitcapaciteit gezien over alle oplossingsrichtingen per regio voor het voorziene waterstofnetwerk.

6.4 Gevoeligheidsanalyse

De aannames en resultaten van de modellering zijn gericht op 2040, wat een aanzienlijke onzekerheid met zich meebrengt op het gebied van technologische en economische ontwikkelingen. Daarom is voor de belangrijkste aspecten een gevoeligheidsanalyse gedaan.

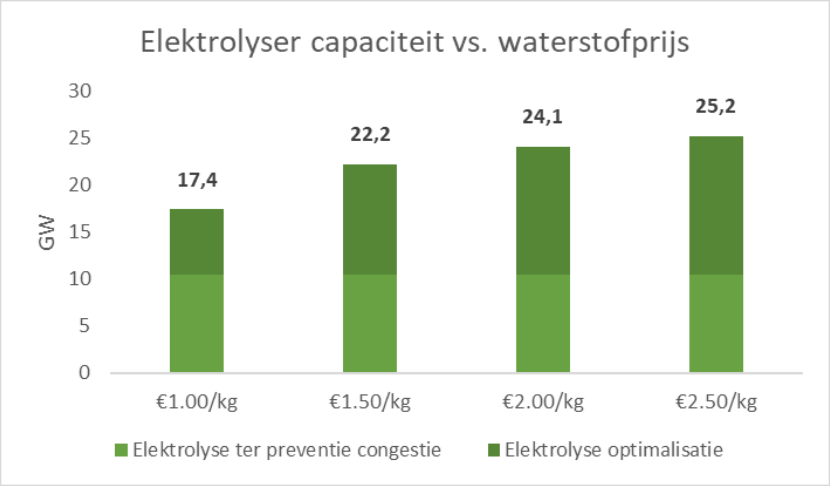
6.4.1 Importprijs waterstof

De importprijs van waterstof heeft een effect op het kosten-geoptimaliseerd vermogen van elektrolyse op land. Een hogere waterstofprijs betekent dat een elektrolyser bij lagere vollasturen break-even kan draaien, met als bijkomend effect dat kleinere overschotten van hernieuwbare energiebronnen gebruikt kunnen worden en curtailment zal afnemen. Tijdens de modellering is met twee prijzen gewerkt voor de import van waterstof: €1,90 voor de scenario's Europees en internationaal (en variant Internationaal extra wind op zee), en €2,58 voor de scenario's Regionaal en Nationaal (en variant Nationaal versnelde elektrificatie). Voor een gedetailleerde berekening, zie kader 3 in sectie 5.7.

Voor de gevoeligheidsanalyse is het Nationale scenario gebruikt waarbij 10,4 GW aan elektrolysecapaciteit staat opgesteld ter preventie van congestie. De waterstofprijs van 1,00 €/kg tot 2,50 €/kg wordt gevarieerd in stappen van 0,50 €/kg. Als output van de gevoeligheidsanalyse wordt het opgesteld vermogen elektrolyse op land (uitkomst van de optimalisatie), de vollasturen van het geoptimaliseerd elektrolyse vermogen, de hoeveelheid curtailment (zowel piek capaciteit als totaal volume) en het volume geïmporteerd waterstof uitgezet tegen de waterstof prijs.

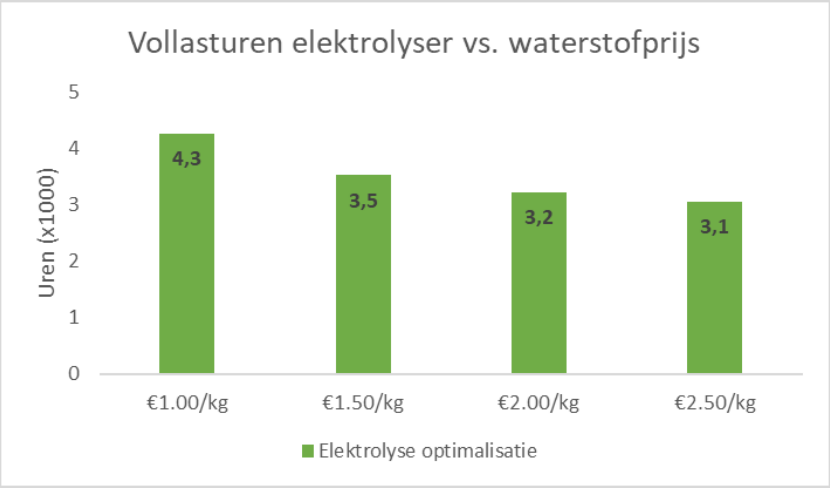
Figuur 53 laat zien dat het opgesteld elektrolyse vermogen toeneemt naarmate de prijs van geïmporteerd waterstof toeneemt. De grootste gevoeligheid ligt in de regio 1,00 - €1,50 €/kg en boven

de 2,00 €/kg vlakt de toename af. De hoeveelheid elektrolyse ter preventie van congestie verandert tussen de prijsvariaties niet, omdat het energieaanbod gelijk blijft.



Figuur 53: Gevoeligheid elektrolyser capaciteit voor importprijs waterstof

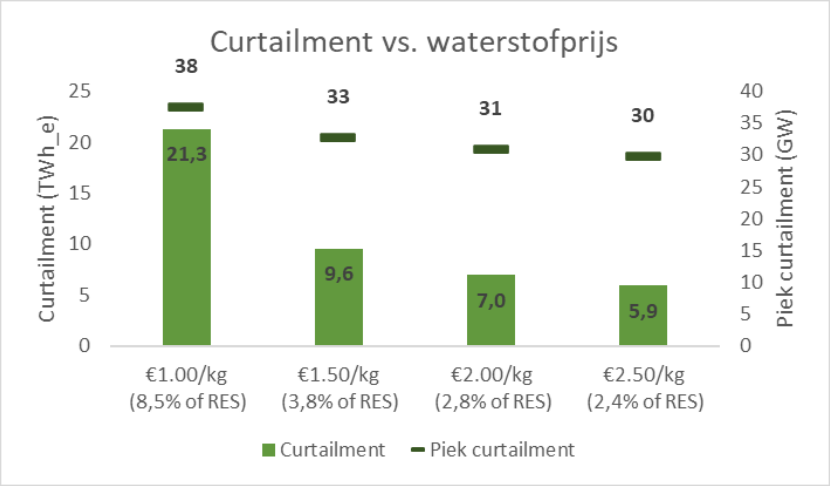
Figuur 54 laat zien dat de benodigde vollasturen voor het geoptimaliseerd elektrolysevermogen afnemen naarmate de waterstofprijs stijgt. Ook hier is zichtbaar dat de grootste gevoeligheid tussen de 1,00 - 1,50 €/kg ligt en boven de 2,00 €/kg de afname afvlakt. De vollasturen van de elektrolyser ter preventie van congestie zijn niet getoond, daar de vollasturen constant zijn tussen de prijsvariaties.



Figuur 54: Gevoeligheid elektrolyser vollasturen voor importprijs waterstof

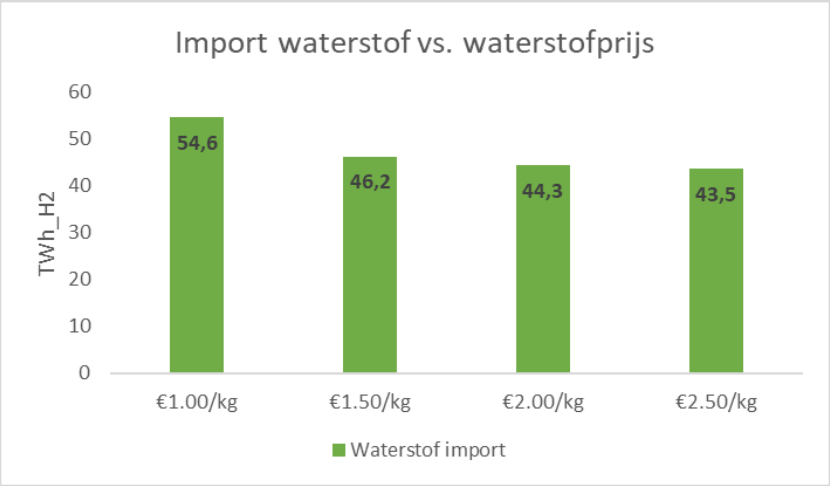
Figuur 55 laat zien dat de hoeveelheid curtailment afneemt naar mate de waterstofprijs toeneemt. Dit geldt in mindere mate voor het piekvermogen en in grotere mate voor het volume curtailment, waarbij ook het percentage hernieuwbare energie dat verloren gaat aan curtailment afneemt. De grootste

afname ligt tussen de 1,00 - 1,50 €/kg, met voor het piekvermogen curtailment een afvlakking na 1,50 €/kg, terwijl voor het volume curtailment de daling ook na de 1,50 €/kg doorzet.



Figuur 55: Gevoeligheid curtailment (piek, volume, en % van RES) voor importprijs waterstof

Figuur 56 laat zien dat de hoeveelheid geïmporteerde waterstof afneemt naarmate de waterstofprijs toeneemt. Ook hiervoor geldt dat de grootste gevoeligheid tussen de 1,00 - 1,50 €/kg ligt, dat daarboven de afname vrijwel stagneert.



Figuur 56: Gevoeligheid volume import waterstof voor importprijs waterstof

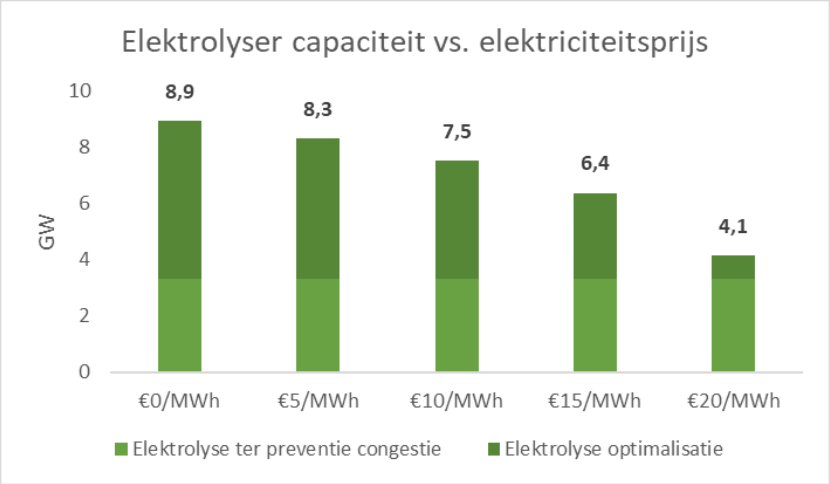
6.4.2 Prijs elektriciteit voor elektrolyse op land

In de modellering is aangenomen dat elektrolyse op land alleen gebruik maakt van overschotten in het aanbod hernieuwbare energie. Echter, ook deze overschotten elektriciteit hebben een prijs, welke meegenomen dient te worden in de binnenlands geproduceerde waterstofprijs. Een hogere

elektriciteitsprijs voor deze overschotten betekend dat een elektrolyser hogere vollasturen moet draaien om break-even te draaien. In de modellering is gebruikt gemaakt van een prijs van €10/MWh voor deze elektrische overschotten.

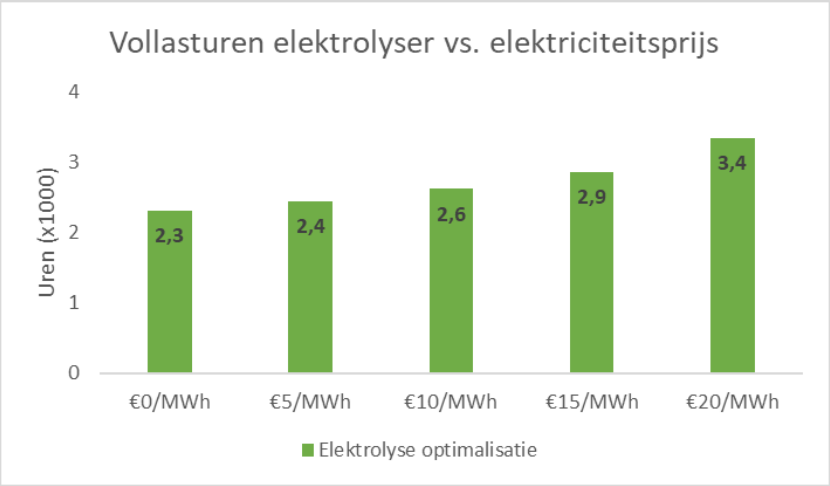
Voor de gevoeligheidsanalyse is het internationaal scenario gebruikt, welke een basis waterstofprijs van €1,47/kg heeft en 3,3 GW aan opgesteld elektrolyse vermogen ter preventie van congestie, en wordt de prijs van elektriciteit voor elektrolyse op land in stappen van €5 gevarieerd tussen de €0 en €20/MWh. Als output van de gevoeligheidsanalyse wordt het opgesteld vermogen elektrolyse op land (uitkomst van de optimalisatie), de vollasturen van het geoptimaliseerd elektrolyse vermogen, de hoeveelheid curtailment (zowel piek capaciteit als totaal volume) en het volume geïmporteerd waterstof uitgezet tegen prijs voor elektrische overschotten.

Figuur 57 laat zien dat het opgesteld elektrolyse vermogen afneemt naarmate de prijs voor overschotten elektriciteit uit hernieuwbare energie toeneemt. De grootste gevoeligheid ligt in de range €15 - €20/MWh. De hoeveelheid elektrolyse ter preventie van congestie verandert tussen de prijsvariaties niet, gezien het energieaanbod gelijk blijft.



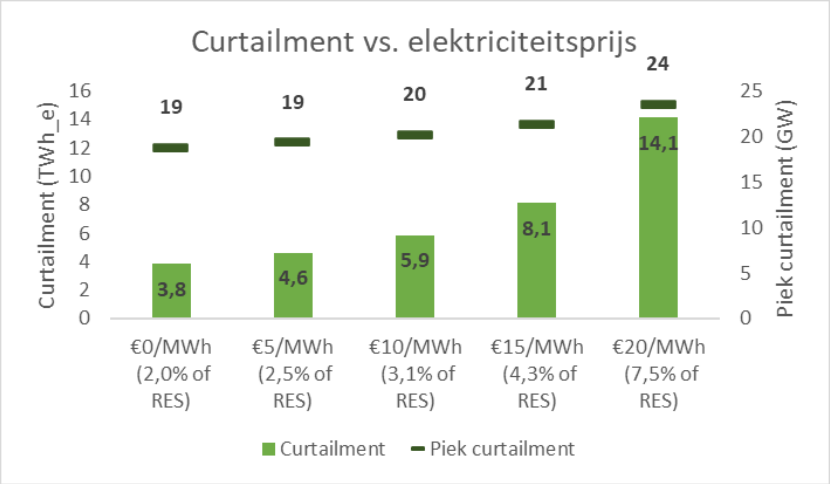
Figuur 57: Gevoeligheid elektrolyser capaciteit voor prijs overschotten elektriciteit

Figuur 58 laat zien dat de benodigde vollasturen voor het geoptimaliseerd elektrolysevermogen toenemen naarmate de prijs voor overschotten elektriciteit uit hernieuwbare energie stijgt. Ook hier is zichtbaar dat de grootste gevoeligheid tussen de €15 - €20/MWh ligt. De vollasturen van de elektrolyser ter preventie van congestie zijn niet getoond, daar de vollasturen constant zijn tussen de prijsvariaties.



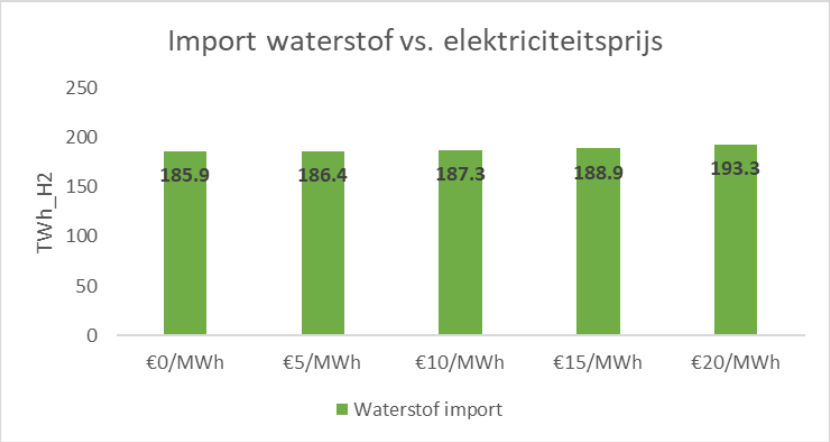
Figuur 58: Gevoeligheid elektrolyser vollasturen voor prijs overschotten elektriciteit

Figuur 59 laat zien dat de hoeveelheid curtailment toeneemt naar mate de prijs voor overschotten elektriciteit uit hernieuwbare energie toeneemt. Dit geldt in mindere mate voor het piekvermogen en in grotere mate voor het volume curtailment, waarbij ook het percentage hernieuwbare energie dat verloren gaat aan curtailment toeneemt. De grootste toename ligt tussen de €15 - €20/MWh.



Figuur 59: Gevoeligheid curtailment (piek, volume, en % van RES) voor prijs overschotten elektriciteit

Figuur 60 laat zien dat de hoeveelheid geïmporteerd waterstof toeneemt naarmate de prijs voor overschotten elektriciteit uit hernieuwbare energie stijgt. Ook hiervoor geldt dat de grootste gevoeligheid tussen de €15 - €20/MWh ligt.



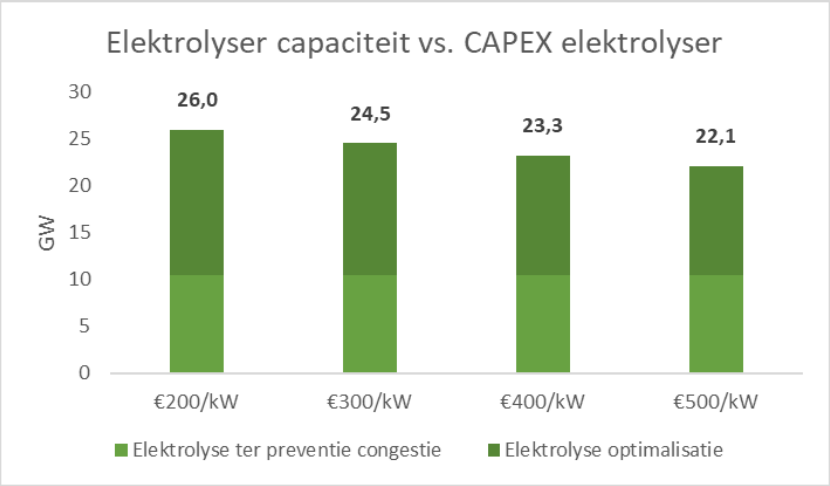
Figuur 60: Gevoeligheid volume import waterstof voor prijs overschotten elektriciteit

6.4.3 Kosten elektrolyser in het zichtjaar 2040

De kosten van de elektrolyser (zowel CAPEX als OPEX) hebben een impact op het break-even punt van een elektrolyser, wat zichtbaar is in de benodigde vollasturen om te kunnen concurreren met de prijs van geïmporteerd waterstof. Een hogere CAPEX heeft doorgaans het effect dat de kostprijs van binnenlands geproduceerd waterstof hoger is, en de elektrolyser meer vollasturen zal moeten draaien om te concurreren met geïmporteerd waterstof. In de modellering heeft de CAPEX van elektrolysers ook een invloed op de prijs van geïmporteerd waterstof, volgens de redenatie dat de kosten van de elektrolyser zelf wereldwijd niet significant zal verschillen. Voor deze gevoeligheidsanalyse is de prijs van geïmporteerd waterstof vastgezet op €2,15/kg om enkel de directe gevoeligheid van de CAPEX van de elektrolyser te testen. De standaardwaarde voor de CAPEX van elektrolysers in de modellering is €300/kW, met de OPEX 3% van de CAPEX.

