



Elektrolyzers, nettarieven en het elektriciteitssysteem



Committed to the Environment

Elektrolyzers, nettarieven en het elektriciteitssysteem

Dit rapport is geschreven door:

Joeri Vendrik, Charley Bakker, Lucas van Cappellen en Marieke Nauta

Delft, CE Delft, oktober 2024

Publicatienummer: 24.230495.148

Opdrachtgever: NLHydrogen

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Joeri Vendrik (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft

Committed to the Environment

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

Inhoud

	Beleidssamenvatting	5
	Technische samenvatting	6
1	Inleiding	10
	1.1 Aanleiding	10
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	11
	1.3 Leeswijzer	11
2	Methode	12
	2.1 Impact elektrolyzers op het elektriciteitsnet	12
	2.2 Nettariefstructuren voor elektrolyzers	14
3	Wat is de huidige beleidscontext?	16
	3.1 EU-beleid rond waterstof en elektrolyzers	16
	3.2 Nederlands beleid elektrolyzers en elektriciteitssysteem	18
	3.3 Nettarieven in Nederland	21
	3.4 Netkosten voor elektrolyzers in omliggende landen	25
4	Maatschappelijke waarde elektrolyzers	27
	4.1 Rol elektrolyzers in het energiesysteem	27
	4.2 Maatschappelijke waarden	30
5	Hoe gaan elektrolyzers ingezet worden?	32
	5.1 Belangrijkste aannames en resulterende scenario's	32
	5.2 Resulterende inzet elektrolyzers	34
	5.3 (Net)kosten waterstof	38
	5.4 Belangrijkste conclusies	41
6	Wat is het effect van elektrolyzers op het net?	43
	6.1 Welke impact hebben elektrolyzers op de netbelasting?	43
	6.2 Methodiek	44
	6.3 Conclusies netimpact elektrolyzers	46
7	Hoe kan een tarief voor elektrolyzers eruit zien?	57
	7.1 Conclusie: mogelijke tariefaanpassingen	57
	7.2 Ontwerpprincipes tarieven	59
	7.3 Huidige alternatieve transportrechten: geschiktheid voor elektrolyzers	61
	7.4 Aanpassingen in huidige alternatieve transportrechten	64
	7.5 Structurele aanpassingen tariefsystematiek en andere vormen alternatieve transportrechten	66
	7.6 Bredere ontwikkeling ontwerp tarieven	72



7.7	Tarieven voor elektrolyzers op zee	74
	Referenties	77
A	Aannames inzet elektrolyser	80
	A.1 Aannames: technische eigenschappen	80
	A.2 Aannames: beleidsmatig	80
	A.3 Aannames: inzet	80
	A.4 Aannames: kosten	82
B	Impact elektrolyzers op elektriciteitsnet	83
	B.1 Aannames ontwikkeling vraag, aanbod, flexibiliteit en transportcapaciteit	83
	B.2 Uitgebreide resultaten Rotterdam	87
	B.3 Uitgebreide resultaten Zeeland	94
	B.4 Uitgebreide resultaten Eemshaven	100
	B.5 Uitgebreide resultaten Cluster 6-industrie	107
	B.6 Uitgebreide resultaten hernieuwbare opwek op land	115

Beleidssamenvatting

Elektrolyzers spelen een belangrijke rol in het toekomstige CO₂-vrije energiesysteem. De Nederlandse overheid heeft de ambitie om in Nederland in 2030 4 GW elektrolyse te realiseren en in 2032 8 GW. Er zijn twee grote onzekerheden bij de realisatie van deze ambitie. Ten eerste is het lastig om tot een sluitende businesscase te komen voor elektrolyzers, onder meer door de stijgende netkosten van elektriciteit. Ten tweede is er netcongestie, waardoor toegang tot het net met een vast transportrecht vaak niet mogelijk is.

Bij het normale transportrecht bij de netbeheerder (huidige situatie) zijn de netkosten van elektriciteit per kg waterstof in 2030 zo'n 2 €/kg, van de totale kostprijs van 6,5 tot 12 €/kg. Met het alternatieve transportrecht (flexibele toegang tot het net) dat ingevoerd gaat worden, kunnen die netkosten verlaagd worden tot 1 €/kg. Daarnaast kunnen elektrolyzers met het alternatieve transportrecht aangesloten worden op het elektriciteitsnet ondanks netcongestie, doordat de netimpact dan congestieneutraal is.

Deze studie richt zich op de vraag of de huidige nettarieven en de bovengenoemde voorgestelde aanpassingen en alternatieve transportrechten voldoende passend zijn voor de impact die elektrolyzers hebben op het elektriciteitsnet. Daarbij doen we ook voorstellen voor aanvullende aanpassingen aan de vormgeving van tarieven.

Impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet is afhankelijk van locatie

Elektrolyzers kunnen bij aanlandlocaties voor wind op zee een netto-positieve impact hebben op de belasting van het elektriciteitsnet. Ze voorkomen namelijk dat elektriciteit verder landinwaarts getransporteerd moet worden en het net daarvoor verzwakt moet worden. Dit kan in 2030 tot € 130 miljoen per jaar aan kosten voor congestiemanagement voorkomen voor de drie onderzochte clusters (Eemshaven, Rotterdam, Zeeland). Op de langere termijn (richting 2040) kunnen elektrolyzers op deze aanlandlocaties mogelijk netverzwaringen voorkomen of kan meer aanlanding van wind op zee ingepast worden. Bij die aanlandlocaties kunnen meerdere GW's elektrolyzers aangesloten worden zonder dat extra netverzwaring nodig is. Dat is voldoende voor de gestelde ambities.

De impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet is echter niet in alle gevallen positief. Met name bij zeer grote vermogens aan elektrolyzers en in gebieden met veel afname kunnen elektrolyzers ook nieuwe netcongestie veroorzaken.

Voorstellen aanpassingen aan vormgeving nettarieven

In deze studie doen we voorstellen voor aanpassingen aan de vormgeving van nettarieven, die kunnen leiden tot een sterkere locatiesturing, efficiëntere benutting van het elektriciteitsnet en betere aansluiting van de tarieven bij de netkosten die elektrolyzers veroorzaken. We onderscheiden hierbij aanpassingen die op de korte termijn ingevoerd kunnen worden en structurelere aanpassingen die meer tijd kosten om te implementeren. Deze voorstellen zijn te vinden in de technische samenvatting, die hierop volgt.

We adviseren om deze mogelijke aanpassingen verder uit te laten werken door de netbeheerders en ACM, in overleg met marktpartijen uit de waterstofsector en andere flexibele afnemers. Bij onze voorgestelde (structurele) wijzigingen aan de nettarieven kunnen de kosten voor productie van waterstof lager worden. De netkosten zijn echter maar een beperkt aandeel van de totale productiekosten. Als er meer kostenreductie nodig is voor de uitrol van elektrolyzers in Nederland, dan is additioneel beleid noodzakelijk.

Technische samenvatting

Aanleiding

Deze studie richt zich op de vraag of de huidige nettarieven en de voorgestelde aanpassingen en alternatieve transportrechten voldoende passend zijn voor de impact die elektrolyzers hebben op het elektriciteitsnet. Daarnaast onderzoeken we aanpassingen in deze tarieven die kunnen leiden tot betere integratie van elektrolyzers in het energiesysteem. Daarvoor beantwoorden we de volgende onderzoeksvraag:

Wat is de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet, en welke vormgeving van nettarieven is passend bij deze netimpact en geeft de juiste prikkels voor efficiënt gebruik van het net?

Dit onderzoek dient als feitenbasis en geeft suggesties voor het ontwerp van tarieven. Uiteindelijk is het aan de Autoriteit Consument en Markt (ACM) om over de nettarieven te beslissen, en kunnen netbeheerders hiervoor voorstellen indienen bij de ACM.

Uitgangspunten vormgeving nettarieven voor het elektriciteitsnet

Deze studie onderzoekt nettariëfvormen die geschikt zijn voor elektrolyzers. De nettarieven voor gebruikers van het elektriciteitsnet moeten vanuit Europese wetgeving voldoen aan de volgende uitgangspunten:

- **Kostenreflectiviteit:** de tariefkosten en een eventueel lager nettarief moeten gebaseerd zijn op de kosten die een partij op het elektriciteitsnet veroorzaakt.
- **Non-discriminatie:** tarieven zijn altijd gelijk in Nederland en beschikbaar voor alle aangeslotenen. Tarieven worden daarnaast techniekneutraal ontworpen en ingevoerd. De tariefvormen moeten dus ook beschikbaar zijn voor andere (flexibele) partijen.
- **Systeemefficiëntie:** tarieven moeten prikkels geven voor efficiënt netgebruik.
- **Transparantie:** de nettarieven moeten worden vastgesteld op basis van transparante criteria.

Hoe worden elektrolyzers ingezet en wat zijn de kosten?

De wijze van inzet van elektrolyzers is (naast de locatie) bepalend voor de impact op het elektriciteitsnet en de netkosten die elektrolyzers betalen. Het is daarom voor de vormgeving van de nettarieven belangrijk om te weten hoe elektrolyzers ingezet worden.

In 2030 zijn de eisen voor groene waterstof vanuit de Renewable Energy Directive III van de EU bepalend voor de manier waarop elektrolyzers ingezet worden. Om aan deze eisen te voldoen, met zoveel mogelijk vollasturen, verwachten we dat de meeste exploitanten van elektrolyzers een PPA (afsprake tussen twee marktpartijen over het kopen van elektriciteit) sluiten met een exploitant van wind op zee, eventueel aangevuld met een PPA voor zon-pv. De kosten voor waterstof zijn dan naar verwachting € 6,5 tot € 12 per kg waterstof, waarvan ongeveer € 2 netkosten. De bovengrens gaat uit van de huidige kosten. Om tot de ondergrens te komen, is richting 2030 flinke kostendaling nodig door leereffecten en schaalvoordelen. Hiervoor is snelle opschaling van elektrolyseprojecten noodzakelijk. Ook kan optimalisatie van inzet op verschillende markten leiden tot lagere elektriciteitskosten.

Richting 2040 verwachten we dat meer dan 90% van de productie van elektriciteit in Nederland van hernieuwbare bronnen komt. Daarmee wordt alle met elektriciteit geproduceerde waterstof als groen gezien volgens de EU-eisen. De inzet van elektrolyzers wordt dan volledig bepaald door economische afwegingen. Elektrolyzers zullen dan op alle uren met

lage elektriciteitsprijzen ingezet worden, wat in 2040 vaak zal voorkomen, waardoor een elektrolyser meer draaiuren kan maken. De nettarieven nemen richting 2040 toe, maar dit effect kan (deels) gemitigeerd worden door meer draaiuren van de elektrolyzers.

Wat is de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet?

De inzet van elektrolyzers heeft impact op de belasting van het elektriciteitsnet. Elektrolyzers nemen namelijk elektriciteit af van het netwerk. Afhankelijk van hoe de elektrolyser wordt ingezet, kan deze op een bepaald moment de belasting op het elektriciteitsnet verlagen of verhogen:

- Als een elektrolyser stroom afneemt op momenten dat er in de regio meer invoeding dan afname is (en er dus netto stroom ingevoerd wordt in de regio), dan verlaagt een elektrolyser de netbelasting doordat minder stroom afgevoerd hoeft te worden.
- Als een elektrolyser stroom afneemt op momenten dat er in de regio meer afname is dan invoeding (en er dus netto stroom afgenomen wordt in de regio), dan verhoogt een elektrolyser de netbelasting doordat meer stroom aangevoerd moet worden.

In dit onderzoek hebben we de impact van elektrolyzers op de netbelasting bepaald voor zes casussen, voor de zichtjaren 2030 en 2040. Hierna bespreken we de belangrijkste conclusies.

Bij de onderzochte **aanlandlocaties voor wind op zee (Rotterdam, Zeeland en Eemshaven)** hebben elektrolyzers een **netto-positieve impact** op de belasting op het elektriciteitsnet. De grootste pieken worden veroorzaakt door invoeding van elektriciteit van wind op zee en deze pieken worden minder groot door inzet van elektrolyzers. Hierdoor kunnen in sommige gevallen redispatchkosten of netverzwaringen voorkomen worden, of kan extra aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden. Deze positieve impact geldt zeker voor de vermogens elektrolyzers voorzien in de opbouw in de nabije toekomst (doelen voor 2030 en 2035). Ook andere bronnen van (flexibele) vraag kunnen dit effect mogelijk hebben.¹

Bij eventuele doorgroei op de langere termijn tot grote vermogens elektrolyzers op deze locaties, kan dit leiden tot extra netbelasting door nieuwe afnamepieken. Daarnaast kunnen elektrolyzers leiden tot extra benodigde verzwaringen van het net in de regio. Dit is met name het geval als de elektrolyzers niet aangesloten worden op het 380kV-station waarop wind op zee aangesloten wordt.

Bij **elektrolyzers in het binnenland** is de netimpact afhankelijk van het type locatie. In gebieden waar invoeding van elektriciteit dominant is, met veel hernieuwbare opwek op land, zullen elektrolyzers een netto-positieve impact hebben op de netbelasting. In gebieden waar afname dominant is (of invoeding en afname ongeveer gelijk zijn), zoals bij Cluster 6-industrie, zal een elektrolyser leiden tot extra belasting op het elektriciteitsnet.

Elektrolyzers op zee zorgen ervoor dat minder elektriciteitsinfrastructuur op zee nodig is en leiden tot minder belasting op het elektriciteitsnet op land, ten opzichte van de situatie waarbij alle elektriciteit van de windparken op zee naar land getransporteerd wordt. Bij een radiale aansluiting² of een elektrolyse in de turbine is de elektrolyser op zee niet

¹ Dit hangt wel af van de karakteristieken van andere bronnen. Een Li-ionbatterij kan bijvoorbeeld slechts enkele uren achtereenvolgend elektriciteit opslaan en is daarmee minder geschikt voor het verminderen van de netbelasting bij aanlandlocaties van wind op zee (CE Delft, 2024c).

² In dit geval loopt er een directe kabel vanaf het windpark op zee richting de elektrolyser op zee en wordt de volledige elektriciteitsproductie van het windpark op zee omgezet in waterstof. Er loopt dan alleen een waterstofleiding richting land.

gekoppeld aan het elektriciteitsnet (op zee en op land). Er is dan alleen elektriciteitsinfrastructuur noodzakelijk voor het koppelen van het windpark op zee en de elektrolyser. Bij andere configuraties van elektrolyse op zee is er wel een koppeling met het elektriciteitsnet.

Hoe kunnen alternatieve nettariestructuren voor elektrolyzers vormgegeven worden?

Het tijdsduurgebonden transportrecht dat wordt ingevoerd, lijkt een geschikte oplossing voor elektrolyzers. Ook een groepscontract kent potentieel. Met deze contractvormen kunnen de kosten voor productie voor waterstof verlaagd worden en met zo'n flexibel contract kunnen elektrolyzers aangesloten worden op het elektriciteitsnet ondanks netcongestie, doordat de netimpact dan congestieneutraal is.

In deze studie doen we voorstellen voor verdere aanpassingen aan de vormgeving van tarieven. We onderscheiden hierbij aanpassingen die op de korte termijn ingevoerd kunnen worden, en structurelere aanpassingen die meer tijd kosten om te implementeren.

Mogelijke aanpassingen in tarieven ter ondersteuning van flexibele elektriciteitsvraag én het elektriciteitsnet voor **de korte termijn**, zijn:

- Uitrol van een groepscontract tussen wind op zee en flexibele vraag, zoals elektrolyzers op zee en bij aanlandingslocaties. Op korte termijn kan dit ertoe leiden dat elektrolyzers geen impact hebben op het elektriciteitsnet en dat exploitanten van elektrolyzers geen transporttarief betalen, wat leidt tot lagere kosten. Op de langere termijn (als meer dan 90% elektriciteit hernieuwbaar is) levert een groepscontract een grote beperking op van de gewenste inzet van elektrolyzers en leidt het niet meer tot lagere kosten voor exploitanten, waardoor deze optie voor hen niet meer interessant is.
- Implementatie van tijdsduurgebonden transportrecht bij regionale netbeheerders. Dit transportrecht voorkomt de mogelijk negatieve netimpact van elektrolyzers én past beter bij de inzet van elektrolyzers. Het tijdsduurgebonden transportrecht wordt op dit moment alleen ingevoerd bij het nationale elektriciteitsnet van TenneT.
- Een aanpassing in de methodiek van het tijdsduurgebonden transportrecht, waarbij er alleen een beperking geldt als de absolute piekbelasting (van afname en invoeding samen) wordt overschreden. De beperking wordt nu gebaseerd op de piekbelasting voor afname, waardoor de beperking in veel gebieden met opwek niet kostenreflectief is. Deze wijziging betekent dat het tijdsduurgebonden transportrecht in de praktijk geen of nauwelijks beperking kent in gebieden met veel invoeding.
- De nettarieven voor elektrolyse op zee dienen snel duidelijk te worden. Een optie om qua netbeheerderscontracten elektrolyzers en wind op zee te koppelen is een groepscontract, waarbij er geen netto afname en geen transporttarief is.

Daarnaast zijn er enkele wijzigingen of nieuwe tarieven waarvan de invoering een **langere doorlooptijd** kent, maar die vanuit deze studie wel nuttig lijken voor efficiënt netgebruik en voor de energietransitie:

- Locatieafhankelijke nettarieven waarbij de variabele nettarieven per uur (wegingsfactoren in het tarieftijdsvenster) verschillen per locatie of de hoogte van de tarieven per kW of kWh verschillen per locatie. Gebieden met vooral invoeding kennen dan lagere tarieven dan gebieden met vooral afname.
- Een aansluittarief dat daarin ook de kosten voor de netverzwaring die nodig is om de aansluiting te realiseren. We suggereren een uitwerking met een gemiddeld en uniform aansluittarief per MW, waarbij een verschil gemaakt kan worden in het bedrag per MW, afhankelijk of het gebied afname- of invoeding-gedomineerd is. Dit zorgt voor een minder sterke stijging van het transporttarief, en voor locatiesturing naar gebieden waar minder netverzwaring voor afname vereist is.

- Een individueel alternatief transportrecht, waarbij de netbeheerder per project de beperking vaststelt die opgelegd moet worden de komende jaren. Eventueel kan hier ook een 'last in, first out'-principe gehanteerd worden, waarbij een eerdere aangeslote als eerste gebruik kan maken van de restcapaciteit.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

Het is de verwachting dat elektrolyzers een belangrijke rol zullen spelen in het toekomstige CO₂-vrije elektriciteitssysteem. De overheid heeft een ambitie gesteld voor de realisatie van 4 GW elektrolyse in 2030 en 8 GW in 2032. Echter, realisatie van deze ambitie is onzeker doordat het lastig is om een sluitende businesscase te krijgen voor elektrolyzers.

Eén van de redenen hiervoor zijn de netkosten. De netkosten voor elektrolyzers zijn de afgelopen tijd om twee belangrijke redenen onderwerp van discussie:

- Enerzijds zijn de netkosten de afgelopen jaren flink gestegen. Hierdoor zijn de netkosten een belangrijke kostenpost geworden voor waterstofproductie met elektrolyzers en een bottleneck in de businesscase.
- Anderzijds zijn er verschillende onderzoeken³ waaruit blijkt dat elektrolyzers, onder de juiste voorwaarden (locatie, manier van inzet, vermogen elektrolyzers), geen extra netbelasting veroorzaken en zelf de netbelasting kunnen verminderen.

Daarom onderzoeken we in dit onderzoek alternatieve nettariefststructuren, geschikt voor elektrolyzers, die prikkels geven voor efficiënt netgebruik, kostenreflectief zijn wat betreft impact van de elektrolyzers op het netwerk en (bij de juiste inzet) leiden tot lagere netkosten.

Dit onderzoek dient als feitenbasis en geeft suggesties voor het ontwerp van tarieven. Uiteindelijk is het aan de Autoriteit Consument en Markt (ACM) om over de nettarieven te beslissen, en kunnen netbeheerders hiervoor voorstellen indienen bij de ACM.

Uitgangspunten vormgeving nettarieven

Deze studie onderzoekt nettarieven vormen die geschikt zijn voor elektrolyzers. De nettarieven voor gebruikers van het elektriciteitsnet moeten vanuit Europese wetgeving voldoen aan de volgende uitgangspunten:

- **Kostenreflectiviteit.** De tariefkosten en eventueel lager nettarieven moeten gebaseerd zijn op de kosten die een partij op het elektriciteitsnet veroorzaakt.
- **Non-discriminatie.** Tarieven zijn altijd gelijk in Nederland en beschikbaar voor alle aangesloten. Tarieven worden daarnaast techniekneutraal ontworpen en ingevoerd. De tariefvormen moeten dus ook beschikbaar zijn voor andere (flexibele) partijen.
- **Systeemefficiëntie.** Tarieven moeten prikkels geven voor efficiënt netgebruik.
- **Transparantie.** De nettarieven moeten vastgesteld worden op basis van transparante criteria.

³ Bijvoorbeeld in ons onderzoek naar [Flexibiliteit in het energiesysteem in Groningen en Drenthe](#) en ons onderzoek naar [Systeemintegratie wind op zee](#) in het kader van het Programma Verbindingen Wind op Zee 2031-2040.

1.2 Doel en onderzoeksvragen

Het doel van dit onderzoek is om te onderzoeken welke vormgeving van nettarieven passend is voor de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. Daarvoor beantwoorden we de volgende onderzoeksvraag:

Wat is de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet, en welke vormgeving van nettarieven is passend voor deze netimpact en geeft juiste prikkels voor efficiënt gebruik van het net?

Bij de vormgeving van alternatieve nettariestructuren voor elektrolyzers zijn er twee belangrijke vragen: waarom en hoe? De waarom-vraag is een onderbouwing dat een nieuwe tariefstructuur vereist is, maatschappelijk wenselijk is, tot lagere kosten leidt en daarom is te onderbouwen vanuit maatschappelijk belang en energietransitie. Hiervoor is de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet leidend. Het 'hoe' gaat over hoe zo'n tarief er dan uitziet en hoe dat past in de (Nederlandse en Europese) wetgeving en tariefregulering.

Bij de waarom-vraag is het belangrijk om een totaalbeeld te geven van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet in Nederland. Om inzicht te geven van de impact op het netwerk, bij verschillende situaties en voorwaarden, werken we casussen uit voor typische locaties waar elektrolyzers naar verwachting komen en kijken we naar verschillende manieren waarop elektrolyzers ingezet kunnen worden. Meer hierover volgt in Hoofdstuk 2. Bij de hoe-vraag bespreken we de relevante afwegingen en ontwerpvariabelen bij nettarieven voor elektrolyzers.

Het primaire doel van het onderzoek is om de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet en de consequenties daarvan voor nettarieven te bepalen. Maar we geven ook een bredere beschouwing op de maatschappelijke waarde van elektrolyzers voor het energiesysteem. Daarnaast schetsen we ook de huidige beleidscontext. Hierbij is het belangrijk om te benoemen dat de nettarieven de impact op het elektriciteitsnet moeten reflecteren en we dit niet als middel zien om de uitrol van elektrolyzers te stimuleren vanwege de bredere maatschappelijke waarde.

In dit onderzoek beantwoorden we de volgende onderzoeksvragen:

1. Wat is de huidige beleidscontext rondom elektrolyzers en nettarieven?
2. Wat is de maatschappelijke waarde van elektrolyzers?
3. Wat is de impact van elektrolyzers op de elektriciteitsinfrastructuur, bij verschillende manieren van inzet van de elektrolyzers en op verschillende typen locaties?
4. Welke nettariestructuren resulteren in een efficiënte inpassing van elektrolyzers in het energiesysteem en zijn kostenreflectief voor de impact van elektrolyzers op de elektriciteitsinfrastructuur?

1.3 Leeswijzer

Dit rapport bevat de volgende hoofdstukken:

- **Hoofdstuk 2** bevat een omschrijving van de methodiek, op hoofdlijnen.
- **Hoofdstuk 3** schetst de huidige beleidscontext rondom elektrolyzers en nettarieven.
- **Hoofdstuk 4** beschrijft de brede maatschappelijke waarde van elektrolyzers en de rol in het (toekomstige) energiesysteem.
- **Hoofdstuk 5** omschrijft hoe elektrolyzers ingezet kunnen gaan worden.
- **Hoofdstuk 6** beschrijft de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet.
- **Hoofdstuk 7** beschrijft hoe een nettatarief voor elektrolyzers er uit kan zien.

2 Methode

Het onderzoek bestaat grofweg uit twee onderdelen. In het eerste onderdeel maken we een inschatting van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. Bij het tweede onderdeel bepalen we hoe een nettariestructuur eruit kan zien, gegeven de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. In dit hoofdstuk omschrijven we de methodiek voor deze twee onderdelen.

2.1 Impact elektrolyzers op het elektriciteitsnet

Er is niet één antwoord op de vraag wat de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet is. Dit is afhankelijk van de specifieke situatie. Het is belangrijk om te weten wat de impact van elektrolyzers is op het elektriciteitsnet in verschillende situaties. Hiermee wordt duidelijk onder welke voorwaarden elektrolyzers geen extra netbelasting veroorzaken (of zelfs leiden tot een verlaging van de netbelasting), en wanneer elektrolyzers wel extra netbelasting veroorzaken. Dit is relevante informatie voor de vormgeving van de nettariestructuur.

Er zijn vier belangrijke variabelen die de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet bepalen:

1. **Zichtjaar.** De totale hoeveelheid elektrolyse, de ontwikkeling van vraag en aanbod van elektriciteit, de manieren waarop elektrolyzers ingezet mogen worden en de beschikbare netcapaciteit zijn allemaal afhankelijk van het jaartal. Om hier invulling aan te geven hebben we analyses gedaan voor twee zichtjaren: 2030 en 2040.
2. **Locatie.** De impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet verschilt per locatie. Het aanbod van elektriciteit, zowel de omvang als de bron, en de (lokale/regionale) elektriciteitsvraag is bepalend voor de impact van elektrolyzers op het net. Op locaties met veel hernieuwbare opwek zal de impact gunstiger zijn dan op locaties waar dit niet het geval is. Om de impact van elektrolyzers op verschillende soorten locaties te bepalen zijn verschillende casussen uitgewerkt, voor typische locaties waar elektrolyzers naar verwachting potentieel gerealiseerd worden. In Paragraaf 2.1.1 bespreken we welke casussen we uitwerken.
3. **Wijze van inzet elektrolyzers.** Voor de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet is het van belang hoe elektrolyzers ingezet worden. Als deze het hele jaar door draaien dan is de impact anders dan wanneer de elektrolyzers alleen aangaan op momenten met veel beschikbaarheid van hernieuwbare opwek. In Paragraaf 2.1.2 bespreken we de mogelijke manieren van inzet van elektrolyzers.
4. **Vermogen elektrolyse.** Het vermogen van elektrolyse op een locatie is ook een belangrijke factor voor de netimpact. Bij kleine vermogens elektrolyzers op locaties met veel opwek zal de impact vooral positief zijn, maar bij grote vermogens aan elektrolyzers is de kans groter dat nieuwe knelpunten ontstaan door afname van elektriciteit. Daarom nemen we een boven- en ondergrens mee voor het vermogen van elektrolyzers op een locatie, om de impact hiervan te bepalen.

Bij het bepalen van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet vergelijken we de belasting op het elektriciteitsnet in de situatie zonder elektrolyzers met de situatie met elektrolyzers. We bepalen de netbelasting zonder en met elektrolyzers op uurbasis (meer hierover in Paragraaf 6.2). We bepalen de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet bij verschillende combinaties van zichtjaar, locatie, wijze van inzet en hoeveelheid elektrolyse.

De belangrijkste indicatoren voor het bepalen van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet, zijn:

- **Energy not transported (ENT).** Dit geeft aan hoeveel elektriciteit op jaarbasis niet getransporteerd kan worden door het elektriciteitsnetwerk. Deze indicator neemt hierdoor zowel de omvang van de overbelastingen (MW) als de tijdsduur (aantal uren) mee. Een verandering van deze indicator als gevolg van (de inzet van) elektrolyzers geeft de netto-impact van elektrolyzers op het netwerk weer.
- **Piekbelasting (voor afname en invoeding).** Dit geeft de maximale belasting van het elektriciteitsnet in het jaar. We maken hierbij onderscheid tussen de piekbelasting voor afname en invoeding, aangezien inzet van elektrolyzers naar verwachting leidt tot een lagere piekbelasting voor invoeding, maar mogelijk wel een hogere piekbelasting voor afname. Zo wordt zichtbaar wat de impact van elektrolyzers is op het verlagen van de belasting op uren met veel aanbod van elektriciteit, maar ook op het potentieel veroorzaken van hogere belasting op uren met weinig aanbod en veel vraag.
- **Aantal uren extra (over)belasting.** Dit geeft aan op hoeveel uren in het jaar de inzet van elektrolyzers leidt tot extra (over)belasting op het netwerk, en geeft daarmee inzicht in het aantal uren dat het wenselijk is om de inzet van elektrolyzers te beperken.

Bovenstaande indicatoren bepalen we voor de situatie zonder elektrolyzers en met elektrolyzers (voor de verschillende locaties, zichtjaren, manieren van inzet en hoeveelheden elektrolyzers).

2.1.1 Casussen voor typische locaties

Het doel van het onderzoek is om een inschatting te geven van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet, zodanig dat de resultaten representatief zijn voor heel Nederland. Het is onmogelijk om dit voor elke potentiële locatie voor elektrolyzers in te schatten. Daarom hebben we casussen uitgewerkt voor de belangrijkste soorten locaties waar elektrolyzers gerealiseerd kunnen worden, om toch een zo compleet mogelijk beeld te schetsen van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. De volgende casussen zijn uitgewerkt:

- **Elektrolyse bij een groot industriecoluster met aanlanding van wind op zee.** Dit is het type locatie waar naar verwachting de grootste potentie ligt voor realisatie van elektrolyzers. We werken hiervoor drie locaties uit: Zeeland, Rotterdam en Groningen. Bij deze casus kijken we naar grootschalige elektrolyzers (honderden MW'en of GW-schaal) en analyseren we de impact op het 380kV-net.
We verwachten dat dit de meest kansrijke locaties zijn voor elektrolyzers en dat hier de grootste vermogens aan elektrolyse gerealiseerd zullen worden. Deze gebieden zijn aangewezen als voorkeurlocatie voor grootschalige elektrolyse (zie Paragraaf 3.2).
- **Elektrolyse in het binnenland in gebieden met veel hernieuwbare opwek op land.** In deze gebieden is veel aanbod van elektriciteit, waarmee dit potentieel interessante locaties kunnen zijn voor elektrolyzers. We werken hiervoor één casus uit, kijken naar een middelgrote elektrolyzers (tot 100 MW) en analyseren de impact op het niveau van HS/MS-stations.
- **Elektrolyse in het binnenland bij Cluster 6-industrie met waterstofvraag.** Dit kan een potentieel interessante locatie zijn vanwege de vraag naar waterstof, met name als het realiseren van waterstofinfrastructuur naar de locatie uitdagend is. We werken hiervoor één casus uit, kijken naar een middelgrote elektrolyzers (tot 100 MW) en analyseren de impact op het niveau van HS/MS-stations. De elektrolyser wordt ingezet om aan de eigen waterstofvraag te voldoen, en er is in dit geval mogelijk ook lokale waterstofopslag noodzakelijk.

- **Elektrolyse op zee.** Het is de verwachting dat vanaf de jaren '30 ook offshore elektrolyse gerealiseerd wordt, gekoppeld aan windparken op zee. Deze offshore elektrolyzers zijn gekoppeld aan het offshore elektriciteitsnet. Er is nog veel onduidelijkheid over hoe dit gaat werken en welke nettarieven zouden gelden voor offshore elektrolyzers. Daarom is deze casus niet op hetzelfde detailniveau als de voorgaande casussen uitgewerkt en is dit vooral een kwalitatieve beschouwing.

2.1.2 Mogelijke manieren van inzet elektrolyzers

Het is nog onzeker hoe elektrolyzers ingezet gaan worden richting 2030 en 2040. Dit is afhankelijk van de beleidskaders (met name Delegated Act van RED), technische ontwikkelingen, ontwikkelingen van de elektriciteitsprijs en de contracten die exploitanten van elektrolyzers sluiten met afnemers van waterstof. De wijze van inzet van elektrolyzers is bepalend voor de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. Daarom bepalen we de impact op het net bij meerdere mogelijke manieren van inzet van elektrolyzers.

We kijken naar de volgende manieren van inzet van elektrolyzers:

- op basis van één PPA (afhankelijk van type locatie welke);
- op basis van een combinatie van meerdere PPA's (bijvoorbeeld wind op zee en zon);
- bovenstaande aangevuld met inkoop stroom bij lage prijzen;
- vollastprofiel, vanwege contract met een industriële afnemer met baseload vraag.

Het verschilt per casus welke manieren van inzet relevant zijn en welke PPA's gekozen worden. Bij de verschillende inzetscenario's van de elektrolyzers houden we rekening met de eisen die gesteld worden voor productie van groene waterstof vanuit de RED. Deze zijn vastgelegd in zogenaamde Delegated Acts. Deze eisen bespreken we in Paragraaf 3.1. Een uitgebreidere omschrijving van de aannames en methodiek, de manieren van inzet per casus en de resultaten zijn te vinden in Hoofdstuk 5.

Tekstkader 1 - Optimalisatie inzet elektrolyzers op andere markten

Optimalisatie inzet elektrolyser op andere markten

In de modellering van de inzet van elektrolyzers gaan we uit van inzet met PPA's en op de day-aheadmarkt. In de praktijk zullen elektrolyzers naar verwachting ook opereren op andere markten, zoals termijn- en balanceringsmarkten, om de kosten te verlagen. De impact hiervan op de elektriciteitskosten nemen we mee bij de ondergrens van de kosten voor waterstof (zie Bijlage A.4). In Hoofdstuk 6 geven we een beschouwing op de inzet op andere markten op de netimpact van elektrolyzers.

2.2 Nettariefstructuren voor elektrolyzers

Er zijn al verschillende denkrichtingen voor deze alternatieve transportrechten ontworpen voor flexibiliteit in het algemeen. Elektrolyzers zijn daarbij mogelijk onderdeel van de denkrichtingen, maar de wenselijkheid van zo'n alternatief transportrecht verschilt per toepassing.

In dit onderdeel hebben we bestaande ideeën toegepast op elektrolyzers en nieuwe varianten onderzocht. De ACM heeft het ontwerpbesluit gepubliceerd voor twee nieuwe alternatieve transportrechten (ACM, 2024a). Deze alternatieve transportrechten zullen per 1 april 2025 inwerking treden en nemen we mee als referentie.

We hebben de vereiste beperking in een tarief (uren per jaar geen nettoegang) en de garanties die erin opgenomen kunnen worden om zekerheid te ontwikkelen voor de projectontwikkelaar onderzocht. Daarnaast komen we met suggesties voor aanpassing van de tarieven, op de korte en de langere termijn. Het vaststellen van de hoogte van het tarief is aan de netbeheerders en ACM, dus is geen expliciet onderdeel van de studie. De uitwerking hiervan is te vinden in Hoofdstuk 7.



3 Wat is de huidige beleidscontext?

In dit hoofdstuk brengen we de huidige situatie en beleidscontext in beeld. Hier gaan we in op de volgende aspecten:

- **Europese beleidscontext**, zoals regelgeving en eisen uit de RED III rondom groene waterstof (RFNBO). Dit is bepalend voor de wijze waarop elektrolyzers ingezet mogen worden (om groene waterstof te produceren). Dit bespreken we in Paragraaf 3.1.
- **Nederlandse beleidsvisie elektrolyzers in elektriciteitssysteem**. Uit het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE), het Programma Energiehoofdstructuur (PEH) en het programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (VAWOZ) komt een duidelijke visie op de rol van elektrolyzers en de ruimtelijke sturing van de locaties van elektrolyzers naar voren. Deze conclusies zijn nuttige input voor de waarde van elektrolyzers en gewenste locaties om tot een positief effect te komen. De nationale beleidscontext schetsen we in Paragraaf 3.2.
- **Tariefstructuur Nederland en verwachte ontwikkelingen**. We beschrijven de huidige tariefstructuur, de nieuwe tariefstructuur voor TenneT-kanten en de ontwikkelingen waaraan gewerkt wordt door onder andere de regionale netbeheerders. Dit bespreken we in Paragraaf 3.3.
- **Tariefstructuur in andere landen**. We bespreken de tariefstructuren voor elektrolyzers en de resulterende netkosten in omliggende landen, en vergelijken dit met de situatie in Nederland. Dit kan dienen als inspiratie voor vormgeving voor nettariefstucturen in Nederland, al is de impact op het netwerk in Nederland hiervoor leidend. De tariefstructuur in andere landen bespreken we in Paragraaf 3.4.

3.1 EU-beleid rond waterstof en elektrolyzers

De EU stimuleert en reguleert de inzet van groene waterstof en elektrolyzers op verschillenden manieren. Een belangrijk beleidspakket voor de ontwikkeling van vraag naar groene waterstof is de in oktober 2023 vastgestelde Renewable Energy Directive III (de RED III) (Council of the European Union, 2023). Hierin is voor 2030 een verplichting voor groene waterstof van 42% voor de industrie (op lidstaatsniveau) belegd welke doorzet naar 60% in 2035. Al deze waterstof dient niet-biologisch en hernieuwbaar (RFNBOs, Renewable Fuels of Non-Biological Origin) te zijn, en daarmee wordt impliciet gezegd dat deze afkomstig moet zijn van elektrolyzers. Wel kan deze waterstof geïmporteerd zijn. Daarnaast is er voor de transportsector een doelstelling voor 2030 van 5,5% voor geavanceerde biobrandstoffen en RFNBOs, met een aparte target van 1% voor het gebruik van RFNBOs. Voor de luchtvaart is al eerder een verplichting voor het gebruik van RFNBOs vastgelegd binnen ReFuelEU: namelijk 1,2% in 2030 stijgend naar 35% in 2050 (EP, 2022).