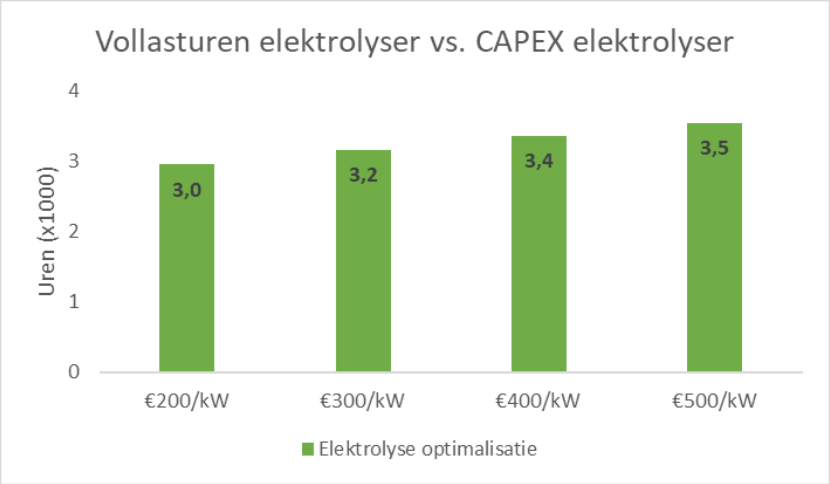
Voor de gevoeligheidsanalyse is het Nationaal scenario gebruikt met 10,4 GW aan opgesteld elektrolyse vermogen ter preventie van congestie, en wordt de prijs van elektriciteit voor elektrolyse op land in stappen van €100 gevarieerd tussen de €200 en €500/kW. Als output van de gevoeligheidsanalyse wordt het opgesteld vermogen elektrolyse op land (uitkomst van de optimalisatie), de vollasturen van het geoptimaliseerd elektrolyse vermogen, de hoeveelheid curtailment (zowel piek capaciteit als totaal volume) en het volume geïmporteerd waterstof uitgezet tegen de CAPEX van de elektrolyser.

Figuur 61 laat zien dat het opgesteld elektrolyse vermogen afneemt naarmate de CAPEX voor elektrolysers toeneemt. De gevoeligheid is vrijwel lineair ten aanzien van de CAPEX van elektrolysers. De hoeveelheid elektrolyse ter preventie van congestie verandert tussen de prijsvariaties niet, omdat het energieaanbod gelijk blijft.



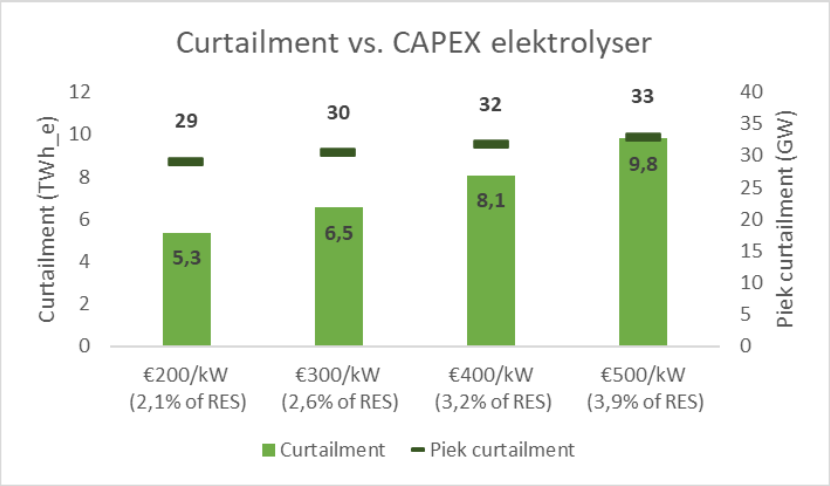
Figuur 61: Gevoeligheid elektrolyser capaciteit voor CAPEX elektrolyser

Figuur 62 laat zien dat de benodigde vollasturen voor het geoptimaliseerd elektrolysevermogen toenemen naarmate de CAPEX voor elektrolysers toeneemt. De gevoeligheid is vrijwel lineair ten aanzien van de CAPEX van elektrolysers. De vollasturen van de elektrolyser ter preventie van congestie zijn niet getoond, daar deze niet afhankelijk zijn van prijsvariaties.



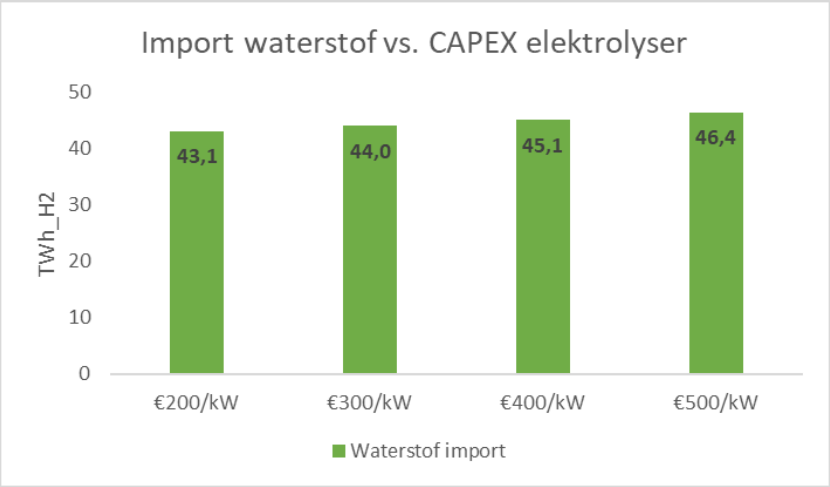
Figuur 62: Gevoeligheid elektrolyser vollasturen voor CAPEX elektrolyser

Figuur 63 laat zien dat de hoeveelheid curtailment toeneemt naar mate de CAPEX voor elektrolysers toeneemt. Dit geldt in mindere mate voor het piekvermogen en in grotere mate voor het volume curtailment, waarbij ook het percentage hernieuwbare energie dat verloren gaat aan curtailment toeneemt. De gevoeligheid is vrijwel lineair ten aanzien van de CAPEX van elektrolysers.



Figuur 63: Gevoeligheid curtailment (piek, volume, en % van RES) voor CAPEX elektrolyser

Figuur 64 laat zien dat de hoeveelheid geïmporteerd waterstof toeneemt naarmate CAPEX voor elektrolysers toeneemt. Ook hiervoor geldt dat de gevoeligheid vrijwel lineair is ten aanzien van de CAPEX van elektrolysers.



Figuur 64: Gevoeligheid volume import waterstof voor CAPEX elektrolyser

6.4.4 Kosten en baten elektrolyse geïntegreerd in windturbines

Hieronder worden de kostenimplicaties van elektrolyse geïntegreerd in windturbines geschetst ten opzichte van gecentraliseerde offshore elektrolyse.

Componentniveau: De componentkosten van elektrolysers zullen per MW niet significant anders zijn dan bij gecentraliseerde elektrolyse. Het integreren van de systemen brengt echter wel ontwikkelingskosten met zich mee. Ten opzichte van gecentraliseerde elektrolyse moet er ook aanvoer van demiwater zijn. De kosten hiervoor zijn afhankelijk van het gekozen concept: centrale desalinatie en aanvoer naar individuele windturbines met leidingen, of desalinatie modules integreren in de turbine.

Kostenvoordelen voor eenmalige, grootschalige, centrale desalinatie worden deels afgezet tegen de kosten voor leidingen naar turbines. Integratie van elektrolyse in een windturbine vermindert het aantal elektrische conversiestappen in de turbine en in de keten. Bij elektrische ontsluiting van windenergie vinden AC/DC en DC/AC conversiestappen plaats binnen de turbine. Deze laatste stap kan vermeden worden in een windturbine met elektrolyse, aangezien elektrolyse met DC wordt gevoed.

Infrastructuur: Het verschil in infrastructuur tussen gecentraliseerde en decentrale (geïntegreerde) elektrolyse zit hem in een conversiestap (zie componentniveau) en de wijze van ontsluiting. Een windpark met gecentraliseerde elektrolyse maakt gebruik van inter-array kabels tussen het windpark en een centraal eiland of (cluster van) platformen waar elektrolyse plaatsvindt; bij decentrale elektrolyse worden turbines met pijpleidingen naar een compressie platform gebracht. In beide concepten is er sprake van een hoofdleiding die waterstof naar land brengt.

Voor geïntegreerde elektrolyse is er geen eiland nodig om elektrolyse capaciteit te plaatsen. Hiervoor komen echter wel compressiestations in de plaats. Voor een configuratie met 12 GW aan elektrolyse kan dit tot wel 300 M€/jaar goedkoper zijn. Ook de infrastructuur (pijpleidingen en kabels) van de windparken naar land zullen goedkoper zijn. Voor 12 GW geïntegreerde elektrolyse zijn deze kosten tot wel 50 M€/jaar lager dan bij centrale elektrolyse.

Operationele voordelen: Doordat er een DC/AC en een AC/DC stap wordt vermeden in de keten en inter-array kabels vervangen door pijpleidingen nemen de elektrische verliezen in de keten af. In de marktconsultatie werd genoemd dat elektrische verliezen tot wel 10 procentpunt afnemen in geval van decentrale elektrolyse.

Windparkoptimalisatie: windparken op zee met elektrische ontsluiting zijn geoptimaliseerd voor elektrische infrastructuur. Dit geldt ook voor windparken met gecentraliseerde waterstofproductie. Voor een windpark met decentrale elektrolyse geïntegreerd in windturbines is optimalisatie van het ontwerp (rotor diameter – generator verhouding) en de windpark lay-out mogelijk.

6.4.5 Vergelijking kosten waterstofproductie en waterstof import

De toekomstige marktprijs voor groene waterstof is onzeker. Mogelijk wordt in het zichtjaar 2040 de prijs van import van groene waterstof prijszettend. In dit geval kent de business case van binnenlandse productie van groene waterstof en onrendabele top.

De vergelijking tussen de kostenniveaus geeft een eerste indicatie van het concurrentievermogen van binnenlandse productie van groene waterstof.

Het kostenniveau van waterstof wordt uitgedrukt in een Levelised Cost of Hydrogen (LCoH) in €/kg. De LCoH bestaat uit de volgende componenten:

- De CAPEX en OPEX van de elektrolyser,
- De prijs die wordt betaald voor elektriciteit,
- Het aantal vollasturen, bepalend voor het totale volume geproduceerde waterstof,
- Kapitaalkosten.

De prijs voor elektriciteit en het aantal vollasturen hangen af van de operationele modus. Dit resulteert in verschillen in de LCoH.

Voor operatie op basis van overschotten, gaan we in deze studie uit van een elektriciteitsprijs van 10 €/MWh. Voor elektrolyse gekoppeld aan een wind op zee park en voor elektrolyse ter preventie van congestie (anti-netcongestie) gaan we uit van 35 €/MWh. Dit is een aanname voor de Levelised Cost of Electricity (LCoE) van windparken in het zichtjaar 2040. De kosten voor de netverbinding op zee zijn voor gekoppelde elektrolyse ook meegenomen. Indien windpark ontwikkelaars de kosten voor het net op zee moeten dragen stijgt de LCoE van een windpark. Ter indicatie zijn de kosten voor een 2 GW HVDC verbinding in zoekgebied 1 vertaald naar een bijdrage aan de LCoE, van +16 €/MWh. Door deze kosten op te tellen bij de aangenomen elektriciteitsprijs van 35 €/MWh, stijgt de LCoH met 0,7 €/kg. Het aantal vollasturen van de operationele modi van elektrolyse volgt uit de analyses. Voor de berekening van de LCoH zijn dezelfde stappen gebruikt als beschreven in Kader 3 in sectie 5.7. Tabel 19 toont de resultaten van de berekening.

Tabel 19: Bandbreedte levelized cost of hydrogen voor verschillende vormen elektrolyse

Elektrolyse variant	E-prijs [€/MWh]	Vollasturen [uur/jaar]	LCoH (inclusief kosten net op zee) [€/kg]	LCoH (exclusief kosten net op zee) [€/kg]
Operatie obv. overschotten	10	2500-3000	1.7 – 1.8	1,0 – 1,1
Gekoppeld aan WOZ	35	4500 - 5000	2,6 – 2,7	1,9 – 2,0
Anti-netcongestie	35	2500 - 4000	2.7 – 3.0	2,0 – 2,3

De kosten van het elektriciteitsnet op zee (de verbinding van windparken op zee naar de kust) worden momenteel gesocialiseerd via energietarieven. Indien er, zoals bij gekoppelde elektrolyse, sprake is van een rechtstreekse verbinding tussen een windpark op zee en een gebruiker en de elektriciteit niet het hoogspanningsnet wordt ingevoed, dan is het niet juist om de kosten van de verbinding te socialiseren. Het is daarom aan te bevelen om in het beleidskader voor de bekostiging van infrastructuur op zee onderscheid te maken tussen een rechtstreekse verbinding en een net.

De importprijs voor waterstof in deze studie varieert tussen 1,9 tot 2,6 €/kg, afhankelijk van het scenario. Op basis van deze analyse zijn de volgende conclusies te trekken:

- Elektrolyse op basis van overschotten: er is een substantiële marge ten opzichte van de ondergrens van de importprijs van waterstof. Indien er voldoende concurrentie is tussen elektrolyse operators, zou de betalingsbereidheid hoger kunnen zijn dan de aangenomen 10 €/kg.
- Gekoppeld aan WOZ (zonder aansluiting op het landelijke elektriciteitsnet): de LCoH ligt rondom de ondergrens van de importprijs voor waterstof. Indien deze aannamen gerealiseerd worden, zou het kunnen leiden tot een onrendabele top voor elektrolyse gekoppeld aan wind op zee ten opzichte van import.

- Anti-netcongestie: de LCoH ligt net boven de ondergrens van de importprijs voor waterstof. Ook voor deze vorm elektrolyse is er dus kans op een onrendabele top.

Voor de casus met elektrolyse gekoppeld aan wind op zee, is de resulterende LCoH 2,7 €/kg en daarmee hoger dan de bovengrens van de importprijs. Het toevoegen van de kosten van het net op zee aan de business case van een windpark maakt een onrendabele top voor gekoppelde elektrolyse waarschijnlijker.

7 Conclusies en discussie

7.1 Conclusies

Een gecoördineerde aanpak voor elektrisch aanlanden maakt het integreren van grote capaciteit wind op zee mogelijk.

Met een gecoördineerde aanpak voor elektrisch aanlanden (met oog voor beschikbare ruimte op het onshore elektriciteitsnet) kan in het voorziene hoogspanningsnetwerk voor 2035 zonder grote problemen 31 GW wind op zee worden geïntegreerd. Bij het elektrisch integreren van 38,5 GW wind op zee worden er enkele knelpunten voorzien, waarvoor een eventuele uitbreiding van het hoogspanningsnet tot 2040 mogelijk lijkt en voor een deel reeds in het Investeringsplan 2022 van TenneT is voorzien. Er is echter wel in ieder scenario grootschalige conversie van overschotten naar waterstof voorzien, omdat er niet altijd voldoende elektrische (eind)vraag is maar wel vraag naar groene waterstof. In deze studie zijn verschillende varianten van elektrisch aanlanden geanalyseerd, waarbij de aanlandingen gebaseerd zijn op:

- De maximale capaciteiten in de zoekgebieden,
- De verwachte tijdlijn van realisatie van windparken in de zoekgebieden,
- Afstand tot de aanlandingslocaties
- De mogelijke tijdlijn van het verzwaren van verschillende elektrische tracés,
- Vraag naar elektriciteit in de kustregio's, en
- Een inschatting voor de maxima van invoeding van elektriciteit in het net op land op de aanlandingslocaties.

In deze studie is niet gekeken naar ruimtelijke en milieueffecten problematiek van de tracés en de aanlandingslocaties.

De verdeling van elektrische aanlanding heeft voornamelijk impact op de congestie van het elektriciteitsnet. Door een significante capaciteit aan te landen in de Eemshaven (7,2 GW) en daarmee de Maasvlakte te ontlasten (8,7 GW) is het mogelijk om 31 GW wind op zee elektrisch aan te landen zonder significante congestie. Ook in geval van een totale wind op zee capaciteit van 38,5 GW kan de juiste verdeling (Eemshaven 10,5 GW, Maasvlakte 8,7 GW) significant bijdragen aan het verminderen van netcongestie, echter is deze in de situatie van 38,5 GW congestie niet enkel met herverdeling geheel op te lossen. De resterende knelpunten zullen met andere maatregelen moeten worden opgelost. De geschatte kosten om dit operationeel op te lossen zijn minstens 30 miljoen € per jaar.

Als variant is het invoeden van 2 GW wind op zee in Graetheide (hoogspanningsstation bij Chemelot in Limburg) geanalyseerd om de congestie in Noord-Brabant te verminderen. Dit vermindert de congestie, waardoor de benodigde operationele kosten een stuk lager uitvallen. De vraag is of hiermee op de langere termijn investeringen in het hoogspanningsnetwerk kunnen worden voorkomen, maar deze kunnen hiermee in ieder geval worden uitgesteld.

De verschillende aanlandingen kennen verschillen in totale kabellengte, wat resulteert in een kostenverschil. Voor het 38,5 GW scenario, leidt de herverdeling met meer capaciteit naar de

Eemshaven tot een vermindering van de HVDC kabellengte van -320 km en een kostenverschil van -2% op de totale offshore infrastructuur kosten. Gezien dit beperkte offshore infrastructuur kostenverschil kunnen andere overwegingen belangrijker zijn in een afweging tussen deze twee aanlandingsconfiguraties.

Naast een gecoördineerde aanpak voor elektrisch aanlanden is er in alle scenario's elektrolyse toegepast om de overschotten groene stroom in te zetten voor waterstofproductie, variërend tussen de 8 en 23 GW. Zonder deze elektrolyse capaciteit zou er veel curtailment moeten worden toegepast om het systeem in balans te krijgen en meer waterstof worden geïmporteerd.

Er is voldoende groene stroom en vraag naar waterstof voor substantiële capaciteiten elektrolyse. Alternatieve operationele modi dragen bij aan het verminderen van netcongestie.

Er zijn drie vormen voor de inzet van elektrolyse ten behoeve van de systeembalans geanalyseerd[47]:

1. Elektrolyse op basis van overschotten groene stroom (*elektrolyse bij overschotten)*
2. Elektrolyse die het profiel van een windpark op zee volgt (*gekoppelde elektrolyse*)
3. Elektrolyse die inschakelt wanneer een invoedingslimiet wordt overschreden (*anti-congestie elektrolyse*)

Elektrolyse bij overschotten: Voor alle scenario's is een optimale capaciteit van elektrolyse bij overschotten bepaald. Door het grote aanbod van groene stroom is het mogelijk een significante capaciteit te realiseren met veel vollasturen (2500-3200 uur) die enkel bij overschotten wordt ingezet. Deze capaciteit en inzet van elektrolyse concurreert met de import van waterstof.

Voor de 31 GW WOZ scenario's Internationaal en Europees is de geoptimaliseerde elektrolyse capaciteit ongeveer 8 GW, terwijl voor het scenario Regionaal de optimale capaciteit 20 GW is. Dit verschil komt door de grote verschillen in elektriciteitsproductie door zon PV en wind op land (voor Internationaal en Europees ongeveer 60 TWh, voor Regionaal ongeveer 120 TWh). Voor het 38,5 GW WOZ scenario Nationaal is de geoptimaliseerde capaciteit 23 GW. De andere bepalende factor is de importprijs van waterstof, deze is in het Internationale en Europese scenario lager dan in het Regionale en Nationale scenario.

De bovenkant van de bandbreedte impliceert een sterke toename in elektrolyse capaciteit van de 3 tot 4 GW uit het Klimaatakkoord in 2030, naar 23 GW in 2040.

Elektrolyse gekoppeld aan WOZ: Een van de oplossingsrichtingen voor de integratie van wind op zee is het toevoegen van elektrolyse capaciteit die een wind op zee productie profiel volgt. Door deze vorm van elektrolyse toe te passen wordt een deel van de wind op zee capaciteit buiten het elektriciteitsnet gehouden en rechtstreeks geconverteerd naar waterstof.

De totale capaciteit van elektrolyse neemt door het toevoegen van gekoppelde elektrolyse met ongeveer 1 tot 2 GW toe, ten opzichte van de situatie zonder gekoppelde elektrolyse.

[47] Voor de vormen gekoppelde- en anti-congestie elektrolyse geldt dat huidige (Europese) energie wet- en regelgeving waarschijnlijk aangepast moet worden, omdat deze vormen vrije marktwerking verstoren.

Door het toevoegen van gekoppelde elektrolyse, met capaciteiten gebaseerd op netinvoedingslimieten per aanlandingslocatie, wordt netcongestie in de kustgebieden verminderd. Dieper landinwaarts, voor de tracés Tilburg-Eindhoven-Maasbracht en Hengelo-Zwolle, blijft netcongestie bestaan.

De vraag naar waterstof voor elektriciteitsproductie in waterstofcentrales neemt met 10 TWh_{H2} toe, doordat ook in gevallen dat er geen overschot groene stroom is elektrolyse wordt toegepast. Curtailment van elektriciteitsopwekking en import van waterstof nemen beiden af.

Anti-congestie elektrolyse: In deze modus wordt elektrolyse toegepast wanneer invoedingslimieten worden overschreden. De netcongestie resultaten zijn equivalent aan de casus met gekoppelde elektrolyse. Het verschil is dat in deze casus meer elektriciteit uit wind op zee het net wordt ingevoed, wat resulteert in een verminderde inzet van regelbaar vermogen en meer netto export van elektriciteit.

Offshore elektrolyse is naar verwachting tijdig volwassen om in de jaren '30 een rol te spelen in het integreren van windenergie op zee in het energiesysteem. Grootschalige offshore elektrolyse kan een kostenvoordeel bieden ten opzichte van gekoppelde elektrolyse op land.

Op basis van interviews met leveranciers van elektrolysers, windturbine fabrikanten en initiatiefnemers van elektrolyse projecten concluderen we dat naar verwachting offshore elektrolyse in het begin van de jaren '30 gereed kan zijn voor grootschalige toepassing. Zoekgebieden 6 en 7 lenen zich voor de toepassing van grootschalige offshore elektrolyse, omwille van de afstand tot de kust en de grootte van de gebieden. Voor het 38,5 GW WOZ scenario Nationaal, is aangenomen dat 12 GW offshore elektrolyse wordt toegepast. De kosten zijn gebaseerd op een energie-eiland waar elektrolyse en compressie zijn geïnstalleerd en het transport van waterstof met pijpleiding naar de kust.

De belangrijkste kostenverschillen tussen de oplossingsrichting met elektrolyse op een eiland en de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse op land zijn:

- Kosten voor de infrastructuur op zee: een afname van 460 miljoen euro per jaar
- Kosten voor compressie: toename van 85 miljoen euro per jaar
- Kosten voor (minder) import waterstof: afname van 300 miljoen euro per jaar
- Kosten voor elektrolyse: een toename van 70 miljoen euro per jaar
- Kosten voor import van elektriciteit: toename van 30 miljoen euro per jaar

Concluderend, heeft het toepassen van grootschalige offshore elektrolyse in gebied 6 en 7 voor deze casus een significant kostenvoordeel ten opzichte van de oplossingsrichting met gekoppelde elektrolyse op land. Gecentraliseerde elektrolyse op basis van platforms lijkt op basis van deze analyse geen kostenvoordeel te bieden.

Op basis van een korte analyse blijkt dat het toevoegen van een elektrische verbinding aan dit energie-eiland aanvullende baten (+75 miljoen euro per jaar) kan opleveren. In het specifieke geval is een HVDC verbinding van 3 GW optimaal. De capaciteit van deze verbinding wordt voornamelijk bepaald door de hoogte en het profiel van de tekorten groene stroom. Op basis van de analyse concluderen we dat er geen vaste *optimale* ratio bestaat tussen de capaciteiten van de elektrische en waterstof verbindingen van een dergelijk hybride systeem.

De aanlanding van wind op zee en bijhorende elektrolyse is niet bepalend voor de capaciteit van het toekomstige waterstofnetwerk, de inzet van waterstofcentrales is de dominante drijfveer.

De analyse van het waterstofnetwerk laat zien dat ongeacht de verdeling van de aanlanding van wind op zee, en de daarbij behorende verdeling van geïnstalleerd elektrolysevermogen, het voorziene waterstofnetwerk uitgebreid moet worden zodat de in te voeden waterstofstromen verwerkt kunnen worden.

Transport vanaf de aanlandingslocaties van wind op zee en de bijhorende elektrolyse is niet bepalend voor de benodigde transportcapaciteit van het toekomstige waterstofnetwerk. De dominante drijfveer voor de omvang van het waterstofnetwerk is transport uit opslaglocaties naar waterstofcentrales voor de opwek van elektriciteit tijdens tekorten in elektrisch aanbod vanuit hernieuwbare bronnen.

Deze transportcapaciteit is te realiseren met behulp van additionele transportleidingen en compressie. Ook grote overschotten van waterstof, die opgeslagen moeten worden in de bergingen, vragen om uitbreidingen van het waterstofnetwerk, zowel compressie als additionele pijpleidingen. De benodigde compressievermogens zijn echter veel kleiner dan benodigd voor het zenden vanuit de bergingen.

Voor het creëren van deze additioneel benodigde transportcapaciteit in 2040 kunnen mogelijk bestaande aardgasleidingen worden overgezet naar waterstof. Dit is analoog aan de wijze waarop de waterstofbackbone initieel wordt ontwikkeld.

De balans tussen elektrische vraag en aanbod wordt gekenmerkt door vele uren van overschotten groene stroom. Elektrolyse zorgt voor aanvullende vraag, dit vermindert elektrische overschotten.

Het integreren van 31 GW of 38,5 GW aan wind op zee in het Nederlandse energiesysteem heeft grote implicaties voor de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit. Momenten waarin de productie van hernieuwbare elektriciteit de momentane vraag overstijgt betekent dat er inzet van flexibiliteitsmiddelen zoals export, batterijen, en elektrolyse nodig is om overschotten weg te werken. Zelfs na inzet van export als flexibiliteitsmiddel blijven er nog veel uren per jaar over waarin het aanbod van hernieuwbare elektriciteit de vraag overstijgt. In het Internationale scenario met 31 GW aan wind op zee gaat het om ca. 3000 uur waarin deze overschotten optreden. Het totale overschot bedraagt meer dan 25 TWh_E, ongeveer 11% van de jaarlijkse vraag. In het Nationale scenario met 38,5 GW aan wind op zee gaat het om ca. 4600 uur waarin deze overschotten optreden. Het totale overschot bedraagt meer dan 80 TWh_E, meer dan 35% van de jaarlijkse vraag naar elektriciteit. Productie van waterstof door elektrolyse zorgt voor aanvullende vraag, wat het aantal uur van overschotten doet verminderen.

Of deze binnenlands geproduceerde waterstof kan concurreren met import is afhankelijk van de toekomstige importprijs van waterstof, de prijs van de verbruikte elektriciteit en of de kosten voor infrastructuur op zee worden gesocialiseerd. Op basis van de gebruikte aannames dreigt voor gekoppelde en anti-netcongestie elektrolyse een onrendabele top ten opzichte van de importprijs.

7.2 Discussie

In deze paragraaf zijn een aantal belangrijke aannames en beperkingen van de studie beschouwd. Doel is het informeren van de lezer over de uitdagingen voor de analyse naar de toekomst van het energiesysteem en hoe hier in deze studie mee om is gegaan.

7.2.1 Vraag en aanbod scenario's

Als startpunt van de modelketen is een inschatting gemaakt van vraag- en aanbodontwikkeling van alle energiedragers en sectoren voor het jaar 2040, voor elk van de vier basisscenario's. Investeringsbeslissingen worden normaliter genomen op basis van een langetermijnperspectief in plaats van één zichtjaar. Een andere belangrijke beperking is dat er met een enkel klimaatjaar (2015) is gerekend.

Deze inschatting is gemaakt door middel van interpolatie tussen twee inputwaarden, namelijk voor het jaar 2030 en voor het jaar 2050. Deze aanpak kent de volgende beperkingen:

- Voor het jaar 2030 zijn door de gezamenlijke netbedrijven, in het kader van hun Investeringsplannen 2022-2031, drie scenario's opgesteld, namelijk het Klimaatakkoord scenario (dat komt tot een CO_2-reductie van 45%), het Internationale Ambitie scenario (met 46% reductie) en het Nationale Doelstelling scenario (dat 51% reductie als gevolg heeft). Dit betekent dat – mocht een nieuw kabinet ervoor kiezen om net als Europa 55% reductie in 2030 te willen realiseren – er voor 2030 nog additionele maatregelen nodig zijn. Op dit moment is het nog onbekend welke dit zullen zijn en/of een nieuw kabinet 55% reductie ambieert. Een optie is een versnelling van het opgestelde vermogen wind op zee voor 2030 tot circa 20 GW. De impact van zo'n versnelling is in deze studie niet onderzocht; wel verwachten we dat een versnelling nu een klein effect heeft op de situatie in 2040 aangezien het totaal opgesteld vermogen niet toeneemt, maar in de tijd verschuift.
- Het aantal scenario's voor 2040 is beperkt tot de vier basisscenario's die het narratief van II3050 volgen. De belangrijkste reden hiervoor is het feit het doorrekenen van een scenario door de hele modelketen een tijdrovend proces is, zeker aangezien er meerdere iteraties van deze berekening plaatsvinden. Daarnaast wordt het ook steeds lastiger om algemene conclusies te trekken als resultaten zeer sterk uiteenlopen. Desondanks is ervoor gekozen om met twee mogelijke ontwikkelingen alvast rekening te houden, namelijk elektrificatie van de industrie (variant op het Nationale scenario) en additionele elektrolyse vanuit extra capaciteit wind op zee in het Internationale scenario (oftewel: keuze voor meer zelfvoorzienendheid in een scenario met globale ambitie). Met de vier basisscenario's en twee varianten dekken we een deel van de hoekpunten af, in de toekomst kunnen – vanwege nieuwe inzichten in bijv. de rol van kernenergie – nieuwe hoekpunten van belang worden. Deze kunnen in een toekomstige doorrekening verkend worden.
- Ontwikkelingen gaan soms sneller dan we nu voorspellen. Wie had bijvoorbeeld gedacht dat de kosten van zon en wind in 20 jaar tijd met zo'n 50% resp. meer dan 90% konden dalen? Deze onzekerheid speelt – zeker als je verder kijkt dan een periode van 10 jaar – een grote rol in hoe accuraat onze inschattingen zijn voor 2040. Mede om deze reden zijn onze expert judgement inschattingen van de snelheid waarmee in de periode 2030 <-> 2050 een ontwikkeling plaatsvindt getoetst door TNO, RVO en PBL experts. Daarnaast is expliciet gekozen om met

'stapjes' van 0,25 (bandbreedte van 0 – 2, waar 1 een lineaire groei veronderstelt) te werken. Onze inschatting voor vraag-aanbod in 2040 is dan ook een educated guess die een eerste beeld schept voor de vier hoekpunten in 2040 en daarnaast instrumenteel is om de verdere netimpactanalyses uit te kunnen voeren.

- Achter onze expert judgement inschattingen zitten veronderstellingen over de technologische ontwikkelingen en prijsstijging-/daling van bepaalde technologieën (denk bijv. aan de EU-ETS prijs die maakt dat grijze waterstof richting 2050 niet meer kan concurreren met blauwe en groene waterstof). Of de veronderstelde prijsontwikkelingen daadwerkelijk plaatsvinden hangt af van beschikbare innovatie-budgetten, ontwikkeling van wet- en regelgeving (denk bijv. aan wel/niet ambitieuze internationale afspraken over lucht- en scheepvaart) en beleidskeuzes.
- Op dit moment is het nog onzeker op welke wijze de lucht- en scheepvaart gaat verduurzamen. Dit kan door import van duurzame brandstoffen, maar ook door omzetting van waterstof in Nederland. In de tweede situatie dient er rekening gehouden te worden met een extra vraag naar (duurzame) elektriciteit vanwege conversie en eventueel vanwege inzet van Direct Air Capture. Het ETM, deze studie, houdt op dit moment geen rekening met deze vraag.

7.2.2 Wind op zee en infrastructuur

Wind op zee

- In deze studie is niet gezocht naar een optimale capaciteit wind op zee. Er is ook niet geanalyseerd of de toekomstige elektriciteitsmarkt voldoende perspectief biedt voor subsidie-vrije ontwikkeling van wind op zee. Voor dergelijke inzichten is het nodig om marktmodellering toe te passen en het gesprek hierover aan te gaan met ontwikkelaars, investeerders en met de industriële clusters (de grotere afnemers).
- Voor de elektriciteitsopwekking van wind op zee zijn voor verschillende locaties op zee windprofielen bepaald voor het aangenomen klimaatjaar 2015. Er kan tussen verschillende jaren een significant verschil in windopbrengst zitten. Het klimaatjaar 2015 is een doorsnee jaar voor windopbrengst, wat voor de onderzoeksvragen van deze studie een beter uitgangspunt is dan uitgaan van een extreem windjaar.
- Er is met een standaard windpark productieprofiel gerekend, gebaseerd op moderne turbines en zogverliezen voor een typisch windpark. Toekomstige ontwikkelingen kunnen het uiteindelijke productieprofiel veranderen. Er is nog geen consensus over het effect van het clusteren van zeer veel windturbines (bijvoorbeeld 8 GW in zoekgebied 6) op zogverliezen. Ten gevolge hiervan kan het totaal elektriciteitsvolume en piekvermogen van WOZ lager uitvallen.
- Voor de verschillende windparken zijn dezelfde elektrische verliezen en beschikbaarheidsverliezen van de bruto windpark productiecurves afgetrokken. In de praktijk zullen de verliezen variëren tussen parken en variëren beschikbaarheidsverliezen over het jaar heen. Dit zou juist kunnen resulteren in hogere piekvermogens van wind op zee.

Infrastructuur op zee

- De kosten voor een energie-eiland zijn erg onzeker en gebaseerd op de Deense kosten-baten analyse van het Deense energie-eiland. De kosten hangen in de praktijk af van de waterdiepte

en het golfklimaat van een specifieke locatie. Een locatie-specifiek ontwerp kan deze onzekerheid verkleinen.

- Er zijn verdere optimalisaties denkbaar voor de offshore infrastructuur wanneer er gebruik wordt gemaakt van offshore elektrolyse. Bijvoorbeeld kan een hybride verbinding gerealiseerd worden door een energie-eiland in gebied 6 (elektrisch) te verbinden met een HVDC platform in gebied 5. Dit kan een onshore HVDC convertor en HVDC kabellengte uitsparen. Daarnaast zou het bijvoorbeeld mogelijk zijn om ook gebied 3 te ontsluiten op een eiland in gebied 6.
- Aanvullende interconnectie, met name vanuit wind op zee hubs, kan veel impact hebben op de resultaten. Een grotere uitwisseling met het buitenland zou de behoefte aan elektrolyse en de inzet van waterstofcentrales kunnen verminderen, maar daarmee de impact op het onshore netwerk kunnen vergroten.

7.2.3 Netwerk analyse

Elektriciteitsnet congestie analyse

- Voor deze studie is een inschatting gedaan voor het voorziene netmodel voor 2035. Hierin zijn infrastructuuruitbreidingen uit het IP2020, die nog in studiefase zijn, meegenomen. De exacte oplossing en inbedrijfsname-datum voor deze uitbreidingen in studiefase zijn nog onzeker. Ook zijn er netuitbreidingen mogelijk die wel gerealiseerd worden, maar niet zijn meegenomen in het netmodel. Een logische vervolgstap is een verkenning van andere netverzwaringen en de impact hiervan, op basis van de productieprofielen van deze studie.
- In het netmodel voor deze studie is geen gebruik gemaakt van een representatie van het netwerk in het buitenland, wat wel wordt gedaan voor de Investeringsplannen. De stroomuitwisseling tussen het Nederlandse en buitenlandse EHS-netwerk is gemodelleerd in de vorm van stroominjecties (positief of negatief voor respectievelijk import en export) op de aanwezige grensverbindingen. Deze injecties worden per land evenredig (en op basis van capaciteit) verdeeld over de grensverbindingen. In werkelijkheid kan de uitwisseling per grensverbinding sterk verschillen. Daarnaast heeft de situatie in het buitenland ook een grote impact op de belasting in het Nederlandse netwerk, e.g. als er groot noord → zuid transport is in Duitsland vanwege grote hoeveelheden wind op zee invoeding aldaar, vergroot dit ook de belasting op de Nederlandse verbindingen van noord naar zuid[48]. Bij een verfijning van deze modellering zou er aanvullende congestie (met name op de Noord – Zuid verbindingen) kunnen worden geïdentificeerd. Dit zou de hoeveelheid van aanvullende wind op zee capaciteit in Eemshaven kunnen verminderen.

[48] Een voorbeeld: bij een uur met 2 GW import vanuit Duitsland wordt dit in de studie verdeeld over de vier interconnectoren, met 0,5 GW import per interconnector. In werkelijkheid kan het zijn dat er in het noorden 4 GW van Duitsland naar Nederland stroomt, terwijl er in het zuiden 2 GW van Nederland weer terugstroomt naar Duitsland, een zogenaamde loop-flow.