Voor de aanbodkant van waterstof is de in 2020 verschenen Hydrogen Strategy een belangrijk beleidsdocument met daarin een doelstelling van 40 GW geïnstalleerde elektrolysercapaciteit in de EU en een productie van 10 miljoen ton waterstof in 2030 (EC, 2020). Het RePowerEU Plan dat uitgebracht is in 2022 is in lijn hiermee maar voegt daar nog een doelstelling voor import van waterstof van 10 miljoen ton aan toe voor datzelfde jaar (EC, 2022).

Naast beleid rondom het aanbod en de vraag naar waterstof, is er ook beleid in ontwikkeling direct gericht op de waterstofmarkt. Eind 2023 hebben de Raad en het Parlement een voorlopig akkoord bereikt over de richtlijn over de interne markt van waterstof (EC, 2021). Hierin staat onder andere beschreven dat waterstof als ‘low-carbon’ gezien kan worden indien de herkomst van de energie-inhoud van de waterstof gepaard gaat met minimaal 70% emissiereductie. Regels over wanneer waterstof als hernieuwbaar telt staan beschreven in een tweetal Delegated Acts, welke hieronder worden toegelicht.

Delegated Acts

Naast beleid omtrent het aanbod en de vraag van waterstof, zijn er twee Delegated Acts uitgebracht die regels beschrijven voor productie van groene waterstof, namelijk de ‘Delegated Act on a methodology for renewable fuels of non-biological origin’ (EC, 2023b) en de ‘Delegated Act for greenhouse gas emission savings of recycled carbon fuels’ (EC, 2023a).

De eerstgenoemde beschrijft de criteria om te verzekeren dat waterstof groen is. Bij een elektrolyser die aangesloten is op het elektriciteitsnet wordt de geproduceerde waterstof als volledig groen beschouwd, als in het voorgaande jaar ten minste 90% van de elektriciteit afkomstig was van hernieuwbare bronnen. Een uitzondering hierop geldt in het geval de emissie-intensiteit van de gebruikte elektriciteit lager is dan 18 g CO₂-eq./MJ óf als er door inzet van de elektrolyser minder neerwaartse redispatch benodigd is. Indien dit allemaal niet het geval is, dient voldaan te worden aan een aantal voorwaarden om de geproduceerde waterstof als groen te kunnen zien: de productie dient ‘additioneel’ te zijn en er gelden temporele en geografische criteria (EC, 2023b):

- Onder ‘additioneel’ (Artikel 5) wordt het volgende verstaan: de elektriciteit dient ofwel zelf geproduceerd te zijn middels hernieuwbare bronnen ofwel ingekocht zijn via Power Purchase Agreements (PPA’s) bij een producent van hernieuwbare elektriciteit. Daarbij dient/dienen de installatie(s) voor productie van hernieuwbare elektriciteit niet eerder dan 36 maanden voor de elektrolyser in gebruik genomen te zijn en er dient/dienen voor de investering of het gebruik van deze installatie(s) geen financiële steun te zijn ontvangen.
- Onder de eis van temporele correlatie (Artikel 6 (EC, 2023b)) wordt verstaan dat tot en met 2029 de door de elektrolyser geproduceerde RFNBOs in dezelfde kalendermaand zijn geproduceerd als de hernieuwbare elektriciteit. Vanaf 2030 geldt dat deze in hetzelfde uur geproduceerd moeten zijn als de hernieuwbare elektriciteit. Een uitzondering op deze eis geldt in het geval de elektriciteitsprijs onder de 20 €/MWh is of onder 0,36 keer de prijs van een CO₂-certificaat. In de uren dat dit het geval is telt de geproduceerde waterstof ook als groen, mits gelijktijdig ook aan alle andere voorwaarden wordt voldaan.
- Ten slotte moet er voor wat betreft geografische correlatie (Artikel 7) voldaan worden aan ten minste één van de volgende drie criteria:
 1. De installatie(s) voor productie van hernieuwbare elektriciteit staan in dezelfde biedzone als de elektrolyser.
 2. De installatie(s) voor productie van hernieuwbare elektriciteit staan in een naastgelegen biedzone als de elektrolyser en elektriciteitsprijzen in deze biedzone zijn hoger dan in de zone waar de RFNBOs worden geproduceerd.
 3. De installatie(s) voor productie van hernieuwbare elektriciteit staan in een offshore biedzone die verbonden is aan de biedzone waar de elektrolyser staat.

De ‘Delegated Act for greenhouse gas emission savings of recycled carbon fuels’ beschrijft een methode om broeikasgasemissies bij de productie van RFNBOs (en van recycled carbon fuels) te berekenen. Wanneer waterstof vanuit hernieuwbare elektriciteit is geproduceerd, worden er geen broeikasgasemissies aan toegerekend. Als elektriciteit van het elektriciteitsnetwerk wordt gebruikt zijn er in principe wel emissies bij betrokken (zolang elektriciteit op het net deels afkomstig is van fossiele brandstoffen). Hier is echter een uitzondering voor gemaakt, waarbij het (1) aantal vollasturen van de elektrolyser wordt vergeleken met (2) het aantal uren dat de marginale prijs van elektriciteit wordt bepaald door installaties die hernieuwbare elektriciteit produceren of kerncentrales.⁴ Als (1) kleiner is dan (2), dan wordt aan de productie van het betreffende waterstof ook een emissie van 0 gram CO₂-equivalenten/MJ toegerekend.

Een samenvatting van de belangrijkste voorwaarden voor productie van groene waterstof staat in Tabel 1.

Tabel 1 - Belangrijke voorwaarden met betrekking tot productie groene waterstof

Regel	Wetgeving	Artikel
Bij > 90% elektriciteit afkomstig van hernieuwbaar -> volledig groen	Delegated Act on Additionality (2023/1184)	Artikel 4
Bij < 90% elektriciteit eisen additionaliteit, temporele en geografische correlatie	Delegated Act on Additionality (2023/1184)	Artikel 5, 6 en 7
Bij vollasturen < uren marginale prijs bepaald door hernieuwbaar (voorgaande jaar) -> groene waterstof	Delegated Act on Recycled Carbon Fuels (2023/1185)	Artikel 3

Conclusies

Het EU-beleid heeft met name op de volgende manieren impact op de uitrol en wijze van inzet van elektrolyzers in Nederland:

- De verplichting voor 42% groene waterstof voor de industrie (op lidstaatsniveau) in 2030, en 60% in 2035, zal naar verwachting een significante impact hebben op de uitrol van elektrolyzers in Nederland doordat een markt voor groene waterstof gecreëerd wordt.
- De eisen voor groene waterstof vanuit de Delegated Acts zullen bepalend zijn voor de wijze waarop elektrolyzers ingezet worden. We verwachten dat exploitanten aan deze eisen zullen voldoen om groene waterstof te kunnen produceren.

3.2 Nederlands beleid elektrolyzers en elektriciteitssysteem

Er zijn in Nederland verschillende programma's en plannen waarin de visie en het beleid van de overheid rondom elektrolyzers en hun rol in het energiesysteem is vastgelegd:

- In het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) wordt de kabinetsvisie op elektrolyzers en de voorziene rol in het energiesysteem toegelicht.
- In het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) zijn voorkeurslocaties aangewezen voor de ontwikkeling van grootschalige elektrolyse.
- Binnen het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040 worden geschikte locaties gezocht voor elektrolyzers bij aanlandlocaties van wind op zee.

Hieronder bespreken we de belangrijkste aspecten uit deze nationale plannen en programma's met betrekking tot elektrolyzers.

⁴ Het idee hierachter is dat de hele elektriciteitsmix groen is als de marginale prijs bepaald wordt door hernieuwbare elektriciteit of kernenergie.

Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)

Het kabinet heeft eind 2023 het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) uitgebracht. Hierin schetst zij een ontwikkelrichting van het energiesysteem tot 2050 en daarmee geeft zij richting en duidelijkheid te geven voor belanghebbenden. De belangrijkste keuzes (de 'hoofdkeuzes') zijn: maximale inzet op aanbod van duurzame energie en energie-infrastructuur, energiebesparing, het slim inzetten van energie en infrastructuur, internationale samenwerking en samen sturen (Ministerie van EZK, 2023a).

Het kabinet voorziet een belangrijke rol voor elektrolyzers en zet in op het opschalen van elektrolysecapaciteit. Belangrijk hierbij is dat het aanbod van hernieuwbare elektriciteit voldoende hard doorgroeit om deze opschaling te faciliteren. Voor 2030 geldt er een doelstelling van 4 GW en voor 2040 wordt ingezet op 15-20 GW capaciteit. Naast elektrolyse op land zet het kabinet ook in op elektrolyse op zee, direct bij windparken. Hiervoor voorziet het kabinet dat grootschalige inzet pas enkele jaren na 2030 gerealiseerd kan worden. Naast binnenlandse productie van groene waterstof, wordt daarnaast ook ingezet op blauwe waterstof en import (Ministerie van EZK, 2023a).

Programma Energie Hoofdstructuur (PEH)

In het Programma Energie Hoofdstructuur dat in maart 2024 is gepubliceerd wordt aangegeven dat elektrolyzers met een vermogen groter dan 100 MW van nationaal belang zijn (Rijksoverheid, 2024a). Dit vanwege de impact op het elektriciteits- en gasnet en de functie voor het balanceren van het nationale energiesysteem. Grootschalige elektrolyse zal in de nieuwe Energiewet ondergebracht worden als een project met een nationaal belang.

Er zijn in het PEH-voorkeursgebieden aangewezen voor de ontwikkeling van grootschalige elektrolyse. De voorkeur gaat uit naar aanlandingslocaties van offshore windenergie en nabijheid van de waterstofbackbone. De genoemde voorkeurslocaties zijn de industrieclusters van het Noordzeekanaalgebied, Rotterdam en Moerdijk, Borssele en Terneuzen en ten slotte de omgeving van de industriegebieden van Delfzijl en de Eemshaven. Ook wordt Chemelot genoemd als voorkeursgebied in het geval van een investeringsbesluit voor diepe aanlanding van wind op zee naar Limburg.

Figuur 1 - Voorkeurslocaties grootschalige elektrolyse (PEH)



Bron: (Rijksoverheid, 2024a).

Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040 (pVAWOZ)

Het Programma VAWOZ (Verbindingen Aanlanding Wind op Zee) 2031-2040 onderzoekt hoe de energie van, nog te bouwen, windparken op zee aan land kan worden gebracht in de vorm van elektriciteit of waterstof voor de periode 2031-2040. Vanwege de conclusies uit het PEH dat het wenselijk is om grootschalige elektrolyse bij aanlanding van wind op zee te realiseren, kijkt het Programma VAWOZ ook naar de ruimtelijke inpassing van grootschalige elektrolyse op land gekoppeld aan de aanlanding wind op zee.

Daarnaast wordt binnen het Programma VAWOZ onderzocht hoe waterstof van offshore elektrolyzers aan land gebracht kan worden, middels waterstofbuisleidingen. Binnen pVAWOZ worden geen ontwikkellocaties voor elektrolyzers op zee aangewezen. Dit gebeurt in het Programma Noordzee.

Conclusies

Het nationale beleid zal naar verwachting effect hebben op de locaties waar grootschalige elektrolyzers worden gerealiseerd. Deze zullen naar verwachting vooral bij aanlandlocaties van wind op zee gerealiseerd worden, door het aanwijzen van voorkeurslocaties voor grootschalige elektrolyzers in het PEH en het actief zoeken naar geschikte locaties voor elektrolyzers bij aanlanding van wind op zee in pVAWOZ. Kleinere elektrolyzers (minder dan 100 MW) kunnen ook nog op andere locaties gerealiseerd worden.

3.3 Nettareiven in Nederland

In deze paragraaf bespreken we de opbouw van de huidige nettarieven in Nederland en het recente voorstel voor alternatieve nettarietvormen van de ACM. In Hoofdstuk 5 gaan we in op de impact van de huidige nettarieven en de alternatieve tariefvormen op de kosten van waterstof.

3.3.1 Huidige nettarieven in Nederland

In Nederland betalen alle aangesloten nettarieven. Deze bestaan uit het meettarief, periodiek en eenmalig aansluittarief en tenslotte een transporttarief. Afnemers betalen meettarief, aansluittarief, transportonafhankelijk tarief en transportafhankelijk tarief. Invoeders van elektriciteit betalen geen transportafhankelijk tarief. Dit is de grootste tariefcomponent.

Voor waterstofproducenten via elektrolyse, grootverbruikers van elektriciteit, gelden de volgende tariefcomponenten (CE Delft, 2022):

- **Meettarief:** het meettarief voor elektrolyzers is afhankelijk van de grootte van de aansluiting. Voor elektrolyzers met een aansluiting groter dan 10 MVA, geldt geen meettarief, maar dienen partijen een commercieel meetbedrijf te contracteren. Veel elektrolyse capaciteit zal worden gekoppeld met wind op zee productie en zal relatief grote vermogens betreffen. Kleinere aansluitingen dan 10 MVA, zullen het reguliere meettarief betalen.
- **Periodiek aansluittarief:** het periodiek aansluittarief dekt de kosten voor het behoud en beheer van de aansluiting. Deze is afhankelijk van de grootte van de aansluiting.
- **Transporttarief:** het transporttarief bestaat uit verschillende componenten:
 - **Vastrecht transport:** Een vast jaarlijks bedrag dat de operationele kosten bij de netbeheerder dekt voor het transport van energie.
 - **Transportafhankelijk tarief:** Het transporttarief weerspiegelt de kosten voor het transport van elektriciteit door de verschillende netvlakken. Dit bedrag reflecteert de kosten van het netwerk zoals jaarlijkse afschrijvingen, een redelijk rendement op geïnvesteerd vermogen en overige kapitaallasten. Voor grootverbruikers is het transportafhankelijke tarief afhankelijk van het netgebruik en gebaseerd op twee parameters: het maximale afgenomen vermogen per maand (kW_{max}) en per jaar (kW_{contract}). Dit noemt men ook wel kW_{max}-contracten. Het maximaal afgenomen vermogen in elke maand en het jaar wordt vermenigvuldigd met het bijbehorende tarief, die afhankelijk is van de grootte van de aansluiting. In Tabel 2 zijn deze tarieven per type aansluiting weergegeven.
- **Eenmalig aansluittarief:** dit is een eenmalig bedrag dat betaald wordt voor het realiseren van de aansluiting. Deze is, net als het periodieke aansluittarief, afhankelijk van de grootte van de aansluiting. Voor kleinere aansluitingen stelt de ACM de eenmalige maximale aansluitvergoeding vast per type standaardaansluiting. Voor aansluitingen groter dan 10 MVA zijn maatwerk aansluitingen nodig en kennen geen geregleerde tarieven. Dit type elektrolyse projecten mogen hun aansluiting laten realiseren door de

netbeheerder of een commerciële partij. Een afnemer betaalt additionele kosten als de nieuwe aansluiting verder dan 25 m van het openbare net ligt.

Waterstofproductie door middel van elektrolyse is vooralsnog een reguliere (groot)verbruiker van elektriciteit en daarvoor gelden de gebruikelijke netkosten. Vaak zijn dit grotere projecten van boven 10 MW. Een overzicht van de nettarieven van de meest aannemelijke aansluitingen voor elektrolyzers is weergegeven in Tabel 2.

Tabel 2 - Nettarieven van TenneT en Liander in 2024. Tarieven zijn exclusief btw. Overige tarieven zoals periodiek tarief voor meerlengte van aansluitkabel, blindenergie, eenmalige aansluittarieven, verwijderen/verplaatsen aansluiting zijn niet opgenomen in deze tabel. (Liander, 2024) (ACM, 2024b)

Tarieven netbeheerders 2024		EHS TenneT - (ACM, 2024)	HS TenneT - (ACM, 2024)	HS Liander - (Liander, 2024)	Eenheid
Typisch Vermogen		> 200 MW	80 tot 200 MW	> 2 MW	
Meettarief		Maatwerk	Maatwerk	Maatwerk	€/jaar
Periodiek aansluittarief		Maatwerk	Maatwerk	Maatwerk	€/jaar
Transporttarief	Vastrecht	12.478,96	2.760,00	2760,00	€/jaar
	Transportafhankelijk - kWcontract	60,65	73,52	22,44	€/kW/jaar
	Transportafhankelijk - kWmax	6,91	7,62	27,96	€/kW/jaar

De tarieven op het hoogspanningsnet (HS) stijgen in 2024 gemiddeld met 81% ten opzichte van 2023, terwijl ze op het extrahoogspanningsnet (EHS) gemiddeld met 127% toenemen (ACM, 2024b). Na 2024 zullen de tarieven op het hoogspanningsnet verder stijgen. Hiervoor heeft TenneT een prognose gepubliceerd, waar wij bij aansluiten in dit onderzoek (TenneT Nederland, 2024).

3.3.2 Alternatieve nettariefvormen voor elektrolyzers

De ACM heeft de besluiten gepubliceerd voor twee nieuwe alternatieve transportrechten (ACM, 2024a). Deze alternatieve transportrechten zullen per 1 april 2025 inwerkingtreden:

- De eerste is het tijdsafhankelijke transporttarief (Netbeheer Nederland, 2023c). Het tijdsafhankelijke tarief zal gaan gelden voor alle aangesloten op het TenneT-netwerk, hier kan niet voor gekozen worden. Het tijdsafhankelijke tarief komt in de plaats van de huidige nettarieven.
- Het tweede is het tijdsduurgebonden transportrecht, de ATR85 (Netbeheer Nederland, 2024). Het tijdsduurgebonden transportrecht is een contractvorm die vrijwillig gekozen kan worden door partijen en blijft bestaan naast een tarief met firm vermogen. Het tijdsduurgebonden transportrecht komt alleen beschikbaar voor TenneT-aangesloten. Voor aangesloten op het regionale net wordt het tijdsblokgebonden transportrecht geïntroduceerd.⁵

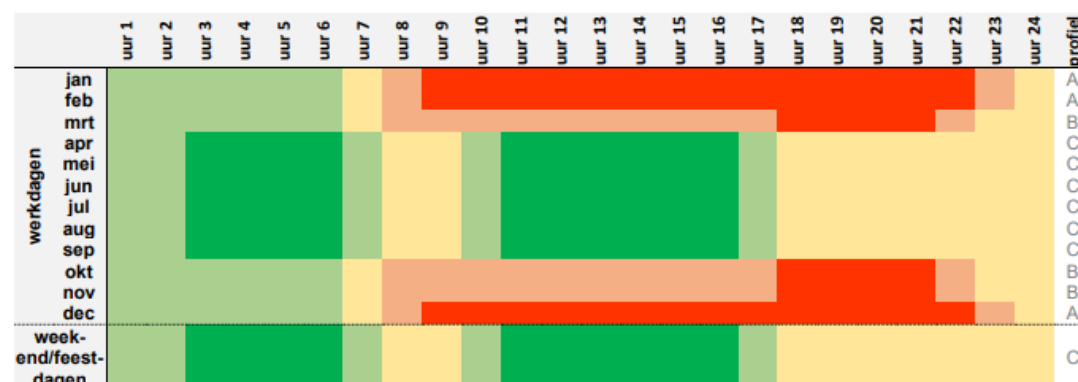
Hieronder lichten we beide nieuwe tariefvormen toe.

⁵ Meer informatie over tijdsblokgebonden transportrecht via:
<https://www.acm.nl/system/files/documents/codewijzigingsvoorstel-alternatieve-transportrechten.pdf>

Tijdsafhankelijke transporttarieven

De $kW_{\text{maxgewogen}}$ variant prikkelt afnemers om het net te gebruiken op momenten van lage(re) benutting. Zo krijgt de afnemer een lager tarief tot 40% op momenten van lage(re) benutting. De momenten waarop de korting van toepassing is, wordt vastgelegd in een tarieftijdvenster, waar onderscheid wordt gemaakt tussen maanden en uren van de dag. Zo gelden hogere kortingen op momenten met weinig vraag, bijvoorbeeld in de middag in de zomermaanden.

Figuur 2 - Tijdstariefvenster voorstel NBNL afname tijdsafhankelijke transporttarieven



Bron: (Netbeheer Nederland, 2023c).

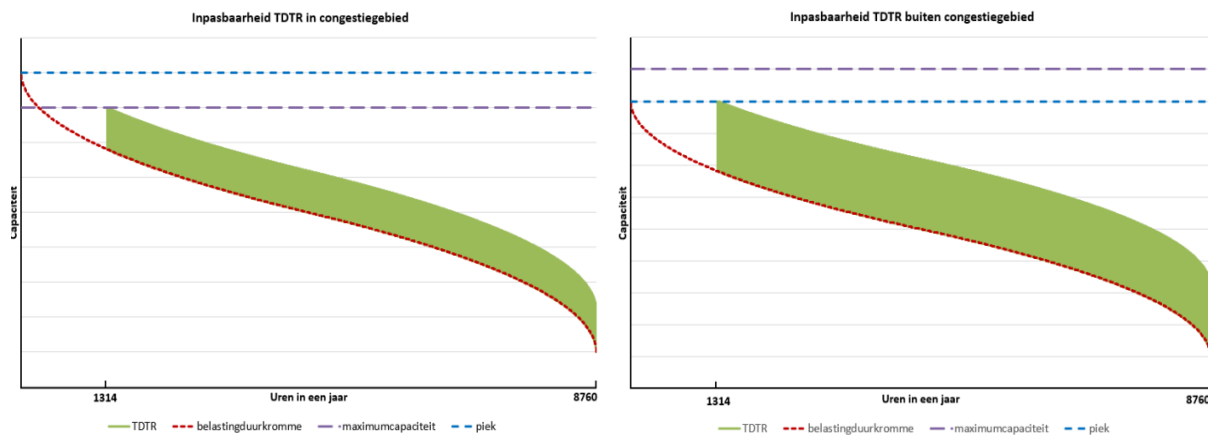
Tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR): ATR85

Het alternatieve transportrecht 85 (ATR85) is een zogenoemde alternatief of non-firm transportrecht. Dit wordt ook wel tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR) genoemd. Deze variant houdt in dat de afnemer korting krijgt op zijn netkosten, maar kan in een jaar maximaal 15% van de tijd (1.314 uur) gedeeltelijk of volledig beperkt worden door de netbeheerder. De beperking is maximaal, maar kan ook minder zijn. De beperking hangt af van de totale hoeveelheid vermogen met een alternatief transportrecht en is weergegeven in Figuur 3. De beperking geldt:

- In gebieden met netcongestie als het totale flexibele transportvermogen + geprognosticeerde piek van de normale elektriciteitsvraag de netcapaciteit overschrijdt. Als dit bijvoorbeeld 4% van de uren in het jaar plaatsvindt, is de beperking van het alternatieve transportrechtvermogen 4%.
- In gebieden zonder netcongestie als het totale flexibele transportvermogen + geprognosticeerde piek per uur groter is dan de absoluut gemeten piek.

De daadwerkelijke beperking is dus afhankelijk van de netcongestie situatie, de vorm van de vermogensduurkromme in het gebied en de totale hoeveelheid transportvermogen met TDTR. Als er dus meer elektrolyzers in een gebied gevestigd worden met een TDTR, kan de beperking in aantal uren toenemen. Ook als de elektriciteitsvraag van andere aangeslotenen toeneemt (oftewel hogere vermogensduurkromme) dan wordt de beperking van de TDTR hoger. In totaliteit wordt de beperking maximaal 15% van de uren. Als de netbeheerder verwacht dat met additioneel TDTR-vermogen netcongestie vaker dan 15% van de tijd zal voorkomen, zal het geen nieuwe TDTR-vermogen accepteren.

Figuur 3 - Visualisatie transportvermogen ten opzichte van vermogensduurkromme en beschikbaarheid bij 'tijdsduurgebonden transportrecht' (TDTR) in en buiten congestiegebied



Bron: (ACM, 2024a).

Deze tariefvariant kent een lager tarief, vormgegeven door de tariefdrager kWcontract op nul te stellen. Dit betekent een lager tarief van ongeveer 50%.⁶ Deze aanpassing op de reguliere nettatariefstructuur kan ook toegepast worden voor een gedeelte van de aansluiting, bijvoorbeeld 40 MW van de 100 MW elektrolyse capaciteit. De afnemer krijgt een dag van tevoren te horen op welke tijdstippen er geen/minder capaciteit beschikbaar om af te nemen van het net.

Bij het bepalen van de netkosten voor elektrolyzers, in Paragraaf 5.2, gaan we standaard uit van de tijdsafhankelijke transporttarieven, aangezien dit voor alle afnemers gaat gelden. Daarnaast rekenen we de impact van een TDTR/ATR85 op de inzet van elektrolyzers en op de netkosten door.

3.3.3 Nettariefkosten: systeem- en transportkosten

De totale nettarieven bestaan uit verschillende kosten. We onderscheiden voor deze studie drie grote componenten:

1. Systeemkosten voor onder andere balanceringsdiensten, netverlies, TenneT als organisatie en congestiemanagement.
2. Transportkosten voor investeringen in het elektriciteitsnet.
3. Kosten net op zee.

In een studie voor de ACM over een invoedingstarief zijn deze tariefcomponenten opgesplitst in de tarieven van TenneT en deze geprognosticeerd voor 2030 (CE Delft, 2024a). Richting 2040 verwacht TenneT een jaarlijkse groei van ongeveer 4,5%, vooral bij de kosten voor het net op land en net op zee (TenneT Nederland, 2024). De weergegeven kosten in Tabel 3 geven de kosten weer die specifiek zijn toegekend aan TenneT-aangesloten, en niet de totale TenneT-kosten of de kosten voor RNB-aangesloten.

⁶ In de praktijk is de verhouding tussen de kWcontract en kWmax niet altijd exact 50/50 en kan de korting dus mogelijk wat lager uitvallen dan 50%.

Tabel 3 - Aandeel tarieven van verschillende kostendrijvers voor TenneT-aangeslotenen. De totale groei van 2030 tot 2040 komt overeen met een gemiddelde groei van 4,5%.

	Aandeel 2030	Aanname jaarlijkse groei 2030 - 2040	Geschat aandeel 2040
Systeemkosten	30%	1%	20%
Net op zee	30%	5,5%	80%
Transportkosten (net op land)	40%		

De kosten voor het net op zee worden gemaakt voor het faciliteren van de elektriciteitsvraag in Nederland, de transportkosten voor het ontsluiten van vraag en aanbod op land en de systeemkosten voor het balanceren van vraag en aanbod en faciliteren van het energiesysteem. In gesprekken over eventuele kortingen op tarieven is het daarmee van belang om duidelijk onderscheid te maken in deze kostendrijvers.

3.4 Netkosten voor elektrolyzers in omliggende landen

Elk land in de EU heeft eigen tariefstructuren en tarieven voor het gebruik van het elektriciteitsnet. Dit komt doordat de netkosten in andere landen op andere manieren doorbelast worden aan de gebruikers. Daarnaast gelden in omliggende landen verschillende soorten vrijstellingen en kortingen voor elektrolyzers. Dit betekent dat elektrolyzers in omliggende landen andere nettarieven betalen dan in Nederland.

In deze paragraaf vergelijken we de netkosten voor elektrolyzers in Nederland met de netkosten in Duitsland, België en Frankrijk. De omvang van de netkosten in Nederland ten opzichte van de omliggende landen heeft impact op de concurrentiepositie van elektrolyzers in Nederland. Daarbij is het wel belangrijk om te benoemen dat de achterliggende structuren van de nettarieven in de omliggende landen anders is, en dat de tariefstructuren uit andere landen niet zomaar overgenomen kunnen worden in Nederland.

In Duitsland geldt voor elektrolyzers (op EHS) een volledige vrijstelling van reguliere nettarieven.⁷ Naast de reguliere nettarieven geldt er in Duitsland ook een aparte belasting voor bekostiging van wind op zee (30 GW in 2030, investering € 45 miljard). Deze belasting heet de 'Offshore-Netzumlage', vrij vertaald de 'wind op zee-heffing'. Energie-intensieve bedrijven krijgen een korting 85% op deze belasting. Elektrolyzers krijgen volledige vrijstelling van deze belasting. Deze rekening voor de realisatie van wind op zee komt dus volledig bij de andere netaangeslotenen te liggen.

In Frankrijk krijgen grote elektriciteitsverbruikers zoals elektrolyzers naar schatting ca. 74% korting op netkosten. Daarnaast zijn de netkosten momenteel en in de toekomst zeer laag ten opzichte van de andere landen, aangezien de netinvesteringen in Frankrijk relatief laag zijn (E-Bridge, 2024). In België geldt er voor elektrolyzers geen vrijstelling van netkosten. Echter liggen, net als in Frankrijk, de netkosten in België veel lager dan in Nederland (E-Bridge, 2024).

In een recent onderzoek zijn de netkosten voor grootschalige elektrolyzers in Nederland ten opzichte van naburige Europese landen in kaart gebracht (E-Bridge, 2024). Hierin is gekeken naar elektrolyzers die aangesloten zijn op het hoogste spanningsniveau, in Nederland is dit het EHS (220/280kV).

⁷ In de huidige Duitse wetgeving geldt deze volledige vrijstelling alleen voor elektrolyzers die actief zijn voor 08/2029.

Tabel 4 toont de resultaten uit dit onderzoek. Uit het onderzoek volgt dat grootschalige elektrolyzers in Nederland momenteel aanzienlijk hogere nettarieven betalen dan in Duitsland, Frankrijk en België. De rijen zonder korting laten zien hoe hoog de netkosten zouden zijn als er geen korting op netkosten worden gegeven door de respectieve landen. Duitsland valt op aangezien de netkosten zonder overheidssteun fors hoger zouden zijn dan in Nederland.

Bij de inschatting voor de netkosten in Nederland zijn de alternatieve tariefvormen die in ontwikkeling zijn niet meegenomen. Deze kunnen de netkosten voor elektrolyzers omlaag brengen in Nederland (zie Paragraaf 5.2).

Tabel 4 - Nettarieven voor industriële grootverbruikers (op EHS) in Nederland en andere Europese landen volgens een recente studie (E-Bridge, 2024). Hierin zijn elektrolyzers aangenomen van 250 MW piekafname, met 4.800 vollasturen

Land	Korting op netkosten	Nettarief 2024	Nettarief 2030	Eenheid
Nederland	Zonder korting	30,00	47,00	€/MWh
	Met korting	30,00	47,00	€/MWh
België	Zonder korting	5,00	12,00	€/MWh
	Met korting	5,00	12,00	€/MWh
Frankrijk	Zonder korting	3,50	4,50	€/MWh
	Met korting	0,40	0,70	€/MWh
Duitsland	Zonder korting	44,20	75,00	€/MWh
	Met korting	0,00	0,00	€/MWh

4 Maatschappelijke waarde elektrolyzers

In dit onderzoek kijken we naar de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet. Elektrolyzers kunnen potentieel een rol spelen voor het verminderen van de belasting op het net en daarmee maatschappelijke waarde hebben. Echter, elektrolyzers hebben een bredere rol in het energiesysteem en kunnen ook op andere punten maatschappelijke waarde hebben. Dit bespreken we in dit hoofdstuk. Hierbij is het belangrijk om te benoemen dat de nettarieven de impact op het elektriciteitsnet moeten reflecteren en we dit niet als middel zien om de uitrol van elektrolyzers te stimuleren vanwege de bredere maatschappelijke waarde.

4.1 Rol elektrolyzers in het energiesysteem

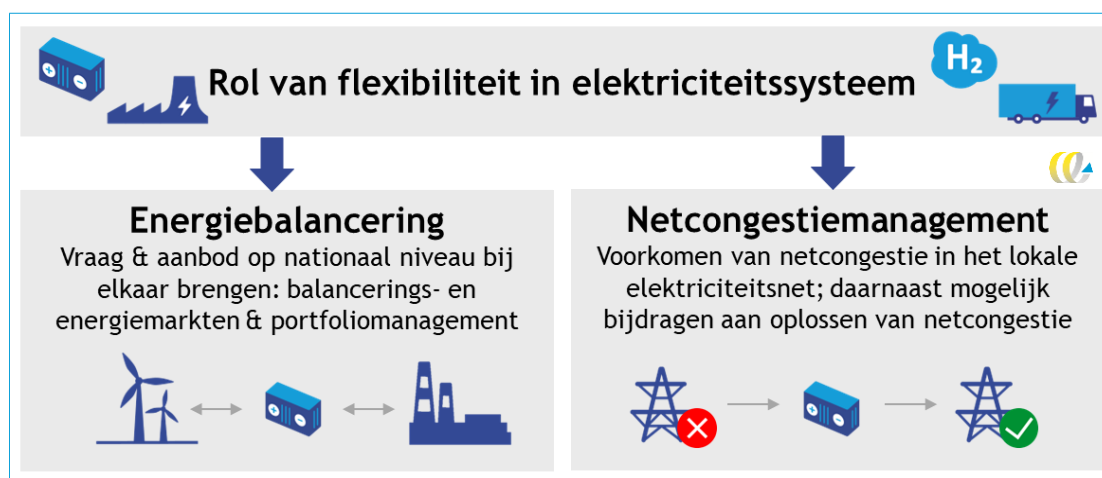
4.1.1 Welke rollen kunnen elektrolyzers vervullen?

De geproduceerde waterstof van elektrolyzers kan gebruikt worden om de huidige grijze waterstofvraag te vervangen en door de verduurzaming van sectoren die niet kunnen elektrificeren. Daarmee kunnen elektrolyzers leiden tot CO₂-reductie.

Daarnaast spelen elektrolyzers een rol in het elektriciteitssysteem. Het Nederlandse elektriciteitssysteem gaat fors veranderen door de transitie richting klimaatneutraal. In het Nationaal Programma Energiesysteem (NPE) staat de ambitie van het Rijk om in 2035 een volledig CO₂-vrij elektriciteitssysteem te hebben (Rijksoverheid, 2023). In de toekomst zal de productie van elektriciteit grotendeels van (niet-stuurbare) hernieuwbare bronnen komen, zoals windturbines en zon-pv. Het is de verwachting dat er in de toekomst daarom meer flexibele assets, zoals elektrolyzers, nodig zijn voor het balanceren van vraag en aanbod.

Flexibiliteit kan twee belangrijke rollen in het elektriciteitssysteem vervullen. Deze rollen zijn weergegeven in Figuur 4.

Figuur 4 - Twee belangrijkste rollen in elektriciteitssysteem



Deze twee die elektrolyzers kunnen spelen in het elektriciteitssysteem zijn:

1. **Energiebalancing:** balanceren vraag/aanbod nationaal niveau (energiemarkten). In heel Nederland moet vraag en aanbod van elektriciteit altijd gelijk zijn. Dit is dus een nationaal probleem. Elektriciteit moet iedere seconde, minuut, uur en dag in balans moeten zijn: vraag en aanbod moeten altijd aan elkaar gelijk zijn. Er is zowel flexibiliteit nodig voor momenten met overschotten als momenten met tekorten. Er is een breed palet nodig aan bronnen van flexibiliteit met verschillende eigenschappen om de behoefte voor energiebalancing in te vullen.
2. **Netcongestiemanagement:** lokale balancing voor het verlagen van de belasting op het elektriciteitsnetwerk, voor elektriciteitsafname (gebruik) of -invoeding (productie). Netcongestie is een lokaal probleem. Door middel van netcongestiemanagement kunnen extra partijen op het net worden aangesloten, en/of wordt voorkomen dat het net instabiel raakt, doordat vraag en aanbod tijdelijk niet in balans zijn.

Energiebalancing

Elektrolyzers kunnen structurele overschotten van elektriciteit opvangen en omzetten in waterstof. Hiermee dragen elektrolyzers bij aan energiebalancing en kunnen ze ervoor zorgen dat overschotten van elektriciteit nuttig benut worden. De belangrijkste andere opties voor het opvangen van overschotten van elektriciteit zijn opslag via batterijen, vraagsturing, power-to-heat en curtailment.

Naar verwachting zullen elektrolyzers vooral ingezet worden voor het opvangen van lange-termijnoverschotten van elektriciteit. Maar technisch gezien is het mogelijk, zeker voor PEM-elektrolyzers en flexibele alkaline-elektrolyzers, om ook op korte tijdschalen balanceringsdiensten te leveren.

Elektrolyzers kunnen geen elektriciteit leveren en kunnen daarmee op zichzelf geen bijdrage leveren aan het invullen van tekorten van elektriciteit. Daarmee dragen ze niet direct bij aan de leveringszekerheid van elektriciteit, maar de geproduceerde waterstof kan eventueel wel gebruikt worden om op momenten van tekorten elektriciteit te produceren met een waterstofcentrale. Daarnaast kan een elektrolyser de omvang van tekorten verminderen door terug te schakelen op momenten dat hernieuwbare opwek lager uitvalt dan verwacht.

Indien elektrolyzers ingezet worden om overschotten van elektriciteit om te zetten in waterstof, dan vervullen ze een systeemfunctie voor balancing van het elektriciteits-systeem. Het is ook mogelijk dat elektrolyzers gekoppeld worden aan een windpark op zee (middels een PPA) en alle productie van een windpark omzetten in waterstof. Elektrolyzers dragen niet bij aan balancing van het elektriciteitssysteem als er sprake is van een directe fysieke koppeling, en geen aansluiting op het elektriciteitsnet.

Netcongestie

Elektrolyzers kunnen ook bijdragen aan het verminderen van de netbelasting, in het geval dat de belasting veroorzaakt wordt door lokale overschotten van hernieuwbare opwek. Daartegenover staat dat inzet van elektrolyzers ook nieuwe congestie op het elektriciteits-net kan veroorzaken, door elektriciteit af te nemen op momenten met weinig lokaal aanbod. Door elektrolyzers terug te schakelen op momenten dat ze afnamecongestie dreigen te veroorzaken, kunnen ze congestieneutraal ingepast worden. In Hoofdstuk 6 gaan we uitgebreid in op de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet.