- Voor deze studie zijn alleen N-1 berekeningen gedaan[49]. Er is dus niet onderzocht of er ruimte is voor onderhoud waarbij assets uit bedrijf genomen moeten worden, en het resterende net dan alsnog N-1 veilig moet zijn. Voor een volledige analyse zouden de N-2 belastingen daarom ook moeten worden onderzocht.
- De DC-loadflow is een afschatting van de AC-loadflow, die een nauwkeurigere berekening geeft en ook inzicht biedt in eventuele spanningsproblematiek. Dat is in deze studie niet gedaan. Ook meer specialistische studies (e.g. dynamische stabiliteit of harmonische studies) zijn niet gedaan.
- Omdat de wind op zee invoeding vooral effect heeft op het EHS-netwerk (220-380 kV), zijn alleen de congesties op dit netwerk getoond in deze studie. Er is geen onderzoek gedaan naar eventuele impact op het HS-netwerk (110-150 kV).
- De berekende kosten voor redispatch als genoemd in het rapport zijn gebaseerd op een aanname van 100 EUR/MWh. Dit is de kostenaanname die momenteel in investeringsplannen wordt gehanteerd. Hoe deze kosten zich ontwikkelen in de toekomst is onzeker, hoewel een stijging aannemelijk is.
- In deze analyse is geen kwantitatieve afweging gemaakt tussen het verzwaren van het net op land en aanpassingen in de aanlandingen of elektrolyse capaciteit. Netverzwaring zou voor sommige tracés een kosten effectievere oplossing kunnen zijn dan het toevoegen van additionele elektrolyse capaciteit.

Modellering windconnector Verenigd Koninkrijk

- Voor deze studie is aangenomen dat er een extra interconnector tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk operationeel is. Deze interconnector heeft een vermogen van 2 GW en er is aangenomen dat deze aanlandt in Maasvlakte. Op het moment van schrijven is het echter het meest realistisch dat deze interconnector wordt gecombineerd met een windpark, een zogenaamde windconnector. Dit houdt in dat één van de windparken die aanlandt in Maasvlakte, ook wordt verbonden in het Verenigd Koninkrijk. Hierdoor is de maximale invoeding van zowel de import vanuit deze interconnector als de wind gelijk aan 2 GW. Bij het uitvoeren van de netberekeningen is nog uitgegaan van een aparte interconnector, waardoor er dus zowel 2 GW kan worden ingevoegd vanaf de interconnector, als 2 GW van het windpark.
- De grootste overbelasting treedt op in uren waarbij er maximale import is van 3 GW (1 GW van de bestaande BritNed interconnector en 2 GW van de nieuwe interconnector) en er tegelijkertijd een grote hoeveelheid wind aanlandt. Gegeven dat het realistischer is dat deze interconnector eigenlijk een windconnector is, zijn de belastingen op de verbindingen rond Maasvlakte waarschijnlijk iets lager dan weergegeven in de resultaten.

Waterstofnet congestie analyse

[49] N-1 analyse betekent dat de belasting op een component (bijvoorbeeld een verbinding) wordt bepaald ten tijde van het niet beschikbaar zijn van een ander component

- De timing van het converteren van extra (aard)gasleidingen naar waterstofleidingen richting 2040 is onzeker. Er moet echter wel worden onderzocht wanneer de vraag naar aardgas voldoende is gedaald om bepaalde leidingen om te kunnen zetten zodat de transportzekerheid blijft geborgd. Wanneer dit mogelijk is, hoeft niet te worden geïnvesteerd in de aanleg van nieuwe waterstofleidingen.
- Een groot deel van de capaciteit van waterstofcentrales wordt slechts een beperkt gedeelte van het jaar ingezet. Omdat deze studie zich voornamelijk richt op de ontwikkeling van (offshore en onshore) transmissie-infrastructuur is geen analyse gemaakt van de kostenefficiëntie van een dergelijk beperkte piekinzet. Nader onderzoek hierna lijkt gewenst, waarin mogelijk ook andere vormen van regelbare elektriciteitsopwekking kunnen worden onderzocht.
- Om de berekende waterstof-opslagbehoefte, o.a. om tijdens een 'dunkelflaute' periode de leveringszekerheid op peil te houden, te realiseren moeten tientallen nieuwe locaties (bijv. zoutcavernes) worden ontwikkeld. De vraag waar en hoe dit kan worden gedaan in Nederland vergt nadere studie.

7.2.4 Elektrolyse

- De optimalisatie-berekening van elektrolyse capaciteit is gebaseerd op een vaste merit order in de elektriciteit en waterstofmarkten. De geoptimaliseerde capaciteit wordt enkel ingezet tijdens momenten van overschotten aan duurzame elektriciteit (in deze studie: wind op zee en land en zon PV). Voor deze elektriciteit is een vaste prijsaanname gedaan (10 €/MWh). Een verfijning van deze analyseaanpak is mogelijk door het toepassen van een elektriciteitsmarktmodel. Hierin kan elektrolyse als specifieke vraagsector worden meegenomen met een eigen maximumprijs. Dit kan tot een realistischer operationeel gedrag leiden.
- Er is een steil kostenreductiepad aangenomen voor elektrolysers. Het huidige kostenniveau van kleinschalige projecten ligt boven 1000 EUR/kW. Voor 2040 nemen we voor onshore elektrolyse 300 EUR/kW aan. De impact van deze aanname is in de gevoeligheidsanalyse beschouwd. Het is ook voor vervolgstudies aan te raden om kostengevoeligheden te onderzoeken bij het vergelijken van verschillende vormen van elektrolyse, waarbij recht wordt gedaan aan de onzekerheid van toekomstige kostenniveaus.
- De optimalisatie is voornamelijk gericht op de balans tussen het importeren van waterstof en de landelijke productie middels overschotten. De toekomstige importprijs van waterstof is nog erg onzeker, zoals ook benadrukt in de gevoeligheidsanalyse (hoofdstuk 6.4.1). Een dieper gaande analyse waarin de verwachte beschikbaarheid van waterstof voor import, alsmede de verwachte kosten van verschillende modaliteiten van import, en de gecombineerde importprijs vergeleken met binnenlandse vormen van productie kan een robuuster beeld geven van de optimale landelijke elektrolyse / waterstofproductie capaciteit.
- Het opereren van gekoppelde elektrolyse en anti-netcongestie elektrolyse maakt het integreren van 38,5 GW mogelijk. Het op dergelijke manier inperken van de vrijheid van operatie van de elektrolysers kan momenteel echter niet vanuit het huidige regulatoir kader. Daarnaast zijn er voor marktpartijen waarschijnlijk kosten aan verbonden, gezien de elektrolyser gedwongen kan worden om elektriciteit af te nemen voor een hoge prijs (of de windparken hun elektriciteit niet

op de markt kunnen verkopen voor een hoge prijs). Door deze extra (niet markt-gedreven) vraag, stijgt de elektriciteitsprijs, waardoor er elders in het land meer conventionele opwek wordt ingezet (of er minder vraag zal zijn). Op systeemniveau is een andere modus operandi van elektrolysers (en de systeemkosten daarvan) dus enigszins gelijk aan de huidige operationele oplossing om incidentele congestie op te lossen, namelijk met redispatch. In de praktijk zullen elektrolyse operators op basis van elektriciteitsprijzen, de marktprijs van waterstof en vraag en/of beschikbaarheid van stroom/gas besluiten over de productie van waterstof. Dit kan leiden tot een ander type gedrag dan de in deze studie gemodelleerde modi.

- De oplossingsrichting met 12 GW elektrolyse op zee toont aan dat deze configuratie congestie kan verminderen nabij de aanlandingslocaties. In deze oplossingsrichting is de elektrolyse capaciteit op zee gebaseerd op de invoedingslimieten op land. Verder landinwaarts blijft echter sprake van structurele congestie die niet opgelost kan worden door meer elektrolyse op zee te plaatsen. Een verdere optimalisatie van de capaciteit elektrolyse op zee kan een interessante vervolganalyse zijn.

8 Implicaties

8.1 Wind op zee en infrastructuur op zee

- Met de juiste verdeling van wind op zee capaciteit over de aanlandlocaties is het mogelijk om 31 GW elektrisch te integreren met beperkte netcongestie. Dit vergt op basis van het gebruikte netmodel echter wel significante aanlanding in de Eemshaven, wat het doorkruisen van de Waddenzee betekent. Als alternatief voor concentratie van elektrische aanlanding in het Noorden, en bij verdere uitbreiding tot 38,5 GW, zou met nadere analyses moeten worden bezien in hoeverre aanvullende netverzwaringen het aantal opties vergroot. Hierbij dient dan nadrukkelijk ook naar de systeemkosten en ruimtelijke inpasbaarheid van alternatieven gekeken te worden.
- In een klimaatneutraal energiesysteem, waarin bronnen als wind en zon PV dominant zijn, zal er gedurende veel uren een overschot aan elektriciteitsproductie zijn. Dit is inherent aan het feit dat deze bronnen variabel zijn: er moet meer capaciteit worden geïnstalleerd dan de piekvraag. Het realiseren van significante elektrolysecapaciteit doet het aantal uren met overschotten afnemen. Het is echter de vraag welke elektriciteitsprijs betaald wordt door elektrolyse operators en of dit voldoende inkomsten biedt voor toekomstige windparken op zee. De waarde van de geproduceerde waterstof is hierin leidend; het modelleren van een toekomstige (internationale) waterstofmarkt (en inzicht in de waarde van elke ‘kleur’) kan inzicht bieden.
- Hoewel de kosten voor HVDC kabels significant zijn, laten de kostenberekeningen zien dat het verschil in kabellengte tussen de onderzochte elektrische aanlandconfiguraties tot een relatief klein kostenverschil leidt. Om deze reden is het aan te bevelen om andere criteria te prioriteren in de afweging voor aanlandingsconfiguraties.
- De infrastructurele kostenvoordelen van offshore elektrolyse ten opzichte van de casus gekoppelde onshore elektrolyse zijn mogelijk significant, met name wanneer dit op grote schaal wordt gerealiseerd. In de komende jaren verwachten marktpartijen beter in te kunnen schatten hoe de varianten zich tot elkaar verhouden. Om schaalvoordelen te verwezenlijken is het aan te bevelen de mogelijkheden van gecentraliseerde en geïntegreerde elektrolyse in zoekgebieden 6 en 7 nader te onderzoeken. Voor een effectieve bijdrage aan het energiesysteem, moet er echter zicht zijn op voldoende vraag naar groene waterstof en voldoende opwek van hernieuwbare elektriciteit. Er moet rekening worden gehouden met een lange aanlooptijd om een energie-eiland te realiseren, daarom is het aan te bevelen de keuze tijdig (ongeveer 10 jaar voor de start van de operationele fase van de eerste aangesloten windparken) te maken.

8.2 Implicaties infrastructuur op land

- De keuze voor een bepaalde wind op zee capaciteit in een bepaald jaartal (bijvoorbeeld 38,5 GW in 2040) en de aanlandingslocaties heeft een groot effect op de benodigde capaciteit van de infrastructuur op land. Tijdig en constant beleid draagt bij aan het tijdig realiseren van de benodigde infrastructuur op land. Grote wijzigingen van de wind op zee capaciteit kunnen reeds geplande/uitgevoerde netverzwaringen over- dan wel ondergedimensioneerd maken. Het tijdig gereed zijn van uitbreidingsprojecten in studiefase voor het hoogspanningsnetwerk is in veel

gevallen randvoorwaarde voor het elektrisch kunnen aansluiten van grote hoeveelheden wind op zee.

- De voorziene extra netverzwaringen vergen veel van de netbedrijven. Hierbij zijn langdurige vergunningstrajecten en beschikbaarheid van personeel nadrukkelijke uitdagingen.
- Een hoge capaciteit wind op zee, gecombineerd met een groot opgesteld elektrolyser-vermogen op land, verandert het economisch speelveld binnen de energiemarkt, en daarmee ook de voorziene energiestromen. Grotere pieken en dalen zullen het netwerk anders belasten. Uit deze studie blijkt dat de juiste locatie en het juiste operationele gedrag van elektrolyse kan bijdragen aan het verminderen van congestie. Hiervoor moeten de juiste prikkels worden geïntroduceerd, die verschillende vormen kunnen hebben. Het is aan te bevelen nader te onderzoeken welke prikkels effectief kunnen zijn en te toetsen hoe deze zich verhouden tot het huidige wettelijke kader.
- Een tijdige keuze met betrekking tot de rol van waterstof in de energievoorziening van Nederland is gewenst. Een grote mate van elektrificatie vergt een andere aanpak voor de infrastructuur (zowel elektrisch als methaan/waterstof) op land dan een beleid dat stuurt op een grote waterstofvraag. Gezien de (lange) doorlooptijden van infrastructurele projecten is een keuze nodig om toekomstige wind op zee projecten een aansluiting te kunnen garanderen.
- De locatie van grote (closed cycle) elektriciteitscentrales die draaien op waterstof in deze studie is gebaseerd op de locaties van de huidige gascentrales[50]. Dat kan zorgen voor piekvraag naar transportcapaciteit in het waterstofnet. Hiervoor zijn diverse oplossingen: deze centrales dichter bij de opslaglocaties situeren, meer ombouw van gasnetten op waterstoftransport-capaciteit, en/of alternatieve levering en opslag (bijv. uit industrie met flexopties, of importlocaties van waterstof). Nadere bestudering hiervan verdient aanbeveling.

8.3 Implicaties voor elektrolyse

- Elektrolyse heeft de juiste investeringssignalen en operationele signalen nodig om netcongestie effectief te verminderen. Het inperken van de vrijheid van operatie van de elektrolysers kan momenteel echter niet vanuit het huidige regulatoir kader (met name non-discriminatoire toegang tot het elektriciteitsnet). Daarnaast zijn er voor marktpartijen waarschijnlijk kosten aan verbonden, gezien de elektrolyser gedwongen kan worden om elektriciteit af te nemen voor een hoge prijs (of de windparken hun elektriciteit niet op de markt kunnen verkopen voor een hoge prijs). Door deze extra (niet markt-gedreven) vraag, stijgt de elektriciteitsprijs, waardoor er elders in het land meer conventionele opwek wordt ingezet (of er minder vraag zal zijn). Op systeemniveau is een andere modus operandi van elektrolysers (en de systeemkosten daarvan) dus enigszins gelijk aan de huidige operationele oplossing om incidentele congestie op te lossen, namelijk met redispatch.
- Van zowel gecentraliseerde als geïntegreerde offshore elektrolyse wordt verwacht dat deze configuraties technisch mogelijk zijn aan het begin van de jaren ‘30. Er is nog geen consensus over welke methode het meest kosteneffectief is vanwege de vroege fase in de ontwikkeling van

[50] Kleinere open cycle waterstofcentrales zijn verdeeld over het netwerk naar rato van piektekorten.

deze oplossingen; ook zal dit uiteindelijk afhankelijk zijn van het specifieke project (zoals grootte windpark, afstand van de kust, diepte en golfklimaat). Het is daarom (vooralsnog) verstandig om beide varianten te overwegen in de uitrol van wind op zee.

- Beleid wordt door marktpartijen geacht een drijvende kracht te zijn achter realisatie van de eerste projecten. Sommige partijen maken een onderscheid tussen voor en na 2030, waarbij voor 2030 maatwerk nodig kan zijn ten aanzien van de economische haalbaarheid. De huidige steunregelingen worden onvoldoende geacht om de benodigde financiering te realiseren voor offshore elektrolyse. Passende beleidsinstrumenten moeten worden geïdentificeerd voor het accelereren van de ontwikkeling van offshore elektrolyse.
- Ook op de langere termijn kan de business case van gekoppelde elektrolyse onder druk staan. In geval van gekoppelde elektrolyse, is het aannemelijk dat de levelised cost of electricity van een windpark op zee kan worden aangehouden voor de elektriciteitsprijs voor de productie van groene waterstof. Op basis van de aannamen in deze studie, zitten de resulterende productiekosten voor waterstof dicht bij de aangenomen importprijzen. Bij een importprijs onder de gemiddelde binnenlandse productiekosten van waterstof kan er een onrendabele top ontstaan.

Literatuurlijst

Berenschot. (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050.* Opgehaald van https://www.berenschot.nl/media/hl4dygfq/rapport_klimaatneutrale_energiescenario_s_2050_2.pdf

Catapult, O. (2020). *Offshore Wind and Hydrogen, Solving the Integration Challenge.*

COWI. (2021). *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen.* Opgehaald van https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001_cost_benefit_analyse_endelig_version.pdf

DNV. (2020). *Noordzee Energie Outlook.* Opgehaald van https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2020/09/01/rapport-noordzee-energie-outlook

entso-e. (2021). *Completing the map: Power system needs in 2030 and 2040.* Opgehaald van https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/IoSN2020MainReport.pdf

European Hydrogen Backbone. (2021). *Analysing future demand, supply and transport of hydrogen.* Opgehaald van https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf

Guidehouse. (2020). *Competitiveness of Hydrogen (not public).*

Hydrogen Europe. (2021). *Strategic Reseach and Innovation Agenda.*

Institute, G. C. (2011). *The costs of CO2 transport: Post-demonstration CCS in the EU.*

Nationaal Groeifonds. (2021). *H2opZee*. Opgehaald van Nationaal Groeifonds: https://www.nationaalgroeifonds.nl/over-het-nationaal-groeifonds/hoe-werkt-de-selectie/voorstellen-toegangspoort/h2opzee

Netbeheer Nederland. (2021). *Het Energiesysteem van de Toekomst, Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050.* Opgehaald van https://www.netbeheernederland.nl/_upload/files/NetbeheerNL_Rapport-Energiesysteem_A4_FC.pdf

North Sea Energy. (2020). *A vision on hydrogen potential from the North Sea.* Opgehaald van https://north-sea-energy.eu/static/29bef9235ee0548a2425dea4356a2f1e/NSE3-D1.6-D1.7-D1.8-Offshore-Hydrogen-Roadmap-linked-to-national-hydrogen-grid.pdf

PBL. (2021). *Nederland Fit for 55? Mogelijke gevolgen van het voorgestelde EU-klimaatbeleid.* Opgehaald van https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-nederland-fit-for-55_4697.pdf

PBL. (2021). *Reflectie op Cluster Energiestrategieën.* Opgehaald van https://www.pbl.nl/publicaties/reflectie-op-cluster-energiestrategieen-ces-1-0

Strategy&. (2021). *HyWay27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?* Opgehaald van https://www.hyway27.nl/en/latest-news/hyway-27-realisation-of-a-national-hydrogen-network/$278/$274

Topsector Energie. (2019). *IJVERTECH.* Opgehaald van https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/610/161/8b4/6101618b4bcfc044600286.pdf

Appendices

A. Overzicht belangrijke aannames

Offshore infrastructuur:

Tabel 20: Kostenaannames

Investeringskosten component	Eenheid	Waarde (2040)	Bron
Investeringskosten HVDC exportkabel	M€/GW/km	1,1	Competitiveness of North Sea Hydrogen, Guidehouse, 2020
Investeringskosten 66 kV inter-array kabel	M€/km	0,5	Interne database, Guidehouse, 2021
Investeringskosten HVAC exportkabel	M€/km	2,0	Cost benefit analyse ogklimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen (COWI, 2021)
Investeringskosten HVDC offshore/onshore convertor	M€/GW	125	Competitiveness of North Sea Hydrogen (Guidehouse, 2020)
Investeringskosten electrolyser onshore	M€/GW	300	Guidehouse interpretatie van projecties van Hydrogen Europe (Hydrogen Europe, 2021), gesprekken met elektrolyser fabrikanten, plenaire marktconsultatie en aangenomen leereffecten
Investeringskosten electrolyser offshore	M€/GW	405	35% meer dan onshore, gebaseerd op uitkomsten plenaire marktconsultatie (bandbreedte van 20-50% duurder werd door de meeste

			partijen geselecteerd)
Investeringskosten waterstofpijpleiding	M€/inch/km	0,065	Guidehouse interpretatie van verschillende bronnen (zie hoofdstuk 5.8.2)
Investeringskosten waterstofcompressie	M€/MW	3,4	Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen (European Hydrogen Backbone, 2021)
Investeringskosten compressieplatform	M€	30	Gebaseerd op benodigd volume compressor, en interne database van platforms met vergelijkbare grootte
Investeringskosten PtG-platform	M€/GW	920	Berekening gebaseerd op gewichtverschil HVDC platform en PtG platform, en maximum capaciteit PtG per platform van 500 MW.
Investeringskosten HVDC-platform	M€/GW	300	Competitiveness of North Sea Hydrogen (Guidehouse, 2020)
Investeringskosten HVAC platform	M€/GW	141	Cost benefit analyse ogklimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen (COWI, 2021)
Investeringskosten energy island (PtG)	M€/GW	210,6	Guidehouse analyse gebaseerd op Cost benefit analyse ogklimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen (COWI, 2021)
Investeringskosten Gas to Power	M€/GW	900	Guidehouse interne database
Investeringskosten blauwe waterstof	M€/GW_H_2	1098	Guidehouse interne database

Aannames financiële parameters:

Financiële parameter	Eenheid	Waarde
Offshore wind WACC	%	8%
Offshore infrastructuur WACC	%	4%
Electrolyser WACC (binnenlands)	%	8%
Electrolyser WACC (buitenlands)	%	8%

Offshore wind levensduur	Jaren	25
Infrastructuur levensduur	Jaren	25
Electrolyser levensduur	Jaren	25
Offshore wind capital recovery factor	-	0,09
Infrastructuur capital recovery factor	-	0,06
Electrolyser capital recovery factor	-	0,09

Aannames technische parameters:

Technische parameter	Eenheid	Waarde
Efficiëntie elektrolyser	%	72%
Efficiëntie grootschalige gas/waterstofcentrale	%	63%
Efficiëntie kleinschalige gas/waterstofcentrale	%	42%
Efficiëntie compressie	%	75%
Factor netto-bruto lengte kabel en pijpleiding tracés	-	1,3

Formule voor compressievermogen waterstof:

$$P = \frac{Q}{3600 * 24 * LHV} \times \frac{Z * T * R}{M_{H_2} * \eta_{comp}} \times \frac{N_\gamma}{\gamma - 1} \times \left[\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma - 1}{N_\gamma}} - 1 \right]$$

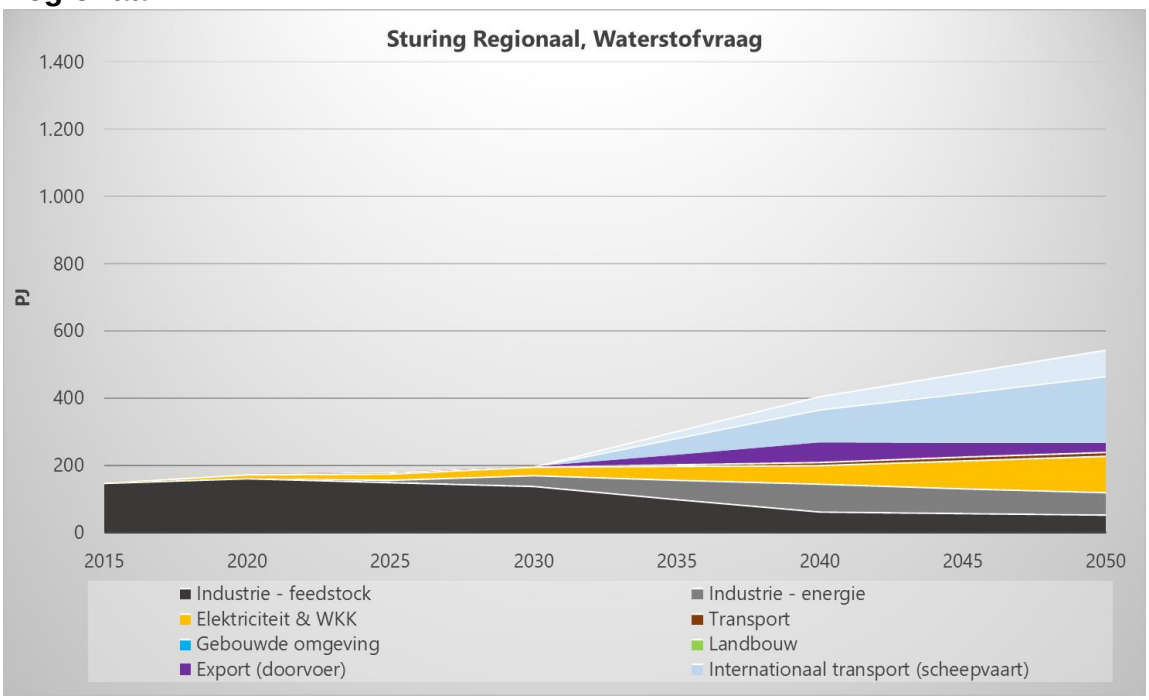
Compressie vermogen vanuit North Sea Energy: A vision on hydrogen potential from the North Sea (North Sea Energy, 2020)

Met de volgende parameters:

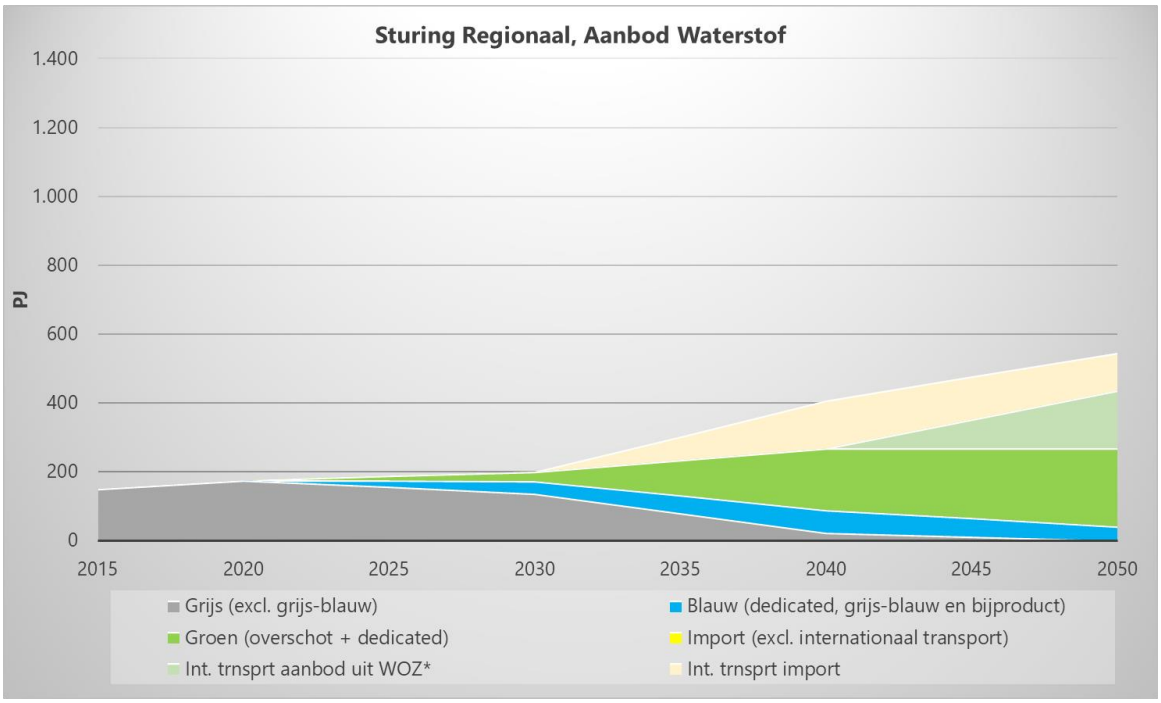
- Q, de flow rate (in kWh per dag)
- LHV, lower heating value (33,33 kWh/kg)
- Pin (ingaande druk) en Pout (uitgaande druk) van de compressor
- Z, compressibliteitsfactor waterstof
- N, aantal compressiestappen (1 stap aangenomen)
- T, ingaande temperatuur van de compressor (353 K)
- γ, diatomische constante (1,4 voor waterstof)
- M_{H_2}, moleculaire massa van waterstof (2,0158 g/mol)
- η_{comp}, de efficientie van de compressor (75% aangenomen)
- R, de universele gasconstante (8,314 J/(K.mol))

B. Ontwikkeling vraag-aanbod waterstof en elektriciteit 2015-2050

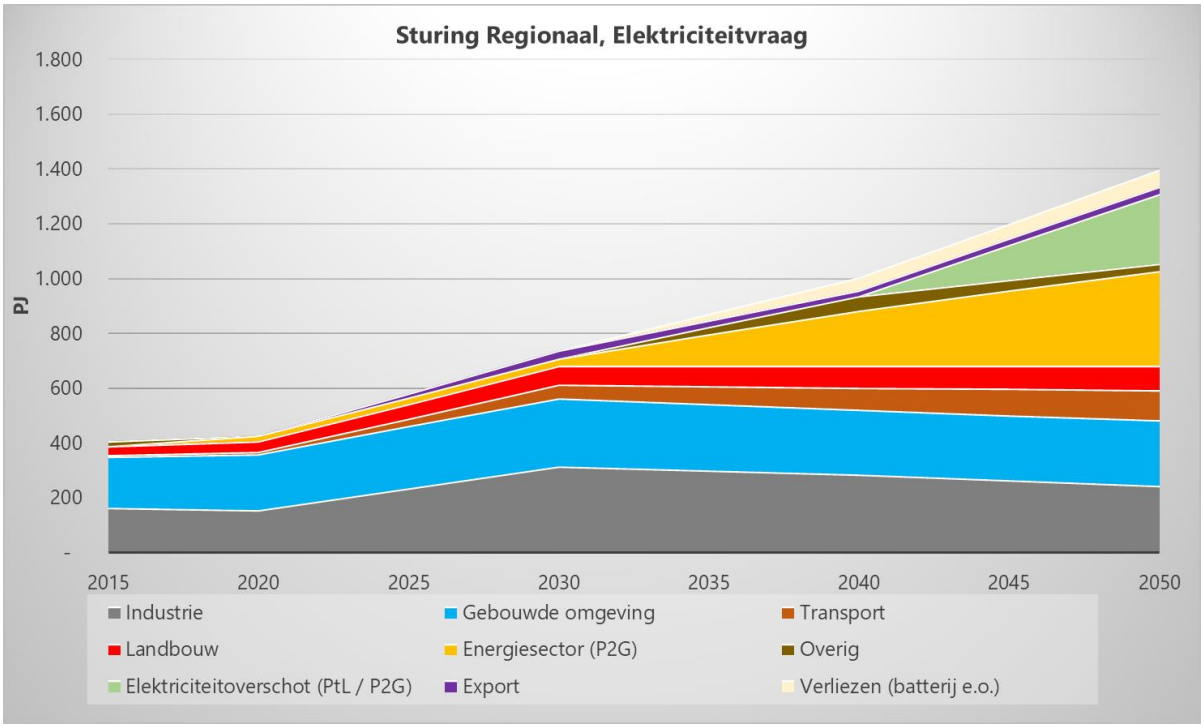
Regionaal



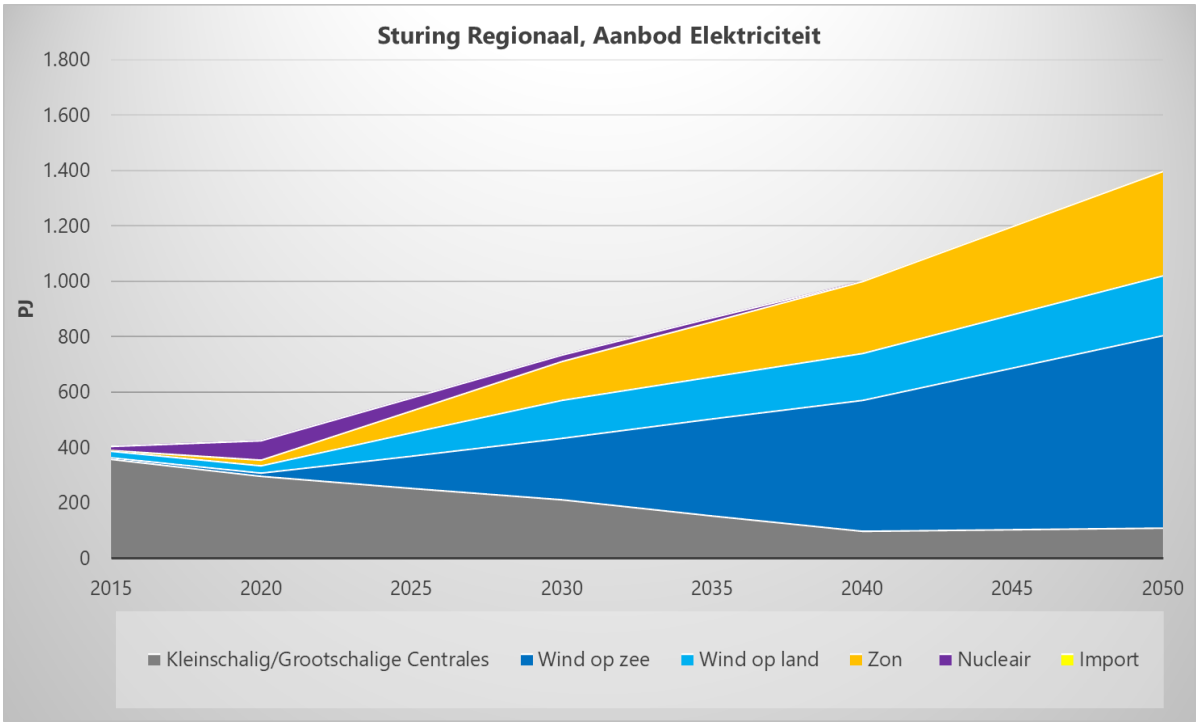
Figuur 65. Ontwikkeling waterstofvraag 2015-2050 scenario Regionaal



Figuur 66. Ontwikkeling waterstofaanbod 2015-2050 scenario Regionaal

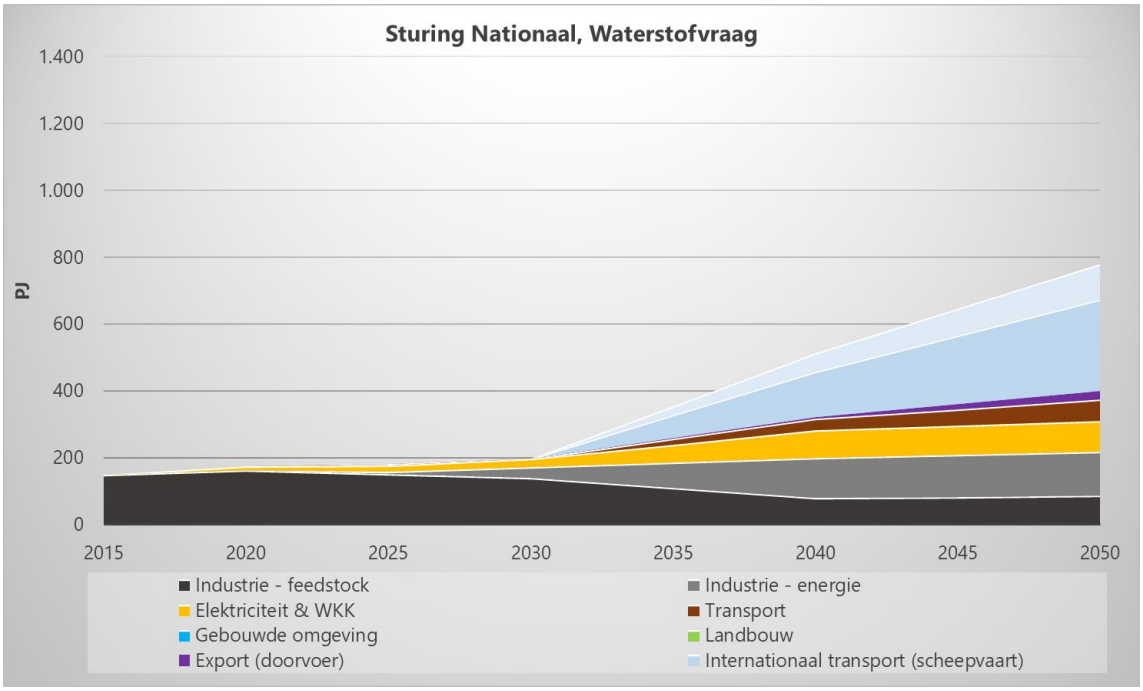


Figuur 67. Ontwikkeling elektriciteitsvraag 2015-2050 scenario Regionaal. Nb: voor eventuele elektriciteitsoverschotten in de periode 2040-2050 is voor deze figuren aangenomen dat deze 100% omgezet worden in groene waterstof (we hanteren een conversie ratio van 66%). In de praktijk kan de beschikbare elektriciteit voor omzetting afwijken vanwege inzet alternatieve flex opties.