4.1.2 Hoeveel elektrolyzers in een CO₂-vrij energiesysteem?

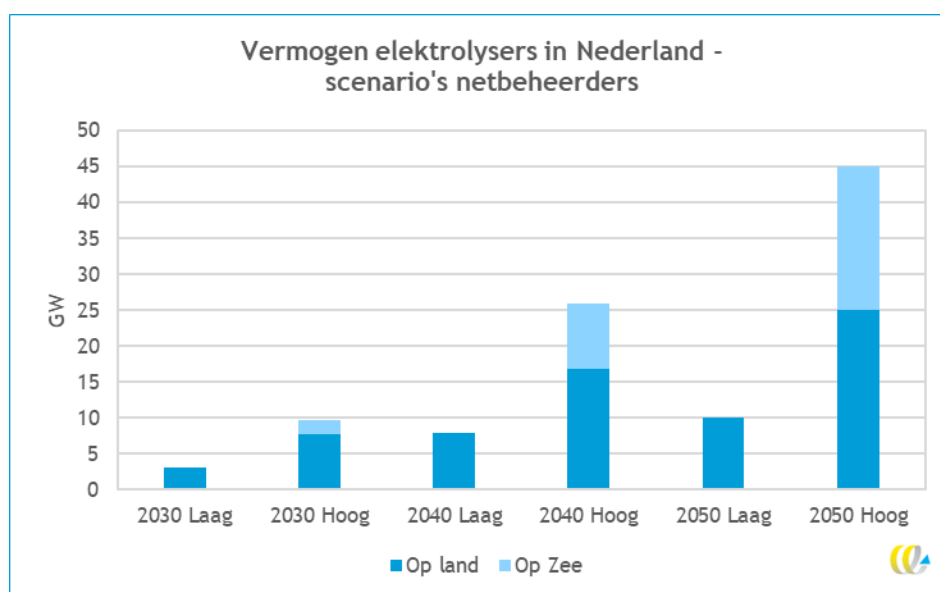
Elektrolyzers kunnen in het toekomstige energiesysteem een systeemrol vervullen door (structurele en/of lokale) overschotten van elektriciteit om te zetten in waterstof.

Er zijn twee belangrijkste factoren die bepalen hoeveel elektrolysecapaciteit in Nederland wenselijk is:

- **Ontwikkeling vraag en aanbod elektriciteit.** Vanuit een systeemperspectief is het gunstig om zoveel mogelijk hernieuwbare opwek direct te gebruiken als elektriciteit en alleen overschotten van elektriciteit met elektrolyzers om te zetten in waterstof. De ontwikkeling van vraag en aanbod van elektriciteit (in totaal) en de gelijktijdigheid van vraag en aanbod bepalen hoeveel overschotten van elektriciteit er zijn. Hoe meer hernieuwbare opwek, hoe meer overschotten van elektriciteit en hoe meer elektrolyse wenselijk is. De piekcapaciteit van de overschotten van elektriciteit bepaalt hoeveel capaciteit aan flexibiliteit voor overschotten noodzakelijk is. Deze capaciteit kan deels ingevuld worden door elektrolyse, maar ook door andere flexibele bronnen.
- **Concurrentie met andere flexibele bronnen.** Elektrolyzers zijn niet de enige flexibele bron die overschotten op kunnen vangen. Een mix van verschillende soorten bronnen is nodig en de onderlinge verhouding zal afhangen van de ontwikkeling van vraag en aanbod, prijsontwikkeling van de verschillende technieken, technologische karakteristieken en beleid van overheden en netbeheerders/ACM. De belangrijkste andere opties voor het opvangen van overschotten van elektriciteit zijn opslag, vraagsturing, power-to-heat en curtailment. Het is onzeker welk deel van de flexibiliteitsbehoefte door welke bronnen ingevuld wordt, maar hier is in verschillende scenariostudies wel een inschatting van gemaakt.

In verschillende scenariostudies is een inschatting gemaakt van een efficiënte hoeveelheid elektrolyse in Nederland, in toekomstige jaren. De figuur hieronder toont de geprognosticeerde hoeveelheid aan elektrolyzers in Nederland in 2030, 2040 en 2050 volgens scenario's van netbeheerders uit hun investeringsplannen en de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050). Deze figuur laat zien dat richting 2050 10 GW tot 45 GW elektrolyse in Nederland voorzien wordt, waarvan ook een groot deel op zee (Netbeheer Nederland, 2023a).

Figuur 5 - Vermogens elektrolyse in Nederland volgens scenario's netbeheerders

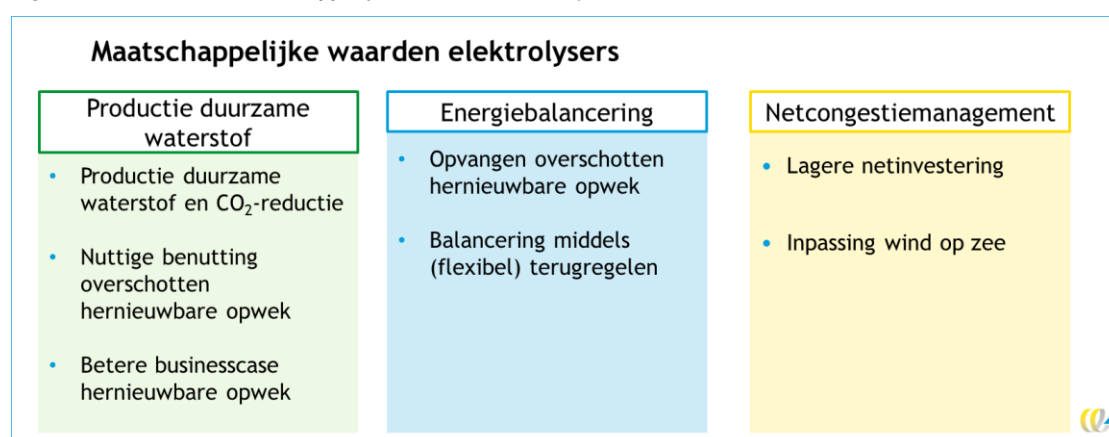


In het Nationaal Plan Energiesysteem zijn streefwaardes voor de ontwikkeling van elektrolyzers voor 2030 en 2040 opgenomen (voor 2050 zijn geen streefwaardes opgenomen). De streefwaardes zijn 4 GW capaciteit in 2030, 15-20 GW capaciteit in 2040 (Ministerie van EZK, 2023a).

4.2 Maatschappelijke waarden

De Figuur 6 geeft de potentiële maatschappelijke waarden van elektrolyzers voor het energiesysteem. De maatschappelijke waarde voor energiebalancering en netcongestie-management kunnen deels ook ingevuld worden door andere bronnen van flexibiliteit, zoals batterijen of vraagsturing.

Figuur 6 - Potentiële maatschappelijke waarden elektrolyzers



Hieronder beschrijven we de (potentiële) maatschappelijke waarden voor elektrolyzers:

- **Productie duurzame waterstof en CO₂-reductie.** De geproduceerde waterstof van elektrolyzers kan gebruikt worden om de huidige grijze waterstofvraag te vervangen en door de verduurzaming van sectoren die niet kunnen elektrificeren. Dit leidt tot CO₂-reductie in die sectoren, indien groene waterstof wordt gebruikt. Hiervoor kan ook (deels) geïmporteerde waterstof gebruikt worden, indien dit voldoende beschikbaar is. In de RED III is een verplichting opgenomen voor 42% groene waterstof voor de industrie (op lidstaatniveau) in 2030, en 60% in 2035 (zie Paragraaf 3.1). De geproduceerde waterstof van elektrolyzers kan bijdragen aan dit doel.
- **Benutting overschotten hernieuwbare opwek.** Door overschotten van elektriciteit om te zetten dragen elektrolyzers bij aan energiebalancering en kunnen ze ervoor zorgen dat overschotten van elektriciteit nuttig benut kunnen worden. Hiervoor concurreert elektrolyse met andere flexibele bronnen zoals opslag, vraagsturing, power-to-heat en curtailment.
- **Betere businesscase hernieuwbare opwek.** Elektrolyzers kunnen extra elektriciteitsvraag genereren op momenten met overschotten van hernieuwbare opwek. Deze flexibele vraag verhoogt de prijzen op die momenten en verbetert daarmee de businesscase van hernieuwbare opwek. Elektrolyzers kunnen ook een direct contract met hernieuwbare opwekkers afsluiten middels een PPA. Hiertegenover staat dat de hogere prijzen leiden tot hogere elektriciteitskosten voor afnemers. Dit is dus geen echte maatschappelijke waarde, maar een waardeoverdracht.
- **Balancering middels flexibel terug regelen.** Elektrolyzers kunnen flexibiliteit leveren op momenten van overschotten (zie punt benutting overschotten). Ze kunnen geen

elektriciteit produceren, maar ze kunnen de omvang van tekorten wel verminderen door terug te schakelen, op momenten dat er weinig hernieuwbare opwek is. Zo kunnen ze ook bijdragen aan de balancerende vraag en aanbod op momenten met tekorten aan elektriciteit.

Elektrolyzers kunnen daarnaast in potentie bijdragen aan netcongestiemanagement (meer hierover in Hoofdstuk 6). Het verminderen van de belasting op het elektriciteitsnet heeft de volgende potentiële maatschappelijke waarden:

- **Voorkomen redispatch of netverzwaringen.** Elektrolyzers kunnen, indien deze op een voor het net gunstige manier ingezet worden en op een gunstige locatie geplaatst worden, de belasting op het lokale elektriciteitsnet verminderen. Hiermee kunnen redispatchkosten en eventueel netverzwaringen uitgespaard worden, naar verwachting met name op het hoogspanningsnet. Dit leidt per saldo tot lagere kosten voor het energiesysteem en minder ruimtelijke en landschappelijke impact. Deze potentiële waarde kwantificeren we in Paragraaf 6.3.3).
- **Inpassing wind op zee.** Tussen 2031 en 2050 moet nog 49 GW wind op zee ontwikkeld worden en al deze energie moet getransporteerd worden richting het vasteland en vervolgens verder getransporteerd worden via de energie-infrastructuur op land. Een aanzienlijk deel van deze energie zal als elektriciteit aan land komen.⁸ Het inpassen van deze grote hoeveelheden elektriciteit in het elektriciteitssysteem op land is een forse opgave. Er is maar een beperkt aantal potentiële locaties voor het aanlanden van elektriciteit van windparken op zee. Elektrolyzers kunnen, indien deze op een voor het net gunstige manier ingezet worden en bij aanlandlocaties van wind op zee worden geplaatst, ervoor zorgen dat extra elektrische aanlanding van wind op zee gerealiseerd kan worden voordat forse uitbreidingen aan het 380kV-net noodzakelijk zijn.⁹ Het mogelijk maken van extra elektrische aanlanding van wind op zee kan op verschillende manieren maatschappelijke waarde opleveren:
 - Voorkomen verzwaringen aan het hoogspanningsnet. Zoals eerder benoemd kan met inzet van elektrolyser meer elektrische aanlanding ingepast worden, voordat nieuwe 380kV-verbindingen noodzakelijk zijn. Deze maatschappelijke waarde komt overeen met de waarde die we hiervoor behandeld hebben (bij voorkomen netverzwaringen).
 - Tijdig realiseren aanlandingen. Tijdige beschikbaarheid van voldoende capaciteit op het hoogspanningsnet is een cruciale factor bij het realiseren van elektrische aanlanding van wind op zee. Zeker in de periode 2030-2040 kan dit een beperkende factor zijn, aangezien enkele grote geplande uitbreidingsprojecten aan het hoogspanningsnet die nodig zijn voor de aanlanding van wind op zee pas na 2030 worden afgerond. Indien, door inzet van elektrolyzers, extra elektrische aanlanding gerealiseerd kan worden binnen de huidige infrastructuur dan kan dit vertraging van de uitrol van wind op zee voorkomen.
 - Meer keuzevrijheid om negatieve effecten aanlanding wind op zee te verminderen. In het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040 (pVAWOZ) wordt een integrale afweging gemaakt tussen verschillende potentiële verbindingen vanaf windparken op zee naar aanlandlocaties. Hierbij wordt onder meer gekeken naar effecten op milieu, natuur, ruimte en kosten. Door inzet van elektrolyzers zijn er meer opties voor aanlandingen en kan gekozen worden voor een verbinding met zo min mogelijke negatieve impact op de omgeving.

⁸ Het resterende deel zal als waterstof aan land gebracht worden, door toepassing van offshore elektrolyse.

⁹ Daarbij moet wel de kanttekening geplaatst worden dat er bij de ambitie voor de uitrol van wind op zee uitgegaan wordt van de realisatie van forse hoeveelheden elektrolyse. Als deze elektrolyzers niet gerealiseerd worden, dan zal de ambitie voor wind op zee naar verwachting ook verlaagd kunnen worden.

5 Hoe gaan elektrolyzers ingezet worden?

In dit hoofdstuk beschrijven we de mogelijke manieren waarop elektrolyzers ingezet kunnen worden. In Paragraaf 5.1 beschrijven we de belangrijkste aannames en manieren van inzet (uitgebreide omschrijving in Bijlage A). In Paragraaf 5.2 geven we voor deze manieren van inzet een overzicht van het aantal vollasturen, de netkosten en de totale kosten van waterstof.

5.1 Belangrijkste aannames en resulterende scenario's

Voor de modellering gaan we uit van een alkaline elektrolyser. Op basis van gesprekken met ontwikkelaars van elektrolyzers verwachten we dat dit type elektrolyser het meest gerealiseerd wordt, omdat deze techniek goedkoper is en deze techniek verder ontwikkeld is. De keuze voor het type elektrolyser heeft (een beperkte) impact op de wijze waarop een elektrolyser ingezet kan worden. Flexibelere elektrolyzers kunnen sterker variëren in hun inzet en ook op lagere vermogens draaien.

Voor 2030 gaan we er vanuit dat de productie van groene waterstof bepaald wordt door Europese regelgeving op het gebied van additionaliteit en bijbehorende voorwaarden rondom temporele en geografische correlatie (EC, 2023b). De belangrijkste eisen vanuit deze regelgeving zijn te vinden in Paragraaf 3.1.

Vanwege de additionaliteitseis nemen we aan dat er in 2030 altijd een PPA-contract of een directe verbinding gerealiseerd wordt. Voor de casussen bij aanlandlocaties van wind op zee (Zeeland, Rotterdam en de Eemshaven) gaan we in elk scenario in elk geval van een wind op zee (WoZ) PPA uit. Toevoeging van een zon-pv PPA dient om extra vollasturen te realiseren. Voor de casussen in het binnenland kijken we ook naar een wind op land PPA in combinatie met zon, en vanwege de grote hoeveelheid zon-pv bij de casus hernieuwbare opwek op land kijken we daar ook naar enkel een zon-pv PPA. Voor de casus Cluster 6-industrie (Zevenaar) nemen we de combinatie van WoZ en zon-pv en de combinatie van WoL en zon-pv mee. Bovendien nemen we voor deze casus aan dat de elektrolyser in het weekend uit staat, omdat er in het weekend geen waterstofvraag is. In de industriegestuurde scenario's wordt in 2030 niet alleen groene waterstof geproduceerd.

Voor 2040 gaan we er vanuit dat elektriciteit van het elektriciteitsnet volledig hernieuwbaar is (door de doelstelling CO₂-vrije elektriciteit in 2035 in het NPE), waardoor de eisen van de Delegated Act omtrent additionaliteit in dit jaar geen invloed meer hebben op de inzet van de elektrolyser. In 2040 wordt de inzet van elektrolyzers volledig bepaald door economische afwegingen. Voor 2040 gaan we desalniettemin ook uit van PPA's, omdat dit zekerheid geeft voor de inkoopkosten. Daarnaast nemen we aan dat er altijd elektriciteit afgenomen wordt van het net op momenten dat de prijs lager is dan 50 €/MWh.

In Tabel 5 staat een overzicht van de onderzochte casussen in zowel 2030 als 2040.

Tabel 5 - Onderzochte scenario's inzet elektrolyser

	Aan bij lage prijzen? ¹⁰	Zeeland	Rotterdam	Eemshaven	Opwek land	Cluster 6-industrie
PPA Zon-pv	Ja	-	-	-	2030/40	
PPA WoZ	Ja	2030/40	2030/40	2030/40	-	
PPA WoZ + zon-pv	Ja	2030/40	2030/40	2030/40	2030/40	
PPA WoZ + zon-pv	Nee	2030	2030	2030	2030	
PPA WoL + zon-pv	Ja	-	-	-	2030/40	
PPA WoL + zon-pv	Nee	-	-	-	2030	
Vollast (PPA WoZ + zon-pv)	Ja	2030/40	2030/40	2030/40	2030/40	2030/40
Vollast (PPA WoL + zon-pv)						2030/40
PPA WoZ + zon-pv, opslag waterstof	Ja					2030/40
PPA WoL + zon-pv, opslag waterstof	Ja					2030/40

Tekstkader 2 - Optimalisatie inzet elektrolyzers op andere markten

Optimalisatie inzet elektrolyser op andere markten

In de modellering van de inzet van elektrolyzers gaan we uit van inzet met PPA's en op de day-aheadmarkt. In de praktijk zullen elektrolyzers naar verwachting ook opereren op andere markten, zoals termijn- en balanceringsmarkten, om de kosten te verlagen. De impact hiervan op de elektriciteitskosten nemen we mee bij de ondergrens van de kosten voor waterstof (zie bijlage A.4). In hoofdstuk 6 geven we een beschouwing op de inzet op andere markten op de netimpact van elektrolyzers.

Alle scenario's zijn zowel met als zonder ATR85. Bij een ATR85 wordt de inzet van de elektrolyser (maximaal) 15% van de uren in het jaar beperkt (zie Paragraaf 3.3.2). Op welke uren de inzet beperkt wordt is afhankelijk van de locatie, het zichtjaar en het scenario. Voor elke situatie hebben we bepaald op welke uren deze inzet beperkt wordt, op basis van de netbelasting per uur zonder elektrolyse (meer hierover in Hoofdstuk 6).

Tekstkader 3 - Omschrijving uitzonderingsregel lage elektriciteitsprijs versus additionaliteitseis

Kanttekening: uitzonderingsregel lage elektriciteitsprijs versus additionaliteitseis

In scenario's (2), (3) en (4) is als uitgangspunt aangenomen dat bij lage elektriciteitsprijzen groene waterstof geproduceerd wordt, in lijn met de uitzonderingsregel die in de Delegated Act beschreven wordt onder het artikel over temporele correlatie (Artikel 6). Echter, deze uitzondering kan schuren met de additionaliteitseis dat de totale hoeveelheid geproduceerde groene waterstof in lijn moet zijn met de hoeveelheid groene elektriciteit die gecontracteerd is in de PPA(s). Naarmate het vermogen van de elektrolyser richting de hoeveelheid gecontracteerd vermogen binnen de PPA(s) komt, wordt de kans groter dat de elektrolyser op momenten uitgeschakeld moet worden, omdat deze anders over de hoeveelheid beschikbare elektriciteit beschikbaar vanuit de PPA(s) heen komt. Dit uitschakelen van de elektrolyser is niet meegenomen in de doorrekeningen.

¹⁰ In de meeste scenario's nemen we aan dat er extra elektriciteit afgenomen wordt bij lage elektriciteitsprijzen. In 2030 gaat dit om een prijs lager dan 20 €/MWh of 36% van de CO₂-prijs, aangezien de waterstof dan ook als groen wordt gerekend. In 2040 gaan we uit van een prijs onder de 50 €/MWh. Voor enkele casussen rekenen we ook een variant mee waar geen extra stroom wordt afgenomen bij lage prijzen, aangezien dit afnemen van elektriciteit op deze uren bovenop de PPA kan conflicteren met de additionaliteitseis.

5.2 Resulterende inzet elektrolyzers

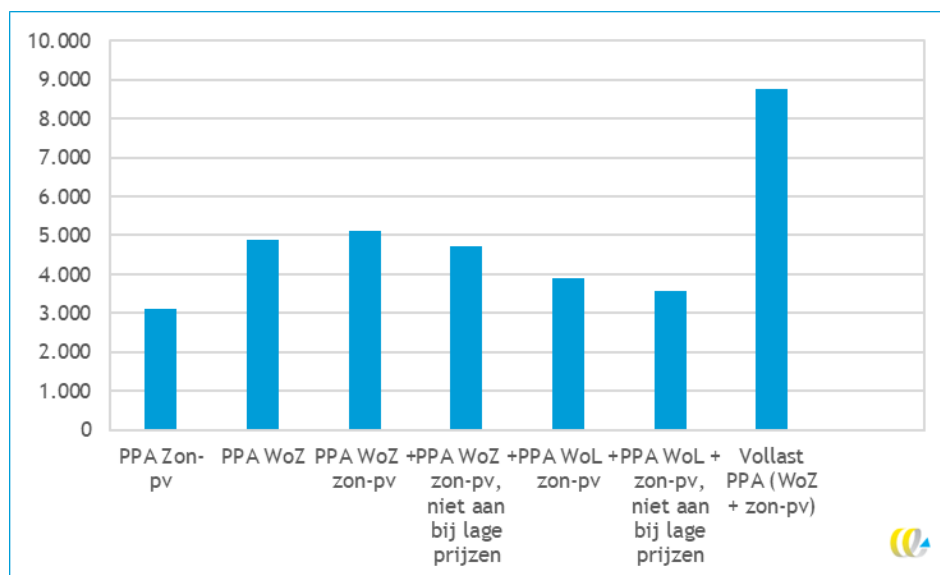
In deze paragraaf bespreken we de mogelijke inzet van elektrolyzers. De keuze voor een bepaald type PPA (zon-pv, wind op zee, wind op land of een combinatie hiervan) kan afhankelijk zijn van de precieze locatie van de elektrolyser. Echter, op het moment dat er gekozen is voor een bepaalde (combinatie van) PPA('s), is de inzet van de elektrolyser met een firm-aansluiting niet locatie-specifiek. Daarom presenteren we de resultaten in deze paragraaf los van de verschillende casussen.

5.2.1 Inzet in 2030

We presenteren de resultaten voor de inzet van een elektrolyser voor de verschillende inzetscenario's. In Figuur 7 worden de vollasturen weergegeven voor de verschillende manieren van inzet. Bij gebruik van enkel een PPA zon-pv zijn de vollasturen het laagst: dit heeft te maken met het lage aantal vollasturen van zonnepanelen, ten opzichte van wind op zee en wind op land. Ondanks dat de elektrolyser in dit geval qua capaciteit slechts 20% is van de PPA zon-pv, zijn de vollasturen net hoger dan 3.000 uren. Het gebruik van een WoZ PPA zorgt voor significant hogere vollasturen en wanneer daar nog een zon-pv PPA aan toegevoegd wordt nemen de vollasturen door complementariteit (licht) toe. Een WoL PPA in combinatie met een zon-pv PPA zorgt voor lagere vollasturen door de lagere capaciteitsfactor van wind op land vergeleken met wind op zee. Indien de elektrolyser niet aangezet wordt bij lage elektriciteitsprijzen zorgt dit bij zowel de combinatie WoZ + zon-pv als de combinatie WoL + zon-pv voor (licht) lagere vollasturen.

Vanzelfsprekend resulteert een vollast inzet van de elektrolyser in het hoogste aantal vollasturen, namelijk 8.760 (totale aantal uren in het jaar).¹¹ Hierbij dient opgemerkt te worden dat er in dit scenario naast groene waterstof geproduceerd wordt: ongeveer 40% van de geproduceerde waterstof is niet groen.

Figuur 7 - Vollasturen in 2030 voor verschillende inzetscenario's (geen ATR85)

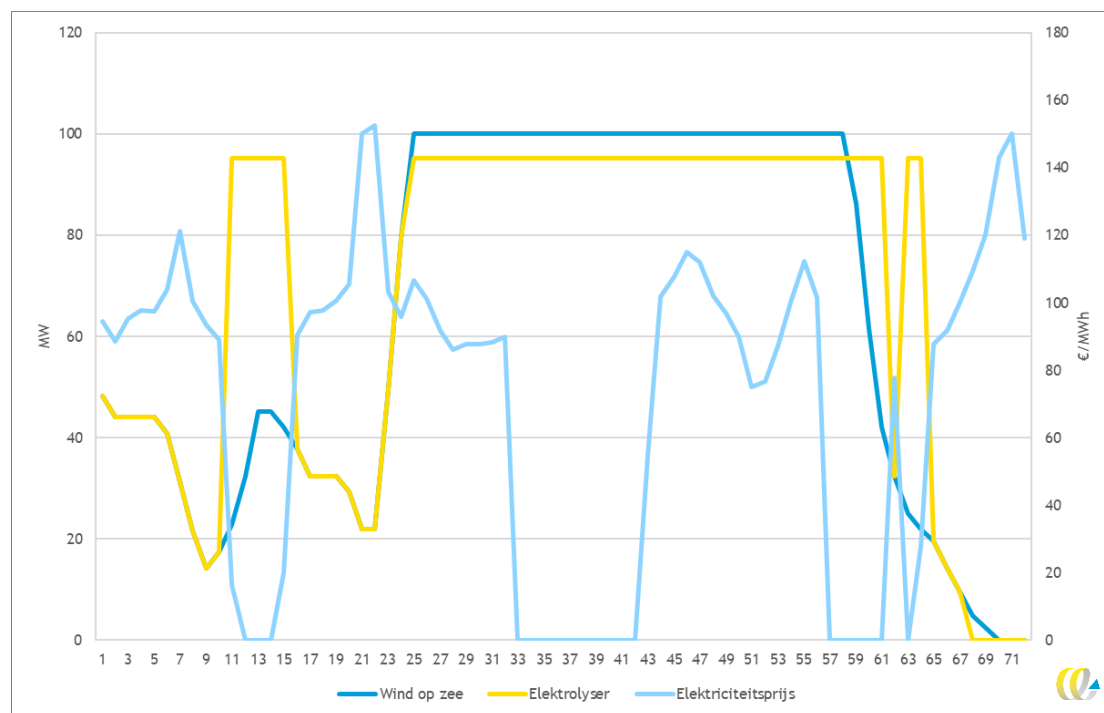


¹¹ In de praktijk zal een elektrolyser een deel van het jaar niet beschikbaar zijn door bijvoorbeeld onderhoud of door storingen.

In Figuur 8 is voor de eerste drie dagen van juni het profiel van de WoZ PPA te zien, de elektriciteitsprijs en de resulterende inzet van de elektrolyser. Hierin is zichtbaar dat het vermogen van de elektrolyser net iets lager is dan het vermogen van de WoZ PPA, een aanname die we hebben gedaan op basis van literatuur (TU Delft, 2023b). Dit is naar verwachting het meest kosteneffectief.

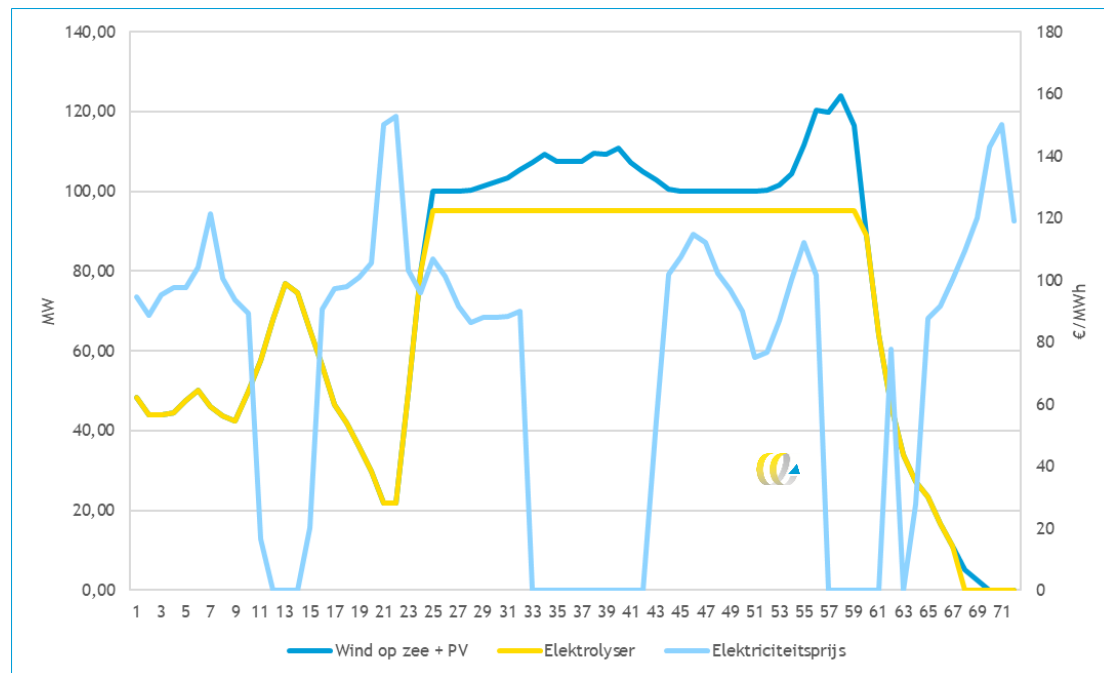
De elektrolyser gaat uit indien de hoeveelheid beschikbaar vermogen vanuit de WoZ PPA onder de 10% van het vermogen van de elektrolyser komt (te zien in de laatste uren), aangezien een conventionele alkaline elektrolyser niet op lage vermogens kan opereren.

Figuur 8 - Inzet elektrolyser scenario (1) in de eerste drie dagen van juni, met firm ATO



In Figuur 9 is voor dezelfde drie dagen als in Figuur 8 de opgetelde profielen van de WoZ PPA en de zon-pv PPA te zien, de elektriciteitsprijs en de resulterende inzet van de elektrolyser waarbij deze niet aangaat bij lage elektriciteitsprijzen. Hierin valt te zien dat het profiel van de elektrolyser meer in lijn is met het productieprofiel van WoZ en zon-pv, en enkel afwijkt bij grote beschikbaarheid van wind en zon, of als deze juist onder de 10% van de capaciteit van de elektrolyser komt.

Figuur 9 - Inzet elektrolyser scenario (3) in de eerste drie dagen van juni, met firm ATO

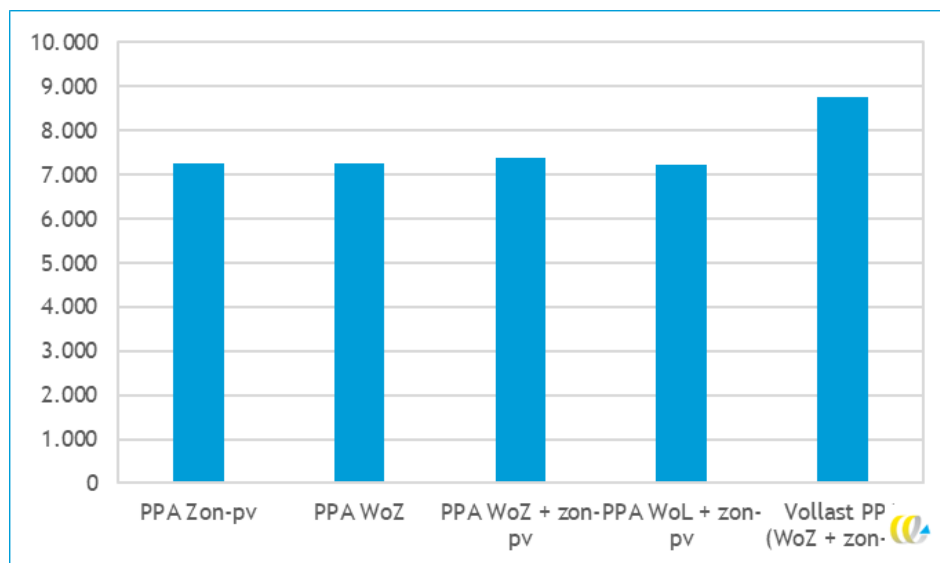


5.2.2 Inzet in 2040

Een belangrijk verschil voor de inzet van de elektrolyser in 2040 ten opzichte van 2030 is dat in 2040 het elektriciteitsnet met meer dan 90% gevoed wordt door hernieuwbare elektriciteit. Dit betekent alle geproduceerde waterstof met elektrolyzers groen is. We nemen aan dat de investeringskosten voor elektrolyzers richting 2040 gelijk blijven.

We hebben de situatie gemodelleerd dat de elektrolyser aangaat onder een elektriciteitsprijs van 50 €/MWh. De verwachting is dat er door overschotten van hernieuwbare opwek significant meer uren met lage elektriciteitsprijs zijn in 2040 vergeleken met 2030 (bijna 7.000 uren waarin de elektriciteitsprijs onder de 50 €/MWh zit). Hierdoor zal het aantal vollasturen in alle scenario's (behalve het industrie-gestuurde scenario, waar dit al maximaal is) flink toenemen (zie Figuur 10). Het verschil tussen het aantal vollasturen in de verschillende scenario's, dat er in 2030 was, wordt bijna volledig opgeheven, aangezien een elektrolyser naast de inzet van een PPA in elk scenario op uren met lage prijzen aangaat.

Figuur 10 - Vollaisturen in 2040 voor verschillende inzetsscenario's (geen ATR85)



5.2.3 Impact non-firm ATO (ATR85)

Het alternatieve transportrecht 85 (ATR85) is een zogenoemde alternatief of non-firm transportrecht. Dit wordt ook wel tijdsduurgebonden transportrecht (TDTR) genoemd. Deze variant houdt in dat de afnemer korting krijgt op zijn netkosten, maar kan in een jaar maximaal 15% van de tijd (1.314 uur) gedeeltelijk of volledig beperkt worden door de netbeheerder. De beperking is maximaal, maar kan ook minder zijn. Dit is afhankelijk van de locatie en verschilt dus per casus. Hieronder bespreken we de impact van een ATR85 voor de verschillende casussen. Meer informatie over de ATR85 is te vinden in Paragraaf 3.3.2.

Het effect van de toepassing van de ATR85 is in de casussen Zeeland, Rotterdam en Eemshaven sterk vergelijkbaar (zie Figuur 13). De toepassing van de ATR85 heeft in al deze casussen, bij alle scenario's behalve het vollaist-scenario, een beperkt effect op de vollaisturen (maximaal een paar procent reductie). Dit heeft er mee te maken dat de elektrolyser voornamelijk beperkt wordt op momenten dat er een hoge vraag is in vergelijking met het aanbod, en dit meestal de uren dat er toch al geen groot aanbod van elektriciteit was en de elektrolyser niet (volledig) aanstond.

Bij de casus Hernieuwbare opwek op land wordt bij toepassing van de ATR85 maar op 1% van de uren een beperking opgelegd. Dit zorgt ervoor dat ook bij deze casus het effect van een ATR85 op het aantal vollaisturen in alle scenario's klein is.

In de casus Cluster 6-industrie wordt door toepassing van de ATR85 op 15% van de uren een beperking opgelegd. Doordat deze casus gesitueerd is op een locatie met veel vraag ten opzichte van opwek, leidt de ATR85 er hier toe dat meer beperking optreedt dan bij de casussen Zeeland, Rotterdam, Eemshaven en Hernieuwbare opwek op land.

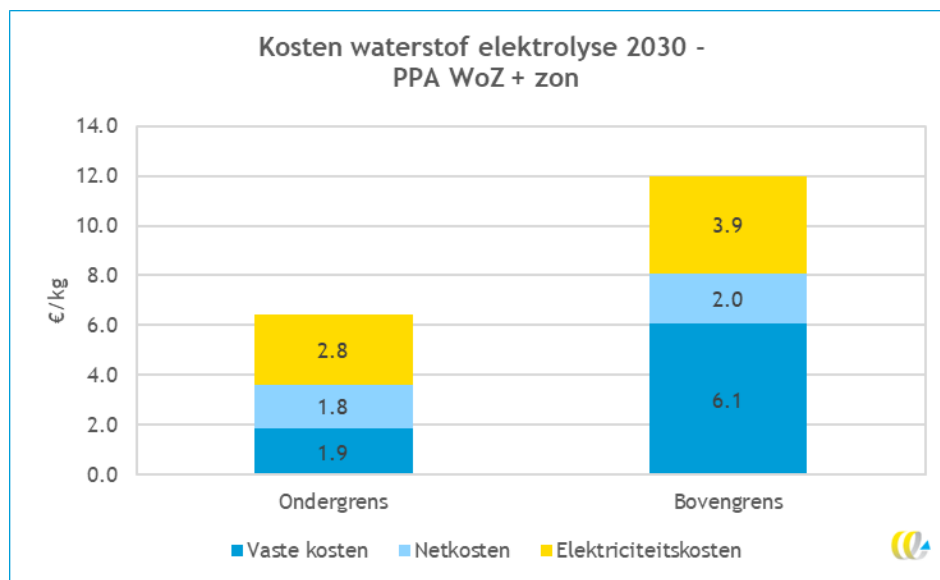
5.3 (Net)kosten waterstof

Voor de verschillende manieren van inzet van elektrolyzers, en de verschillende contractvormen (regulier transportovereenkomst of ATR85) hebben we de netkosten en de totale kosten voor waterstof in 2030 bepaald. Er is grote onzekerheid over de huidige kosten van waterstof geproduceerd met elektrolyse, en de potentiële kostendaling door leereffecten en schaalvergroting. Daarom hanteren we een range voor de totale kosten voor waterstof voor 2030. Voor 2040 geven we een inschatting van de netkosten, maar geen inschatting van de totale kosten voor waterstof vanwege de grote onzekerheid over de kostenontwikkeling.

De bovengrens gaat uit van de huidige kosten voor een elektrolyser van 100 MW (TNO, 2024), wat overeenkomt met de situatie waarbij de komende jaren niet verder dalen (bijvoorbeeld doordat nieuwe projecten niet van de grond komen). De ondergrens van de totale kosten voor waterstof met elektrolyse in 2030 gaat uit van ambitieuze aannames rondom kostendaling door leereffecten en schaalvoordelen door opschaling naar projecten van 1 GW (ISPT, 2022). Er wordt aangenomen dat de investeringskosten voor elektrolyzers daardoor tot vier keer lager worden dan de huidige situatie. In Bijlage A.4 zijn de aannames voor de kosten te vinden.