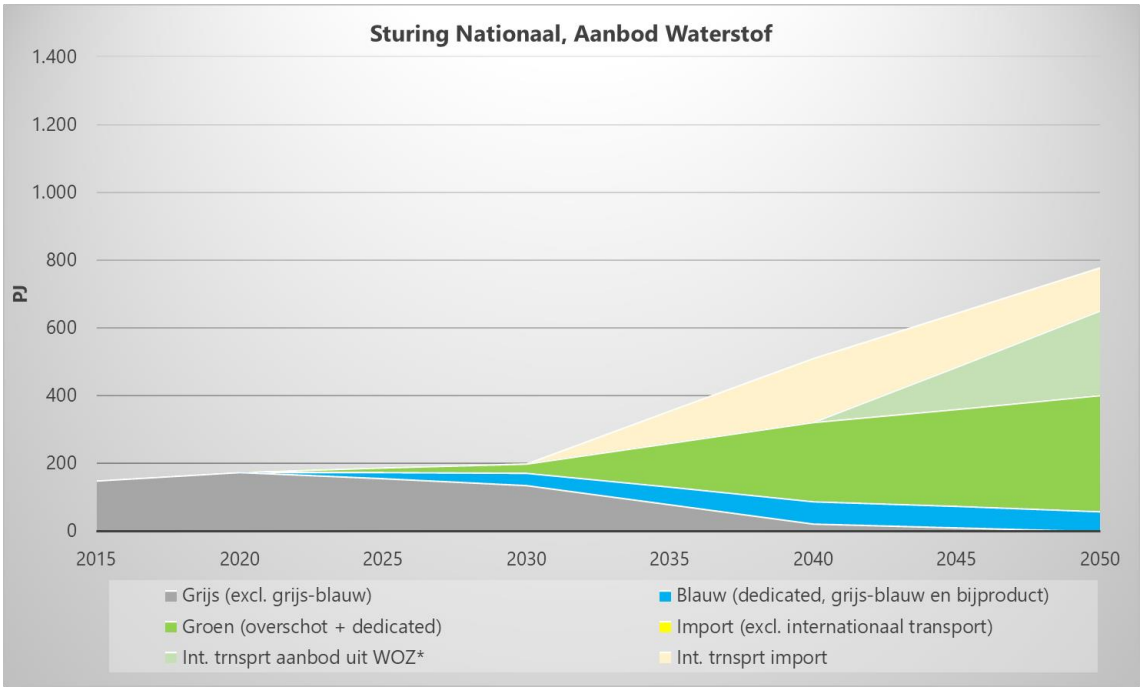


Figuur 68. Ontwikkeling elektriciteitsaanbod 2015-2050 scenario Regionaal

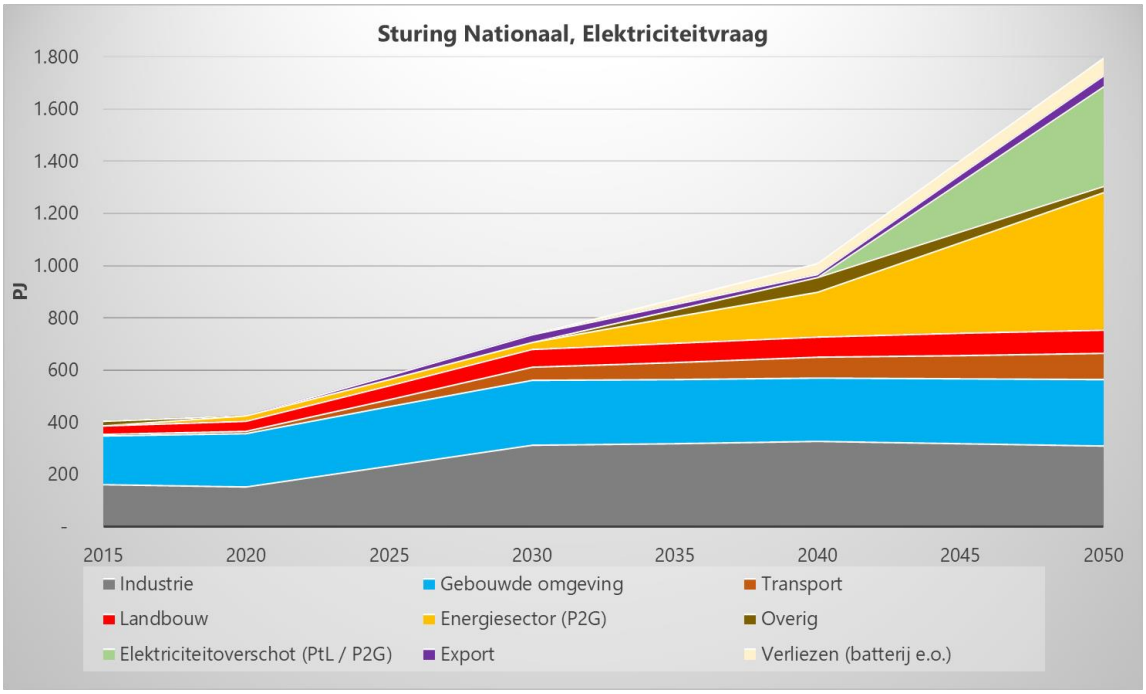
Nationaal



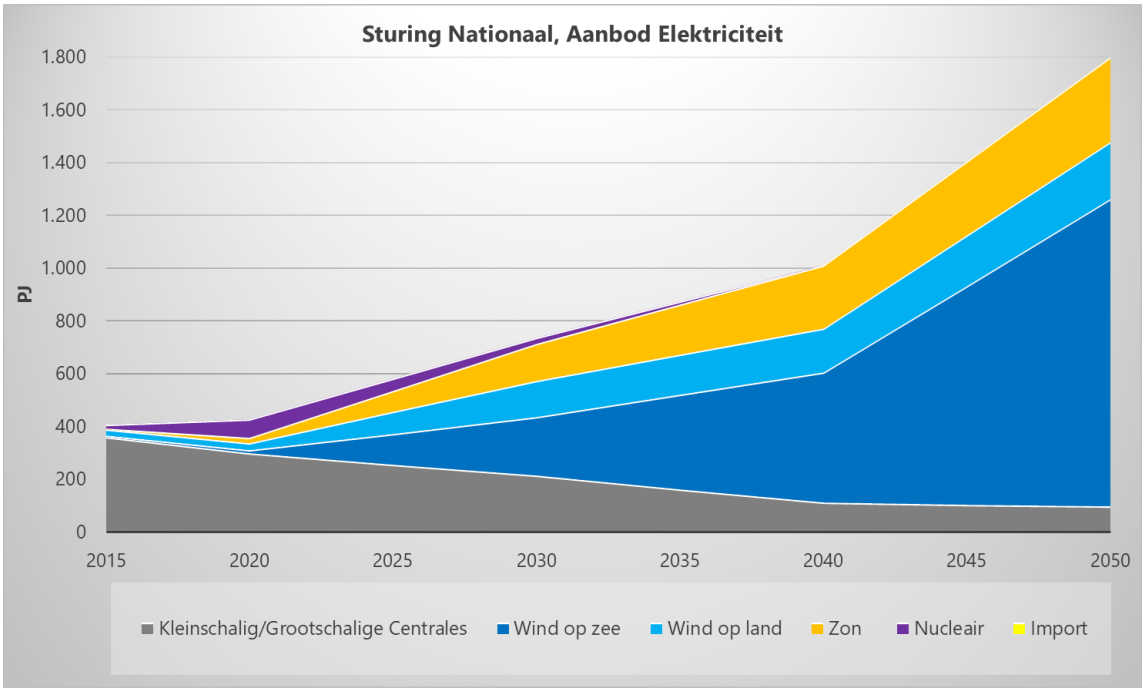
Figuur 69. Ontwikkeling waterstofvraag 2015-2050 scenario Nationaal



Figuur 70. Ontwikkeling waterstofaanbod 2015-2050 scenario Nationaal

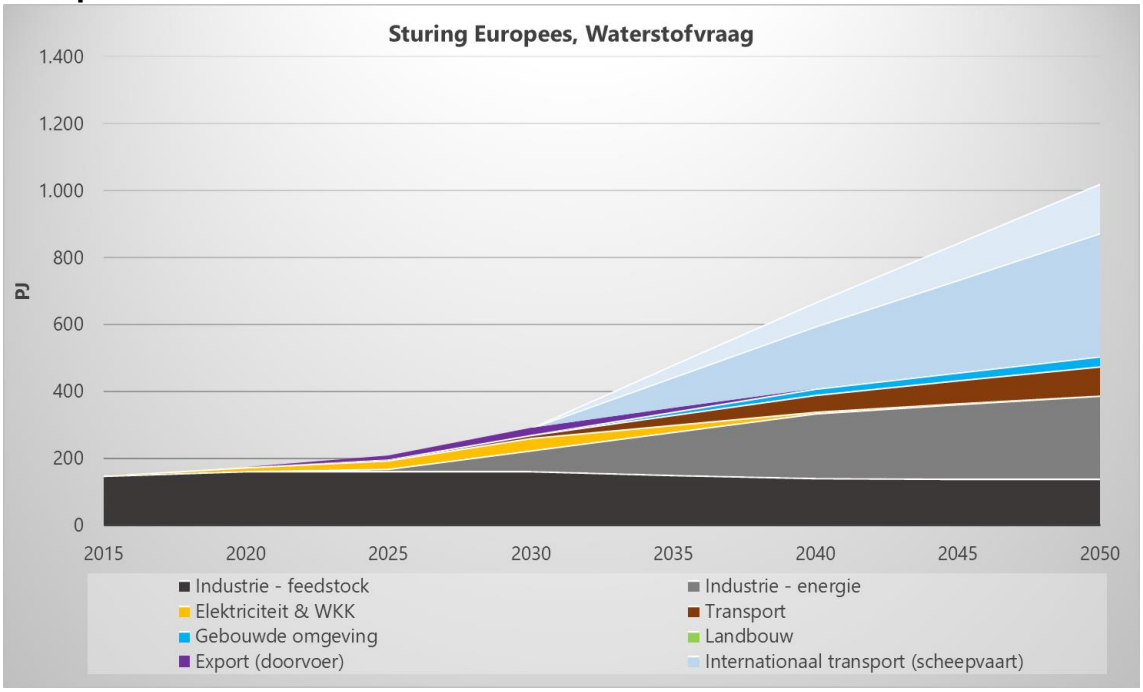


Figuur 71. Ontwikkeling elektriciteitsvraag 2015-2050 scenario Nationaal.

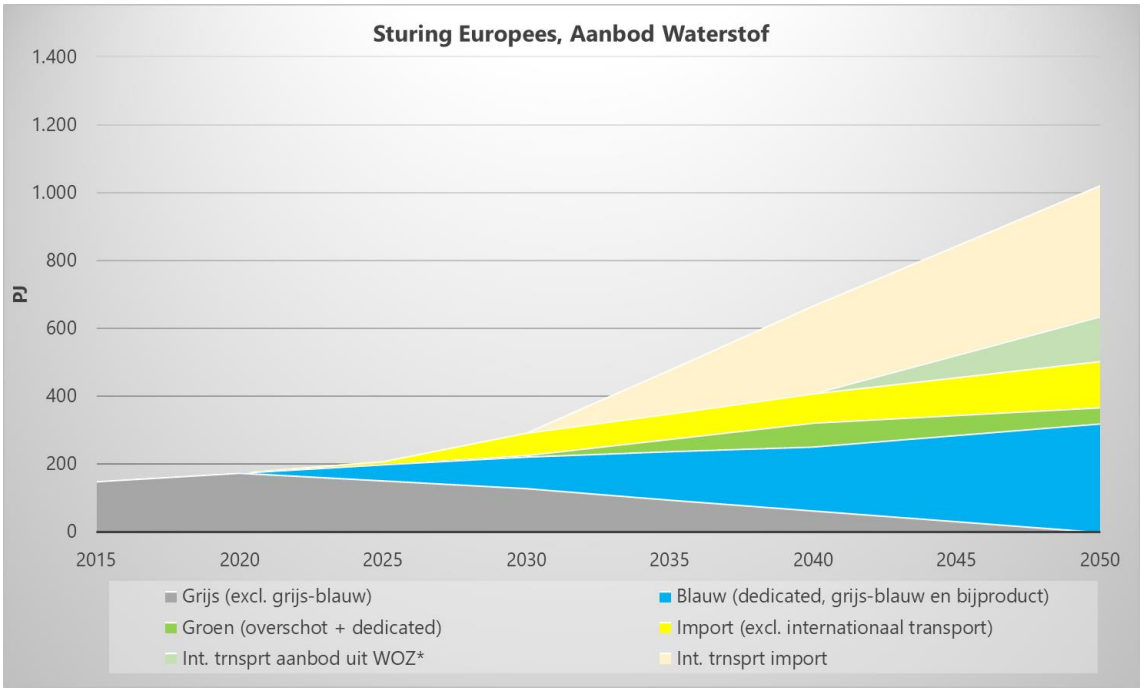


Figuur 72. Ontwikkeling elektriciteitsaanbod 2015-2050 scenario Nationaal

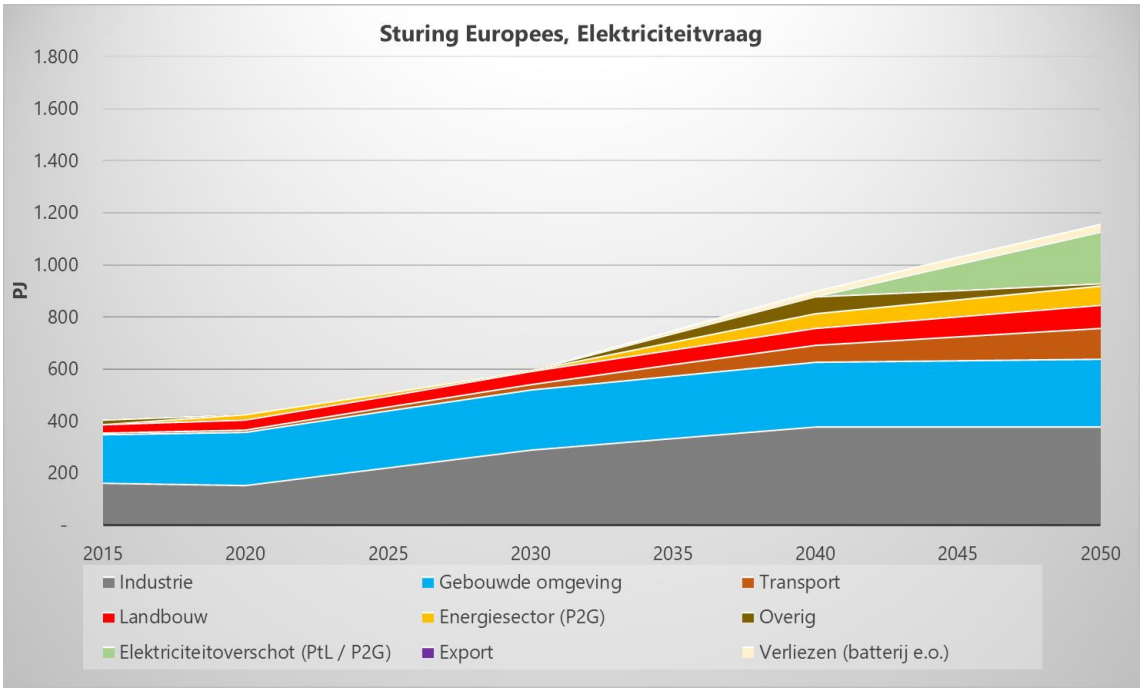
Europees



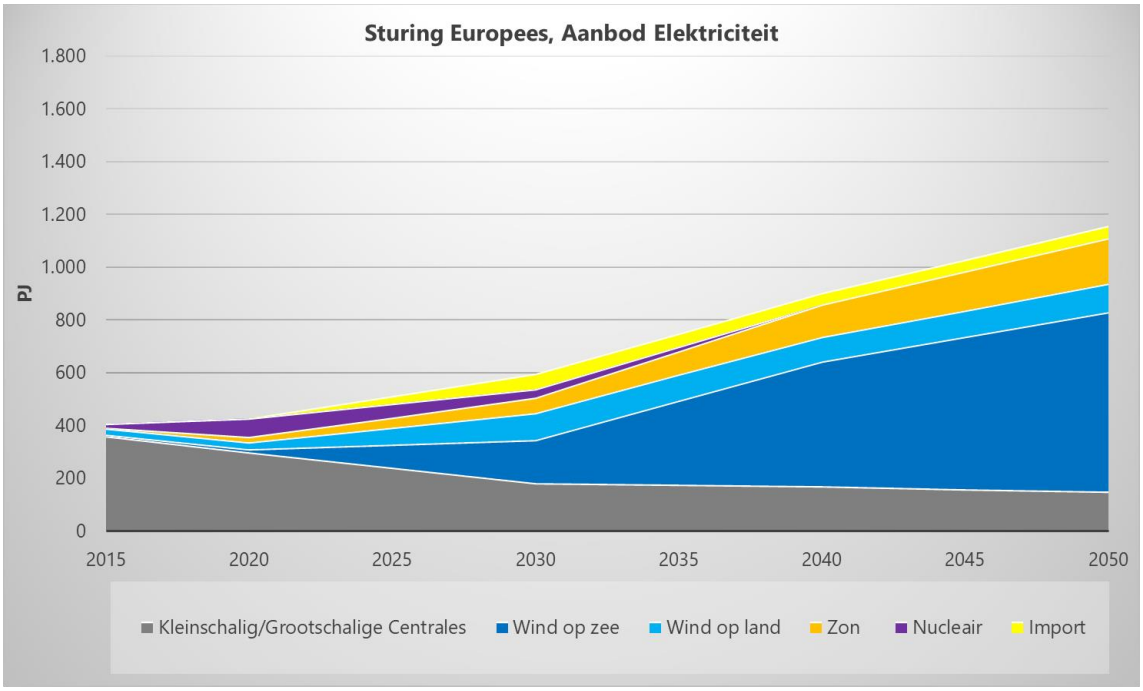
Figuur 73. Ontwikkeling waterstofvraag 2015-2050 scenario Europees



Figuur 74. Ontwikkeling waterstofaanbod 2015-2050 scenario Europees

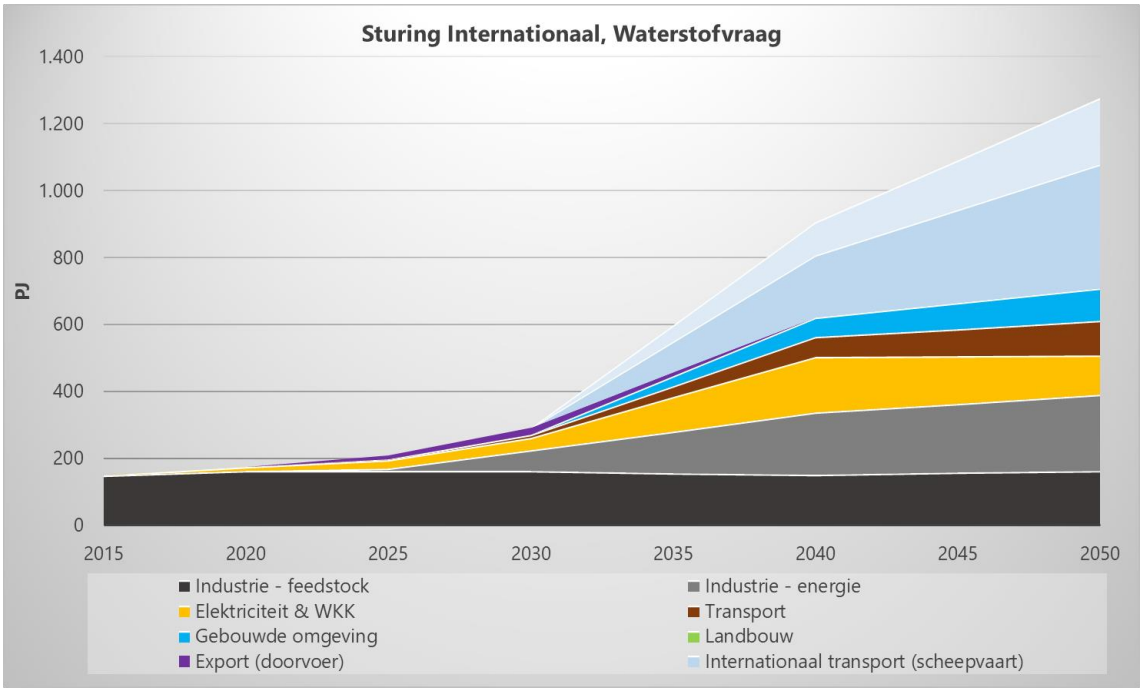


Figuur 75. Ontwikkeling elektriciteitsvraag 2015-2050 scenario Europees.