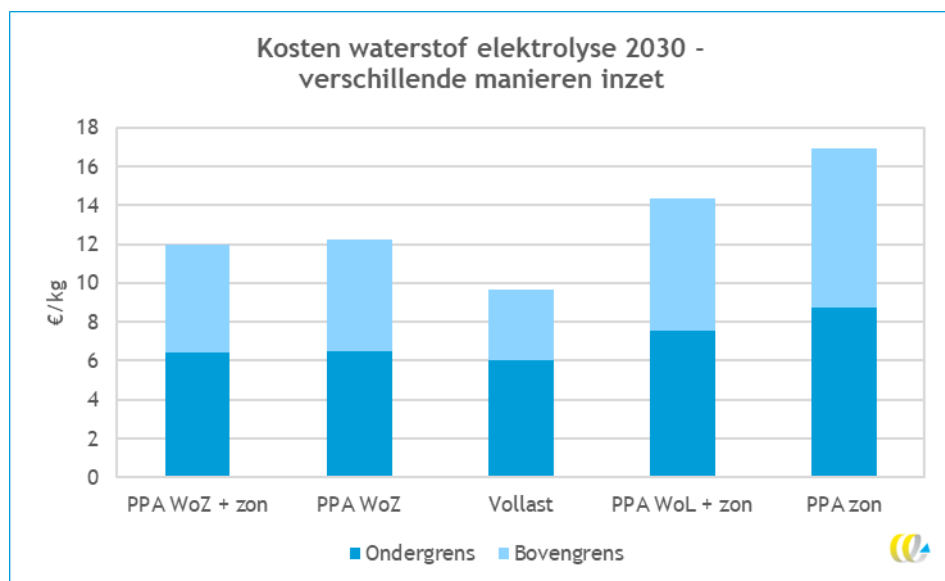
De onderstaande figuur toont de kosten voor waterstof in 2030, bij inzet van elektrolyzers met een PPA WoZ + PPA zon-PV. Dit is naar verwachting de meest aannemelijke manier van inzet. De totale kosten voor waterstof met elektrolyse liggen in 2030 naar verwachting tussen de € 6,5 en € 12/kg. Hiervan zijn € 2/kg netkosten. Om tot de ondergrens te komen is richting 2030 flinke kostendaling nodig door leereffecten en schaalvoordelen. Hiervoor is snelle opschaling van elektrolyseprojecten noodzakelijk. Ook kan optimalisatie van inzet op verschillende markten leiden tot lagere elektriciteitskosten.

Figuur 11 - Inschatting kosten waterstof elektrolyse 2030, PPA WoZ + Zon



De onderstaande figuur toont de totale kosten bij andere manieren van inzet. De kosten voor productie van waterstof met elektrolyse zijn hoger bij andere combinaties van PPA's, bijvoorbeeld bij PPA's met hernieuwbare opwek op land (wind op land + zon of alleen zon), doordat een elektrolyser dan minder draaiuren maakt. Deze zien we daarom als minder kansrijk, ook bij de casussen voor elektrolyzers in het binnenland. Het vollast-scenario zorgt voor de hoge vollasturen voor de laagste kosten per kg waterstof. Wel is een groot deel van deze waterstof (ruim 40%) dan niet groen.

Figuur 12 - Inschatting kosten waterstof elektrolyse 2030, verschillende manieren van inzet met boven- en ondergrens



Richting 2040 zal het aantal vollasturen van elektrolyzers naar verwachting toenemen (zie Paragraaf 5.2.2). Dit leidt tot een daling van de kosten van waterstof, maar het is onzeker hoe hoog de kosten in 2040 zijn door onzekerheid over de kostenontwikkeling van elektrolyzers en de kosten voor elektriciteit.

De nettarieven nemen richting 2040 toe, maar dit effect kan (deels) gemitigeerd worden door meer draaiuren van de elektrolyzers.

5.3.1 Impact non-firm ATO (ATR85)

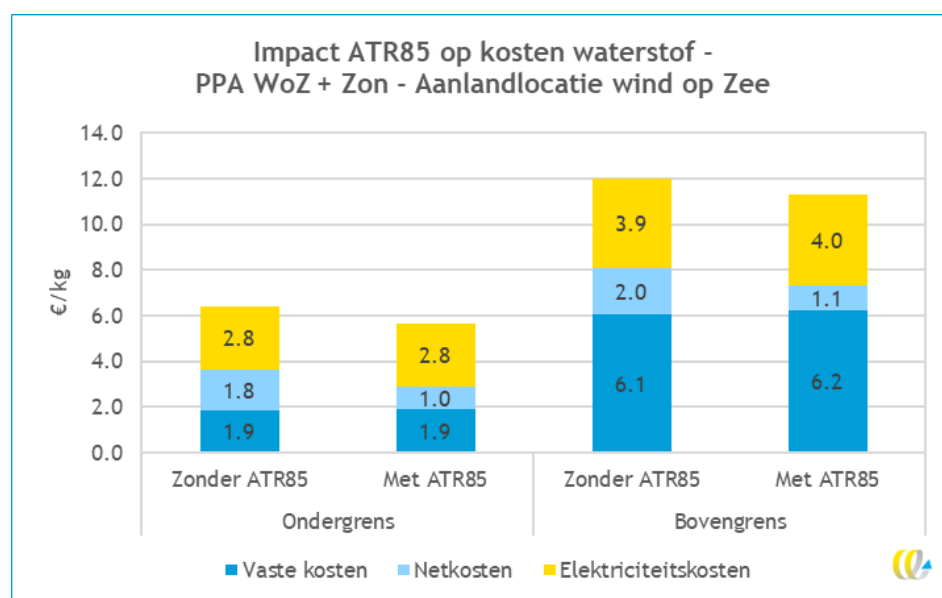
Zoals eerder besproken kan een netbeheerder bij een ATR85 contract de inzet van een elektrolyser maximaal 15% van de uren beperken. Daartegenover staat een korting op de nettarieven. De ATR85 heeft op de volgende manieren impact op de kosten van waterstof:

- Elektrolyzers maken minder draaiuren door de beperking. Hierdoor zijn de vaste kosten (per kg waterstof) hoger.
- Elektrolyzers kopen geen stroom in op de uren waarop de inzet beperkt wordt. Hierdoor veranderen de gemiddelde elektriciteitskosten.
- Een ATR85 leidt tot fors lagere netkosten. Dit komt doordat dit contract leidt tot een korting van 100% op het kW contracttarief; het kWmax-tarief dient nog wel betaald te worden.

Het netto-effect verschilt per casus, aangezien dit afhankelijk is van het aantal uren dat de inzet van een elektrolyser daadwerkelijk beperkt wordt.

Fout! Verwijzingsbron niet gevonden. toont de impact van een ATR85 op de kosten voor waterstof voor een elektrolyser bij een aanlandlocatie van wind op zee en met inzet met een PPA WoZ + PPA Zon. Op deze locatie wordt de inzet van elektrolyzers nauwelijks beperkt (zie Paragraaf 5.2.3). Hierdoor worden de vaste kosten nauwelijks hoger, terwijl de netkosten wel significant lager worden. Daarmee leidt de ATR85 voor elektrolyzers op die locaties naar verwachting tot lagere kosten. Daarbij is dan wel van belang dat de elektrolyser op hetzelfde 380kV-station als de aanlanding van wind op zee aangesloten wordt, anders kan de elektrolyser op meer uren beperkt worden vanwege transport van elektriciteit binnen de regio (meer hierover in Paragraaf 6.3.1). Dezelfde conclusies gelden ook bij de casus Hernieuwbare opwek op Land.

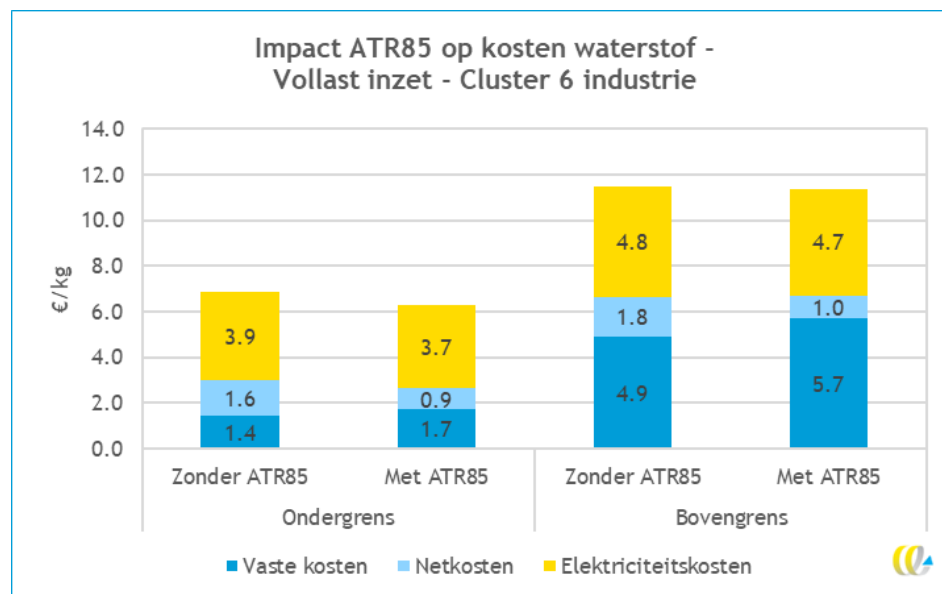
Figuur 13 - Impact ATR85 op kosten waterstof, PPA WoZ + Zon op aanlandlocatie wind op zee (Rotterdam, Eemshaven of Zeeland)



Bij een vollastinzet van elektrolyzers wordt de inzet op deze locaties een stuk meer beperkt door een ATR85-contract. Hierdoor heeft het in dit geval ook meer impact op het aantal draaiuren. Echter, ook in dit geval zal een ATR85-contract naar verwachting leiden tot lagere kosten per kg waterstof. De elektrolyser wordt voornamelijk beperkt op momenten van hoge elektriciteitsprijs, waardoor de gemiddelde elektriciteitskosten per kg waterstof licht afnemen (naast dat de vaste kosten per kg waterstof afnemen).

Figuur 14 toont de impact van een ATR85 op de kosten voor waterstof bij Cluster 6-industrie. In dit geval wordt door toepassing van de ATR85 op 15% van de uren een beperking opgelegd, omdat er in deze regio vooral vraag is naar elektriciteit. Hierdoor worden de vaste kosten per kg waterstof hoger. Maar de totale kosten voor waterstof nemen in dit geval alsnog af door toepassing van een ATR85.

Figuur 14 - Impact ATR85 op kosten waterstof, vollast inzet bij Cluster 6-industrie



5.4 Belangrijkste conclusies

Met betrekking tot de verwachte inzet van elektrolyzers en de kosten van waterstof concluderen we het volgende:

- Voor 2030 zijn de eisen voor groene waterstof vanuit de RED III en de Delegated Act bepalend voor de manier waarop elektrolyzers ingezet worden. Het aantal vollasturen is sterk afhankelijk van het type PPA dat afgesloten wordt, en varieert voor PPA-gestuurde scenario's tussen de 2.000 en 5.000 (bij een firm ATO). Hoe lager de vollasturen, hoe hoger de totale kosten per kg geproduceerde waterstof. Het afsluiten van enkel een PPA zon-pv (zoals in de casus Hernieuwbare opwek op land gebeurt) zorgt hierdoor voor de hoogste kosten. Extra waterstofproductie bij lage elektriciteitsprijzen zorgt voor een lichte kostendaling.
- Een vollast-scenario zorgt door de hoge vollasturen voor de laagste kosten, echter een kanttekening hierbij is dat er in dit geval niet alleen groene waterstof geproduceerd wordt (40% van geproduceerde waterstof is niet groen). Dit zal daarmee alleen interessant zijn bij een afnemer die een constante stroom van groene waterstof nodig heeft.
- De Rijksoverheid heeft een ambitie voor een CO₂-vrij elektriciteitssysteem in 2035. Indien deze doelstelling gerealiseerd wordt, dan zijn er in het zichtjaar 2040 geen aanvullende eisen (meer) voor het gebruik van elektriciteit voor de productie van groene waterstof.¹² De inzet van elektrolyzers wordt dan volledig bepaald door economische afwegingen.

¹² Indien er in Nederland in 2040 meer dan twee nieuwe kerncentrales zijn gerealiseerd, kan dit ervoor zorgen dat er niet aan deze eis voldaan wordt en kan de geproduceerde waterstof dus niet als volledig groen worden gezien.

- In 2040 zijn de vollasturen in alle PPA-gestuurde scenario's flink hoger dan in 2030, doordat de elektriciteitsvoorziening volledig hernieuwbaar is en er op momenten met lage prijzen stroom afgenomen kan worden door het net (los van de PPA). Dit zorgt ervoor dat de kosten van waterstof dan een stuk lager uitvallen en dat het type afgesloten PPA veel minder bepalend is voor het aantal vollasturen (aangezien in alle gevallen op uren met lage elektriciteitsprijzen stroom ingekocht kan worden).
- Bij een ATR85 kan een elektrolyser tot 15% van de uren in het jaar niet ingezet worden, op de uren met de hoogste belasting door afname van elektriciteit. Echter, dit zijn in de casussen bij aanlanding van wind op zee vooral uren met weinig wind. Op die uren zal een elektrolyser met een PPA wind op zee sowieso al nauwelijks ingezet worden (tenzij er gekozen is voor vollast inzet van de elektrolyser). Dit betekent dat een ATR85-contract in dit geval nauwelijks tot minder draaiuren leidt, terwijl dit contract wel leidt tot een korting van de nettarieven. Daardoor leidt het gebruik van een ATR85 contract in de casussen Zeeland, Rotterdam en Eemshaven tot lagere kosten per kg waterstof.
- Ook bij de casus Hernieuwbare opwek op land wordt de inzet van de elektrolyser maar op een klein deel (1%) van de uren een beperkt, waardoor ook daar de kosten voor waterstof lager worden bij toepassing van een ATR85-contract.
- Het gebruik van een ATR85 bij Cluster 6-industrie (Zevenaar) leidt tot meer beperking op de inzet van de elektrolyser omdat deze locatie relatief veel vraag kent ten opzichte van opwek. Hierdoor nemen de vaste kosten per kg waterstof bij deze casus meer toe. De reductie in totale kosten per kg waterstof is hierdoor kleiner van in de aan zee gelokaliseerde casussen, maar alsnog worden de kosten lager door toepassing van een ATR85-contract.

6 Wat is het effect van elektrolyzers op het net?

De inzet van elektrolyzers heeft impact op de netbelasting in de regio. Afhankelijk van hoe de elektrolyser wordt ingezet, kan deze de piek netbelasting voor afname verhogen of de piek netbelasting voor invoeding verlagen. In dit hoofdstuk bepalen we de impact van elektrolyzers op de netbelasting voor verschillende manieren van inzet van elektrolyzers. Dit doen we voor zes casussen (zie Paragraaf 2.1.1).

In dit hoofdstuk omschrijven we eerst kwalitatief welke impact inzet van elektrolyzers op de netbelasting kunnen hebben. Daarna bespreken we de methodiek voor het bepalen van de netimpact van elektrolyzers. Vervolgens bespreken we belangrijkste resultaten voor de impact van elektrolyzers op de netbelasting voor de zes regio's. Een uitgebreide toelichting van de resultaten is te vinden in Bijlage B.

6.1 Welke impact hebben elektrolyzers op de netbelasting?

De inzet van elektrolyzers heeft impact op de netbelasting in de regio. Elektrolyzers nemen namelijk elektriciteit af van het netwerk (behalve bij een directe koppeling met hernieuwbare opwek zonder verbinding met het elektriciteitsnet). Afhankelijk van hoe de elektrolyser wordt ingezet, kan deze de belasting op het elektriciteitsnet verlagen of verhogen:

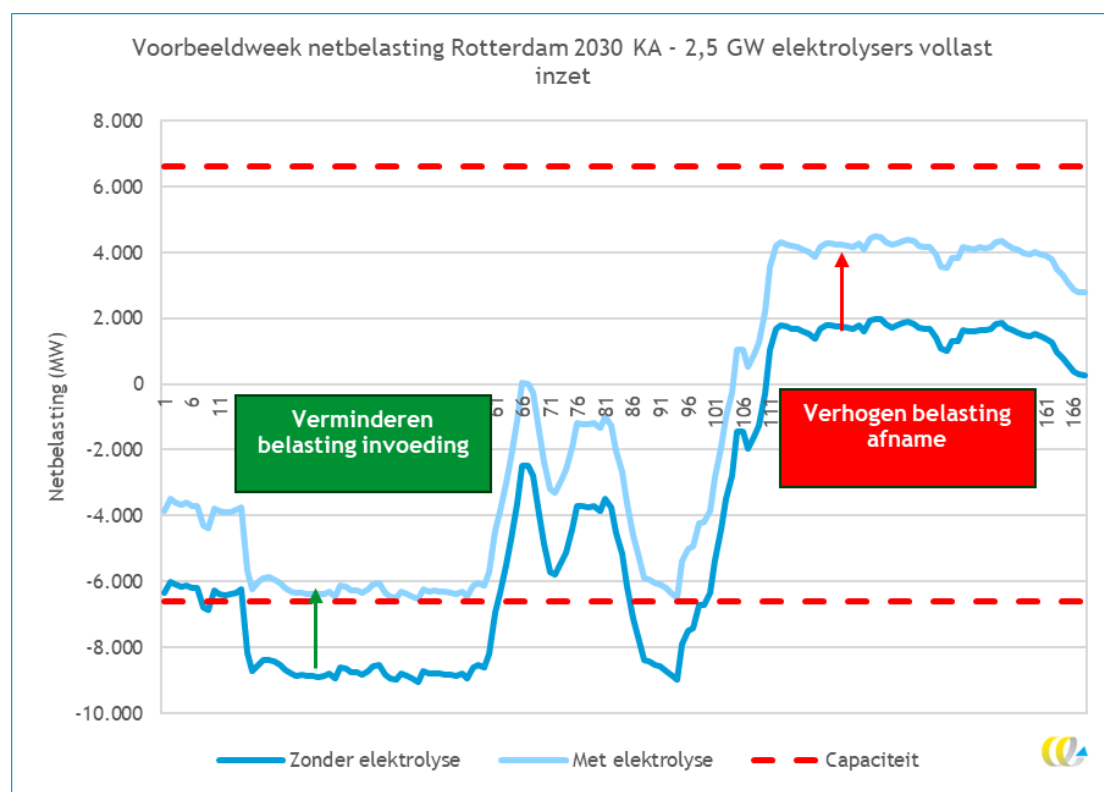
- Als een elektrolyser stroom afneemt op momenten dat er in de regio meer invoeding dan afname is (en er dus netto stroom ingevoerd wordt), dan verlaagt een elektrolyser de netbelasting doordat minder stroom afgevoerd hoeft te worden.
- Als een elektrolyser stroom afneemt op momenten dat er in de regio meer afname is dan invoeding (en er dus netto stroom afgenomen wordt), dan verhoogt een elektrolyser de netbelasting doordat meer stroom afgenomen wordt.

Bovenstaande wordt geïllustreerd in Figuur 15. Deze figuur toont de impact van elektrolyzers op de netbelasting, voor een voorbeeldweek bij de situatie met 2,5 GW elektrolyse die industriegestuurd (vollast) opereert in Rotterdam. De positieve waarden komen overeen met netto-invoeding van elektriciteit, negatieve waarden met netto-afname van elektriciteit. Op momenten met veel aanbod van elektriciteit wordt de belasting door invoeding van elektriciteit een stuk verminderd door inzet van elektrolyzers. Op momenten met weinig lokaal aanbod kan inzet van elektriciteit leiden tot extra netbelasting door afname elektriciteit.

Voor de impact op het netwerk is met name de maximale belasting in het jaar (de piekbelasting) van belang. Of elektrolyzers de piekbelasting netto verlagen of verhogen is afhankelijk van de inzet en de locatie.

In het onderstaande voorbeeld wordt de piekbelasting minder en is de netto-impact van elektrolyzers positief. Dit komt doordat de absolute piek (de hoogste belasting) in deze periode lager ligt in de situatie met elektrolyser (lichtblauwe lijn) in vergelijking met de situatie zonder elektrolyser (donkerblauwe lijn). Wel wordt de piek voor afname van elektriciteit (positieve waarden) hoger.

Figuur 15 - Illustratie impact elektrolyzers op netbelasting, scenario 2030 KA - 2,5 GW elektrolyzers vollast. Negatieve waarden komen overeen met netto-invoeding, positieve waarden met netto-afname.



6.2 Methodiek

Bij het bepalen van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet vergelijken we de belasting op het elektriciteitsnet in de situatie zonder elektrolyzers met de situatie met elektrolyzers. We bepalen de netbelasting zonder en met elektrolyzers op uurbasis.

Voor de casussen Rotterdam, Zeeland en Eemshaven maken we een inschatting van de belasting op de 380kV-verbindingen. Deze methodiek en de beperkingen omschrijven we in Tekstkader 4. Voor de casussen Cluster 6-industrie en Hernieuwbare opwek op land maken we een inschatting van de belasting op het HS/MS-station, op basis van vraag en aanbod op uurbasis in het voedingsgebied van dit station.

De belangrijkste indicatoren voor het bepalen van de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet zijn:

- **Energy not transported (ENT).** Dit geeft aan hoeveel elektriciteit op jaarbasis niet getransporteerd kan worden door het elektriciteitsnetwerk. Deze indicator neemt hierdoor zowel de omvang van de overbelastingen (MW) als de tijdsduur (aantal uren) mee. Deze indicator geeft de netto-impact van elektrolyzers op het netwerk weer.
- **Piekbelasting (voor afname en invoeding).** Dit geeft de maximale belasting van het elektriciteitsnet in het jaar. We maken hierbij onderscheid tussen de piekbelasting voor afname en invoeding, aangezien de inzet van elektrolyzers naar verwachting leidt tot een lagere piekbelasting voor invoeding, maar mogelijk wel een hogere piekbelasting voor afname. Zo wordt zichtbaar wat de impact van elektrolyzers is op het verlagen van de belasting op uren met veel aanbod van elektriciteit, maar ook op het potentieel veroorzaken van hogere belasting op uren met weinig aanbod en veel vraag.

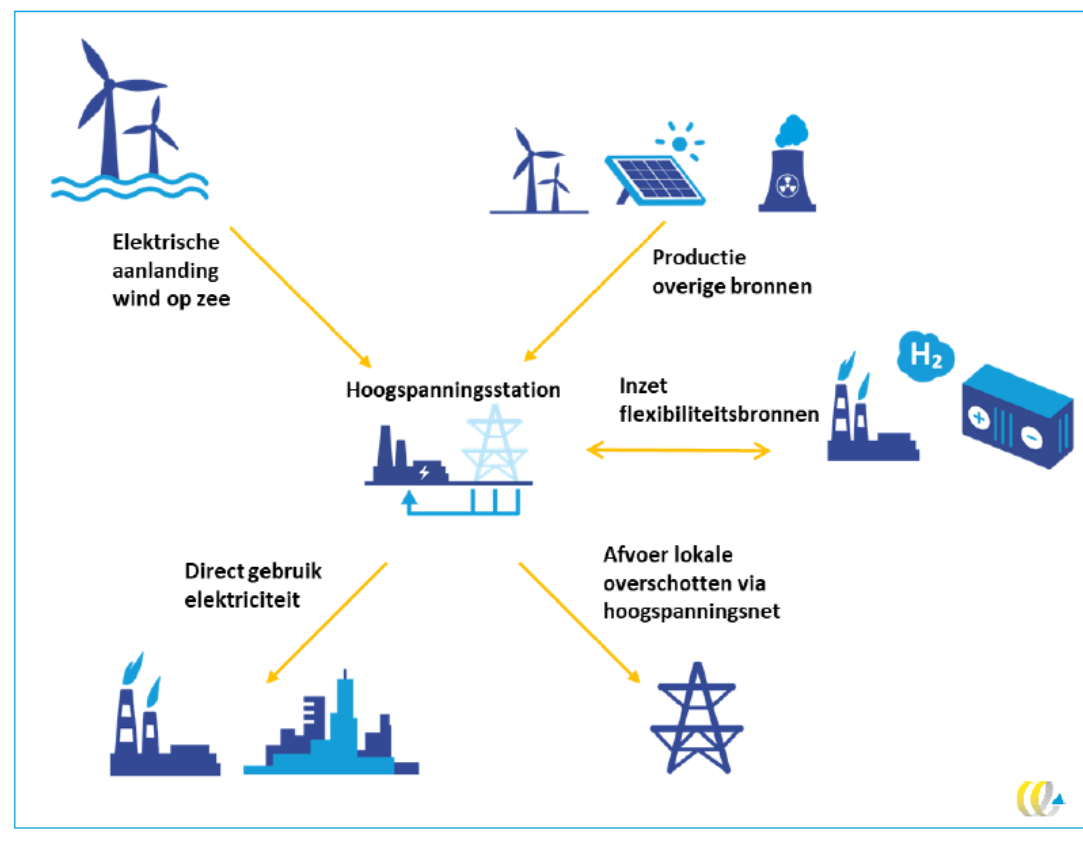
- **Aantal uren extra (over)belasting.** Dit geeft aan op hoeveel uren in het jaar de inzet van elektrolyzers leidt tot extra (over)belasting op het netwerk, en geeft daarmee inzicht in het aantal uren dat het wenselijk is om de inzet van elektrolyzers te beperken.

Tekstkader 4 - Inschatting belasting 380kV-verbindingen

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over de 380kV-verbindingen en de impact van elektrolyzers hierop, is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. Binnen dit onderzoek was een integrale netdoorrekening van TenneT niet mogelijk. Daarom is gekozen voor een alternatieve benadering.

Op basis van een modellering van uurlijkse vraag en aanbod van elektriciteit voor Zeeland, Rotterdam en de Eemshaven (volgend uit II3050) maken we een inschatting van de hoeveelheid elektriciteit die elk uur aangevoerd of afgevoerd moet worden met de 380kV-verbindingen. We vergelijken die transportbehoefte met de transportcapaciteit van deze verbindingen om een inschatting te maken van de omvang van de overbelasting, voor elk uur in het jaar. Deze methodiek illustreren we in Figuur 16.

Figuur 16 - Illustratie elektriciteitsstromen 380kV-verbindingen



In de analyse is aangenomen dat de regio's Rotterdam, Zeeland en Eemshaven op een uitloper van het 380kV-net liggen en dat er geen doorvoer van elektriciteit is. Echter, in de praktijk zal er naar verwachting ook doorvoer van elektriciteit zijn. Daarnaast wordt een versimpelde aanname gedaan om te corrigeren voor de beschikbare transportcapaciteit in periodes van onderhoud.¹³

Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk inzicht geven in de (relatieve) impact van elektrolyzers op de belasting op de 380kV-verbindingen.

Bovenstaande indicatoren bepalen we voor de situatie zonder elektrolyzers en met elektrolyzers. We werken voor de casussen de impact van elektrolyzers op de netbelasting uit voor 2030 en 2040. Voor beide zichtjaren doen we dit voor twee scenario's voor de ontwikkeling van vraag en aanbod in de regio, meerdere manieren van inzet van elektrolyzers (zie Hoofdstuk 5) en voor een boven- en ondergrens voor de hoeveelheid elektrolyse:

- Voor 2030 onderzoeken we de scenario's Klimaatambitie en Nationale Drijfveer van de investeringsplannen van netbeheerders. Het scenario Klimaatambitie is gebaseerd op de huidige plannen en kan dus gezien worden als het basispad. Bij het scenario Nationale Drijfveer wordt versnelde verduurzaming gerealiseerd met extra elektrificatie en extra hernieuwbare opwek. Door het gebruik van deze scenario's bepalen we de impact van elektrolyzers bij verschillende snelheden van verduurzaming. Bij beide scenario's hebben we de vermogens van wind op zee en de elektriciteitsvraag aangepast om deze in lijn te brengen met bestaande plannen (Routekaart wind op zee en CES).
- Voor 2040 onderzoeken we de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) van de netbeheerders. Het scenario Nationaal Leiderschap gaat uit van maximale elektrificatie en wind (op land en op zee) en zon-pv. Het scenario Europese Integratie gaat uit van het realiseren van nieuwe kerncentrales, minder realisatie van wind en zon en minder elektrificatie. Deze scenario's geven de uithoeken van de mogelijke ontwikkelingen richting een CO₂-vrij elektriciteitssysteem.
- De specifieke aannames voor de verschillende casussen zijn te vinden in Bijlage B.

We kijken in de analyses ook naar de geschiktheid van bestaande alternatieve transportrechten, zoals de ATR85 voor het hoogspanningsnet en het tijdsblokgebonden transportrecht voor de regionale netten.

6.3 Conclusies netimpact elektrolyzers

Hieronder bespreken we de belangrijkste bevindingen over de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet, per type locatie. Daarbij bespreken we de impact van de drie casussen voor aanlandlocaties van wind op zee (Rotterdam, Zeeland en Eemshaven) gezamenlijk.

Een uitgebreid overzicht van de resultaten per casus is te vinden in Bijlage B.

¹³ Het hoogspanningsnet moet bij normaal gebruik N-1 uitgelegd zijn. Echter, in periodes van onderhoud is ook N-1-redundantie noodzakelijk, doordat in die periodes minder transportcapaciteit beschikbaar is. Om dit mee te nemen, is een correctie uitgevoerd op de beschikbare transportcapaciteit (er is uitgegaan van N-1,5), maar dit is een versimpeling van de werkelijkheid.

Tekstkader 5 - Impact inzet elektrolyzers op andere markten

Optimalisatie inzet elektrolyser op andere markten

In de modellering van de inzet van elektrolyzers gaan we uit van inzet met PPA's en op de day-aheadmarkt. In de praktijk zullen elektrolyzers naar verwachting ook opereren op andere markten, zoals termijn- en balanceringsmarkten, om de kosten te verlagen. Dit leidt ook tot een andere netimpact van elektrolyzers, aangezien de inzet van elektrolyzers hierdoor verandert. De optimalisatie op andere markten nemen we niet mee in de modellering, waardoor dit niet terug komt in onderstaande resultaten.

We verwachten echter dat de grootste volumes aan elektriciteit vanuit PPA's en de day-aheadmarkt zullen komen en dit dus dominant is bij de inzet. Ook omdat balanceringsmarkten een relatief beperkt volume kennen; de onbalansmarkt bijvoorbeeld zo'n 500 MW. Bij de grote volumes elektrolyzers waar deze studie over gaat (meerdere GW'en), is het dus niet zo dat alle elektrolyzers op dezelfde momenten op dezelfde marktprikkel kunnen reageren omdat die markten al snel verzadigd zijn. Door inzet op balanceringsmarkten kunnen elektrolyzers maatschappelijke waarde leveren en op individueel projectniveau is er veel potentieel om de energiekosten te verlagen, maar we verwachten dat optimalisatie van de inzet van elektrolyzers op overige markten niet tot fundamenteel andere conclusies zal leiden over de netimpact van elektrolyzers op verschillende locaties.

Het is wel mogelijk dat elektrolyzers door inzet op andere markten op wat meer momenten een hogere belasting op het elektriciteitsnet veroorzaken, dan dat we nu inschatten. Dit potentiële negatieve effect op de netbelasting kan mogelijk worden opgevangen met een ATR85. Zo'n ATR85 stuurt echter wel day ahead op netcongestie; sturing op balanceringsmarkten op een later moment kan er toe leiden dat er kort voor het daadwerkelijke moment opnieuw congestie verwacht wordt. De netbeheerder kan dan volgens de Netcode Elektriciteit een marktrestrictie opleggen waardoor de marktpartij niet mag acteren op de balanceringsmarkten. We verwachten dat het aantal momenten dat inzet op balanceringsmarkten leidt tot netcongestie, beperkt is. De kans wordt vergroot als er een groot vermogen van de lokale netcapaciteit (vanaf 10 of 20%) gelijktijdig gaat acteren op de balanceringsmarkten.

Tot slot kan flexibele inzet van elektrolyzers er ook toe leiden dat ze beter kunnen inspelen op de lokale netbelasting, en een zo gunstig mogelijke impact op het elektriciteitsnet hebben. Hiervoor zijn er op dit moment echter nog onvoldoende prikkels aanwezig. Daarom nemen we dit niet mee in de modellering van de inzet van elektrolyzers. In Hoofdstuk 7 doen we voorstellen voor aanpassingen aan nettarieven die leiden tot betere prikkels voor een netbewuste inzet van elektrolyzers.

6.3.1 Conclusies per regio

Aanlandlocaties wind op zee (Rotterdam, Zeeland, Eemshaven)

We hebben in dit onderzoek de impact van inzet van elektrolyzers op de netbelasting onderzocht bij drie aanlandlocaties voor wind op zee, namelijk Rotterdam, Zeeland en Eemshaven.

De belangrijkste conclusies voor de impact van elektrolyzers op de netbelasting in deze gebieden zijn:

- Bij de onderzochte aanlandlocaties voor wind op zee (Rotterdam, Zeeland en Eemshaven) hebben elektrolyzers een **netto-positieve impact** op de belasting op het elektriciteitsnet, zowel in 2030 als in 2040 voor alle doorgerekende scenario's. Hierdoor kunnen in sommige gevallen redispatchkosten of netverzwaringen voorkomen worden, of kan extra aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden. Bij meer ontwikkeling van

aanbod van elektriciteit is er ook meer behoefte aan elektrolyse voor het verminderen van de netbelasting op deze locaties.

- De grootste pieken worden bij de aanlandlocaties veroorzaakt door invoeding van elektriciteit (van wind op zee) en deze pieken worden minder groot door inzet van elektrolyzers. Met elke MW elektrolyse neemt de piekbelasting door invoeding van elektriciteit met één MW af.
 - In Rotterdam is er in 2030 zonder elektrolyzers overschrijding van de netcapaciteit door invoeding en kan niet alle elektriciteit getransporteerd worden. Door inzet van elektrolyzers worden deze overschrijdingen opgelost. Indien geen elektrolyzers, of andere vraag, gerealiseerd wordt dan is redispatch van TenneT nodig of kunnen de plannen voor aanlanding van wind op zee niet gerealiseerd worden. Richting 2030 zijn extra netverzwaringen naar verwachting niet mogelijk.

In Zeeland en de Eemshaven is de impact van elektrolyzers op de netbelasting netto-positief en wordt de invoedingspiek verlaagd. Maar hier zijn er, volgens onze modellering, in 2030 geen overschrijdingen van de netcapaciteit door invoeding zonder elektrolyse, en is er dus ook geen noodzaak voor elektrolyse voor het net. Mogelijk is er in de praktijk wel elektrolyse of andere vraag nodig als de geplande uitbreidingen van het hoogspanningsnet verdere vertraging opleveren, als de elektrificatie van de industrie minder snel gaat dan in de door-gerekende scenario's of doordat er verder landinwaarts wel knelpunten ontstaan (zie Tekstkader 6).

- Ook richting 2040 is in beide door-gerekende scenario's nog overschrijding van de netcapaciteit door invoeding in Rotterdam. In Zeeland geldt dit alleen voor het scenario met realisatie van twee grote nieuwe kerncentrales. In dat geval is elektrolyse nodig om uitbreidingen aan het net te voorkomen of kan zonder elektrolyse minder aanlanding van wind op zee of kernenergie (dan in de scenario's) gerealiseerd worden.

Voor de Eemshaven zien we in de scenario's voor 2040 geen overschrijding van de capaciteit door invoeding zonder elektrolyse, en is er dus ook geen noodzaak voor elektrolyse voor het net. Maar mogelijk ontstaan er zonder elektrolyse wel knelpunten op het hoogspanningsnet verderop in het land (zie Tekstkader 6).

Er zijn ook uren waarop de elektrolyzers een hogere netbelasting veroorzaken, door meer afname van elektriciteit. Dit geldt voor alle manieren van inzet en ook bij weinig elektrolyzers. In sommige gevallen leidt dit tot een hogere belastingpiek (hoogste belasting in het jaar) door afname.

- In 2030 leidt dit echter in geen van de gevallen tot een overschrijding van de beschikbare capaciteit. Dit betekent dat het geplande netwerk voldoende capaciteit heeft om de extra afname van elektriciteit te faciliteren.
- Voor Zeeland geldt dit ook nog in 2040. In Rotterdam zijn er richting 2040 naar verwachting ook een zeer beperkt aantal uren waarop de inzet van elektrolyzers tot nieuwe overschrijdingen leidt en het netwerk onvoldoende capaciteit heeft om elektriciteit aan te voeren. Het aantal uren met overschrijding van de belasting door inzet van elektrolyse is zeer beperkt (ongeveer 5 uur per jaar bij scenario Europese Integratie en tot 35 uur per jaar bij scenario Nationaal Leiderschap). Daardoor kan dit opgelost worden met een tijdsduurgebonden transportrecht. Met zo'n contract zorgt de inzet van elektrolyzers niet voor nieuwe overschrijdingen.
- In Eemshaven is bij 2040 bij bovengrens aan vermogen van elektrolyse de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting niet meer positief. De verhoging van de piekbelasting voor afname leidt dan tot forse overschrijding van de capaciteit, en de afnamepiek wordt dan groter dan de oorspronkelijke piek voor invoeding. Dit laat zien dat bij te grote vermogens aan elektrolyzers afname dominant wordt bij aanlandlocaties van wind op zee. Daarbij moet wel benoemd worden dat de bovengrens

- aan elektrolysevermogen bij de Eemshaven erg hoog is (meer dan 10 GW, gebaseerd op ambitie CES), en dat het de vraag is of dit realistisch is.
- De impact van elektrolyzers op de netbelasting is vergelijkbaar bij beide scenario's (met een verschil in mate van elektrificatie) voor 2030. Dit betekent dat de resultaten robuust zijn en niet afhankelijk van specifieke ontwikkelingen van het energiesysteem richting 2030. Richting 2040 verschillen de scenario's meer. Met name de ontwikkeling van wind op zee en kernenergie zijn bepalend voor de netimpact, met en zonder elektrolyse. Bij meer ontwikkeling van aanbod van elektriciteit is er ook meer noodzaak voor elektrolyse voor het net.
 - Vollast inzet van elektrolyzers is, vanuit netperspectief, gunstiger op een locatie met wind op zee en kerncentrales dan op een locatie met alleen aanlanding van wind op zee. Bij een locatie met alleen aanlanding van wind op zee is inzet op basis van een PPA met wind op zee, vanuit netperspectief, gunstiger.
 - In de casussen Rotterdam, Zeeland en Eemshaven onderzoeken we de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen naar de rest van Nederland. Onze methodiek gaat impliciet uit van het aansluiten van elektrolyse op een 380kV-station waarop ook wind op zee aangesloten wordt. Indien elektrolyzers aangesloten worden op 220kV-, 150kV of 110kV-station of op een andere locatie in de regio, dan leidt inzet van elektrolyzers mogelijk tot verzwaringen aan verbindingen in de regio of aan 380/150kV-transformatoren. In de regio Rotterdam speelt dit bij elektrolyzers in bijvoorbeeld de Botlek of bij Europoort, in Zeeland bij elektrolyzers in Zeeuws-Vlaanderen en in Groningen bij elektrolyzers in Delfzijl.

Tekstkader 6 - Beschouwing beschikbare transportcapaciteit vanaf Eemshaven en Zeeland

Beschikbare transportcapaciteit vanaf Eemshaven

In deze analyse kijken we naar de afvoercapaciteit vanaf de Eemshaven en Zeeland richting de rest van Nederland. Bij de Eemshaven kunnen er mogelijk verderop in het net (vanaf Meeden) knelpunten ontstaan door afvoer van windstroom, in combinatie met import van elektriciteit vanuit Duitsland. Bij Zeeland kunnen in 2030 mogelijk knelpunten ontstaan vanaf Rilland richting Noord-Brabant, tot realisatie van de nieuwe 380kV-verbinding tussen Rilland en Tilburg (project Zuid-West 380kV Oost) in 2032. Dit wordt niet meegenomen in de analyses, waardoor de knelpunten op het hoogspanningsnet (en de mogelijkheid van elektrolyzers om deze knelpunten op te lossen) onderschat wordt. Voor de Eemshaven heeft dit impact in 2030 en 2040, voor Zeeland vooral voor 2030 (tot realisatie van nieuwe verbinding Rilland-Tilburg). Het relatieve effect van elektrolyzers blijft echter wel gelijk.

In de analyses voor 2030 gaan we uit van realisatie van de geplande uitbreidingen aan het 380kV-net van het meest recente investeringsplan van TenneT. Een deel van de geplande uitbreiding zal pas na 2030 gerealiseerd zijn. Daarmee overschatten we naar verwachting de transportcapaciteit in 2030. Voor 2040 zullen de geplande uitbreidingen naar verwachting wel gerealiseerd zijn.

Cluster 6-industrie

Bij deze casus hebben we de situatie onderzocht waarbij een industriële partij van Cluster 6 waterstof wil gebruiken voor de verduurzaming van zijn proces en deze waterstof zelf met een elektrolyser maakt. In dit geval is dus vraag naar waterstof de reden voor het plaatsen van een elektrolyser. De elektrolyser wordt in dit geval ingezet op momenten dat de fabriek operationeel is.

Voor de casus van het zesde cluster is gekeken naar een representatief voorbeeld. In de CES Cluster 6 wordt genoemd dat een groot gedeelte van de verwachte waterstofvraag voortkomt uit de zogenaamde 'Brick Valley'. Een gebied rond de Rijn onder Arnhem waar veel

steenfabrieken gevestigd zijn. Op de website van Brick Valley is waterstof als optie genoemd vanwege de technische uitdagingen voor productie op hoge temperatuur en netcongestie. Het lokaal produceren van waterstof wordt dan ook gezien als derde waterstofroute, na aanvoer via gasleiding of binnenvaartschip.

In dit gebied is de piekbelasting voor invoeding en afname van elektriciteit vergelijkbaar. Inzet van elektrolyzers leiden ook in dit gebied tot een lagere piekbelasting door invoeding en een hogere piekbelasting door afname. Het netto-effect op de netbelasting door elektrolyzers is negatief, aangezien de absolute piek (afname en invoeding) hoger wordt. Hierdoor zijn in dit geval extra verzwaren nodig door inzet van de elektrolyzers. Bij andere stations met Cluster 6-industrie kunnen de resultaten afwijken. Maar in algemene zin zullen elektrolyzers bij stations in gebieden waarin invoeding niet dominant is leiden tot netto hogere belasting.

Voor aangesloten op het net van de regionale netbeheerder komt er als alternatief transportrecht een 'tijdsblokgebonden transportrecht' beschikbaar. Gedurende vaste tijdsblokken (die vastgesteld worden per gebied) geldt een beperking om zo piekbelasting te voorkomen. 15% van de piekbelasting vindt plaats buiten momenten van het verwachte tijdsblokgebonden profiel; deze pieken worden dus niet voorkomen met dit alternatieve transportrecht. Met een dynamische alternatief transportrecht, zoals ATR85, kunnen deze pieken beter voorkomen worden. Het dynamische karakter van een elektrolyser, zonder vaste uren van inzet, past daarnaast in zijn algemeenheid minder goed bij de rigide structuur van het tijdsblokgebonden transportrecht. Er ontstaat een risico dat de elektrolyser tot pieken leidt buiten de vooraf vastgestelde tijdsblokken.

Echter, ook een ATR85 is onvoldoende om de negatieve impact van de elektrolyzers op de netbelasting (door de hogere afnamepiek) te mitigeren. Dit komt doordat de inzet van de elektrolyzers met dit alternatieve transportrecht maximaal 15% van de uren in het jaar beperkt wordt, en de netbelasting door afname meer dan 15% van de uren van het jaar verhoogd wordt door inzet van de elektrolyser.

Elektrolyse bij Chemelot

Een specifieke locatie met veel industriële vraag in het binnenland is industriecluster Chemelot. Qua schaal-grootte verschilt dit uiteraard van stations met industriële vraag van Cluster 6, maar de impact van elektrolyzers op de netbelasting is vergelijkbaar. Ook hier is afname dominant en zal elektrolyse daarmee leiden tot een hogere netbelasting. Dit is niet het geval als er (diepe) aanlanding van wind op zee gerealiseerd wordt in Chemelot¹⁴. In dit geval zal de impact van elektrolyzers op de netbelasting meer vergelijkbaar zijn met de andere casussen voor grote industriële clusters met wind op zee (Rotterdam, Eemshaven en Zeeland).

Hernieuwbare opwek op land

Bij deze casus hebben we de situatie onderzocht waarbij een elektrolyser geplaatst wordt in een gebied met veel hernieuwbare opwek op land. In dit geval is het aanbod van hernieuwbare elektriciteit de reden voor het plaatsen van een elektrolyser. We nemen een typisch HS/MS-station met veel hernieuwbare opwek uit een recente CE Delft studie naar flexibiliteit in het energiesysteem in Groningen en Drenthe (CE Delft, 2023). Dit gebied kenmerkt zich door grote windmolens, twee grote zonneparken en er is relatief weinig vraag.

¹⁴ Bij diepe aanlanding zullen ondergrondse HVDC¹⁴-kabels vanaf de kust, via de Delta Rhine Corridor, richting Limburg getrokken worden. Er is dan een directe verbinding vanaf de windparken op zee naar Limburg en de stroom van de windparken op zee wordt dan in Limburg ingevoerd op het hoogspanningsnetwerk op land.

In dit gebied is de netto-impact van elektrolyzers positief, aangezien de invoedingspiek dominant is en deze verlaagd wordt door inzet van de elektrolyser. Hierdoor kunnen mogelijk netverzwaringen voorkomen worden.

Daartegenover staat dat de piekbelasting van afname toe kan nemen. Dit is het geval bij een PPA met zon en wind op zee, of bij vollast inzet. Bij een PPA met een zonnepark of een PPA met zon en wind op land neemt de piekbelasting door afname niet toe. Dit komt doordat de inzet van de elektrolyser dan aansluit bij de lokale productie van elektriciteit (van zon en wind op land). Echter, bij inzet met een PPA zon of een PPA van zon en wind op land is het aantal draaiuren een stuk lager en de kosten voor waterstof daarmee een stuk hoger. Daarom verwachten we dat deze wijze van inzet niet rendabel is en dat inzet met een PPA zon + wind op zee realistischer is (meer hierover in Paragraaf 5.2).

In algemene zin zal de impact van elektrolyzers in gebieden waarin invoeding dominant is in alle gevallen netto-positief zijn, onafhankelijk van de verhouding tussen wind en zon. Dit verandert als afname dominant wordt, door (te) grote vermogens aan elektrolyse. Bij regio's met veel hernieuwbare opwek op land past een tijdsduurgebonden transportrecht, zoals de ATR85, beter bij het dynamische karakter van een elektrolyser dan het tijdsblokgebonden transportrecht dat nu door regionale netbeheerders wordt ingevoerd.

Elektrolyse op zee

De netbelasting van het net op zee wordt op dit moment volledig bepaald door de productie van wind op zee. Als elektrolyzers op zee geplaatst worden, dan is het logisch dat de inzet van deze elektrolyzers gekoppeld wordt aan het productieprofiel van wind op zee. De impact van elektrolyzers op de belasting op het net op zee, en verderop op het net op land, is afhankelijk van de wijze waarop elektrolyzers en windparken op zee gekoppeld worden.

Hier zijn grofweg drie manieren voor:

1. **Radiale waterstofaanlanding.** In dit geval loopt er een directe kabel vanaf het windpark op zee richting de elektrolyser en wordt de volledige productie van het windpark op zee¹⁵ omgezet in waterstof. Er loopt dan alleen een waterstofleiding richting land. In dit geval hebben het windpark en de elektrolyser samen geen impact op de belasting op het (elektriciteits-) net op zee en op land. Er is wel elektriciteitsinfrastructuur noodzakelijk voor het koppelen van het windpark op zee en de elektrolyser.
2. **Hybride aanlanding, elektrische verbinding/waterstofverbinding (ook wel energie-hubs of hub-and-spoke).** Na 2030 is het voor windgebied 6/7 een mogelijkheid om energiehub te realiseren waarbij meerdere kabels op zee samenkomen bij een energiehub waar vervolgens elektrolyse toegepast wordt. Vanaf deze energiehub wordt vervolgens elektriciteit en waterstof richting de kust getransporteerd. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aansluitingen. Door het realiseren van een energiehub vindt systeemintegratie op zee plaats en kan op zee de conversie van elektriciteit naar waterstof al geoptimaliseerd worden waardoor de elektrische verbindingen een hogere benuttingsgraad hebben. Bij dit concept wordt ook wel gesproken van hybride aanlandingen.
In dit geval wordt niet de volledige productie van de aangesloten windparken op zee omgezet in waterstof, en wordt dus nog wel een deel van de elektriciteit via het net op zee en net op land getransporteerd. Echter, de elektrolyser leidt in dit geval wel tot minder uitbreidingen van het net op zee aangezien er minder elektriciteit richting land getransporteerd wordt (bijvoorbeeld 10 GW elektrische verbindingen richting de kust bij

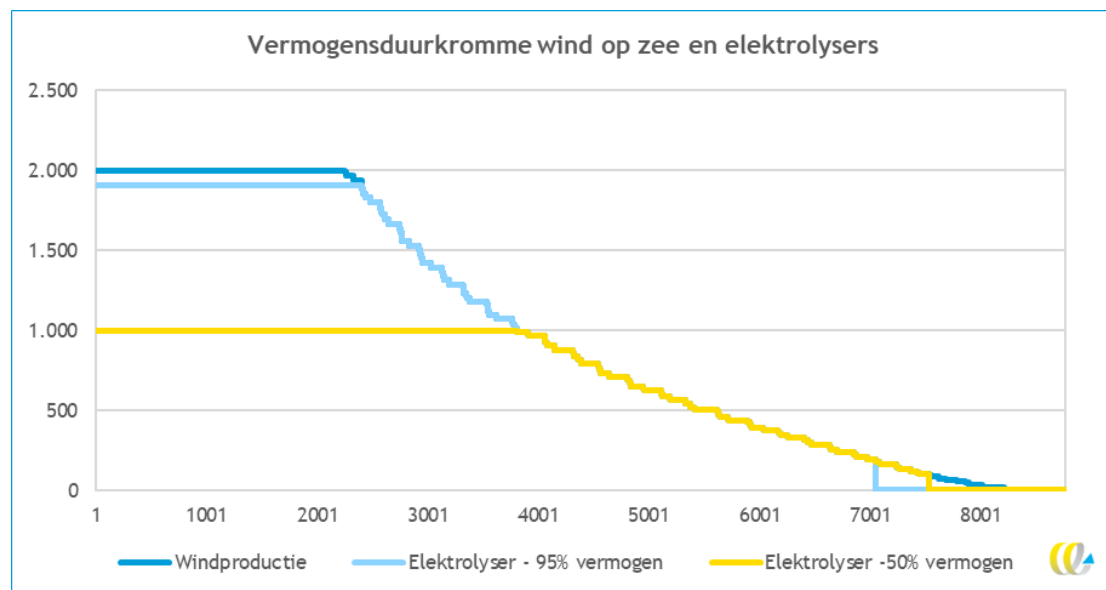
¹⁵ Afhankelijk van de exacte dimensionering kan mogelijk een deel van de windstroom gecurtailed worden.

20 GW wind op zee). In dit geval zal de impact op het hoogspanningsnet op land ook minder zijn, aangezien de grootste knelpunten bij het hoogspanningsnet op land ontstaan door transport van (lokale) overschotten van wind op zee vanaf de aanlandlocaties van wind op zee richting het binnenland.

3. **Hybride aanlanding met interconnectie.** In dit geval wordt een Nederlands windpark op zee ook gekoppeld met het buitenland. Dit kan gecombineerd worden met een hybride aansluiting met elektrische verbindingen en waterstofverbindingen richting de (Nederlandse) kust¹⁶. Dit zal impact hebben op de manier van inzet van de elektrolyzers, maar ook in dit geval is het aannemelijk dat de elektrolyser op zee leidt tot een mindere belasting op het net op zee en net op land.

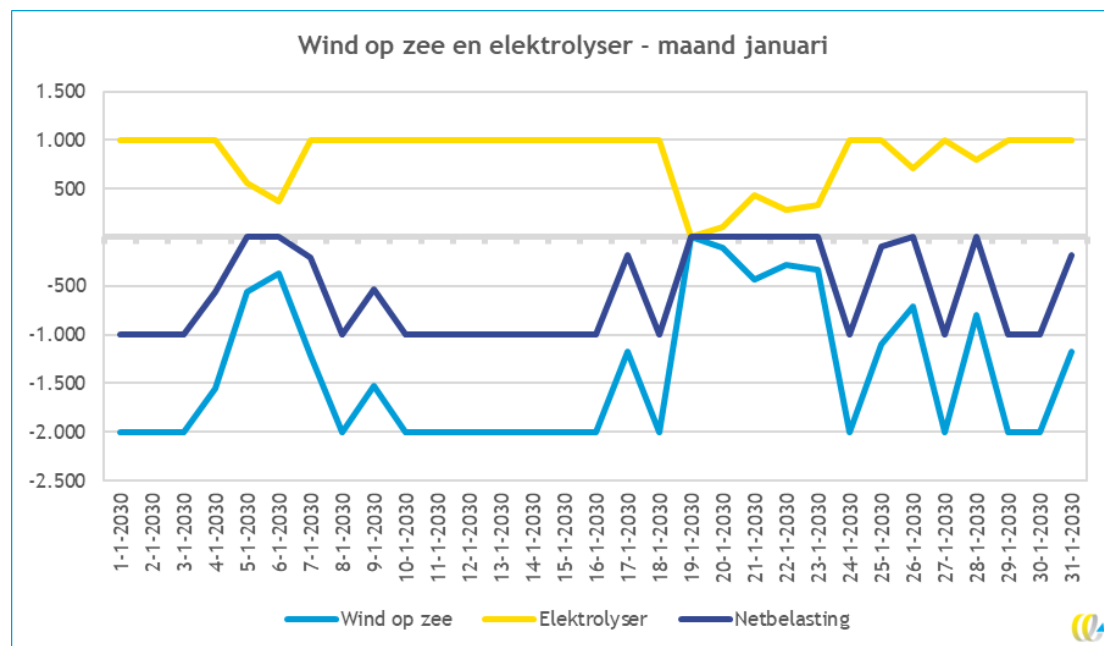
Voor twee verschillende omvangen van elektrolyzers is de impact van een elektrolyser op de belasting op het net op zee van een 2 GW windpark weergegeven in de vorm van een vermogensduurkromme in Figuur 17. Dit doen we voor een radiale waterstofaanlanding met een elektrolyser van 1,9 GW (aanneمة in deze studie dat PPA WoZ gesloten wordt van 105% van elektrolyser vermogen) en hybride aanlanding een 1 GW elektrolyzers. De elektrolyser van 1,9 GW kent bij dit productieprofiel 4.400 vollasturen en de elektrolyser van 1 GW 5.650 vollasturen.

Figuur 17 - Vermogensduurkromme wind op zee en twee groottes elektrolyzers



¹⁶ Een (elektrische) interconnectie bij een radiale waterstofaanlanding ligt niet voor de hand.

Figuur 18 - Visualisatie van maand januari als voorbeeld inzet elektrolyser (1 GW) bij wind op zee (2 GW)



De inzet van een elektrolyser bij wind op zee resulteert logischerwijs in een lagere netbelasting. Dit blijkt uit Figuur 17 in de vermogensduurkromme en voor een 1 GW elektrolyser is als voorbeeld de uurlijkse vermogens weergegeven voor de maand januari in Figuur 18. Bij een elektrolyser van 1,9 GW is er tot 0,1 GW curtailment noodzakelijk. Bij een elektrolyser van 1 GW is de effectieve netbelasting 1 GW resterend voor invoeding. De maximale afnamepiek is met deze aannames 0 GW. Bij hybride aanlandingen zullen meerdere windparken van 2 GW naar verwachting samen gekoppeld worden aan een (grotere) elektrolyser, maar de relatieve impact is dan gelijk.

In theorie is het mogelijk dat een elektrolyser meer elektriciteit afneemt dan het windpark op zee waar deze aan gekoppeld is, en dat elektriciteit vanaf land richting de elektrolyser stroomt (bijvoorbeeld op momenten met lage prijzen door veel productie van zon-PV). In dat geval zal er op sommige momenten een hogere belasting op bepaalde verbindingen van het netwerk op zee kunnen ontstaan, al zal hier nooit nieuwe elektriciteitsinfrastructuur voor nodig zijn ¹⁷. Het is de verwachting dat deze situatie niet vaak zal voorkomen.

6.3.2 Overkoepelende conclusies

Afhankelijk van hoe de elektrolyser wordt ingezet, kan deze de belasting op het elektriciteitsnet verlagen of verhogen:

1. Als een elektrolyser stroom afneemt op momenten dat er in de regio meer invoeding dan afname is (en er dus netto stroom ingevoerd wordt), dan verlaagt een elektrolyser de netbelasting doordat minder stroom afgevoerd hoeft te worden.
2. Als een elektrolyser stroom afneemt op momenten dat er in de regio meer afname is dan invoeding (en er dus netto stroom afgenomen wordt), dan verhoogt een elektrolyser de netbelasting doordat meer stroom afgenomen wordt.

¹⁷ De belasting door afvoeren van windstroom is namelijk hoger dan de (maximale) belasting door aanvoer van stroom voor inzet van elektrolyzers.

In alle doorgerekende casussen, en in alle scenario's, vinden beide effecten plaats. Hoe beter de inzet van de elektrolyser aansluit bij het lokaal aanbod, hoe meer het eerste effect plaatsvindt (verlagen belasting invoeding) en hoe minder het tweede effect (verhogen belasting afname). Echter, in de praktijk verwachten we dat de inzet van elektrolyzers vooral gedreven wordt de regels voor groene waterstof vanuit de Delegated Act van de RED II, de kapitaalkosten (vanwege hoge kapitaalkosten veel vollasturen wenselijk) en de nationale elektriciteitsprijzen (inzet elektrolyzers bij lage prijzen). Daarmee zal de inzet naar verwachting nooit perfect aansluiten bij het lokale aanbod.

Daarnaast spelen technische beperkingen bij de inzet van elektrolyzers. Het is belangrijk dat elektrolyzers flexibel ingezet kunnen worden om te zorgen dat elektrolyzers goed kunnen inspelen op lokale netbelasting, en prikkels vanuit nettarieven (bij de voorstellen uit Hoofdstuk 7), en een zo gunstig mogelijke impact op het elektriciteitsnet hebben.

De belangrijkste factoren die de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting bepalen zijn:

- **Invoeding of afname dominant.** In gebieden waarbij de invoeding van elektriciteit dominant is zal de absolute piekbelasting (van invoeding en afname) afnemen door inzet van elektrolyzers. Dit verandert als afname dominant wordt, door (te) grote vermogens aan elektrolyse. In gebieden waar afname van elektriciteit dominant is zal de absolute piekbelasting toenemen door inzet van elektrolyzers.
- **Correlatie tussen lokaal aanbod en inzet elektrolyser.** We verwachten dat in 2030 een PPA zon + wind op zee leidt tot de laagste kosten voor waterstof en daarmee het meest realistisch is. In 2040 zal de elektriciteitsprijs bepalend zijn voor de inzet van elektrolyzers, aangezien dan naar verwachting meer dan 90% van de elektriciteitsproductie hernieuwbaar is en de eisen vanuit de Delegated Act van de RED III dan niet meer gelden (zie Paragraaf 3.1). Zoals hiervoor besproken, zal de netimpact van elektrolyzers het meest positief zijn op locaties waar de inzet van elektrolyzers het beste aansluit bij het lokale aanbod. Dit is naar verwachting het geval bij de aanlandlocaties voor wind op zee, aangezien er een sterke correlatie is tussen de hoeveelheid aanbod van wind op zee en de elektriciteitsprijzen.

Op alle locaties, zowel op het hoogspanningsnet als op het regionale net, werkt een ATR85 naar verwachting beter dan een tijdsblokgebonden transportrecht vanwege het dynamische karakter van de inzet van elektrolyzers. Op locaties waarbij invoeding dominant is, hoeft een elektrolyser in de meeste gevallen minder dan 15% van de uren beperkt worden, om geen nieuwe afnamepieken te veroorzaken. Op locaties waar afname dominant is, is een beperking van 15% van de uren juist weer onvoldoende om te zorgen dat er geen nieuwe afnamepiek veroorzaakt wordt.

6.3.3 Financiële waarde elektrolyzers voor elektriciteitsnet

Uit de uitwerking van de casussen volgt dat elektrolyzers de belasting op het lokale elektriciteitsnet kunnen verminderen. Hiermee kunnen redispatchkosten en eventueel netverzwaringen uitgespaard worden, naar verwachting met name op het hoogspanningsnet. Dit leidt per saldo tot lagere kosten voor het energiesysteem en minder ruimtelijke en landschappelijke impact. In deze paragraaf kwantificeren we deze waarde.

Daarbij moet wel benoemd worden dat het alternatief voor elektrolyse niet alleen redispatch is. Het is ook mogelijk dat er zonder elektrolyzers andere keuzes worden gemaakt voor de inrichting van het energiesysteem. Zo kunnen bij bijvoorbeeld aanlandlocaties van wind op zee andere keuzes gemaakt worden voor de aanlanding van

wind op zee (andere locaties of minder wind op zee in geheel). Dit geldt vooral voor de periode tot 2040, aangezien in de periode tot 2030 al veel plannen vast staan.

De resultaten van de verschillende casussen vertalen we naar de financiële impact. We doen dit voor Klimaatakkoord 2030 en Europese Integratie 2040 en de resultaten zijn grofweg:

- In Rotterdam is significante hoeveelheden opwek, die niet gefaciliteerd kunnen worden in 2030 en 2040. Dit is respectievelijk 1,4 TWh in 2030 en 2,6 TWh in 2040. Bij deze volumes van ENT (energy not transported) zal TenneT een netverzwaring overwegen of andere maatregelen zoals een andere manier van WOZ aansluiten (via alternatieve transportrechten of alternatieve locaties) of minder wind op zee.
- In Zeeland is in 2030 een zeer kleine hoeveelheid invoeding die niet getransporteerd kan worden (400 MWh)²⁵ en in 2040 neemt dit sterk toe tot 0,45 TWh.
- In Eemshaven kan alle invoeding getransporteerd worden in 2030 en 2040¹⁸. Dit betekent dat er geen redispatch voorkomen wordt en de elektrolyzers geen financiële waarde hebben voor het elektriciteitsnet.
- Voor de casus opwek op land, kan zonder elektrolyse 2.900 MWh elektriciteit niet getransporteerd worden in 2030 en 2040 (bij de specifieke aannames van deze casus).
- Voor Zevenaar leidt inzet van elektrolyzers ertoe dat er meer elektriciteit niet getransporteerd kan worden, doordat er nieuwe afnameknelpunten ontstaan. Hierdoor leidt een elektrolyser tot extra redispatchkosten, in plaats van dat redispatchkosten uitgespaard worden.

We berekenen de potentiële baten van het plaatsen van elektrolyzers door de kosten voor redispatch te berekenen. Als de kosten van redispatch te hoog zijn (zoals mogelijk voor Rotterdam) zal TenneT mogelijk een andere maatregel moeten nemen. We bereken de redispatchkosten in twee scenario's:

1. PPA-prijs van € 75 per MWh. We rekenen met de aangenomen PPA-prijs van wind op zee om dat dit voor deze station tot de overschrijdingen leidt. We nemen een additionele prijsfactor mee van 10% die in het contract wordt opgenomen als additionele vergoeding voor de invoeder. Dit betekent een redispatchprijs van € 82,50 per MWh.
2. De uurlijkse elektriciteitsprijs in het respectievelijke jaar; oftewel de daadwerkelijke waarde van de stroom op de markt. Ook hier wordt een additionele prijs van 10% gerekend.

De resulterende redispatchkosten zijn opgenomen in Tabel 6. De resultaten zijn sterk afhankelijk van de prijsvorming op de redispatchmarkt en onderhandeling tussen netbeheerder en marktpartijen over capaciteitsbeperkingscontracten. Voor Rotterdam zijn de redispatchkosten die voorkomen kunnen worden met een elektrolyser grofweg € 120 miljoen in 2030 oplopend tot rond de € 200 miljoen in 2040. In Zeeland zijn de kosten in 2030 zeer beperkt en nemen toe tot € 15-35 miljoen in 2040. In Eemshaven kan alle invoeding getransporteerd worden en is er dus geen redispatchvoordeel (bij deze modellering). Bij hernieuwbare opwek op land zijn de bespaarde redispatchkosten € 40.000-€ 250.000 in 2030, al gelden deze cijfers wel alleen specifiek voor deze casus.

¹⁸ Er zitten beperkingen in de gehanteerde methodiek voor de Eemshaven (voor 2030 en 2040) en Zeeland (voor 2030, zie Tekstkader 6 in Paragraaf 6.3.1). Mogelijk kunnen er in de praktijk wel overschrijdingen van de netcapaciteit plaatsvinden. In dat geval zal realisatie van elektrolyzers wel een financiële waarde hebben. Dit kan echter niet gekwantificeerd worden in dit onderzoek.

Tabel 6 - Bespaarde redispatchkosten door elektrolyzers (kosten voor congestiemanagement)

	Methode vaststellen kosten	Rotterdam	Zeeland	Eemshaven	Hernieuwbare opwek op land
2030 redispatchkosten	Elektriciteitsprijs	€ 130.000.000	€ 1.000	€ -	€ 40.000
	PPA-prijs van € 75 per MWh	€ 115.000.000	€ 35.000	€ -	€ 250.000
2040	Elektriciteitsprijs	€ 170.000.000	€ 15.000.000	€ -	€ 10.000
	PPA-prijs van € 75 per MWh	€ 215.000.000	€ 35.000.000	€ -	€ 35.000

De bespaarde redispatchkosten komen overeen met € 10.000 tot € 70.000 per MW elektrolyse, afhankelijk van de locatie en de methode voor het vaststellen van de kosten. Ter referentie zijn de nettarieven per MW-elektrolyse weergegeven in Tabel 7 zoals berekend in Hoofdstuk 5. De nettarieven zijn dus hoger dan de kosten voor redispatch.

Tabel 7 - Netkosten voor elektrolyser in Eemshaven in 2030 en 2040

	2030		2040	
	Firm ATO	ATR85	Firm ATO	ATR85
Nettarief per MW	€ 180.000	€ 100.000	€ 330.000	€ 170.000

Ter validatie van de redispatchkosten is bepaald wat de jaarlijkse lasten zouden zijn van netverzwaring. De netbeheerder zal een afweging maken tussen redispatch en netverzwaring. Additionele netverzwaring zal in 2030 niet mogelijk zijn, maar in 2040 wel mogelijk.

Tekstkader 7 - Vergelijking redispatchkosten en jaarlijkse kosten netverzwaring

We vergelijken de kosten van redispatch met de kosten van netverzwaring. Voor het additioneel afvoeren van de geproduceerde elektriciteit rekenen we met additionele EHS-kabels van 40 km met een geschatte investeringskosten van € 700 miljoen. In de regulering van TenneT is een afschrijftermijn van 45 jaar en een WACC van 2,8% opgenomen, wat een jaarlasten factor betekent van 3,9%. De investering van 700 miljoen vertaalt zich dus naar een jaarlijkse kosten van zo'n € 30 miljoen. Als de redispatchkosten (van invoeding en afname) groter zijn dan dit bedrag op jaarbasis is een netverzwaring dus voordeliger. Daarbij maken we opnieuw de opmerking dat netverzwaring niet altijd tijdig uitgevoerd kan worden en er gedurende die overbruggingsperiode meer geld uitgegeven kan worden via congestiemanagement, gelimiteerd tot het maximum in de wet- en regelgeving. De redispatchkosten voor Rotterdam zijn dus in ieder geval hoger dan de geschatte netverzwaringkosten, voor Zeeland in het scenario met een PPA-prijs zijn de totale redispatch-kosten ook groter dan het verzwaren van de EHS-verbinding.

7 Hoe kan een tarief voor elektrolyzers eruit zien?

Dit hoofdstuk omvat analyses en suggesties voor het ontwerp van tarieven en omvat suggesties voor huidige en nieuwe alternatieve transportrechten, locatiesturing en een aansluittarief met diepe netinvesteringen. Paragraaf 7.1 omvat de conclusies en Paragrafen 7.2 tot 7.5 een detail uitwerking van de voorgestelde aanpassingen. Paragraaf 7.6 omvat de bredere tariefontwikkelingen en Paragraaf 7.7 een beschouwing voor tarieven voor elektrolyzers op zee.

Uitgangspunten vormgeving nettarieven voor het elektriciteitsnet

Deze studie onderzoekt nettarietarieven die geschikt zijn voor elektrolyzers. De nettarieven voor gebruikers van het elektriciteitsnet moeten vanuit Europese wetgeving voldoen aan de volgende uitgangspunten:

- **Kostenreflectiviteit.** De tariefkosten en eventueel lager nettarietarieven moeten gebaseerd zijn op de kosten die een partij op het elektriciteitsnet veroorzaakt.
- **Non-discriminatie.** Tarieven zijn altijd gelijk in Nederland en beschikbaar voor alle aangeslotenen. Tarieven worden daarnaast techniekneutraal ontworpen en ingevoerd. De tariefvormen moeten dus ook beschikbaar zijn voor andere (flexibele) partijen.
- **Systeemefficiëntie.** Tarieven moeten prikkels geven voor efficiënt netgebruik.
- **Transparantie.** De nettarieven moeten vastgesteld worden op basis van transparante criteria.

7.1 Conclusie: mogelijke tariefaanpassingen

Gebaseerd op de casussen hebben we geanalyseerd welke additionele alternatieve transportrechten aantrekkelijk kunnen zijn voor elektrolyzers. Daarnaast is er geput uit ontwikkelingen in het buitenland zoals beschreven door de ACER (ACER, 2023) en in Denemarken en Engeland. De resultaten zijn besproken met de relevante stakeholders en zijn:

- **Aanpassing huidige ATR-voorstellen** zijn naar verwachting op korte termijn mogelijk. Onze suggesties zijn:
 - ATR-beperking baseren op absolute piek: Voor de beperking wordt nu alleen gekeken naar de piekbelasting van afname. In onze ogen zou de absolute piek van afname en invoeding de grenswaarde moeten zijn, aangezien deze bepalend is voor de uitbreidingen die gedaan moeten worden aan het net. In gebieden gedomineerd door invoeding zou de opgelegde beperking nul of veel lager zijn, maar geldt wel het lagere tarief.
 - Tijdsduurgebonden tarieven bij regionale netbeheerder: het tijdsblokgebonden tarief past niet bij de inzet van elektrolyzers. Het implementeren van tijdsduurgebonden tarief zorgt voor meer zekerheid voor marktpartijen en is beter in staat piekbelasting te voorkomen.
 - Groepscontracten implementeren, mogelijk als (tijdelijke) tariefoplossing voor elektrolyzers die alleen actief zijn op momenten met wind op zee-productie. Deze contractvorm heeft potentie voor zowel elektrolyzers op zee als bij aanlandingslocaties. Bij een koppeling met wind op zee is het transporttarief voor elektrolyzers nul. Een exploitant van een elektrolyser kan er voor kiezen om hieraan nog een kleiner transportcontract af te sluiten om stroom op momenten

- zonder wind op de Noordzee af te kunnen nemen. Er is verder onderzoek nodig naar de kosteneffectiviteit hiervan voor exploitant en de daaruit volgende netimpact.
- **Locatie-specifieke tarieven gebaseerd op lokale netbelasting.** Dit kan zowel in de tijdsafhankelijke wegingsfactoren en in de alternatieve transportrechten vorm krijgen. Dit zou bestaan uit het aanwijzen van specifieke locaties (bijvoorbeeld TenneT EHS-stations) waar aparte tarief of transportrechten gelden. Deze wijzigingen zullen langer duren, naar verwachting minstens enkele jaren.
 - Aanpassing transporttarief: bij het tijdsafhankelijke tarief van TenneT kan per locatie het ‘tarieftijdsvenster’ worden bepaald; oftewel de goedkope en dure momenten. Een andere optie is variatie in de hoogte van de tarieven per kW en kWh afhankelijk van de locatie.
 - Aansluittarief met diepe netinvesteringen: Voorstel voor een gemiddeld en uniform aansluittarief per MW, waarbij een verschil kan gemaakt worden in het bedrag per MW afhankelijk of het gebied afname- of invoeding-gedomineerd is. Zorgt voor minder sterke stijging van transporttarief en met vestiging van elektrolyser op gunstige locatie in geen of laag aansluittarief.
 - **Individuele ATR:** Een toevoeging aan de alternatieve transportrechten kan zijn dat de nationale netbeheerder vooraf de voorwaarden voor een ATR vaststelt per individuele aanvragen; dus de momenten en totaal aantal uren dat de beperking de komende jaren plaats zal vinden.
 - **Nettarieven met negatieve tariefcomponent:** Op locaties waar additionele afname een positief effect heeft op netbelasting, redispatch en/of toekomstige netverzwaring kan een negatief nettatarief geïmplementeerd worden als manier om de maatschappelijke waarde terug te laten vloeien. Belangrijk bij eventuele negatieve tariefcomponenten is om te kijken naar kostenreflectiviteit, waarbij ook kosten voor systeembalancerings meegenomen dienen te worden. Er zijn ook andere manieren om de positieve systeembaten van elektrolyzers terug te laten vloeien, zoals subsidies.

Dit zijn voorstellen voor aanpassingen of nieuwe tariefvormen vanuit CE Delft. De invoering van eventuele aanpassingen in tariefvormen of nieuwe transportrechten is aan de netbeheerders en voornamelijk ACM. Naast deze aanpassingen is verdere visievorming over tarieven voor elektriciteitsafname bij het net op zee vereist; groepscontracten lijken daar in ieder geval een interessante optie.

CE Delft doen geen uitspraak over een eventuele korting voor nettatarieven; daarbij zien we wel een duidelijke relaties met de kostendrijvers van de nettatarieven vanuit net op land, net op zee en systeemkosten. Een onderbouwing van een korting dient gekoppeld te zijn aan deze kostendrijvers, zoals beschreven in Paragraaf 3.3.3 en weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8 - Aandeel tarieven van verschillende kostendrijvers voor TenneT-aangeslotenen

	Aandeel 2030	Aanname jaarlijkse groei 2030 - 2040	Geschat aandeel 2040
Systeemkosten	30%	1%	20%
Net op zee	30%	5,5%	80%
Transportkosten (net op land)	40%		

In de komende paragrafen gaan we dieper in op de voorstellen uit deze paragraaf.

7.2 Ontwerpprincipes tarieven

In deze studie werken we aan een potentieel ontwerp van nettarieven. Daarom is het belangrijk het kader waarbinnen deze ontworpen worden te schetsen. Dit is gebaseerd op de bestaande wet- en regelgeving over tarieven en gesprekken met verschillende stakeholders over hun interpretatie.

Algemene principes, keuzes vormgeving tarieven

Nettarieven hebben als doel om de efficiënte kosten van de netbeheerder te vergoeden en voldoende ruimte te bieden voor de netbeheerder om te investeren in doelmatige transportcapaciteit, voorzieningszekerheid en duurzaamheid.¹⁹ Dit zijn daarmee ook de drie pijlers van de afweging over de vormgeving: betaalbaarheid, duurzaamheid en betrouwbaarheid. Daarnaast moeten de tarieven voldoende aan randvoorwaarden uit de EU-regelgeving. Zij moeten kostenreflectief, non-discriminatoir, kostendekkend en transparant zijn en systeemefficiëntie bevorderen.²⁰

De ACM stelt wijzigingen in de tarieven vast op eigen initiatief of op voorstel van de netbeheerders. Na een uitspraak in het Europese Hof is formeel vastgesteld dat de nationale overheid geen rol mag spelen in de vaststelling van de tarieven (Hof van Justitie, 2021). De overheid is wel verantwoordelijk voor het vaststellen van de kaders in de wet- en regelgeving; sinds de uitspraak van het hof is de bevoegdheid van de ACM wel toegenomen. De overheid mag geen specifieke en gedetailleerde eisen aan de tarieven opnemen in de wet- en regelgeving; de voorwaarden voor aansluiten en de uitwerking van de nettarieven zijn de bevoegdheid van de ACM.