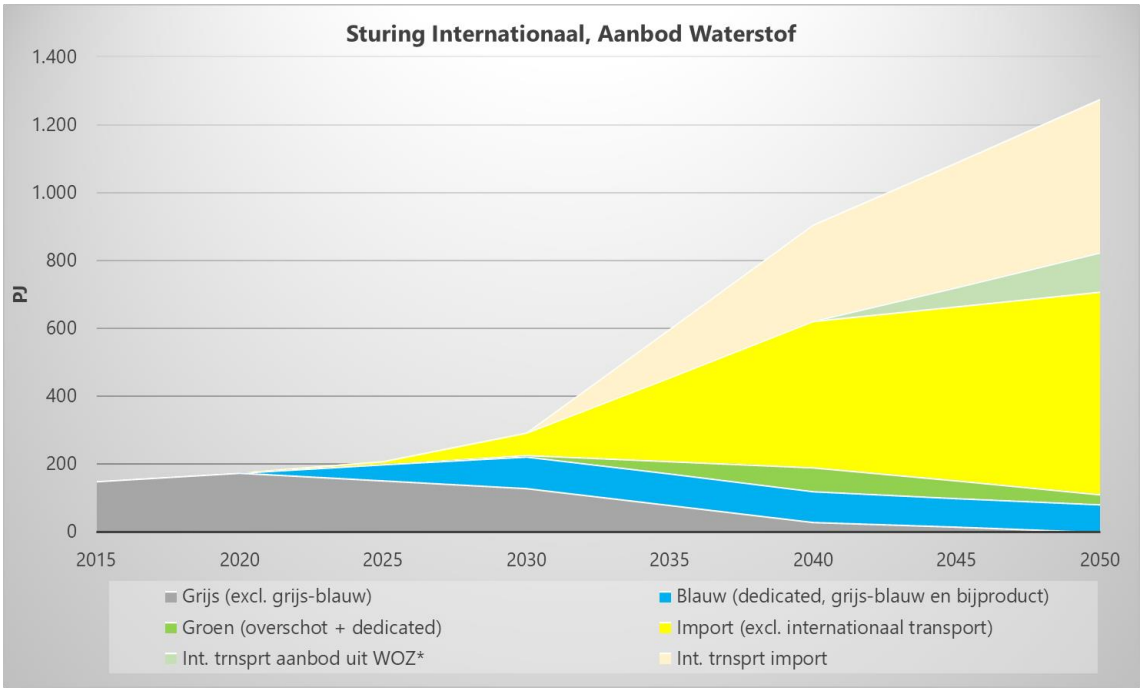


Figuur 76. Ontwikkeling elektriciteitsaanbod 2015-2050 scenario Europees

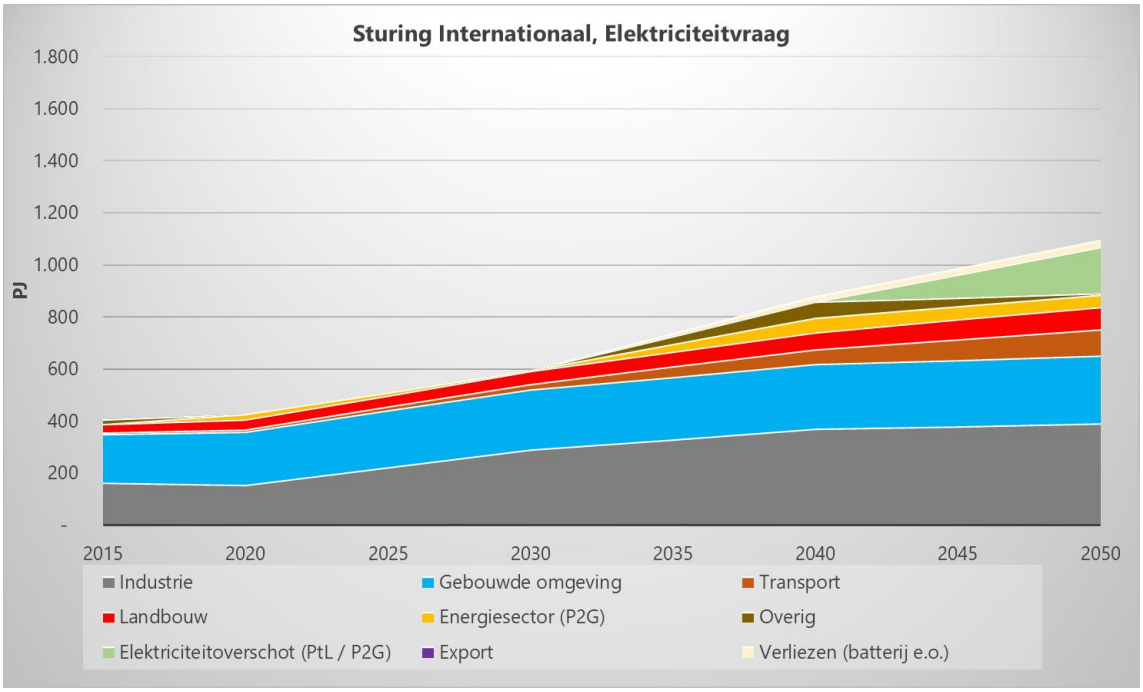
Internationaal



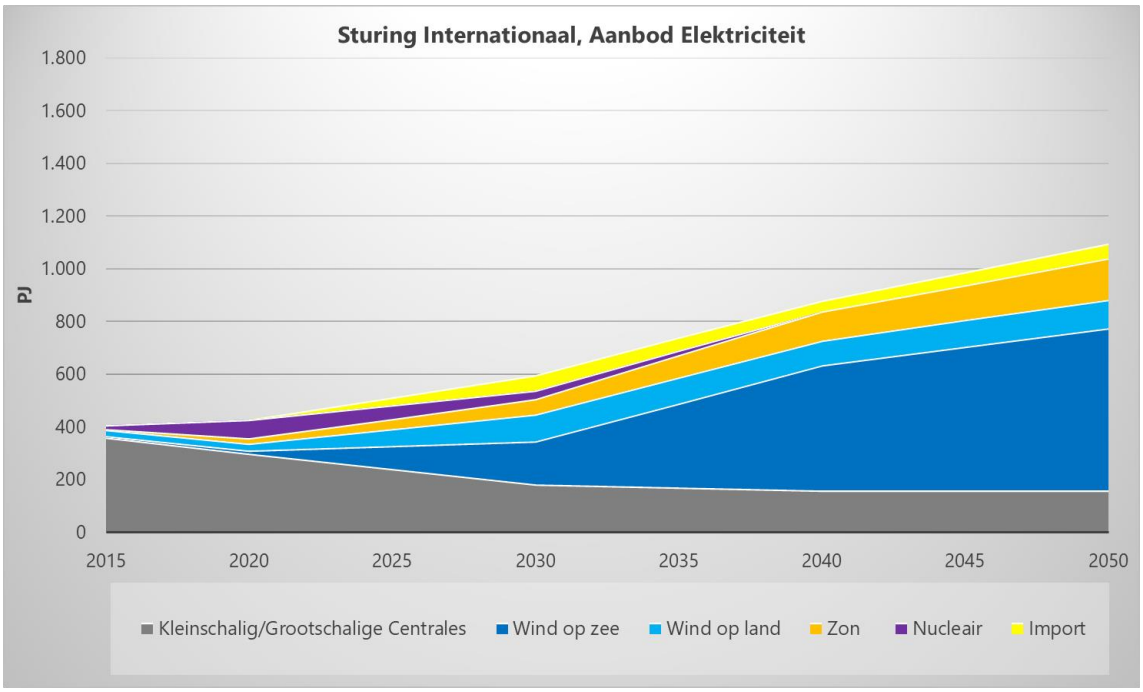
Figuur 77. Ontwikkeling waterstofvraag 2015-2050 scenario Internationaal



Figuur 78. Ontwikkeling waterstofaanbod 2015-2050 scenario Internationaal

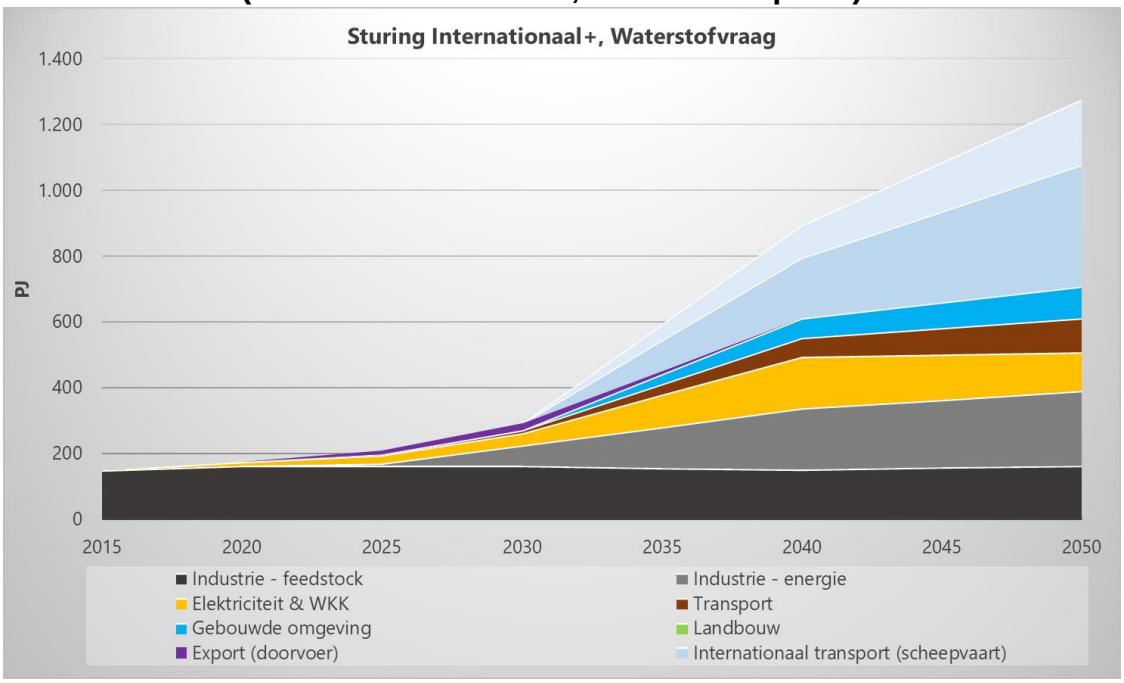


Figuur 79. Ontwikkeling elektriciteitsvraag 2015-2050 scenario Internationaal.

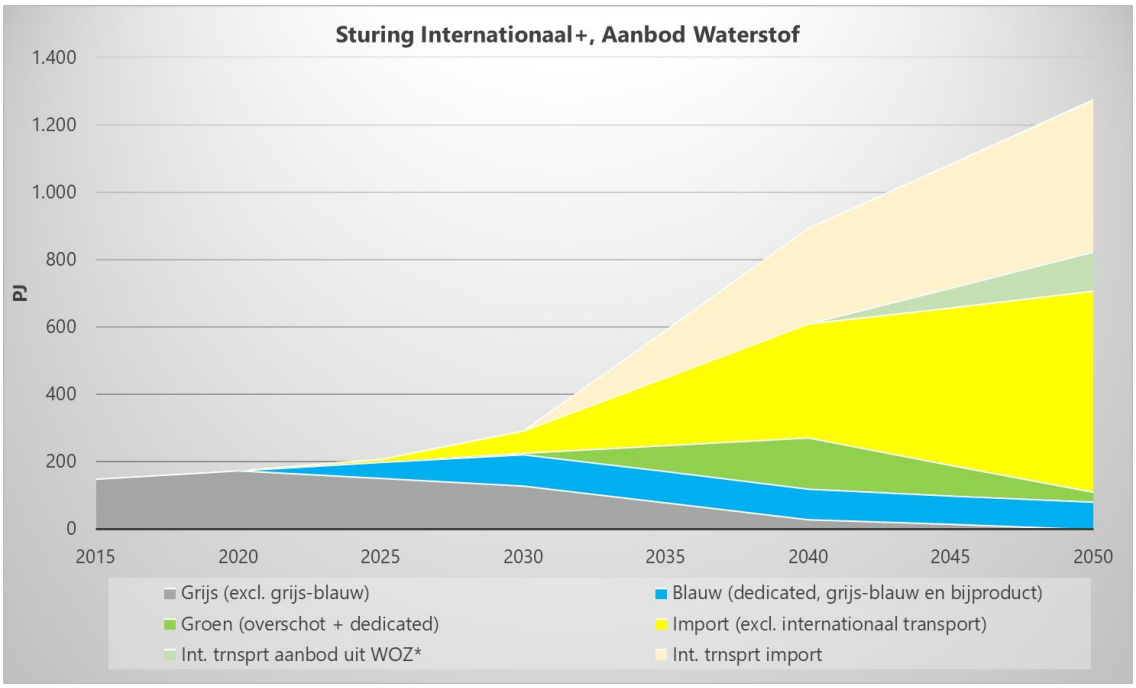


Figuur 80. Ontwikkeling elektriciteitsaanbod 2015-2050 scenario Internationaal

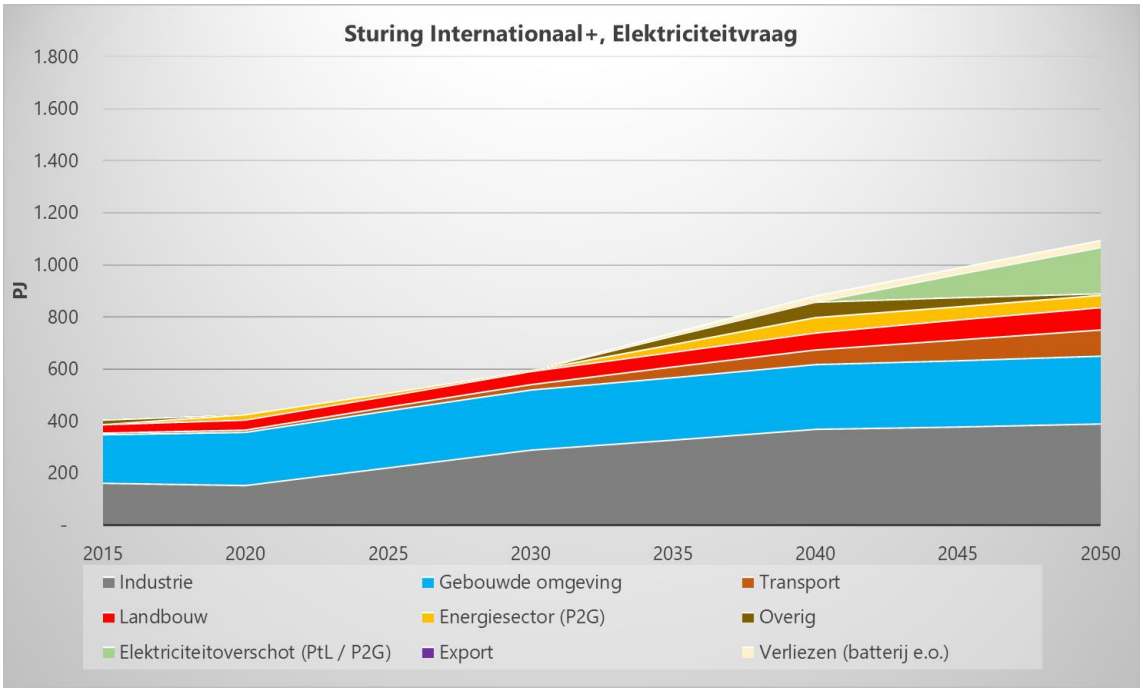
Internationaal+ (internationaal met 38,5 GW wind op zee)



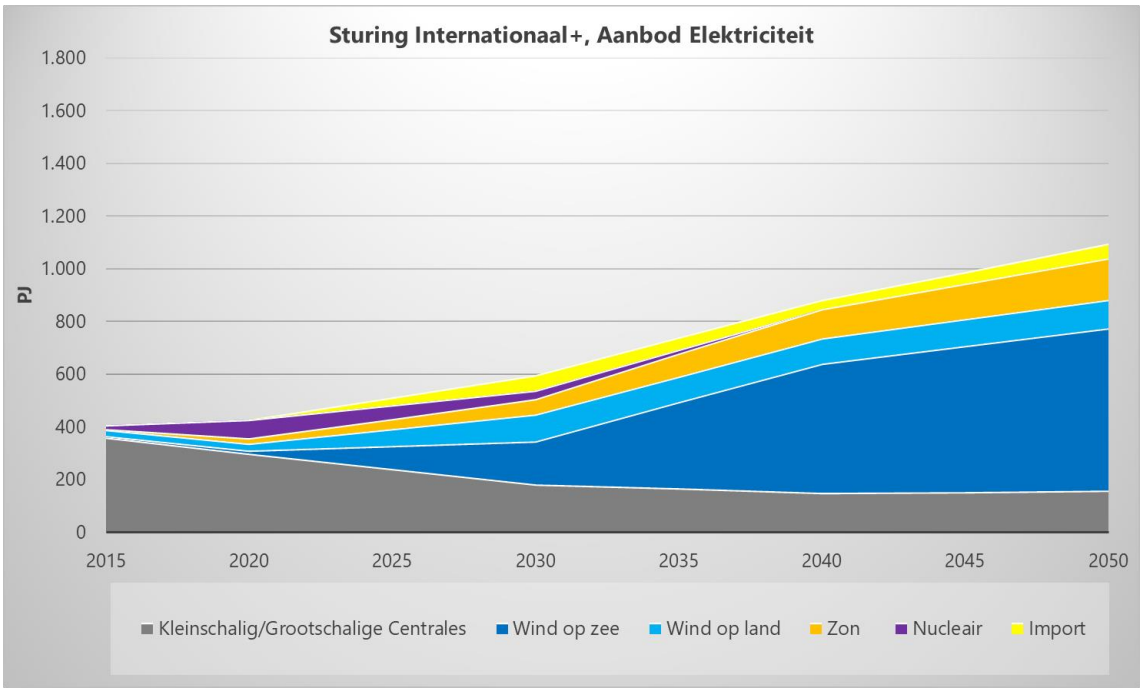
Figuur 81. Ontwikkeling waterstofvraag 2015-2050 scenario Internationaal+



Figuur 82. Ontwikkeling waterstofaanbod 2015-2050 scenario Internationaal+

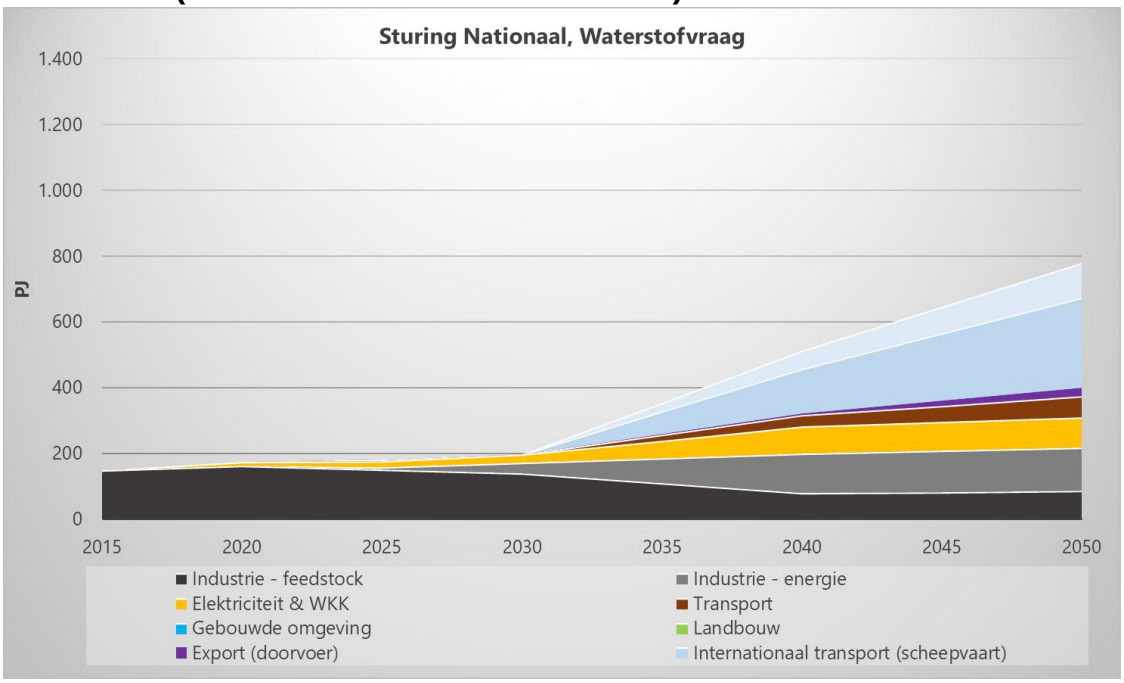


Figuur 83. Ontwikkeling elektriciteitsvraag 2015-2050 scenario Internationaal+.