In de gevoerde gesprekken in het kader van deze studie zijn daarnaast nog algemene principes naar voren gekomen voor het ontwerp van tarieven. Dit geldt voor het ontwerp van de tarieven voor elektrolyzers maar ook in het algemeen in het ontwerp van tarief-mechanismen:

- Verschillende partijen zien nettarieven niet als een (politiek) beleidsinstrument. Het is niet de juiste prikkel voor stimulering van nieuwe technieken. In verschillende Europese landen zijn wel vrijstellingen gegeven voor tarieven. Als dat gebeurt moeten die altijd grondig onderbouwd worden en tijdelijk zijn.
 - Daarbij is het belangrijk om tarieven te zien in relatie met andere sturings-mechanismen. Voorbeelden daarvan zijn de vergunningverlening waarmee gestuurd wordt op locatie en subsidies waarmee gestuurd wordt op de businesscase.
- Er zijn verschillende zienswijzen door partijen op het ontwerpen van tarieven voor specifieke technieken:
 - Tarieven moeten techniekneutraal ontwikkeld te worden. Dit blijkt uit de randvoorwaarden van de nettarieven (non-discriminatoir, zie tekstkader aan het begin van dit hoofdstuk), maar kent ook een technisch argument. Er zijn kansen op verkeerde incentives als tarieven worden ontworpen voor specifieke technieken. Tariefproducten kunnen immers aangevraagd worden door alle aangeslotenen. Als technieken met andere eigenschappen het product contracteren moet het nog wel de juiste prikkels geven voor netgebruik. Anders kan het gebeuren dat er alsnog verkeerde incentives gegeven worden, en er bijvoorbeeld energieverbruik op ongewenste momenten plaatsvindt.

¹⁹ [Elektriciteitswet, Artikel 41](#)

²⁰ [EU verordening 2019/943, Artikel 18 lid en lid 7](#)

- Tegelijk geven partijen aan dat verschillende technieken het beste uit de voeten kunnen met bepaalde ontwerpen van nettarieven. Dit kan ervoor zorgen dat het ontwerp daadwerkelijk goed aansluit bij de techniek.
- Tarieven moeten overal in een land toepasbaar zijn. Het doel moet zijn om de juiste prikkel te geven afhankelijk van de locatie en netsituatie, nu en in de toekomst.
- Kostenreflectiviteit is zeer belangrijk; dat de tarieven de daadwerkelijke kosten reflecteren. Daarbij is er wel discussie over hoe nauw of breed dit begrip geïnterpreteerd dient te worden. Er kan alleen gekeken worden naar de kosten in het elektriciteitsnet of de bredere maatschappelijke kosten en baten (bijvoorbeeld duurzaamheid, werkgelegenheid, economische ontwikkeling, energiekosten). We denken dat het essentieel is dat er een koppeling is tussen de nettarieven en de netkosten, maar dat bij het beoordelen van kostenreflectiviteit ook gekeken kan worden naar de bredere maatschappelijke kosten en baten van een tariefaanpassing.

Deze studie richt zich op het ontwerp van alternatieve transportrechten. Bij het ontwerp van de alternatieve transportrechten zien we dat de volgende keuzes voorliggen:

- **Hoogte tarieven:** deze keuze is aan de ACM en is daarmee geen expliciet onderdeel van deze studie.
- **Opgelegde beperking van vermogen en uren:** de beperking van het transportvermogen in de tijd is afhankelijk van het ontwerp van het nettatarief en de lokale netbelasting. Dit kunnen we daarmee dus koppelen aan de situatie in de verschillende onderzochte gebieden.
- **Zekerheid in ontwerp tarief:** de alternatieve transportrechten die ontwikkeld worden geven in verschillende mate zekerheid over hoeveel en wanneer het transportvermogen gebruikt mag worden. Dit zijn bijvoorbeeld tijdsblokken, maximaal aantal uren per jaar/maand/week.
- **Communicatiemoment beschikbare transportcapaciteit:** het moment van vaststellen van de transportcapaciteit bepaalt hoe een marktpartij haar activiteit kan plannen en hoe de netbeheerder rekening houdt met de mogelijke toekomstige netbelasting. In het ontwerpbesluit voor het volledige variabele ATR is opgenomen *‘dat de netbeheerder uiterlijk voor de gatesluitingstijd van de day-aheadmarkt op de dag voorafgaande aan de dag waarop het beoogde transport zal plaatsvinden ten behoeve van de aangeslotene vrijgeeft.’* (ACM, 2024a) Voor de tijdsduurgebonden ATR geldt dat dit is een half uur voor de gatesluitingstijd van de FRR-veiling. De gatesluitingstijd van de day-aheadmarkt is 12:00 uur de dag van tevoren en de gatesluitingstijd op de FRR-veiling is 9:00 uur de dag voor levering.

Er zijn enkele onderdelen van het ontwerp van tarieven die meer algemeen zijn, in plaats van specifiek voor het ontwerp van alternatieve transportrechten. Deze raken echter wel het tariefontwerp en kosten voor bijvoorbeeld elektrolyzers. In deze studie reflecteren we, gebaseerd op inzichten uit de studie, op deze onderdelen in Paragraaf 7.6.

- verdeling tarieven over tariefdragers over mogelijk tariefcomponenten; kWmax, kWcontract, kWh;
- cascadering van kosten van hogere netvlakken in het algemeen en bij directe lokale koppeling;
- diepe aansluitkosten als onderdeel tariefsystematiek;
- relatie met eventuele invoedingstarief en kosten wind op zee;
- andere nieuwe contractvormen zoals groepscontract.

De nettarieven zijn in ontwikkeling; onder andere door stijgende nettarieven en de energietransitie. Er zijn meer partijen met flexibiliteit in hun vraagprofiel, veel nieuwe partijen die nieuw transportvermogen vereisen en noodzaak in flexibeler netgebruik om

netcongestie te voorkomen. Deze studie draagt bij aan mogelijke wijzigingen in nettarieven voor nieuwe technieken en efficiënt netgebruik.

7.3 Huidige alternatieve transportrechten: geschiktheid voor elektrolyzers

We beschrijven het potentieel van bestaande (geplande) alternatieve transportrechten voor elektrolyzers: het tijdsduurgebonden transportrecht, het tijdsblokgebonden transportrecht en het groepscontract.

7.3.1 Tijdsduurgebonden: Alternatieve transporttarieven 85

Op het TenneT-net zijn twee alternatieve transportrechten beschikbaar of in de implementatiefase: een volledig variabel transportrecht en een tijdsduurgebonden transportrecht. Dat tweede heet ook wel alternatief transportrecht 85 (ATR85) omdat het transportvermogen minimaal 85% van de uren van het jaar beschikbaar wordt gesteld. Daarnaast worden deze alternatieve transportrechten vaak ‘non-firm ATO (aansluit en transport-overeenkomst)’ genoemd.

In Hoofdstuk 5 is het effect van ATR85 op de inzet van elektrolyzers en resulterende kostprijs per kg waterstof beschreven en in Hoofdstuk 6 de impact met en zonder ATR85 op het elektriciteitsnet. Daaruit concluderen we:

- Elektrolyzers kunnen technisch zeer goed inspelen op een veranderlijk profiel in transportvermogen. Technisch gelden dus geen beperkingen.
- In de regio's met aanlanding van wind op zee is inzet van een ATR85 voldoende om te voorkomen dat er extra knelpunten op het elektriciteitsnet door afname van elektriciteit, in alle doorgerkende scenario's. De inzet van elektrolyzers wordt in deze gebieden slechts een beperkt aantal uren door inzet van de ATR85, doordat de capaciteit vooral beperkt wordt op momenten met weinig wind op zee, als de elektrolyser überhaupt niet draait. Hierdoor nemen de kosten per kg waterstof af bij toepassing van een ATR85.
- Bovenstaande is ook van toepassing op de casus voor hernieuwbare opwek op land.
- Voor de casus Cluster 6-industrie wordt de inzet van de elektrolyser vaker beperkt, en is toepassing van een ATR85 onvoldoende om de extra knelpunten op het elektriciteitsnet door afname van elektriciteit te voorkomen.

De ATR85 is dus in onze ogen in beginsel een geschikte tariefvariant voor elektrolyzers die resulteert in lagere kosten per kg waterstof. Maar in gebieden met veel invoeding wordt de inzet vaker beperkt dan nodig is, aangezien de inzet van elektrolyzers ook beperkt wordt op momenten dat er voldoende capaciteit is voor extra afname. In gebieden met veel afname wordt de inzet van elektrolyzers in juist onvoldoende beperkt om extra knelpunten door afname te voorkomen. In Paragraaf 7.4 doen we suggesties voor verdere verbeteringen.

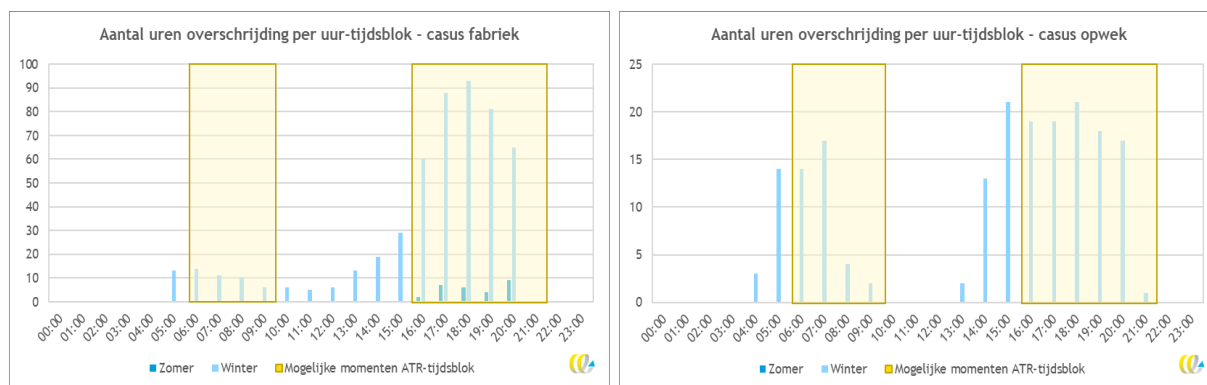
7.3.2 Tijdsblokgebonden transportrecht

Voor de casus in Cluster 6 en de casus opwek op land is gekeken naar het alternatieve transportrecht dat beschikbaar is bij de regionale netbeheerders: het tijdsblokgebonden transportrecht. Een inschatting is gemaakt wanneer dan een beperking zal gelden: in de ochtend en avondpiek in de wintermaanden.

Uit de analyse van deze twee casussen blijkt dat het rigide tijdsblokgebonden transportrecht niet goed past bij de elektrolyser, zoals gevisualiseerd in Figuur 19. Er zijn verschillende momenten dat de inzet van elektrolyzers resulteert in nieuwe piekbelasting op momenten buiten de tijdsblokken, vanwege de inzet gebaseerd op wind op land en wind

op zee. Een meer dynamische vormgeving van de alternatieve transportrechten op het netvlak van de regionale netbeheerders is dus gewenst.

Figuur 19 - Resultaat overschrijding per tijdsblok voor casus fabriek in Cluster 6 en voor casus met opwek op land. Er vinden ook pieken plaats buiten de verwachte tijdsblokken die gehanteerd zullen worden door de regionale netbeheerders.



7.3.3 Groepscontract: koppeling wind op zee en elektrolyzers

Een groepscontract is een tariefvorm in ontwikkeling, welke wel binnen afzienbare tijd ingevoerd zal worden. Het maakt het virtueel koppelen van transportvermogen mogelijk. Een bekend voorbeeld is het koppelen van 2 GW wind op zee en 1 GW elektrolyse via zo'n groepscontract. Het groepscontract heeft dan een gecontracteerd vermogen van 1 GW voor invoeding en dan mogelijk 0 GW voor afname (mits elektrolyser alleen elektriciteit afneemt op momenten van wind op zee productie). Daarmee zou het nettatarief voor afname ook nul zijn.

Aandachtspunten daarbij zijn dat de wind op zee en elektrolyzers op hetzelfde station aangesloten moeten zijn, en de onderlinge contractvorming tussen de marktpartijen. Het voordeel van deze optie is dat het snel ingevoerd kan worden en er garantie voor de netbeheerder is dat er geen netbelasting plaatsvindt.

Aannames tarieven voor groepscontract

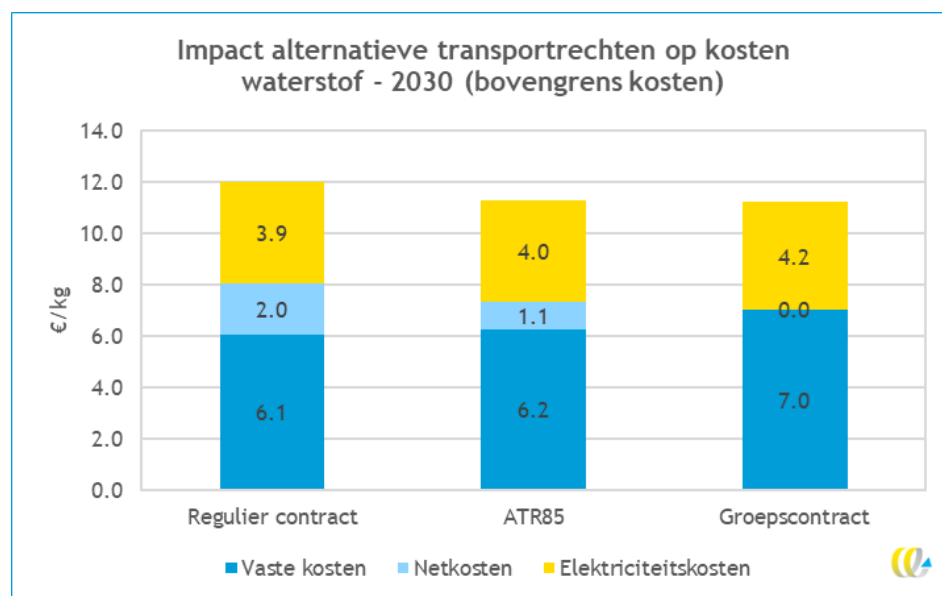
Met de voorgestelde vormgeving kent het groepscontract een transportvermogen van afname van 0 kW. TenneT en ACM hebben echter aangegeven dat er dan wel gebruik wordt gemaakt van de infrastructuur op zee, als elektrolyse op land en wind op zee gekoppeld worden. Daarom zou er mogelijk wel een tarief in rekening gebracht worden voor het gebruik van dit net op zee. In deze eerste analyse is wel gerekend met een nul-tarief, omdat het onzeker is of er een tarief komt en wat de hoogte daar dan van is.

Het belangrijkste nadeel van groepscontracten voor elektrolyzers is echter de grote beperking die geldt op momenten dat er geen wind op zee is. Uit onze kostenberekening blijkt dat het koppelen met andere duurzame energiebronnen (met name met PPA-zon) de kostprijs van waterstof kan verlagen. Richting 2030 mag bij lage elektriciteitsprijzen (36% van de CO₂-prijs of € 20/MWh) vanuit de EU-regelgeving ook groene waterstof geproduceerd worden. En richting 2040 verwachten we dat meer dan 90% van de elektriciteit van hernieuwbare bronnen komt, wat betekent dat alle geproduceerde waterstof groen is en elektrolyzers op alle uren met (relatief) lage elektriciteitsprijzen waterstof kunnen produceren. Hiermee kunnen elektrolyzers extra vollasturen maken, wat leidt tot lagere kosten per kg waterstof. Met een groepscontract met 0 GW-afname transportvermogen is dat niet

mogelijk. Een groepscontract met daarnaast een alternatief transportrecht zou dit wel mogelijk maken, maar leidt dan weer niet tot lagere kosten voor de elektrolyzers.

De onderstaande figuur toont de impact van een ATR85 (in Zeeland) en een groepscontract met een PPA WoZ op de kosten voor waterstof (bovengrens scenariokosten). In 2030 zijn de kosten met een PPA WoZ en een groepscontract iets lager dan zonder alternatief transportrecht, en vergelijkbaar met de kosten bij een ATR85.

Figuur 20 - Impact ATR85 en groepscontract op kosten waterstof 2030 (bovengrens kosten)



Richting 2040 leidt een groepscontract naar verwachting niet tot significant lagere kosten dan zonder alternatief transportrecht. Dit komt doordat elektrolyzers in 2040 een stuk meer vollasturen kunnen maken (doordat alle geproduceerde waterstof groen is), en het toepassen van een groepscontract met alleen wind op zee dan tot een fors lager aantal vollasturen leidt.

Een verdere verdieping op de potentie van groepscontract, eventueel met ATR, voor de langere termijn lijkt daarom wenselijk. Op de korte termijn zien we echter wel potentie om de nettarieven zeer snel naar een laag niveau te brengen door een groepscontract te sluiten met elektrolyse en wind op zee, aangezien dit wel tot iets lagere kosten voor waterstof leidt richting 2030. Richting 2040 levert een groepscontract weinig winst op voor exploitanten van elektrolyzers. Op die termijn zou echter ook gekeken kunnen worden naar alternatieven (zoals locatie-specifieke nettarieven of aansluittarieven met diepe netinvesteringen, zie Paragrafen 7.5.1 en 7.5.2).

Voor het groepscontract zien we zowel potentieel voor directe koppeling van elektrolyse op zee als voor koppeling bij aanlandingslocaties. Het is dan ook van belang dat het voor beide locaties beschikbaar komt.

Een exploitant van een elektrolyser zou ervoor kunnen kiezen om, naast een groepscontract, additioneel ook nog een kleiner transportcontract af te sluiten (bijvoorbeeld 20% van de capaciteit van de elektrolyser) om ook stroom van het net te kunnen gebruiken op windluwe momenten en te voorkomen dat de elektrolyser helemaal uit moet als de

productie van wind op zee wegvalt (wat leidt tot meer degradatie van de elektrolyser). Er is verder onderzoek nodig naar de kosteneffectiviteit hiervan voor exploitant en de daaruit volgende netimpact.

7.4 Aanpassingen in huidige alternatieve transportrechten

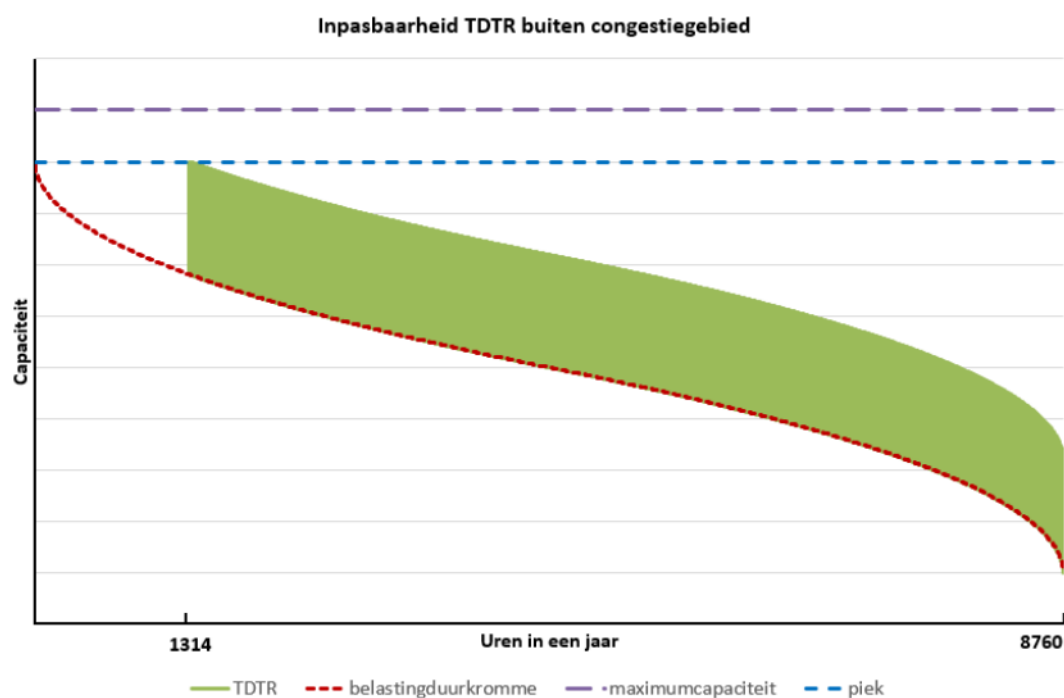
7.4.1 Absolute piek als grenswaarde

Uit de casussen van aanlandingslocaties van wind op zee leren we:

- Invoedingspieken zijn in deze gebieden bepalend voor de vereiste netverzwaring. Extra vermogen (ook op momenten met piek afname) resulteert dus niet in extra netverzwaring en dus kosten. Als er extreem veel extra afname gerealiseerd wordt, kan het natuurlijk wel dat afnamepieken groter worden dan de invoedingspieken.
- Er zijn uren dat er lokale overschotten zijn van elektriciteit, maar dat de ATR85 (zoals lijkt met het huidige ontwerp) beperking legt op het transportvermogen voor afname. Daarmee wordt er dus minder elektriciteit lokaal gebruikt en meer getransporteerd, onder andere resulterend in meer energieverliezen.

In het huidige voorstel van het tijdsduurgebonden tarief (buiten congestiegebied) is de beperking gebaseerd op de maximale piek van afname. Zie hieronder het voorbeeld dat de ACM uitwerkt in haar toelichting op de tariefwijziging. Hierbij wordt de afname piek gehanteerd zonder TDTR (tijdsduurgebonden transportrecht).

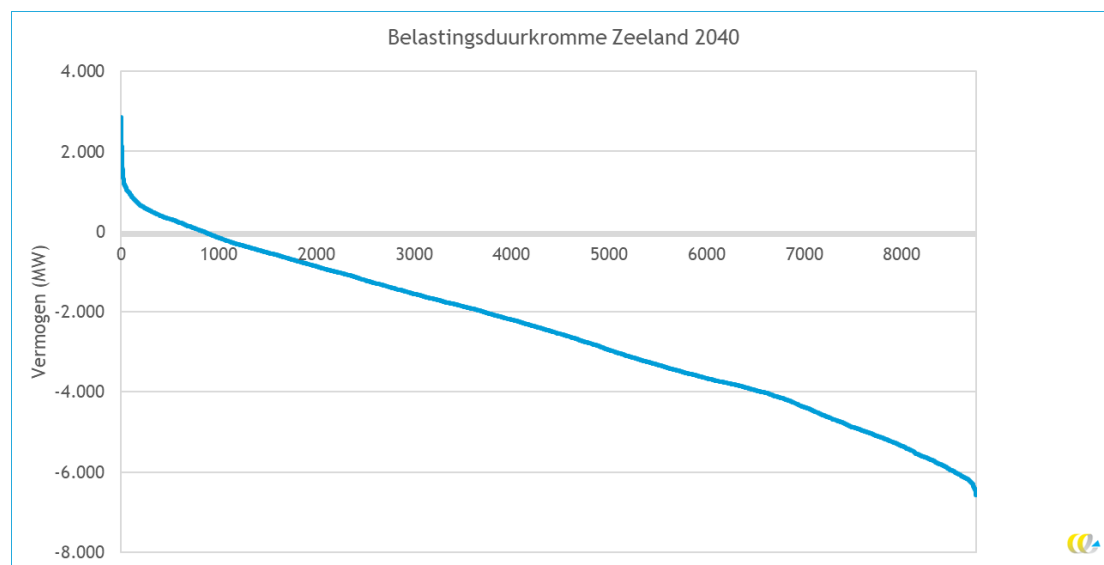
Figuur 21 - Inpasbaarheid TDTR buiten congestiegebied



Bron: (ACM, 2024a).

We suggereren dat ook de absolute piek gehanteerd kan worden; oftewel het maximum van opwek en afname. De kosten worden immers veroorzaakt door de absolute piek van afname en opwek samen. In Zeeland in 2040 is bijvoorbeeld de invoedingspiek 6,6 GW en afnamepiek 2,8 GW. In het huidige tariefontwerp wordt er puur gekeken naar de afnamepiek van 2,8 GW en een beperking opgelegd van maximaal 15% ten opzichte van die piek als het TDTR-gecontracteerd vermogen over deze 2,8 GW heen gaat. De piek die tot daadwerkelijke netinvesteringen leidt, is echter 6,6 GW. Daarom zou de beperking ook pas opgelegd kunnen worden als de afnamepiek potentieel boven de 6,6 GW komt, bijvoorbeeld door extra elektrolyzers. In dit voorbeeld zou dat betekenen dat er pas een beperking vereist is als er meer dan 3,8 GW TDTR-vermogen gecontracteerd wordt; het verschil tussen de afname- en invoedingspiek. Als er minder flexibel transportrecht gecontracteerd is (elektrolyzers en overig) dan geldt er geen beperking.

Figuur 22 - Visualisatie aanpassingen ATR met als voorbeeld vermogensduurkromme Zeeland 2040. In plaats van de afname-piek van 2.850 MW wordt de absolute piek gehanteerd van 6.600 MW door invoeding.



7.4.2 Tijdsduurgebonden transporttarief ook bij regionale netbeheerders

Het tijdsblokgebonden tarief past niet bij de uurlijkse inzet van elektrolyzers en kan additionele afnamenetcongestie niet voorkomen; er ontstaan mogelijk pieken buiten de gedefinieerde tijdsblokken. Daarnaast wordt vaak een onnodige beperking opgelegd. Het invoeren van het tijdsduurgebonden transportrecht in de netten van de netbeheerder past dan ook beter bij de inzet van elektrolyzers. Aangezien de inzet van andere flexibele bronnen sterk kan lijken op de inzet van elektrolyzers (immers gebaseerd op momenten met goedkope stroom, en daardoor grote gelijktijdigheid) lijkt deze tariefvorm ook beter toe-pasbaar voor die andere technieken.

Een aandachtspunt is of de regionale netbeheerders (en op welke termijn) deze alternatieve transportrechten kunnen aanbieden. Metingen en voorspelling van relevante netcomponenten is dan vereist.

7.4.3 Aanpassing: Moment van opleggen beperking

Voor een netbeheerder kan waarde schuilen in het op een later moment in de tijd aanpassen van de beschikbare transportcapaciteit van elektrolyzers. Als de netbeheerder nu na de sluiting van de day-aheadmarkt netcongestie wil voorkomen is congestiemanagement daar het middel voor, sturing met het tarief is daarin niet meer mogelijk. Voor elektrolyzers is het wel technisch mogelijk om op een later moment het gedrag aan te passen en zou een later moment onderdeel kunnen zijn van een ATR. Daarmee neemt de toegevoegde waarde voor de netbeheerder toe. Aandachtspunt voor de afnemers is dan wel dat het afwijkt van haar prognoses, gekoppeld aan de day-aheadmarkt, en dus onbalans veroorzaakt. Deze onbalans moet opgelost worden via de energiemarkten of binnen het eigen portfolio, wat wel kosten veroorzaakt. Deze aanpassing kan gecombineerd worden met bestaande of nieuwe ATR-varianten.

7.5 Structurele aanpassingen tariefsystematiek en andere vormen alternatieve transportrechten

Hieronder bespreken we meer structurele aanpassingen van de tariefsystematiek door middel van nieuwe tariefstructuren of andere vormen van alternatieve transportrechten. Deze wijzigingen zijn gebaseerd op onze analyses van de vijf casussen, en zo uitgewerkt datze in lijn zijn met de principes voor de vormgeving van nettarieven.

Het is belangrijk dat elektrolyzers flexibel kunnen opereren om in te kunnen spelen op de lokale netbelasting en de prikkels voor flexibel en netbewuste inzet van elektrolyzers uit onderstaande voorstellen.

7.5.1 Locatie-specifiek nettarieven

Het idee van een locatie-specifiek nettarief is dat afhankelijk van het type netbelasting andere tarieven gelden. Voor afnemers zou dit betekenen dat het tarief hoger is in gebieden waar afname van elektriciteit dominant is (hoogste pieken veroorzaakt) en een lager nettarief geldt in gebieden waar invoeding dominant is. Een locatie-specifiek tarief staat nog los van alternatieve transportrechten; het kan gelden voor alle aangesloten met een normaal firm en alternatief transportrecht. De ACM stelt zelf de volgende mogelijke aanpassing voor *“De tarieven (meer) locatieafhankelijk te maken, met als eerste stap het locatiespecifiek invullen van de tijdsafhankelijke tarieven, oftewel de goedkope en dure uren, op basis van de lokale netbelasting.”* (ACM, 2024c).

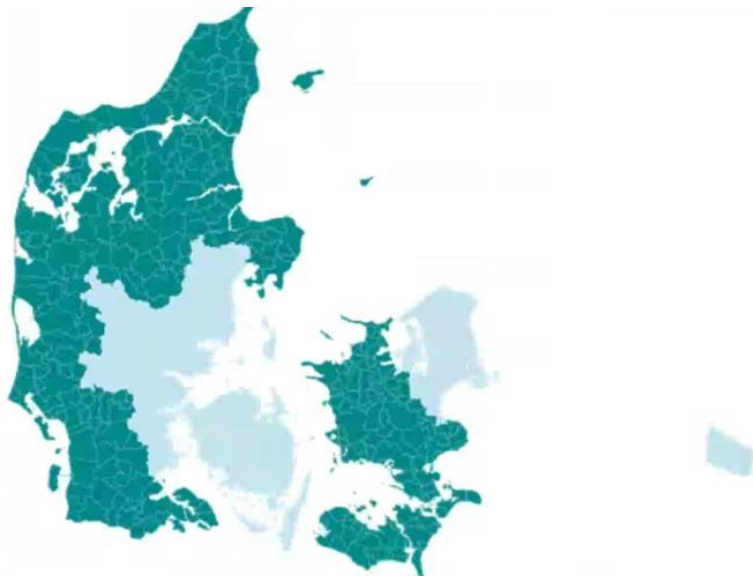
In de gebieden zonder wind op zee (zoals Cluster 6) zien we dat de piekmomenten worden bepaald door afname van elektriciteit, waarbij de piekmomenten plaatsvinden op de dure momenten in het huidige tijdsafhankelijke tarief. Op de aanlandingslocaties zien we een sterke correlatie tussen de momenten van invoedingsnetcongestie en veel wind, terwijl er soms op die momenten ook een hogere wegingsfactor (dus hogere netkosten geldt). In gebieden waar altijd invoeding sterk dominant is, geldt wellicht altijd de laagste wegingsfactor; er worden immers geen netkosten veroorzaakt (wel systeemkosten).

Door deze differentiatie in tarieven ontstaat een locatiesturing van projecten naar gunstigere locaties. Deze differentiatie is mogelijk in het jaarlijkse transporttarief, maar zou ook kunnen plaatsvinden in het aansluittarief. Dit aansluittarief zou dan wel uitgebreid moeten worden om ook de diepe netinvesteringen te vergoeden. Deze diepe netinvesteringen zijn dan namelijk afhankelijk van de lokale netsituatie. In Denemarken bestaat zo'n tarief zoals beschreven in Tekstkader 8.

Tekstkader 8 - Voorbeeld locatiespecifiek nettariaf

In Denemarken geldt al een locatiespecifiek nettariaf voor invoeders. In Denemarken is onderscheid gemaakt in twee gebieden, zoals weergegeven in Figuur 23, waar verschillende tarieven gelden. Dit omvat het aansluittarief met diepe aansluitkosten voor de vereiste netverzwaring (het aansluittarief in Nederland omvat geen diepe netinvesteringen). De gebieden met hogere invoedingstarieven worden gekenmerkt door meer wind.

Figuur 23 - Geografische splitsing Denemarken in nettariaf



Bron: (Energinet, 2023).

Een belangrijk knelpunt is de onzekerheid of er wel langdurig gebieden aangewezen kunnen worden aangewezen waar invoeding dominant is. Op het niveau van TenneT zijn er in Nederland in ieder geval enkele gebieden aan te wijzen waaruit blijkt uit onze modellering dat ze invoedingsdominant zijn: (een groot gedeelte van) de aanlandingslocaties wind op zee. Voor 2040 zijn deze weergegeven in Figuur 24 waarvan in deze studie Zeeland, Rotterdam en Eemshaven zijn onderzocht.

Figuur 24 - Mogelijke aanlandingslocaties wind op zee 2040



We zien twee mogelijke transporttarieven met een locatie-component voor ons:

1. Het tarieftijdsvenster (de wegingsfactoren per uur) verschillen per locatie. In gebieden volledig gedomineerd door invoeding geldt dan vaak een lage wegingsfactoren (dus lager nettatarief) en in gebieden met veel afname geldt relatief vaker een hoge wegingsfactoren.
2. Het tarief voor kWmax, eventueel kWh en mogelijk kWcontract kan verschillen per locatie. Gebieden gedomineerd door invoeding kennen een lager tarief dan gebieden met veel afname.

Concreet zou in Nederland een locatie-specifiek nettariaf er zo uit kunnen zien:

- De netbeheerders dienen gebieden aan te wijzen. Dit kan zeer specifiek met individuele tarieftijdsvensers of tarieven per locatie of kan meer algemeen door gebieden te classificeren als invoeding, afname of beide-dominant met bijpassende tarieftijdsvenster of tarieven.

- Voor marktpartijen is zekerheid erg van belang en zouden gebieden zo lang mogelijk aangemerkt worden als afname- of invoedingdominant. Voor netbeheerders is flexibiliteit echter ook van belang, om te waarborgen dat er geen verkeerde prikkels gegeven worden en prikkels aansluiten bij de huidige situatie. Hoe vaak de tarieven en de aanmerking van locaties veranderen is dus een aandachtspunt.
- Kijkend naar de casussen in deze studie kan naast het locatie-afhankelijke tarief dit gecombineerd worden met een ATR, bijvoorbeeld voor specifieke locaties zoals aanlandingslocaties van wind op zee. Er kan dan voorkomen worden dat een beperkt aantal uren (2-3%) een afname-piek ontstaat als er zeer veel vermogen van nieuwe vraag gerealiseerd wordt. Dit is daarmee een toekomstig veiligheidsmechanisme om te waarborgen dat het zeer lage tarief niet resulteert in nieuwe afnamepieken.
- Een andere optie is het tijdelijk uitgeven van deze locatie-specifieke tarieven. Partijen kunnen deze dan contracteren totdat er zoveel flexibele vraag is, dat deze gelijk is aan de beschikbare netcapaciteit en lokale opwek. De partijen die dan zo'n locatie-specifieke ATR verkrijgen, houden die dan wel (eventueel tot een maximaal vastgesteld aantal jaren) maar nieuwe partijen kunnen niet meer die specifieke ATR-vorm aan-nemen.

7.5.2 Aansluittarief met diepe netinvesteringen

Het aansluittarief omvat nu de kosten voor het realiseren van de aansluiting en geen kosten voor het verzwaren van het achterliggende elektriciteitsnet. Een mogelijke tariefwijziging is het opnemen van deze diepe aansluitkosten; oftewel vereiste netverzwaring. We hebben nagedacht over een vorm waarop dit uitvoerbaar is voor de netbeheerders, voldoet aan eisen voor nettarieven zoals non-discriminatoire en kan resulteren in locatiesturing. Een aansluittarief wordt betaald op het moment van vestigen en is daarmee een directe locatieprikkel als het tarief verschilt per gebied.

Het effect van deze kosten overhevelen naar het aansluittarief is dat de netbeheerder op die manier een deel van zijn investeringskosten direct terugverdiend. De kosten voor netverzwaring worden nu eerst gesocialiseerd in het transporttarief. Met een aansluittarief worden ze niet langer gesocialiseerd. Hierdoor daalt het transporttarief voor alle aangesloten.

De Engelse toezichthouder maakt onderscheid in diepe of beperkt diepe netinvesteringen meenemen (Ofgem, 2019). Diepe netinvesteringen definieert de toezichthouder als de investeringen tot twee netvlakken hoger. Beperkt diepe netinvesteringen (shallowish) omvatten de netinvesteringen tot één netvlak hoger. Daarbij geldt een bepaalde limitering voor één component. Een aangeslotene betaalt dus niet voor een netverzwaring van bijvoorbeeld Limburg naar Rotterdam, maar alleen voor de eerste kabel en/of het eerste transformatorstation. Een keuze in tot welke diepte netinvesteringen worden meegenomen kan nog gemaakt worden in een later stadium. Het is daarbij onder andere van belang om te analyseren tot op welk niveau kosten daadwerkelijk toegekend kunnen worden aan de aangesloten op onderliggende netvlakken.

Een vraagstuk is het toekennen van de kosten van een netverzwaring naar de aangesloten. Een netverzwaring wordt niet uitgevoerd voor één partij, maar is een combinatie van alle huidige aangesloten, nieuwe en verwachte toekomstige aangesloten. Als een partij een 5 MW-aansluiting aanvraagt, verzwaart de netbeheerder een onderstation met bijvoorbeeld 100 MW. Het is niet kostenreflectief om alle kosten van dat station in rekening te brengen bij de 5 MW-aangesloten. We nemen daarom aan dat deze partij 5/100 van de netverzwaring dient te betalen; de kosten die in verhouding staan met zijn aansluitcapaciteit. De netbeheerder heeft dan meer kosten gemaakt voor dat station en die kan hij niet

op dat moment in rekening brengen, maar alleen als er meer transportvermogen wordt aangevraagd. Dit betekent dat er een omzetrisico is voor de netbeheerder en mogelijk een financieringsrisico voor netverzwaringen. Een mogelijkheid is dat het gedeelte van de netverzwaringen dat niet via het aansluittarief vergoed wordt, alsnog gesocialiseerd wordt in het transporttarief. Als er nieuw vermogen ‘verkocht’ wordt en de netbeheerder inkomsten verkrijgt via het aansluittarief, dan kan hiervoor een correctie in de tariefsystematiek opgenomen worden. Dit betekent een extra rekenstap in de jaarlijkse tarievenbesluit met additionele correcties.

We stellen daarom de volgende mogelijke vormgeving van een aansluittarief voor:

- Er worden gemiddelde tarieven vastgesteld voor de diepe aansluitkosten gebaseerd op de investeringen die netbeheerders gemiddeld doen voor het aansluiten van één MW. Dit is vergelijkbaar met hoe de huidige aansluittarieven voor aansluitingen onder 10 MW vastgesteld worden (nog zonder diepe aansluitkosten). Als een bestaande of nieuwe aangesloten additioneel transportvermogen aanvraagt, wordt het aansluittarief vermenigvuldigd met het aantal MW. Het aansluittarief verschilt per netvlak waarop aangesloten wordt, aangezien netverzwaring per MW ook verschillen.
- Het aansluittarief varieert afhankelijk van de lokale netbelasting. In een gebied dat gedomineerd wordt door invoeding geldt geen of laag aansluittarief; er hoeven echter immers geen kosten gemaakt te worden om extra afname aan te sluiten. In gebieden met veel afname worden kosten wel gedreven door extra afname en worden de (volledige) kosten van netverzwaring in rekening gebracht.
 - Dit maakt het mogelijk dat in een gebied na enkele jaren hogere diepe aansluitkosten in rekening gebracht worden, doordat er meer afname gerealiseerd is en een gebied niet meer invoeding-gedomineerd is. Dit is beter uitvoerbaar en eerlijker dan transporttarieven die kunnen variëren afhankelijk van de lokale netsituatie.
 - Eventueel kan dit aansluittarief met diepe netinvesteringen ook ingevoerd worden voor invoeders. Dit creëert een gelijk speelveld.

Voor elektrolyzers betekent deze wijziging dat jaarlijkse transporttarieven in de toekomst minder hard stijgen. Daarnaast wordt er gestuurd op locaties; in deze uitwerking geen extra kosten in gebieden met veel elektriciteitsproductie maar het vestigen in gebieden met veel afname wordt wel duurder.

7.5.3 Individueel-specifieke ATR (tijdsduur- of tijdsblokgebonden)

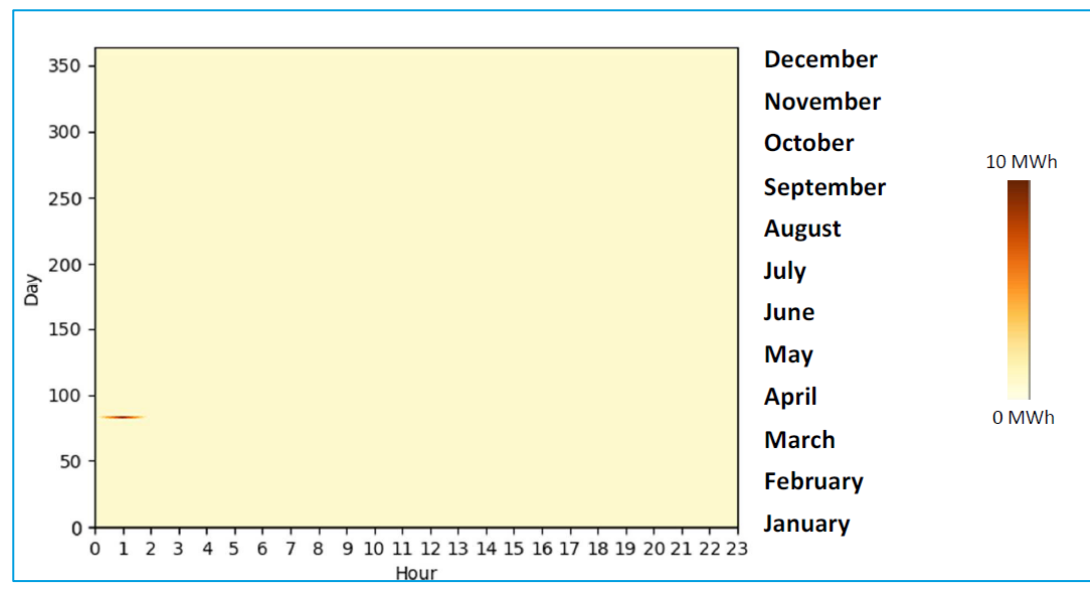
Een tariefvariant kan geïmplementeerd worden waarbij de beperking vooraf overeengekomen wordt gebaseerd op de lokale netsituatie (huidig en toekomstige prognoses). De netbeheerder toetst dan welke beperking daadwerkelijk nodig is, eventueel meer of minder dan in een tariefvariant met een vast percentage van de tijd beperking. Dit is in lijn met de huidige methode in Engeland zoals toegelicht in Tekstkader 9 (National Grid, Lopend). In Engeland is dit geïmplementeerd in lijn met de tijdsblokgebonden variant die we in Nederland kennen, maar het zou ook gekoppeld kunnen worden aan een percentage maximale beperking zoals in de tijdsduurgebonden variant. De netbeheerder geeft dan een beperking af waarbij het zeker weet dat er geen bijdrage aan netcongestie is en de aanvrager kan bepalen of het een transportovereenkomst met die beperking aan wil gaan.

Tekstkader 9 - Toelichting 'curtailment assessment' procedure in Engeland

Er is een grote variatie in de netbelastingsprofielen. Een manier om hier beter voor te corrigeren is een tarief-variant waarbij de netbeheerder vooraf gebaseerd op de netbelasting specifiekere afspraken maakt over de opgelegde beperking. Een voorbeeld hiervan zijn de 'Curtailment assessment reports' uit Engeland (National Grid, Lopend). Hier wordt voor een nieuwe aanvrager zo'n rapport opgesteld waarbij inzichtelijk wordt gemaakt wanneer de beperking opgelegd wordt. In Figuur 17 is een voorbeeld opgenomen van zo'n profiel opgenomen. Voor dit batterijsysteem geldt dat er alleen in de eerste uren van maart een beperking opgelegd hoeft te worden.

Dit tarief in Engeland omvat ook een verdeling gebaseerd op 'Last in, first out' (LIFO). Beschikbare capaciteit die is uitgegeven in een nieuw flexibel contract wordt dan eerst aan de eerst gecontracteerde partij toegekend. Een volgende partij met een aanvraag van flexibel vermogen ontvangt dus een profiel met relatief meer curtailment, vanwege de reservering voor de eerste partij. Daarbij is er geen risico dat door toenemend gecontracteerd vermogen de beperking steeds groter wordt.

Figuur 25 - Voorbeeld van een curtailment rapport voor een 10 MW batterijsysteem ([link](#))



7.5.4 Nettarieven met negatieve component

Een nettatarief met negatieve component betekent dat voor sommige gebieden een aangesloten tarief ontvangt (inkomsten) in plaats van betaald. Dit is dan gebaseerd op dat die partij ook tot lagere netkosten leidt. In de studie over het invoedingstarief is zo'n tarief globaal uitgewerkt met het idee dat daarmee een sterkere locatieprikkel ontstaat waardoor netbelasting en mogelijk netverzwaring voorkomen kan worden. In de studie voor het invoedingstarief zijn de volgende categorieën gedefinieerd:

- Invoedingsdominant: Voor een gebied waar de netbeheerders vaststellen dat invoeding dominant is, geldt 100% van een eventueel nettatarief voor invoeding.
- Invoeding- en afnamedominant: In een gebied waar zowel invoeding als afname dominant zijn, geldt 20% van het maximale tarief. In deze globale uitwerking bestaat het tarief gewoon in de bestaande tariefcomponenten zoals kWmax en kWcontract.
- Afname-dominant: In een gebied waar afname langdurig dominant is, geldt een negatief tarief van -60%.

Als dit vertaald wordt naar een tarief voor afnemers, zou dit betekenen dat bij een theoretisch tarief van 10 €/kW_{max} het tarief in een gebied met veel afname 10 €/kW_{max} is, en in opwek-dominant gebied een afnemers een bedrag ontvangt van 6 €/kW_{max}. Daarbij opnieuw belangrijk om aan te geven dat dit een zeer globale uitwerking is van een mogelijkheid.

De uitvoerbaarheid van deze negatieve tarieven is nog erg onzeker en daarnaast zijn er verschillende risico's. Zo is er een inkomstenrisico voor de netbeheerder en is er onzekerheid of er wel langdurig gebieden aangewezen kunnen worden aangewezen waar afname/invoeding dominant is. Een ander aandachtspunt is dat de netbeheerder wel systeemkosten maakt, waar een aangeslotenen dan niet voor betaalt. Dit zijn bijvoorbeeld netverliezen en kosten voor balanceren van vraag en aanbod. Een grove berekening hiervan is opgenomen in Paragraaf 3.3.3, waaruit blijkt dat deze systeemkosten geschat worden op 30% van de totale nettatarieven zijn in 2030 en 20% in 2040. Een nettatarief met negatieve component is een mogelijkheid om additionele locatiesturing of gedragsverandering te realiseren, maar er zijn nog te veel onzekerheden en aandachtspunten voor een concreet advies.

7.6 Bredere ontwikkeling ontwerp tarieven

We zien nog verschillende belangrijke afhankelijkheden die invloed hebben op het ontwerp van tarieven in het algemeen gebaseerd op deze studie en bijvoorbeeld de overzichtsstudie van de ACER over ontwikkelingen in Europa (ACER, 2023):

- **Invoedingstarief:** De ACM is recent gestart met de voorbereidingen om een invoedingstarief in te voeren²¹. Invoeders zouden dan eventueel ook een transportafhankelijk tarief betalen. Daarmee dalen de nettatariefkosten van afnemers. Een aandachtspunt is dat er daarmee ook mogelijk minder vermogen van bijvoorbeeld zon en wind nieuw gerealiseerd wordt, wat een prijsverhogend effect kan hebben op de elektriciteitsprijzen. Een eventuele invoedingstarief geeft ook een extra prikkel aan invoeders voor lokale optimalisatie om tariefkosten te voorkomen, waardoor samenwerking met bijvoorbeeld een elektrolyser aantrekkelijker wordt.
- **Cascadering:** Cascadering bepaalt hoe de kosten van één netvlak worden verdeeld over de aangesloten op dat netvlak en aangesloten die indirect aangesloten zijn op het netvlak. Nu betalen aangesloten op het LS-net bijvoorbeeld mee aan de kosten op het MS- en HS-netwerk. Deze verdeling is nu gebaseerd op vermogen en gebruik van het net door de aangesloten in het net zelf en de indirecte aangesloten. De energietransitie resulteert mogelijk in een andere verdeling van kosten als er bijvoorbeeld relatief meer aangesloten vermogen is in het EHS- of HS-netvlak. Er is weinig zicht op hoe het cascaderingsprincipe doorwerkt en hoe goed dit de exacte kosten reflecteert.
 - Mogelijk is het te verdedigen dat cascadering van kosten onterecht is als aangetoond kan worden dat er geen kosten veroorzaakt worden in hogere netvlakken. Een voorbeeld kan zijn bij een directe koppeling tussen elektrolyse en batterijen via één netstation. De elektriciteitsstromen belasten dan wel het lokale netwerk, maar veroorzaken geen netbelasting en kosten in hogere netvlakken. Het is dan niet kostenreflectief om daar wel kosten voor toe te rekenen. Mogelijk kan er dus dan een speciaal tarief gelden voor afnemers/invoeders die kunnen aantonen geen kosten te veroorzaken in hogere netvlakken. Het uitsluiten van cascadering van specifieke groepen vindt al plaats in Portugal en Oostenrijk (ACER, 2023).

²¹ [ACM start met voorbereiding invoedingstarief voor grote producenten elektriciteit.](#)

- **Alternatieve transportrechten wind op zee:** Er wordt gesproken over het aansluiten van wind op zee via een alternatief transportrecht waarbij er dus een beperking geldt op momenten met te veel lokale invoeding. Dit is een kans en risico voor elektrolyse. Een risico vanwege minder beschikbaarheid van elektriciteit uit wind, en kans voor lokale koppeling om zo de beperking voor wind te voorkomen.
- **Tariefcomponent kWh, kWmax en kWcontract:** Op dit moment geldt voor aangesloten groter dan 1 MW een verdeling van de kosten met 50% kWmax en 50% kWcontract, al kan dit verschillen per aangeslotenen afhankelijk van de maandelijkse pieken. Een korting op het transportafhankelijke tarief geldt nu voor alleen de kW-contractcomponent. Een herziening van de verdeling van kosten dient gekoppeld te zijn aan de componenten die daadwerkelijk de kosten veroorzaken. Kijkend naar buitenlandse tariefstructuren valt vooral op dat veel landen wel een kWh-component kennen (ACER, 2023). Een andere verdeling over deze tariefdragers kan de totale netkosten van elektrolyzers verhogen of verlagen, dat is zonder vergaande analyse niet te zeggen:
 - Een lager tarief geldt nu dus alleen voor de kW-contractcomponent. Een eventuele keuze voor welke tariefcomponenten een lager tarief gaat gelden is aan de ACM.
- **Energiecomponent in tarieven met tijdsafhankelijkheid:** In Denemarken is een deel van de nettarieven tijdsafhankelijk. De onderdelen van de nettarieven die gekoppeld zijn aan de energieprijzen (primair netverliezen) zijn gekoppeld aan een kWh-tariefdrager en zijn afhankelijk van de uurlijkse prijs. Daarmee reflecteren ze de daadwerkelijke kosten van de netbeheerder. Een eventuele koppeling van energieverbruik aan balanceringskosten van TenneT (zoals FRR en FCR) is wellicht mogelijk maar complex.
- **Kosten net op zee:** De kosten van het net op zee zijn de belangrijkste driver van de stijging van nettarieven tussen nu en 2030. In 2030 zijn de totale tariefkosten geschat op € 8 miljard waarvan € 3 miljard voor het net op zee. Er wordt gesproken over hoe het net op zee gefinancierd moet worden; op de huidige manier via de nettarieven of via een andere route. Het verlengen van de afschrijftermijn van het net op zee is een manier om de jaarlijkse kosten te verlagen, mits er zekerheid is dat de technische levensduur van wind op zee langer is dan tot nu toe in de nettarieven is verondersteld. Het verlagen van de kosten van wind op zee in de tarieven resulteert in lagere tarieven. Voor sommige wijzigingen (bijvoorbeeld financiering uit algemene middelen, kan het ook betekenen dat de kosten op een andere manier (bijvoorbeeld via belastingen) alsnog in rekening worden gebracht.
- **Waardering voorkomen netverzwaring:** In de casus Rotterdam gaat TenneT mogelijk een verzwaring uitvoeren vanwege een grote hoeveelheid energy not transported in de scenario's zonder elektrolyzers. Met de realisatie van elektrolyzers (of andere afnemers) is er minder invoedingsnetcongestie en is netverzwaring onder de goede voorwaarden niet meer vereist. Er is op dit moment geen prikkel in het energiesysteem vanuit TenneT om dit realiseren, vanuit de rijksoverheid zijn er wel voorkeurslocaties aangewezen voor grootschalige elektrolyser. Het is de vraag of lagere systeemkosten een plek moet krijgen in de tarieven. Er zijn ook andere sturingsmechanismen of manieren om dit te waarderen mogelijk, zoals dit als randvoorwaarden of 'bonus' opnemen in stimuleringsinstrumenten van de overheid.

7.7 Tarieven voor elektrolyzers op zee

Op dit moment gelden de nettarieven voor afnemers alleen voor het net op land. Er zijn op dit moment praktisch geen elektriciteitsafnemers op zee en er is dus ook nog geen tarief-systeem georganiseerd. Het net op zee is tot nu toe uitgerold voor invoeding van elektriciteit door wind op zee. De kosten voor het net op zee²² worden opgenomen in de nettarieven voor afnemers.

De kosten van het net op zee zijn € 35,5 miljard voor het net op zee dat wordt gerealiseerd tussen 2024 en 2031 (Rijksoverheid, 2024b). Hiermee wordt 16,5 GW wind op zee gerealiseerd. Dit komt neer op € 2,15 miljoen per MW in investeringskosten; oftewel 2,1 miljard per GW.

Recent wordt er meer gesproken over het realiseren van elektriciteitsafname op zee, zoals elektrolyzers. De logica daarbij is dat de kosten van het elektriciteitsnet op zee erg hoog zijn, dus dat direct verbruik kostenverlagend kan zijn. Een voorbeeld kan waterstof-productie zijn en transport via gasleidingen naar de kust en daarmee voorzien in de waterstofvraag van bijvoorbeeld de industrie.

Er is op dit moment nog geen keuze gemaakt in het ontwerp van nettarieven op zee. Daarbij kan zowel een aansluittarief (realiseren aansluiting) als transporttarief (jaarlijks voor gebruik elektriciteitsnet) in rekening gebracht worden. Voor wind op zee gelden beiden nu niet.

Er speelt een bredere discussie in Nederland en op EU-niveau over de financiering van het net op zee. De nettarieven voor elektrolyzers zijn daar slechts een onderdeel van. Deze analyses geeft inzicht in de impact van elektrolyzers, maar aannames en resultaten van deze analyses zijn wel onderhevig aan keuzes over de algemene financiering en/of tarifiering van het net op zee. De aannames zijn dan ook gebaseerd op de huidige beschikbare informatie.

Er zijn nu nog geen tarieven voor de afnemers op zee; een analyse van de huidige tarieven en eventuele nieuwe transportrechten is dus nog niet aan de orde. Deze paragraaf omvat wel een reflectie op belangrijke aspecten voor elektrolyzers in relatie tot de tarieven. Voor het ontwerpen van net op zee gelden dezelfde principes als voor tarieven in het algemeen: kostenreflectief, non-discriminatoire, kostenreflectief en transparant en systeemefficiëntie.

Kijkend naar deze principes voor nettarieven zien we:

1. Non-discriminatoire: Een beoordeling op het non-discriminatoire principe moet plaatsvinden, met aandacht tussen invoeders en afnemers op zee en op afnemers op land. We interpreteren dit dat partijen in gelijke situaties gelijk behandeld worden. Afnemers op land en zee zijn significant verschillend in eigenschappen zoals de netsituatie en netbelasting. Ook invoeders en afnemers van het net op zee verschillen qua richting van de netbelasting; wel wordt van dezelfde infrastructuur gebruikt. Voor het net op land geldt echter ook dat invoeders en afnemers verschillend worden behandeld. Er lijkt dus ruimte om voor afnemers op zee specifieke tarieven te ontwikkelen binnen het non-discriminatoire principe.
2. Kostenreflectiviteit: Kosten die veroorzaakt worden door afnemers op zee moeten in rekening gebracht worden. Bij een directe koppeling van elektrolyzers-afname en wind op zee-productie, veroorzaken elektrolyzers geen kosten. Het is dan zelfs zo dat elektrolyzers resulteren in lagere maatschappelijke kosten doordat er minder verzwarende van het net op zee vereist is. Kostenreflectiviteit zou dus ook negatieve

²² Meer informatie over de investeringen van TenneT in het net op zee zijn opgenomen in het [investeringsplan](#).

tarieven kunnen betekenen. Dit is echter afhankelijk van hoe de elektrolyzers gerealiseerd worden; als losstaand project of als onderdeel (van de gunning) van nieuwe wind op zee projecten.

3. Transparant: Dit is afhankelijk van hoe het tarief exact wordt ontworpen, in principe mogelijk voor alle varianten van een eventueel tarief voor afnemers van het net op zee.

Ontwerp richtingen nettarieven net op zee

Voor aansluittarieven gelden voor wind op zee nu geen kosten. De infrastructuur van de windmolens tot het convertorstation op zee van TenneT dient de marktpartij wel zelf te realiseren en bekostigen. Het lijkt logisch om voor aansluitkosten voor het net op zee één systematiek te hanteren voor zowel afname als invoeding; net zoals nu geldt voor het net op land. De verwachting is dat elektrolyzers zullen aansluiten op het klantstation van TenneT, waar dan dus wel beschikbare velden voor aanwezig moeten zijn. De infrastructuur na dit klantstation zullen dan bekostigd worden door de aangeslotenen. Bij een herziening van de financiering/tarifiering van het net op zee kan de methode veranderen.

Voor eventuele transporttarieven voorzien we de volgende mogelijkheden:

1. Geen tarieven voor afnemers net op zee: Er komen geen tarieven voor elektrolyzers voor het net op zee omdat ze geen extra belasting veroorzaken op het net op zee (en het net op land).
2. Vergoeding voor afname op zee i.r.t. met lokale opwek: Afnemers op zee krijgen een vergoeding voor realisatie als daarmee netkosten voorkomen worden; zoals een directe koppeling tussen wind en elektrolyzers. Dit kan gezien worden als 'negatieve nettarieven' waarbij de afnemers dus een vergoeding krijgt in plaats van betaald.
 - Het is belangrijk daarbij op te merken dat dit nu niet geldt voor het net op land. In een gebied waar invoeding dominant is, krijgt een (nieuwe) afnemer geen vergoeding als invoedingspieken en netverzwaring voorkomen wordt.
3. Nettarieven voor afnemers op zee: Er komen wel tarieven en kosten voor afnemers die gebruik maken van het net op zee. Zij dragen daarbij net als andere afnemers kosten. Daarbij zijn er dan nog verschillende mogelijke paden:
 - Nettarieven gelijk aan afnemers net op land: Vanwege gelijk speelveld is dit een optie, maar kijkend naar kostenreflectiviteit is te stellen dat de veroorzaakte kosten echt anders zijn plus dat de lokale netsituatie op zee significant anders is dan op land.
 - Nettarieven gebaseerd op kosten van net op zee: De toekenning van kosten van het net op zee is zeer complex. Dit vereist een verdeling van de kosten van net op zee tussen de afnemers op zee en de afnemers op land. Het toekennen van alle kosten van het net op zee aan een beperkt aantal afnemers op zee is immers ook niet kostenreflectief.
4. Groepscontracten zijn een interessante mogelijkheid om tarieven vorm te geven voor elektrolyzers voor het net op zee. De elektrolyzers zal alleen gebruik maken van de wind op zee en dus geen afname kennen via het net. Er kan via een groepscontract tussen de elektrolyser en wind op zee dit ook qua netbeheerderscontracten gewaarborgd worden. Er is daarmee wel een aansluiting vereist direct op het windpark of via een TenneT-station, daarna is de netimpact echter nul van de elektrolyser.

Naast de algemene tariefstructuur is ook de vraag welke transportrechten er gerealiseerd worden. Zo zijn er alternatieve transportrechten en groepscontracten die ook mogelijkheden bieden voor de combinatie van wind op zee en elektrolyzers. De ACER suggereert al over energiehub-achtige configuraties van bijvoorbeeld elektrolyzers en wind op zee, waarvoor specifieke kostencascadering vastgesteld zou kunnen worden. Bij die directe koppeling geldt immers dat het op de netvlakken met de juiste inzet geen kosten veroorzaakt. Dit zou gelden bovenop een eventuele tarifiering van afnemers op zee.

Conclusie tarifiering elektrolyzers op zee

Uit de beschouwing in deze studie op de nettarieven voor elektrolyzers concluderen we:

1. Financiering van het net op zee is een bredere maatschappelijke keuze en afweging, waar elektrolyse op zee slechts één van de aspecten in is.
2. Elektrolyzers kunnen bij koppeling met wind op zee resulteren in lagere kosten voor het elektriciteitsnet op zee en lagere maatschappelijke kosten voor het energiesysteem.
3. Nettarieven op zee dienen te voldoen aan dezelfde randvoorwaarden voor nettarieven voor afnemers op land. Bij een juiste inzet van elektrolyzers op zee is het de vraag of het betalen van jaarlijkse transporttarieven kostenreflectief is, vanwege de lagere kosten van het elektriciteitsnet waarin elektrolyzers (en andere afnemers met hetzelfde profiel) resulteren.
4. Groepscontracten zijn een aantrekkelijke optie om wind op zee en elektrolyzers te koppelen qua netbeheerderscontracten. Deze dienen dus ook voor dit type elektrolyzers beschikbaar te worden.

Referenties

- ACER. (2023). *ACER Report on electricity transmission and distribution tariff methodologies in Europe*.
- ACM. (2024a). *Ontwerpbesluit alternatieve transportrechten*.
- ACM. (2024b). *Tarievenbesluit TenneT 2024*.
- ACM. (2024c). *Uitgangspunten voor de tariefsstructuur elektriciteit*.
- ACM. (2024d). *Voorstel codewijziging alternatieve transportrechten*.
<https://www.acm.nl/nl/publicaties/voorstel-codewijziging-alternatieve-transportrechten>
- Alliander. (2023). *Vooraankondiging congestiegebied Zevenaar*.
- Brick Valley. (2024). *Brick Valley*. In.
- CE Delft. (2022). *Tariefstelsel energienetten en energietransitie. Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers*.
- CE Delft. (2023). *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem in Groningen en Drenthe*.
- CE Delft. (2024a). *Analyse en doorrekening invoedingstarief*.
- CE Delft. (2024b). *Energy sources and demand: Can EU27+3 be self-sufficient in its demand for CO2-free energy sources and competing feedstocks in 2040?*
- CE Delft. (2024c). *Systeemintegratie wind op zee Fase A pVAWOZ 2031-2040*.
- CE Delft, & Pondera. (2023). *Integrale Effectenanalyse - Programma Energiehoofdstructuur 2023 - Ontwikkeling energiehoofdinfrastructuur 2030-2050*.
- Council of the European Union. (2023). *Directive of the European Parliament and of the Council of amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652*.
- E-Bridge. (2024). *Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium, Germany and France*.
- EC. (2020). *Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of Regions: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, COM(2020) 301 final*.
- EC. (2021). *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, COM(2021) 803 final*.
- EC. (2022, March 8, 2022). *REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy*. European Commission (EC).
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_1511
- EC. (2023a). *COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of 10.2.2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*.
- EC. (2023b). *Delegated Act on a methodology for renewable fuels of non-biological origin*.



- Energinet. (2023). *Energinet's tariff design*.
- EP. (2022). *ReFuelEU Aviation initiative. Sustainable aviation fuels and the 'Fit for 55' package*.
- Hof van Justitie. (2021, 2 november 2021). *Arrest van het Hof 2021:662*. Retrieved 16 november 2021 from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/HTML/?uri=CELEX:62018CJ0718&from=nl>
- Industrietafel Noord-Nederland. (2022). *Cluster Energie Strategie - 2022*.
- Institute of Transportation Studies. (2024). *Hydrogen Storage and Transport: Technologies and Costs*.
- ISPT. (2022). *A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant*.
- Kalavasta. (2023). *Onderzoek vraagarticulatie industrie voor VAWOZ en programma Kernenergie*.
- Liander. (2024). *Tarieven voor aansluiting en transport elektriciteit - Voor klanten met een grootverbruikaansluiting per 1 januari 2024 tot en met 31 december 2024*.
- Ministerie van EZK. (2023a). *Nationaal Plan Energiesysteem*.
- Ministerie van EZK. (2023b). *Routekaart Windenergie op zee*.
- National Grid. (Lopend). *ANM Curtailment Reports*. In: National Grid,.
- Netbeheer Nederland. (2023a). *Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 eindrapport*.
- Netbeheer Nederland. (2023b). *Position paper Alternatieve Transportrechten*. Netbeheer Nederland.
https://www.netbeheernederland.nl/_upload/RadFiles/New/Documents/Position%20paper%20Alternatieve%20Transportrechten%20v1.0%20-%20augustus%202023.pdf
- Netbeheer Nederland. (2023c). *Voorstel Netbeheer Nederland tijdsafhankelijke tarieven*.
- Netbeheer Nederland. (2024). *ACM publiceert ontwerp codebesluit alternatieve transportrechten*. Netbeheer Nederland.
<https://www.netbeheernederland.nl/artikelen/nieuws/acm-publiceert-ontwerp-codebesluit-alternatieve-transportrechten>
- Ofgem. (2019). *Distribution connection boundary - discussion note*.
- PBL. (2021). *MIDDEN database*.
- PBL. (2022). *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2022*.
- Pondera Consult, & CE Delft. (2023). *Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur*.
- Port of Rotterdam. (2022). *CES Rotterdam Moerwijk*.
- Rijksoverheid. (2023). *Nationaal Plan Energiesysteem (NPE)*.
- Rijksoverheid. (2024a). *Programma Energiehoofdstructuur*.
- Rijksoverheid. (2024b). *Windenergie op zee*. Rijksoverheid.
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/duurzame-energie/windenergie-op-zee>
- Smart Delta Resources. (2022). *CES Schelde-Deltaregio*.
- TenneT. (2022). *Investeringsplannen 2022 Net op land*.
<https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/investeringsplannen>
- TenneT Nederland. (2024). *TenneT Tienjaars tariefprognose (2025-2034)*.
- TNO. (2024). *Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands*.

TU Delft. (2023a). *Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation.*

TU Delft. (2023b). *Model-based economic analysis of off-grid wind/hydrogen systems.*

A Aannames inzet elektrolyser

A.1 Aannames: technische eigenschappen

Er zijn verschillende typen elektrolyzers waarvoor verschillende eigenschappen gelden die relevant zijn voor de inzet ervan. We hebben de volgende aannames gedaan:

- We gaan uit van een alkaline elektrolyser.
- De minimale input power is gelijk aan 10% van de capaciteit van de elektrolyser. Dit is gebaseerd op een minimaal wenselijke input power voor een stack van 20% van de capaciteit, en daarbij de aanname dat er vaak sprake zal zijn van meerdere stacks die afzonderlijk van elkaar aan- en uitgezet kunnen worden.
- De maximale input power is gelijk aan 100% van de capaciteit van de elektrolyser.
- De ramp up en ramp down snelheid van een alkaline elektrolyser zijn liggen rond de 0.3%/s (TU Delft, 2023a) wat inhoudt dat de elektrolyser van uit naar volledig aan kan in de orde van minuten. Dit is een dusdanige tijdschaal dat de ramp up en ramp down geen invloed heeft op de modellering (die op uurbasis is).
- Een eventuele batterij tussen elektrolyser en hernieuwbare elektriciteitsproductie unit acteert enkel om inputfluctuaties op korte tijdschaal glad te strijken en heeft geen significante invloed op het uurlijkse input power patroon voor de elektrolyser. Met andere woorden: de elektrolyser volgt het opwekpatroon van de betreffende productie-installatie.

A.2 Aannames: beleidsmatig

De beleidscontext die relevant is voor de inzet van de elektrolyser is al beschreven in Paragraaf 3.1. Deze context heeft de volgende invloed op de inzet voor wat betreft productie van *groene waterstof* (EC, 2023b):

- Indien 90% van de elektriciteit op het net hernieuwbaar is, wordt de geproduceerde waterstof als volledig groen gezien. We gaan ervan uit dat dit in 2030 niet het geval is en in 2040 wel²³.
- We gaan er in de modellering vanuit dat is voldaan aan de additionaliteitseis en ook aan de eis van geografische correlatie.
- Voor de temporele correlatie gaan we uit van uurbasis.
- We gaan voor de CO₂-prijs uit van 110 €/MWh (PBL, 2022) voor 2030. Gezien de Delegated Act voor additionaliteit voorschrijft dat waterstof als groen telt bij een elektriciteitsprijs onder 36% van de CO₂-prijs, resulteert dit voor 2030 in een grens van 40 €/MWh waaronder waterstof als groen telt.

A.3 Aannames: inzet

Naast bovengenoemde aannames zijn er ook aannames over de inzet van de elektrolyser die relevant zijn voor de modellering:

- In de modellering van de inzet van elektrolyzers gaan we uit van inzet met PPA's en op de day-aheadmarkt. In de praktijk zullen elektrolyzers naar verwachting ook opereren op andere markten, zoals balanceringsmarkten, om de kosten te verlagen. De impact

²³ Kernenergie valt niet onder hernieuwbaar. Indien er in Nederland in 2040 meer dan twee nieuwe kerncentrales zijn gerealiseerd, kan dit ervoor zorgen dat er niet aan deze eis voldaan wordt en kan de geproduceerde waterstof dus niet als volledig groen worden gezien.

hiervan op de elektriciteitskosten nemen we mee bij de ondergrens van de kosten voor waterstof (zie Bijlage A.4). In Hoofdstuk 6 geven we een beschouwing op de inzet op andere markten op de netimpact van elektrolyzers.

- Voor de regio's Zeeland, Rotterdam en Eemshaven zijn we ervan uitgegaan dat er altijd gebruik gemaakt wordt van wind op zee, omdat deze locaties dicht bij aanlandlocaties van wind op zee liggen en wind op zee bovendien meer vollasturen kent dan wind op land. Bovendien blijkt dit uit gesprekken die gevoerd zijn met partijen die investeren in elektrolyzers.
- We bekijken een aantal scenario's waarin enkel groene waterstof geproduceerd wordt, omdat we verwachten dat hier door verschillende klimaatmaatregelen een vraag naar zal ontstaan, en grijze waterstof vaak goedkoper te produceren is via SMR dan via elektrolyse.
- Niet alle potentiële afnemers van waterstof hebben een SMR in huis, en zijn mogelijk ook niet aangesloten op een waterstofnetwerk. Denkbaar is dat er een vraag naar waterstof is op momenten dat er geen groene productie is. Daarom hebben we ook vollast-scenario's meegenomen, waarin naast groene ook grijze waterstof geproduceerd wordt.
- Voor de verhouding tussen capaciteit elektrolyser en capaciteit PPA(s) en de onderlinge verhouding van PPA's hebben we een zo realistisch mogelijke aanname gedaan gebaseerd op literatuur en gesprekken met partijen, en zijn we concreet van het volgende uitgegaan:
 - Bij de casussen Zeeland, Rotterdam, Eemshaven en Hernieuwbare opwek op land hebben we bij de scenario's met een PPA WoZ of PPA WoL de capaciteit van de elektrolyser geschaald op basis van (kosten)optimale verhoudingen zoals onderzocht door (TU Delft, 2023b). Ook in geval van een combinatie van PPA WoZ en zon-pv en een combinatie van PPA WoL en zon-pv is de elektrolyser geschaald op basis van deze verhouding (en is dus enkel gekeken naar de capaciteit van de WoZ respectievelijk WoL PPA).
 - Bij de casus Hernieuwbare opwek op land, bij het scenario waarin enkel zon-pv gebruikt wordt, hebben we de verhouding tussen de capaciteit van de elektrolyser en de PPA, na afstemming met de opdrachtgever, op 20% gezet.
 - In geval naast een PPA WoZ of WoL nog een zon-pv PPA gebruikt werd, is voor de capaciteit van de zon-pv PPA 50% van de wind PPA aangenomen.
 - Voor de casus Zevenaar, voor de PPA-gestuurde scenario's is de hoeveelheid gecontracteerde PPA-capaciteit en capaciteit van de elektrolyser zodanig gekozen dat over het jaar heen voldaan kan worden aan de vraag naar waterstof (en in het weekend de elektrolyser uitstaat).
 - Voor de casus Zevenaar, voor de vollast-gestuurde scenario's is de capaciteit van de elektrolyser geschaald op basis van (kosten)optimale verhoudingen zoals onderzocht door (TU Delft, 2023b). De capaciteit van de PPA's is dusdanig gekozen dat over het jaar heen aan de vraag naar waterstof voldaan kan worden.
- Voor de inzet van een non-firm ATO gaan we uit van de ATR85. Dit is een tijdsduur gebonden transportrecht, waarbij een aangeslotene recht op transport heeft gedurende 85% van de tijd (ACM, 2024d).
- Vanwege de aanname dat in 2040 elektriciteit van het elektriciteitsnet volledig hernieuwbaar is, hebben de eisen van de Delegated Act omtrent additionaliteit in dit jaar geen invloed meer op de inzet van de elektrolyser. De modellering is een economische optimalisatie.

A.4 Aannames: kosten

Tabel 9 - Belangrijkste aannames kosten waterstof met elektrolyse 2030

	Ondergrens	Bovengrens
Investeringskosten (totaal)	Voor de ondergrens gaan we uit van een daling van de kosten voor leereffecten en schaalvoordelen. We gaan uit van een inschatting voor een 1 GW plant in 2030 van ISPT. De investeringskosten zijn volgens die bron 830 €/kWe (ISPT, 2022).	Voor de bovengrens gaan we uit van de huidige kosten voor een 100 MW installatie, volgens het RHyCEET model. De investeringskosten zijn volgens die bron 3050 €/kWe (TNO, 2024). We nemen aan dat deze gelijk blijven richting 2030.
Kosten elektriciteit	Bij de ondergrens nemen we aan dat de kosten voor elektriciteit met 20% verlaagd worden door optimalisatie op overige markten, zoals balanceringsmarkten.	Voor elektriciteitskosten gaan we uit van een prijs van 75 € /MWh bij PPA's voor wind op zee en 80 €/MWh bij PPA's voor zon (TNO, 2024).
Efficiëntie elektrolyser	49,75 kWh/kg waterstof (CE Delft, 2024b)	56 kWh/kg waterstof (TNO, 2024)
Nettarieven elektriciteitsnet	– Voor de nettarieven gaan we uit van de inschatting van Tennet tot 2034, welke we doortrekken naar 2040 (TenneT Nederland, 2024). – Voor de netkosten gaan we uit van de voorgestelde tijdsafhankelijke tarieven van Netbeheer Nederland voor afname, waarbij bij gebruik van de ATR85 een korting van 100% is toegepast op het kW-contracttarief (Netbeheer Nederland, 2023c) (Netbeheer Nederland, 2023b).	
Overige aannames (bijv. waterstofinfra, levensduur financieringsparameters)	Voor de overige aannames sluiten we aan bij de aannames van het RHyCEET-model (TNO, 2024).	

B Impact elektrolyzers op elektriciteitsnet

B.1 Aannames ontwikkeling vraag, aanbod, flexibiliteit en transportcapaciteit

Voor de vijf casussen is de netbelasting, en de impact van elektrolyzers daarop, voor 2030 en 2040 bepaald. Voor beide zichtjaren doen we dit voor twee scenario's voor de ontwikkeling van vraag en aanbod in de regio, meerdere manieren van inzet van elektrolyzers en voor een boven- en ondergrens voor de hoeveelheid elektrolyse:

- Voor 2030 onderzoeken we de scenario's Klimaatambitie en Nationale Drijfveer van de investeringsplannen van netbeheerders. Het scenario Klimaatambitie is gebaseerd op de huidige plannen en kan dus gezien worden als het basispad. Bij het scenario Nationale Drijfveer wordt versnelde verduurzaming gerealiseerd met extra elektrificatie en extra hernieuwbare opwek. Door het gebruik van deze scenario's bepalen we de impact van elektrolyzers bij verschillende snelheden van verduurzaming. Bij beide scenario's hebben we de vermogens van wind op zee en de elektriciteitsvraag aangepast om deze in lijn te brengen met bestaande plannen (Routekaart wind op zee en CES).
- Voor 2040 onderzoeken we de scenario's Nationaal Leiderschap en Europese Integratie van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050) van de netbeheerders. Het scenario Nationaal Leiderschap gaat uit van maximale elektrificatie en wind (op land en op zee) en zon-pv. Het scenario Europese Integratie gaat uit van het realiseren van nieuwe kerncentrales, minder realisatie van wind en zon en minder elektrificatie. Deze scenario's geven de uithoeken van de mogelijke ontwikkelingen richting een CO₂-vrij elektriciteitssysteem.