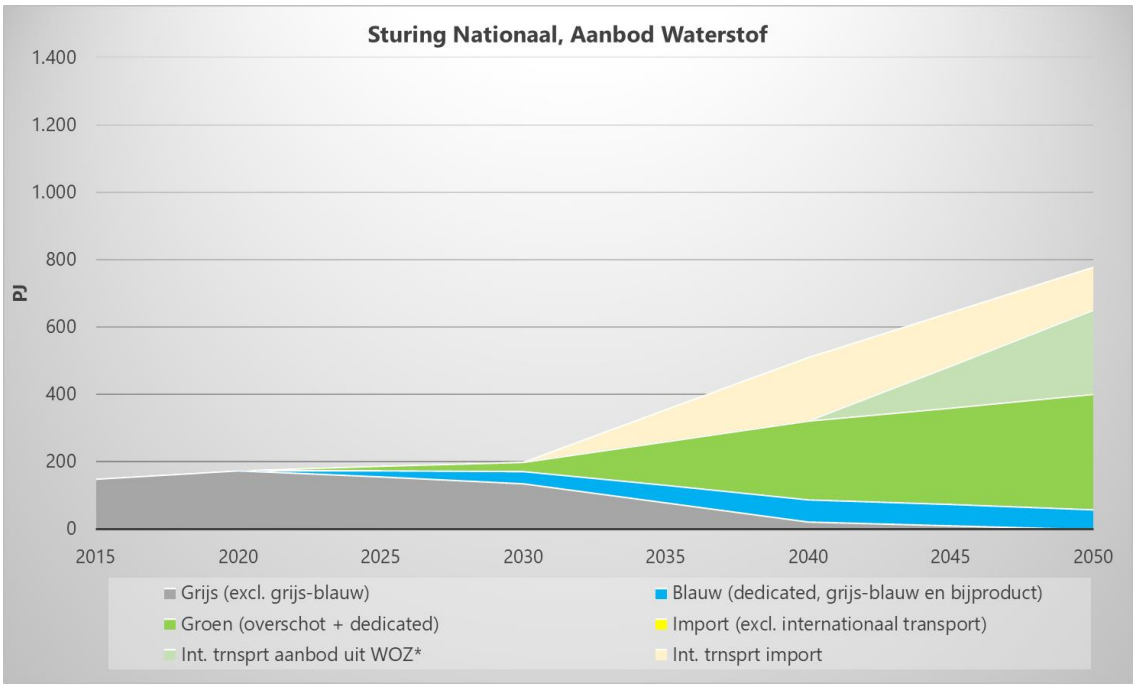


Figuur 84. Ontwikkeling elektriciteitsaanbod 2015-2050 scenario Internationaal+

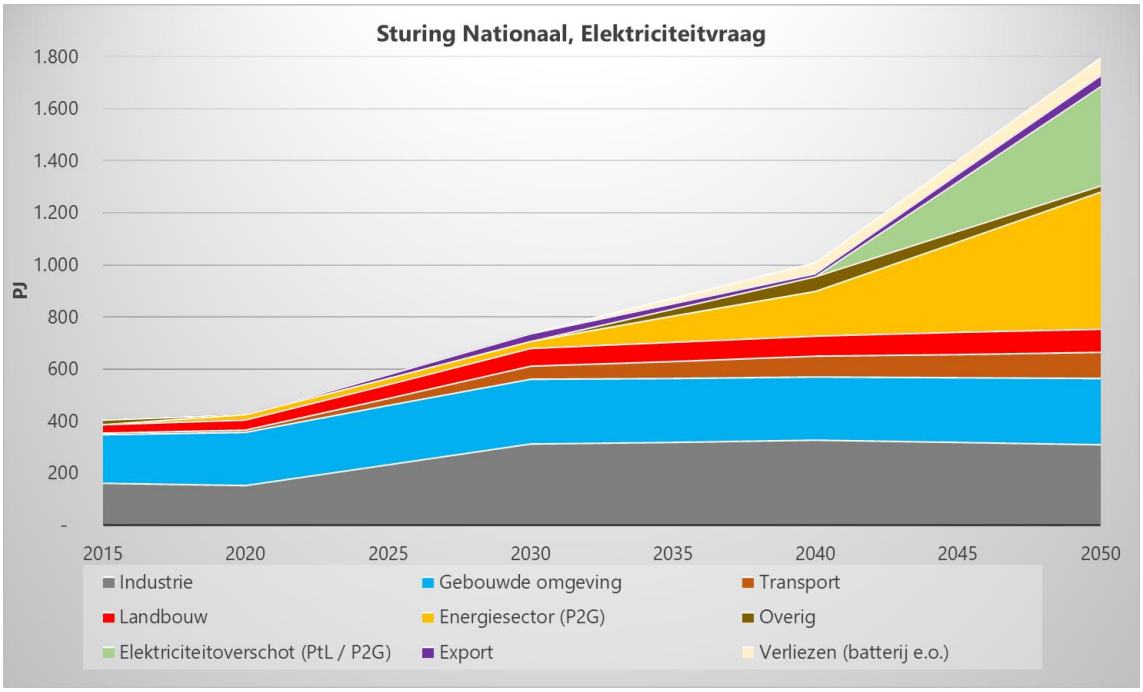
Nationaal+ (nationaal met extra elektrificatie)



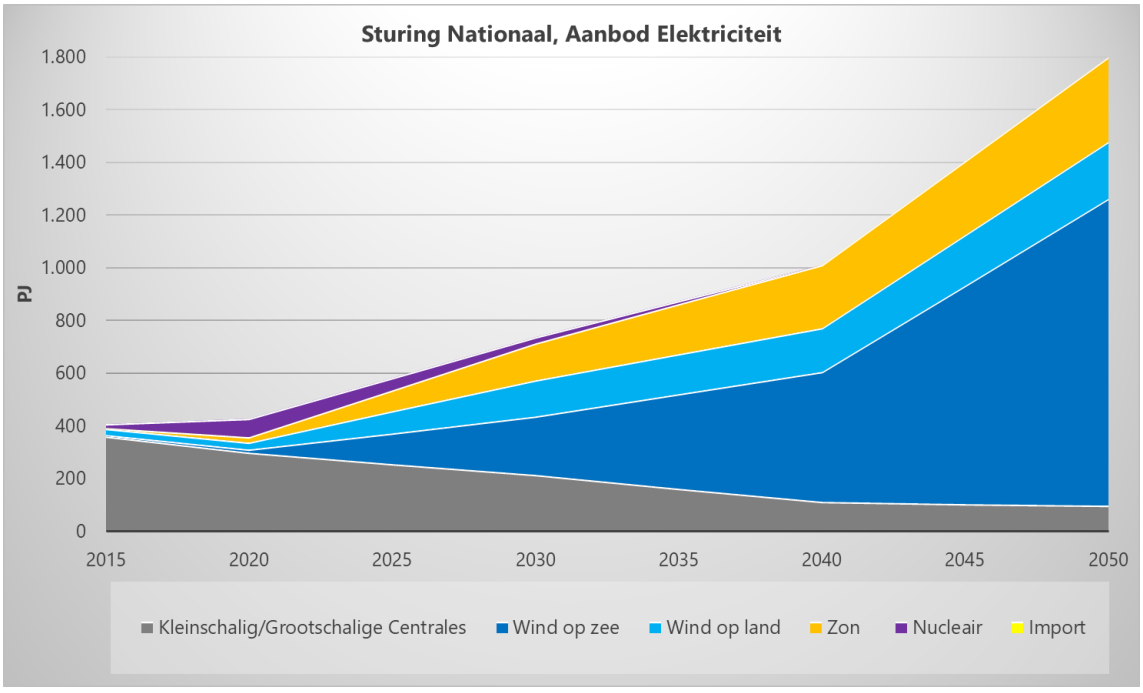
Figuur 85. Ontwikkeling waterstofvraag 2015-2050 scenario Nationaal+



Figuur 86. Ontwikkeling waterstofaanbod 2015-2050 scenario Nationaal+



Figuur 87. Ontwikkeling elektriciteitsvraag 2015-2050 scenario Nationaal+.



Figuur 88. Ontwikkeling elektriciteitsaanbod 2015-2050 scenario Nationaal+

C. Overzichtstabellen belangrijkste uitkomsten flex-analyse en elektrolyseoptimalisatie voor alle oplossingsrichtingen, scenario's en varianten

Tabel 21: Overzicht belangrijkste uitkomsten flex-analyse en optimalisatie elektrolysevermogen voor regionaal scenario

Regionaal scenario			**Oplossingsrichting**				
Type flexibiliteit	**Attribuut**	**Eenheid[1]**	**Aanlanding gericht op de Maasvlakte**	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Elektrolyse op zee**
Import/ export elektriciteit	Importvolume	TWh	10,1	10,1	11,7	10,9	-
	Piek import	GW	12,0	12,0	12,2	12,0	-
	Exportvolume	TWh	17,6	17,6	15,8	16,7	-
	Piek export	GW	14,8	14,8	14,8	14,8	-
	FLH	uur/jaar	1876	1876	1857	1866	-
Gascentrale groot	Vermogen	GW	11,6	11,6	11,3	11,3	-
	Energievolume	TWh	19,5	19,5	21,1	20,0	-
	FLH	uur/jaar	1680	1680	1868	1769	-
Gascentrale klein	Vermogen	GW	16,6	16,6	16,9	16,9	-
	Energievolume	TWh	3,2	3,2	3,8	3,5	-
	FLH	uur/jaar	193	192	223	208	-
Batterijen	Piek opladen	GW	37,4	37,4	36,9	37,5	-
	Piek ontladen	GW	31,9	31,9	29,8	30,2	-
	Capaciteit	GWh	260	260	254	255	-
	Energievolume	TWh	37,6	37,6	37,4	37,3	-
Elektrolyse	Vermogen	GW	19,7	19,7	20,3	20,5	-
	Energievolume	TWh	62,7	62,7	69,1	65,9	-
	FLH	uur/jaar	3184	3184	3403	3209	-
Curtailment	Vermogen	GW	34,9	34,9	33,2	32,8	-
	Energievolume	TWh	7,1	7,1	6,4	6,5	-
	FLH	uur/jaar	205	205	193	199	-

[1] *Alle vermogens/volumes (W/Wh) uitgedrukt in **elektrische** eenheden.*

Tabel 22: Overzicht belangrijkste uitkomsten flex-analyse en optimalisatie elektrolysevermogen voor nationaal scenario

Nationaal scenario			Oplossingsrichting				
Type flexibiliteit	**Attribuut**	**Eenheid[1]**	**Aanlanding gericht op de Maasvlakte**	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Elektrolyse op zee**
Import/ export elektriciteit	Importvolume	TWh	8,8	8,8	13,4	11,8	14,1
	Piek import	GW	12,2	12,2	12,2	12,2	12,6
	Exportvolume	TWh	19,2	19,2	13,6	15,4	13,0
	Piek export	GW	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
	FLH	uur/jaar	1893	1893	1829	1833	1831
Gascentrale groot	Vermogen	GW	13,1	13,0	12,4	12,1	12,1
	Energievolume	TWh	20,6	20,6	26,4	22,9	26,8
	FLH	uur/jaar	1570	1577	2124	1900	2218
Gascentrale klein	Vermogen	GW	15,9	16,0	16,7	17,0	17,0
	Energievolume	TWh	2,6	2,7	4,1	3,6	4,5
	FLH	uur/jaar	166	168	246	213	266
Batterijen	Piek opladen	GW	35,9	35,9	34,2	34,8	34,2
	Piek ontladen	GW	34,9	34,9	28,5	29,1	27,6
	Capaciteit	GWh	264	264	242	239	241
	Energievolume	TWh	35,3	35,3	34,6	34,2	34,4
Elektrolyse	Vermogen	GW	23,3	23,3	24,9	25,4	26,5
	Energievolume	TWh	74,5	74,5	94,7	87,2	101,9
	FLH	uur/jaar	3203	3203	3802	3436	3846
Curtailment	Vermogen	GW	35,4	35,4	30,4	29,6	28,8
	Energievolume	TWh	7,8	7,8	5,5	5,8	5,2
	FLH	uur/jaar	221	221	183	195	181

[1] *Alle vermogens/volumes (W/Wh) uitgedrukt in **elektrische** eenheden.*

Tabel 23: Overzicht belangrijkste uitkomsten flex-analyse en optimalisatie elektrolysevermogen voor Europees scenario

Europees scenario			Oplossingsrichting				
Type flexibiliteit	**Attribuut**	**Eenheid[1]**	**Aanlanding gericht op de Maasvlakte**	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Elektrolyse op zee**
Import/ export elektriciteit	Importvolume	TWh	18,0	18,0	20,7	19,7	-
	Piek import	GW	14,8	14,8	14,8	14,8	-
	Exportvolume	TWh	8,8	8,8	6,9	7,6	-
	Piek export	GW	14,8	14,8	14,6	14,8	-
	FLH	uur/jaar	1810	1810	1869	1845	-
Gascentrale groot	Vermogen	GW	11,9	11,9	12,0	11,9	-
	Energievolume	TWh	36,3	36,3	39,9	37,9	-
	FLH	uur/jaar	3045	3044	3336	3172	-
Gascentrale klein	Vermogen	GW	16,0	16,0	16,0	16,0	-
	Energievolume	TWh	7,4	7,4	8,2	7,6	-
	FLH	uur/jaar	464	464	513	473	-
Batterijen	Piek opladen	GW	19,7	19,7	19,4	19,8	-
	Piek ontladen	GW	25,3	25,3	23,2	23,6	-
	Capaciteit	GWh	182	182	173	172	-
	Energievolume	TWh	21,2	21,2	20,6	20,6	-
Elektrolyse	Vermogen	GW	7,5	7,5	8,6	8,9	-
	Energievolume	TWh	18,6	18,6	28,7	24,2	-
	FLH	uur/jaar	2465	2465	3315	2737	-
Curtailment	Vermogen	GW	21,9	21,9	19,6	19,3	-
	Energievolume	TWh	4,8	4,8	3,9	4,0	-
	FLH	uur/jaar	220	220	201	209	-

[1] *Alle vermogens/volumes (W/Wh) uitgedrukt in **elektrische** eenheden.*

Tabel 24: Overzicht belangrijkste uitkomsten flex-analyse en optimalisatie elektrolysevermogen voor internationaal scenario

Internationaal scenario			Oplossingsrichting				
Type flexibiliteit	**Attribuut**	**Eenheid[1]**	**Aanlanding gericht op de Maasvlakte**	**Aanlanding gericht op de Eemshaven**	**Gekoppelde elektrolyse**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Elektrolyse op zee**
Import/ export elektriciteit	Importvolume	TWh	17,6	17,6	20,2	19,2	-
	Piek import	GW	14,6	14,6	14,8	14,6	-
	Exportvolume	TWh	9,1	9,1	7,2	7,9	-
	Piek export	GW	14,8	14,8	14,2	14,8	-
	FLH	uur/jaar	1807	1807	1855	1832	-
Gascentrale groot	Vermogen	GW	12,2	12,2	11,7	11,6	-
	Energievolume	TWh	35,7	35,7	38,5	36,3	-
	FLH	uur/jaar	2931	2931	3281	3131	-
Gascentrale klein	Vermogen	GW	14,8	14,8	15,3	15,3	-
	Energievolume	TWh	6,4	6,4	7,8	7,3	-
	FLH	uur/jaar	433	433	513	478	-
Batterijen	Piek opladen	GW	18,7	18,7	18,4	18,8	-
	Piek ontladen	GW	25,0	25,0	22,9	23,3	-
	Capaciteit	GWh	179	179	167	167	-
	Energievolume	TWh	20,3	20,3	19,7	19,6	-
Elektrolyse	Vermogen	GW	7,6	7,6	8,6	8,9	-
	Energievolume	TWh	19,0	19,0	28,8	24,4	-
	FLH	uur/jaar	2493	2493	3339	2750	-
Curtailment	Vermogen	GW	21,2	21,2	19,2	18,8	-
	Energievolume	TWh	4,7	4,7	3,9	3,9	-
	FLH	uur/jaar	221	221	202	207	-

[1] *Alle vermogens/volumes (W/Wh) uitgedrukt in **elektrische** eenheden.*

Tabel 25: Overzicht belangrijkste uitkomsten flex-analyse en optimalisatie elektrolysevermogen voor varianten

Varianten			Nationaal extra elektrificatie		Internationaal extra wind op zee	
Type flexibiliteit	**Attribuut**	**Eenheid[1]**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Elektrolyse op zee**	**Elektrolyse ter preventie van congestie**	**Elektrolyse op zee**
Import/ export elektriciteit	Importvolume	TWh	11,4	11,4	18,3	21,6
	Piek import	GW	13,2	13,2	14,2	14,8
	Exportvolume	TWh	15,8	15,8	8,6	6,5
	Piek export	GW	14,8	14,8	14,8	13,3
	FLH	uur/jaar	1832	1832	1812	1903
Gascentrale groot	Vermogen	GW	14,1	13,8	11,5	11,7
	Energievolume	TWh	28,3	28,1	34,0	40,1
	FLH	uur/jaar	2008	2035	2967	3413
Gascentrale klein	Vermogen	GW	16,0	16,3	15,4	15,4
	Energievolume	TWh	4,0	4,3	6,6	8,1
	FLH	uur/jaar	251	263	430	526
Batterijen	Piek opladen	GW	35,4	35,4	18,6	18,5
	Piek ontladen	GW	34,9	34,9	23,3	21,9
	Capaciteit	GWh	273	273	166	162
	Energievolume	TWh	36,3	36,3	19,3	19,4
Elektrolyse	Vermogen	GW	20,6	20,6	16,0	17,4
	Energievolume	TWh	60,3	60,3	55,2	73,5
	FLH	uur/jaar	2920	2921	3445	4229
Curtailment	Vermogen	GW	34,2	34,2	18,4	17,4
	Energievolume	TWh	7,2	7,2	4,0	3,5
	FLH	uur/jaar	211	211	215	203

[1] *Alle vermogens/volumes (W/Wh) uitgedrukt in **elektrische** eenheden.*