De nationale cijfers voor vraag en aanbod van energie, en de ontwikkeling van flexibiliteit, vertalen we naar cijfers voor de regio's op basis van de regionalisatie van II3050. Voor de scenario's voor 2030 is geen regionalisatie beschikbaar. Daarom hebben we de regionalisatie van 2040 toegepast op de nationale cijfers voor 2030. Dit leidt mogelijk tot kleine afwijkingen.

B.1.1 Ontwikkeling elektriciteitsvraag

In Tabel 10 zijn de kerncijfers voor de elektriciteitsvraag in de casussen weergegeven.

Tabel 10 - Kerngetallen voor elektriciteitsvraag

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationale Sturing 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Zeeland					
Electriciteitsvraag	9,2	14,7	24,4	18,7	TWh
Landbouw	0,2	0,3	0,3	0,3	TWh
Gebouwde omgeving	1,5	1,5	1,6	1,7	TWh
Industrie*	6,7	12,0	20,8	15,2	TWh
Mobiliteit	0,4	0,6	1,2	1,0	TWh
Overig	0,4	0,3	0,4	0,5	TWh

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationale Sturing 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Rotterdam					
Elektriciteitsvraag	15,7	19,3	25,3	20,1	TWh
Landbouw	0,5	0,3	0,6	0,6	TWh
Gebouwde omgeving	2,0	1,5	2,3	3,0	TWh
Industrie**	12,2	12,0	19,7	14,1	TWh
Mobiliteit	0,8	0,6	2,1	1,7	TWh
Overig	0,3	0,3	0,5	0,6	TWh
Eemshaven					
Elektriciteitsvraag	5,7	6,4	10,9	8,6	TWh
Landbouw	0,1	0,1	0,1	0,1	TWh
Gebouwde omgeving	0,2	0,2	0,3	0,3	TWh
Industrie	1,6	1,8	2	2	TWh
Mobiliteit	0,1	0,1	0,2	0,2	TWh
Overig***	3,7	4,2	8,4	6	TWh
Zevenaar (Cluster 6-Industrie)					
Elektriciteitsvraag	492	596	814	734	GWh
Landbouw	1	1	1	1	GWh
Gebouwde omgeving	238	240	282	283	GWh
Industrie	95	164	138	101	GWh
Mobiliteit	116	160	318	259	GWh
Overig	42	32	75	89	GWh
Hernieuwbare opwek op land****					
Elektriciteitsvraag	846				GWh
Landbouw	79				GWh
Gebouwde omgeving	211				GWh
Industrie	457				GWh
Mobiliteit	87				GWh
Overig	13				GWh

* De data voor industrie in Zeeland is aangepast, zodat het totaal overeenkomt met de CES 2.0 van de Schelde-Deltaregio.

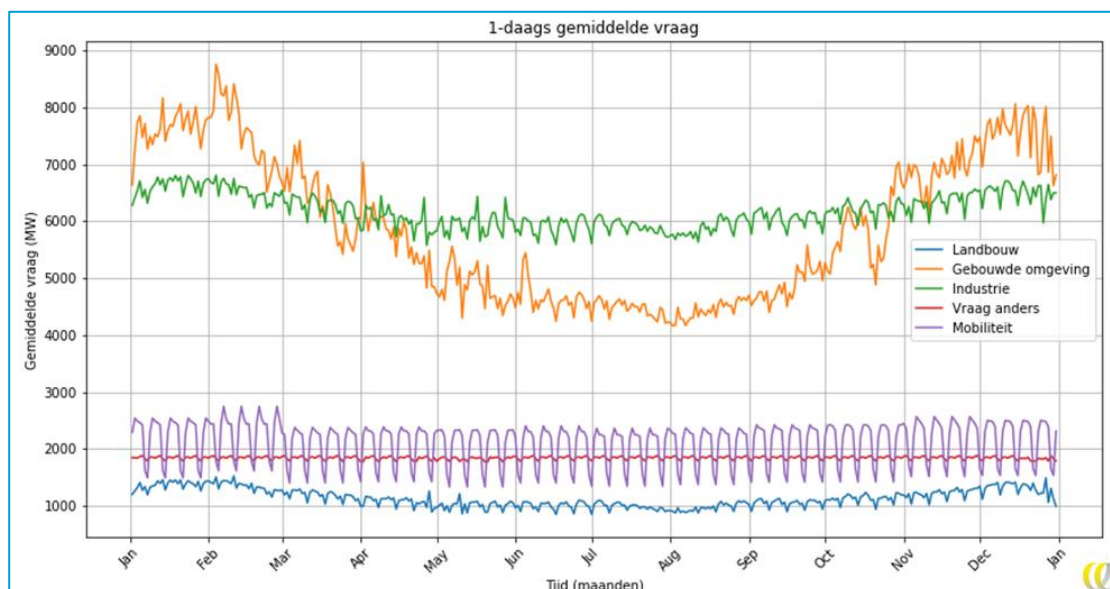
** De data voor industrie in Rotterdam is aangepast, zodat het overeenkomt met de recente analyse over de ontwikkeling van industrie in Rotterdam (Kalavasta, 2023).

*** De data voor overig betreft grotendeels datacenters bij de Eemshaven.

**** Voor deze casus hebben we slechts één scenario voor de ontwikkeling van vraag en aanbod, voor 2030 en 2040.

De elektriciteitsvraag in 2030 voor Nederland is weergegeven in Figuur 26. De gebouwde omgeving en de industrie hebben de grootste elektriciteitsvraag. De gebouwde omgeving kent een sterke seizoen trend, waarbij er in de winter meer vraag is dan in de zomer. Voor de industrie geldt hier een mildere trend.

Figuur 26 - Deze figuur geeft de 1-daags gemiddelde vraag van de verschillende sectoren weer in Nederland, voor het scenario Klimaat Ambitie 2030 uit het Energy Transition Model (ETM)



B.1.2 Ontwikkeling aanbod elektriciteit

In Tabel 11 zijn de kerncijfers voor het aanbod van elektriciteit in Zeeland en Rotterdam weergegeven.

Tabel 11 - Kentallen aanbod elektriciteit

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationale Sturing 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Zeeland					
Wind op zee*	5.400	5.400	7.400	5.400	MW
Wind op land	430	487	716	413	MW
Zon-pv	1.347	1.723	1.606	1296	MW
Kernenergie*	485	485	1.000	3.800	MW
Rotterdam					
Wind op zee*	7.400	7.400	9.800	7.478	MW
Wind op land	423	479	705	406	MW
Zon-pv	1.034	1.323	1.227	993	MW
Kernenergie**	0	0	330	3.300	MW
Eemshaven					
Wind op zee	4.700	4.700	9.853	7.478	MW
Wind op land	542	614	902	520	MW
Zon-pv	263	336	540	439	MW
Kernenergie	0	0	0	0	MW
Zevenaar (Cluster 6-Industrie)					
Wind op zee	0	0	0	0	MW
Wind op land	25	29	43	25	MW
Zon-pv	121	155	249	205	MW
Kernenergie	0	0	0	0	MW

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationale Sturing 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Hernieuwbare opwek op land***					
Wind op zee		0			MW
Wind op land		80			MW
Zon-pv		590			MW

* Voor 2030 gaan we uit van realisatie van de huidige plannen van wind op zee.

** Voor het scenario Europese Integratie gaan we uit van realisatie van twee nieuwe kerncentrales van 1,65 GW in zowel Zeeland als Rotterdam.

*** Voor deze casus hebben we slechts één scenario voor de ontwikkeling van vraag en aanbod, voor 2030 en 2040.

B.1.3 Ontwikkeling overige flexibele bronnen

Tabel 12 geeft een overzicht van de verwachte vermogens van flexibele bronnen in 2040. Voor 2030 nemen we de impact van flexibele bronnen niet mee, met uitzondering van de bestaande gascentrales. Voor de casus hernieuwbare opwek op land nemen we geen flexibiliteitsbronnen mee, met uitzondering van curtailment.

Tabel 12 - Kerncijfers flexibiliteitsbronnen per cluster en scenario voor het jaar 2040.

Sector	Nationale Sturing 2040	Europese Integratie 2040	Opwek of afname	Eenheid
Zeeland				
Curtailment	3.900	3.200	Afname	MW
Batterijen	2.800/1.700	2.500/1.600	Afname/Opwek	MW
Power-to-heat	900	300	Afname	MW
Vraagsturing industrie	700/400	700/300	Afname/Opwek	MW
Regelbare centrales	1.400	1.500	Opwek	MW
Rotterdam				
Curtailment	5.800	4.800	Afname	MW
Batterijen	4.000/2.600	3.400/2.200	Afname/Opwek	MW
Power-to-heat	1.300	500	Afname	MW
Vraagsturing industrie	1.300/800	800/400	Afname/Opwek	MW
Regelbare centrales	2.800	3.000	Opwek	MW
Eemshaven				
Curtailment	5.500	4.500	Afname	MW
Batterijen	2.800/1.800	2.100/1.400	Afname/Opwek	MW
Power-to-heat	1.100	340	Afname	MW
Vraagsturing industrie	430/400	220/200	Afname/Opwek	MW
Regelbare centrales	2.300	1.300	Opwek	MW
Zevenaar (Cluster 6-Industrie)				
Curtailment	140	120	Afname	MW
Batterijen	90/60	60/40	Afname/Opwek	MW
Power-to-heat	0	0	Afname	MW
Vraagsturing industrie	14	10	Afname/Opwek	MW
Regelbare centrales	6	11	Opwek	MW

B.1.4 Ontwikkeling transportcapaciteit elektriciteitsinfrastructuur

Tabel 13 geeft een overzicht van de aangenomen transportcapaciteit per cluster. De cijfers in het tabel zijn inclusief geplande uitbreidingen uit het IP2024 van TenneT (TenneT, 2022) en gelden voor zowel 2030 als 2040.

Tabel 13 - Transportcapaciteit per cluster

Cluster	Transportcapaciteit	Toelichting
Zeeland	6.625 MW	Vier circuits tussen Borssele en Rilland. Drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4 kA geleiders).
Rotterdam	6.625 MW	Vier circuits, twee tussen Maasvlakte en Simonshaven en twee vanaf de Maasvlakte richting Hoek v Holland. Drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud. 2.650 MW per circuit (4 kA geleiders).
Eemshaven	9.625 MW	Vanaf Eemshaven zes circuits (vier naar Viervelaten, twee naar Meeden), maar slechts vier circuits ten zuiden van Meeden en Viervelaten. Daarnaast bij Meeden en Viervelaten 4 220/380kV trafo's, drie bruikbaar in n-1, maar uitgegaan van 2,5 vanwege onderhoud 2.650 MW per circuit (4kA geleiders) en 750 MW per trafo.
Cluster 6-Casus	Maximale piekbelasting zonder elektrolyzers	Voor de netbelasting analyse is de transportcapaciteit voor afname en invoeding gelijk gesteld aan de maximale piekbelasting voor afname of invoeding, afhankelijk van welke het grootste is. Op die manier wordt het relatieve effect van de elektrolyser inzichtelijk. De transportcapaciteit van het station is dus verschillend per scenario.
Casus Hernieuwbare opwek op land	Maximale piekbelasting zonder elektrolyzers	Voor de analyse is de transportcapaciteit voor afname en invoeding gelijk gesteld aan de maximale piekbelasting invoeding minus de capaciteit van de elektrolyser. Op die manier wordt het relatieve effect van de elektrolyser inzichtelijk. De transportcapaciteit van het station is dus verschillend per scenario.

B.2 Uitgebreide resultaten Rotterdam

B.2.1 Omschrijving regio - Rotterdam

Figuur 27 geeft een overzicht van het hoogspanningsnet in de regio Rotterdam. Vanaf de Maasvlakte lopen twee 380kV-circuits richting Wateringen en Bleiswijk en twee circuits via Simonshaven en Crayestein naar Krimpen. In totaal zijn er dus vier 380kV-circuits die stroom af- of aanvoeren. Daarnaast komen elektriciteitskabels vanaf windparken op de Noordzee aan land in Rotterdam (tot 2031 op de Maasvlakte, daarna mogelijk ook bij andere stations in de regio) en komt de BritNed (interconnectie met Groot-Brittannië) aan land bij de Maasvlakte.

Het havenindustriële cluster is het grootste energiecluster van Nederland, met grote hoeveelheden import, export, vraag en productie van energie. Het elektriciteitssysteem in de regio Rotterdam zal flink veranderen in de komende decennia. De elektriciteitsvraag zal fors toenemen door elektrificatie van met name de industrie en er zal naar verwachting ook flexibele vraag komen van elektrolyzers, power-to-heat en vraagsturing in de industrie. En er wordt daarnaast vol op waterstof ingezet als nieuwe waardeketen in de regio (Port of Rotterdam, 2022).

En ook aan de aanbodzijde zal veel veranderen. Tot 2031 zal al 7,4 GW elektriciteit van windparken op zee aanlanden op de Maasvlakte (Ministerie van EZK, 2023b) en dit kan nog verder toenemen. Daarnaast is de Maasvlakte een van de waarborgingslocaties voor kern-energie en worden de huidige fossiele gas- en kolencentrales mogelijk vervangen door waterstofcentrales richting 2040.

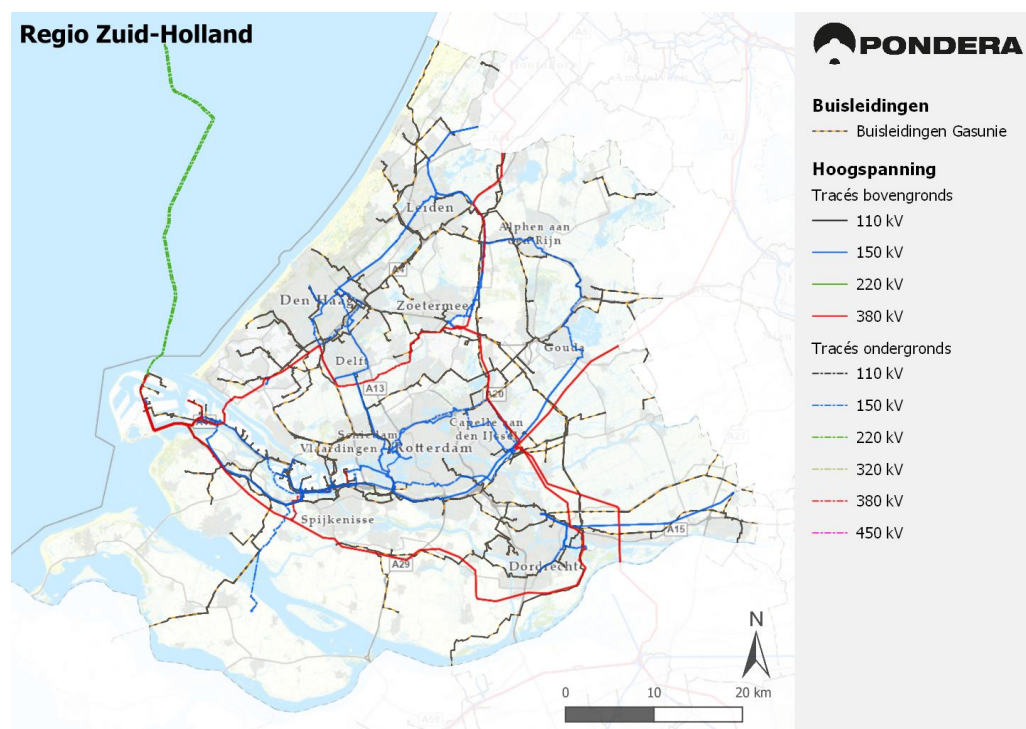
De combinatie van veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit en de verwachte vraag naar groene waterstof van de industrie maakt Rotterdam een locatie met veel potentie voor grootschalige elektrolyse.

Tabel 14 geeft een overzicht van de kerncijfers voor Rotterdam, voor de verschillende scenario's.

Tabel 14 - Kerncijfers ontwikkeling vraag, aanbod en flexibiliteit Rotterdam

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationaal Leiderschap 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Elektriciteitsvraag	15,7	19,3	25,3	20,1	TWh
Wind op zee	7.400	7.400	9.800	7.400	MW
Wind op land	400	500	700	400	MW
Zon-pv	1.000	1.300	1.200	1.000	MW
Kernenergie	0	0	335	3.300	MW
Elektrolyse	Ondergrens 200 MW Bovengrens 2.500 MW		Ondergrens 1.900 MW Bovengrens 3.900 MW		MW
Transportcapaciteit	6.625	6.625	6.625	6.625	MW

Figuur 27 - Hoogspanningsinfrastructuur regio Rotterdam (CE Delft, 2024c)



Bron: (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

B.2.2 Netbelasting zonder elektrolyse - Rotterdam

Met de methodiek beschreven in Paragraaf 6.1 is op uurbasis een inschatting gemaakt van de belasting op de 380kV-verbindingen, zonder elektrolyzers. Dit hebben we gedaan voor twee scenario's voor 2030 en twee scenario's voor 2040. Tabel 15 toont de belangrijkste kerncijfers van de netbelasting op de 380kV-verbindingen voor deze scenario's. Hierbij tonen we de piekbelasting voor netto-afname van elektriciteit (lokaal meer afname dan invoeding), netto-invoeding van elektriciteit (lokaal meer invoeding dan afname) en de Energy not Transported (ENT).

Tabel 15 - Kerncijfers netbelasting zonder elektrolyzers, Rotterdam

	2030		2040		
	Klimaatambitie	Nationale Drijfveer	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	
Capaciteit netwerk	6.625		6.625		MW
Piekbelasting afname	2.000	2.500	4.150	2.950	MW
Energy not transported afname	0	0	0	0	TWh
Piekbelasting invoeding	9.150	9.000	8.500	9.700	MW
Energy not transported invoeding	1,37	1,22	0,56	2,62	TWh

In 2030 ligt zonder elektrolyse met name de piekbelasting door invoeding van elektriciteit hoog, door de grote hoeveelheid wind op zee. Deze ligt een stuk hoger dan de piekbelasting door afname. De belasting door invoeding is een deel van het jaar groter dan de beschikbare capaciteit, waardoor bij beide scenario's ruim 1 TWh elektriciteit op jaarbasis niet getransporteerd kan worden. Indien geen elektrolyzers, of andere vraag, gerealiseerd wordt dan zijn verzwaren van TenneT nodig (waar nog geen plannen voor zijn, en wat voor 2030 niet meer haalbaar is) of kan minder aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden.

Tekstkader 10 - Beschouwing geplande netuitbreidingen 380kV-net Rotterdam

Geplande netuitbreidingen 380kV-net

In de nieuwste versie van het investeringsplan van TenneT is een onderzoeksproject voor het versterken van de transportcapaciteit tussen de Maasvlakte en Beverwijk opgenomen. Het is echter nog onduidelijk hoe deze versterking eruit gaat zien (waar de nieuwe verbinding gaat lopen) en hoeveel extra transportcapaciteit dit oplevert. Als dit project gerealiseerd wordt, dan zal dit voor 2040 extra transportcapaciteit opleveren en dan zal de overschrijding van de beschikbare capaciteit en de ENT minder zijn (zowel voor de situatie met als zonder elektrolyzers). Dit heeft geen impact op de resultaten voor 2030, aangezien dit project niet voor dan gerealiseerd zal worden.

In 2040 neemt de elektriciteitsvraag in Rotterdam toe en wordt daarnaast extra aanbod gerealiseerd. Bij het scenario Nationaal Leiderschap wordt extra wind op zee aangesloten in Rotterdam, bij het scenario Europese Integratie komen er twee grote kerncentrales in Rotterdam. In beide scenario's ligt in 2040 zonder elektrolyse met name de piekbelasting door invoeding van elektriciteit hoog door de grote hoeveelheid wind op zee en is in beide scenario's een deel van het jaar de belasting groter dan de beschikbare capaciteit. In het scenario Europese Integratie, met twee grote kerncentrales, is de hoeveelheid elektriciteit die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden het grootst. In beide gevallen zijn

verzwaringen van het netwerk van TenneT nodig als er geen elektrolyse, of eventueel andere (flexibele) vraag, gerealiseerd wordt.

B.2.3 Impact elektrolyzers op belasting 380kV-verbindingen

De impact van elektrolyzers op de belasting op 380kV-verbindingen bepalen we voor alle mogelijke combinaties van scenario's, zichtjaren, manieren van inzet en hoeveelheden elektrolyzers. Hieronder bespreken we de belangrijkste resultaten en conclusies.

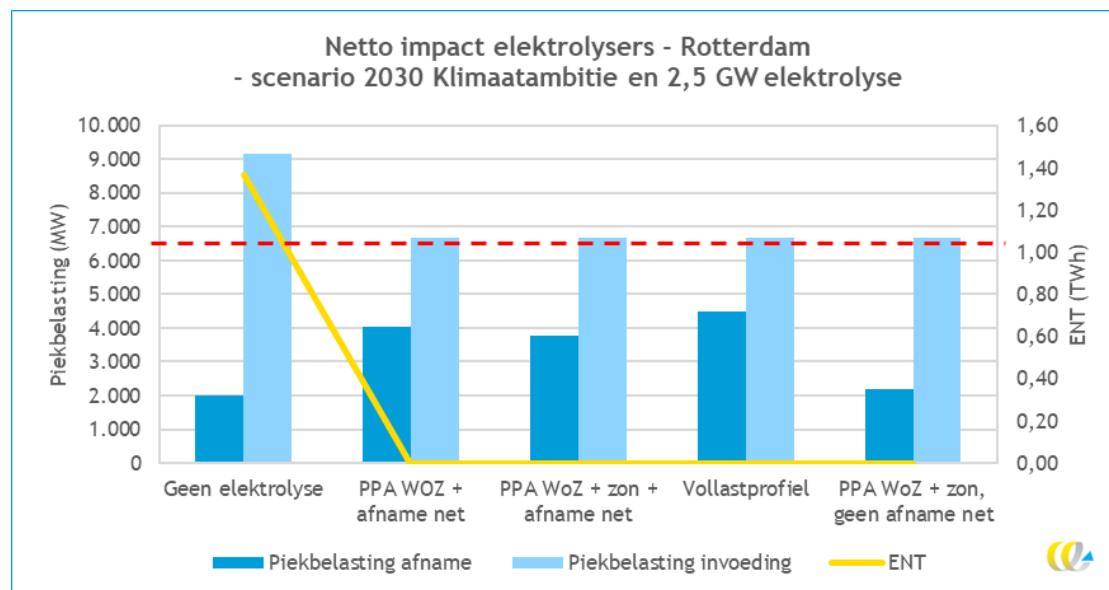
2030

Figuur 28 toont de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting bij het scenario Klimaatambitie voor de belangrijkste verschillende manieren van inzet en de bovengrens voor de hoeveelheid elektrolyse. De figuur toont de piekbelasting in het jaar voor invoeding en afname, en de hoeveelheid energie die niet getransporteerd kan worden (ENT).

De belangrijkste conclusies over de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen bij Rotterdam, die gelden voor alle manieren van inzet, zijn:

- De netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting is in alle gevallen gunstig. De grootste pieken worden veroorzaakt door invoeding van elektriciteit en deze pieken worden minder groot door de inzet van elektrolyzers. Met elke MW elektrolyse neemt de piekbelasting door invoeding van elektriciteit met één MW af. Hierdoor wordt de hoeveelheid elektriciteit die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (ENT) verminderd. Bij de bovengrens van de hoeveelheid elektrolyse (2,5 GW) worden alle overschrijdingen opgelost en wordt de ENT 0 TWh.
- Indien er geen elektrolyzers, of andere (flexibele) vraag, gerealiseerd worden, dan zijn verzwaringen van TenneT nodig (waar nog geen plannen voor zijn, en wat voor 2030 naar verwachting niet meer haalbaar is) of kan minder aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden.
- Er zijn ook uren waarop de elektrolyzers een hogere netbelasting veroorzaken, door meer afname van elektriciteit. Dit geldt voor alle manieren van inzet en ook bij weinig elektrolyzers. Dit leidt in de meeste gevallen tot een hogere belastingpiek (hoogste belasting in het jaar) door afname, zoals te zien is in Figuur 28. Maar in geen van de gevallen leidt dit tot een overschrijding van de beschikbare capaciteit. Dit betekent dat het geplande netwerk voldoende capaciteit heeft om de extra afname van elektriciteit te faciliteren.

Figuur 28 - Netto-impact elektrolyzers Rotterdam, scenario 2030 Klimaatambitie en 2,5 GW elektrolyse

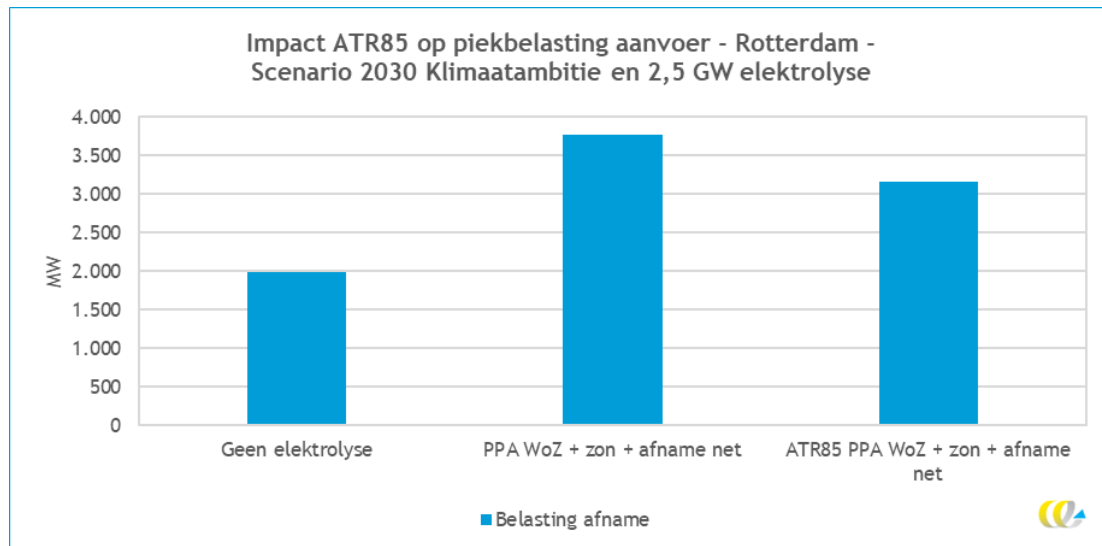


De exacte impact verschilt per manier van inzet, de hoeveelheid elektrolyse en de ontwikkeling van vraag en aanbod. De belangrijkste verschillen tussen deze verschillende varianten onderzocht in de studie zijn:

- Als alleen elektriciteit wordt afgenomen door een PPA, dan neemt de **piekbelasting door afname van elektriciteit niet toe**. Als er op overige momenten stroom afgenomen wordt van het net, bij lage prijzen of omdat er vollast waterstof geproduceerd moet worden voor de industrie, dan neemt de **piekbelasting door afname wel toe**.
- Bij 2,5 GW elektrolyse (bovengrens) wordt de **piekbelasting door afname van elektriciteit een stuk hoger**. Bij 200 MW (ondergrens) wordt de piekbelasting door afname **alleen hoger dan de elektrolyser vollast draait**. Dit laat zien dat elektrolyzers bij grotere hoeveelheden een significantere factor in de netbelasting worden.
- Het **verschilt** per hoeveelheid elektrolyse **hoeveel uren** elektrolyzers tot een **hogere belasting** op het elektriciteitsnet leiden. Bij een PPA, eventueel aangevuld met afname van elektriciteit bij lage prijzen, leiden elektrolyzers enkele honderden uren per jaar tot een hogere belasting op het elektriciteitsnet (tot 10% van de uren). Bij vollast inzet, is dit 25 tot 40% van de uren in het jaar het geval. Maar zoals eerder benoemd, is er op die momenten voldoende capaciteit beschikbaar op het net. De absolute pieken voor invoeding van elektriciteit zijn ook nog steeds hoger dan de pieken voor afname.
- De impact van elektrolyzers op de netbelasting is **vergelijkbaar bij beide scenario's (Klimaatambitie en Nationale Drijfveer)** voor 2030. Dit betekent dat de resultaten **robuust zijn en niet afhankelijk van specifieke ontwikkelingen van het energiesysteem richting 2030**.
- Bij een ATR85 wordt het verhogen van de piekbelasting door afname door elektrolyzers deels **gemitigeerd**. Echter, de piekbelasting door afname van elektriciteit wordt nog wel hoger dan de situatie zonder elektrolyzers. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 29.
- Bij de inzetscenario's **met een PPA** (en afname elektriciteit op goedkope uren) wordt de inzet van elektrolyzers door een ATR85 **slechts een beperkt deel van het jaar beperkt** (tot 3%), aangezien de elektrolyzers vooral beperkt worden op uren dat ze toch al niet ingezet zouden worden en de ATR85. Bij het inzetscenario **vollast-inzet** wordt de inzet wel **vaker beperkt bij een ATR85**. Bij de bovengrens van het vermogen aan

elektrolyse gaat het om 15%, bij de ondergrens van het vermogen aan elektrolyse wordt de elektrolyser niet beperkt (meer hierover in Paragraaf 5.2).

Figuur 29 - Impact ATR85 op piekbelasting afname elektriciteit



2040

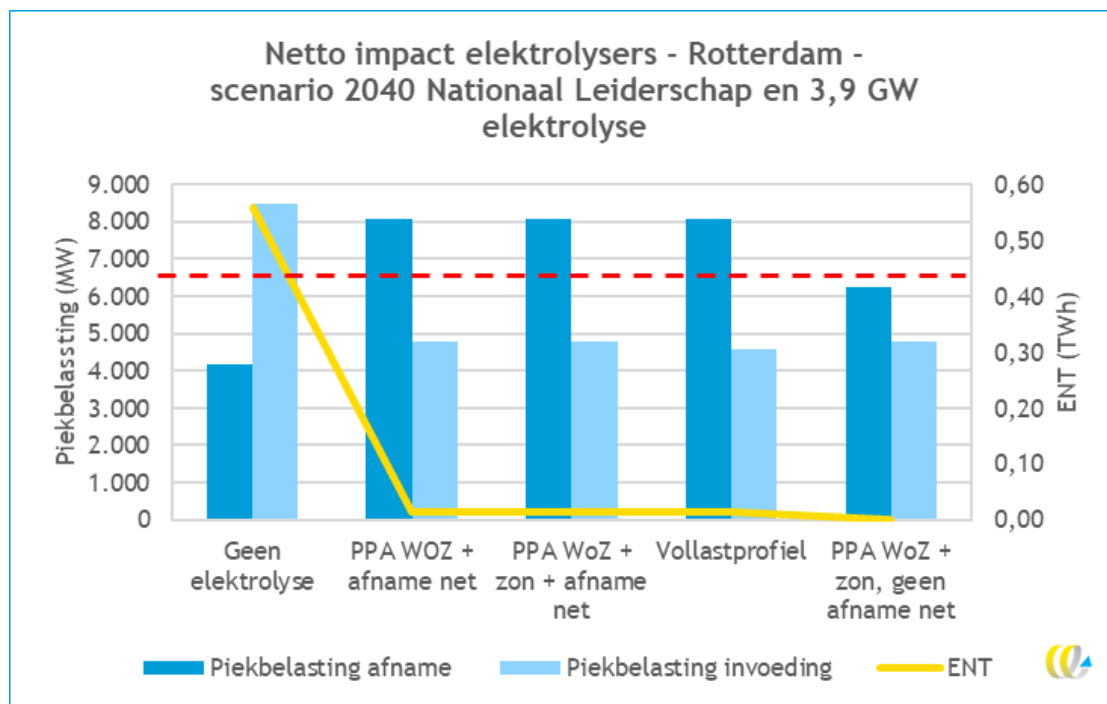
Richting 2040 neemt zowel de vraag naar elektriciteit als het aanbod (van wind op zee en eventueel kernenergie) toe. Daarnaast neemt het verwachte vermogen aan elektrolyzers ook fors toe. In 2040 geldt nog steeds dat de grootste belasting in Rotterdam veroorzaakt wordt door invoeding van elektriciteit (invoeding) en dat er hierdoor een deel van het jaar elektriciteit niet getransporteerd kan worden (zie ook Bijlage B.2.2). De piekbelasting voor afname van elektriciteit (afname) neemt richting 2040 wel toe, maar is dan nog altijd minder dan de beschikbare capaciteit van het netwerk.

In 2040 geldt nog steeds dat elektrolyzers de belasting door invoeding van elektriciteit flink verminderen. Het grootste deel van de overschrijdingen van de belasting (95-100%) wordt hiermee opgelost en de elektriciteit die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (ENT) wordt een stuk lager. Dit betekent dat inzet van elektrolyzers netverzwaringen voorkomt of dat extra aanlanding van wind op zee gerealiseerd kan worden. Bovenstaande geldt niet, of in mindere mate, als de netcapaciteit richting 2040 nog vergroot wordt (zie Tekstkader 10).

Ook in 2040 zijn er uren waarop de inzet van elektrolyzers leidt tot een grotere belasting op het netwerk, doordat extra stroom aangevoerd moet worden op momenten met weinig lokaal aanbod. Maar in tegenstelling tot 2030 zijn er in 2040 ook uren waarop dit tot nieuwe overschrijdingen leidt en het netwerk onvoldoende capaciteit heeft om elektriciteit aan te voeren. Dit komt door de combinatie van een hogere basisvraag naar elektriciteit en meer vermogen aan elektrolyse. Bij de bovengrens voor de hoeveelheid elektrolyse leidt de inzet van elektrolyzers tot nieuwe overschrijdingen. Het aantal uren met overschrijding van de belasting door inzet van elektrolyse is zeer beperkt (ongeveer 5 uur per jaar bij scenario Europese Integratie en tot 35 uur per jaar bij scenario Nationaal Leiderschap). Daardoor kan dit opgelost worden met een ATR85, in dat geval zorgt inzet van elektrolyzers niet voor nieuwe overschrijdingen.

Dit wordt geïllustreerd in Figuur 30, waarin te zien is dat de piekbelasting door afname hoger wordt dan de beschikbare netcapaciteit (6.625 MW, zie Tabel 15). Dit zal niet het geval zijn als de netcapaciteit richting 2040 vergroot wordt (zie Tekstkader 10).

Figuur 30 - Netto-impact elektrolyzers Rotterdam, scenario 2040 Nationaal Leiderschap en 3,9 GW elektrolyse



Waar bij 2030 de verschillen tussen de twee scenario's beperkt waren, wordt de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet richting 2040 meer afhankelijk van de ontwikkeling van vraag en aanbod:

- Bij het scenario **Nationaal Leiderschap** wordt extra aanlanding van wind op zee gerealiseerd. In dit scenario is de piekbelasting voor afname van elektriciteit groter dan bij het scenario Europese Integratie. Dit komt door een hogere elektriciteitsvraag van de industrie en doordat er geen baseload productie van kerncentrale is. Hierdoor is het risico groter dat inzet van elektrolyzers leidt tot een overschrijding van de beschikbare capaciteit, bij afname van elektriciteit.
- Bij het scenario **Europese Integratie** worden twee kerncentrales gerealiseerd. Kerncentrales maken een stuk meer draaiuren dan wind op zee. Bij het scenario Europese Integratie zijn er hierdoor een stuk meer uren met lokale overschotten van elektriciteit. Hierdoor zorgt inzet van elektrolyzers op een stuk minder uren voor extra belasting door afname van elektriciteit.
- Daarnaast leidt industriegestuurde vollast inzet van een elektrolyser bij het **scenario met kernenergie** niet tot veel extra uren met een hogere netbelasting, ten opzichte van inzet met een PPA. En zorgt industriegestuurde vollast inzet voor meer verlaging van de piekbelasting door invoeding. Bij het scenario Nationaal Leiderschap leidt een industriegestuurde-inzet wel tot een stuk meer uren met een hogere netbelasting, ten opzichte van inzet met een PPA. Daarnaast leidt in dat geval vollast inzet niet tot veel extra verlaging van de piekbelasting door invoeding. Dit betekent dat vollast inzet van elektrolyzers, vanuit netperspectief, gunstiger is op een locatie met wind op zee en kerncentrales dan op een locatie met alleen aanlanding van wind op zee. Bij een locatie

met alleen aanlanding van wind op zee is inzet op basis van een PPA met wind op zee, vanuit netperspectief, gunstiger.

B.2.4 Impact op overige elektriciteitsinfrastructuur

In de analyse hiervoor bepalen we, met een versimpelde methodiek, de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen vanaf Rotterdam naar de rest van Nederland. Elektrolyzers hebben echter ook impact op andere onderdelen van de elektriciteitsinfrastructuur:

- Een elektrolyser moet aangesloten worden op een station, voor grootschalige elektrolyzers een 380kV-station of een 150kV-station. Hiervoor is een vrij veld op een station noodzakelijk en moet een aansluiting gerealiseerd worden.
- Onze methodiek gaat impliciet uit van het aansluiten van elektrolyse op een 380kV-station waarop ook wind op zee aangesloten wordt. Elektrolyse wordt alleen op 380kV-niveau aangesloten bij vermogens van meer dan honderden MW's. Kleinere elektrolyzers worden aangesloten op 150kV-stations. In dat geval heeft de inzet van de elektrolyser impact op de belasting van de 380kV-/150kV-transformatoren.
- Als een elektrolyser niet bij de aansluiting van wind op zee (op de Maasvlakte), maar op een andere locatie in de regio Rotterdam geplaatst wordt (zoals de Botlek of Europoort), dan leidt dit tot extra transport op de (380kV- of 150kV) verbindingen tussen de aansluitlocatie van wind op zee en de elektrolyser. Mogelijk zijn hiervoor uitbreidingen van het elektriciteitsnet nodig.

Bovenstaande heeft als implicatie dat het, vanuit netperspectief, de voorkeur heeft om grootschalige elektrolyzers in Rotterdam vlak bij de aansluitlocaties van wind op zee te plaatsen en op hetzelfde 380kV-station aan te sluiten. Binnen het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee wordt daarom ook ruimte gezocht voor elektrolyzers in nabijheid van aansluitlocaties van wind op zee.

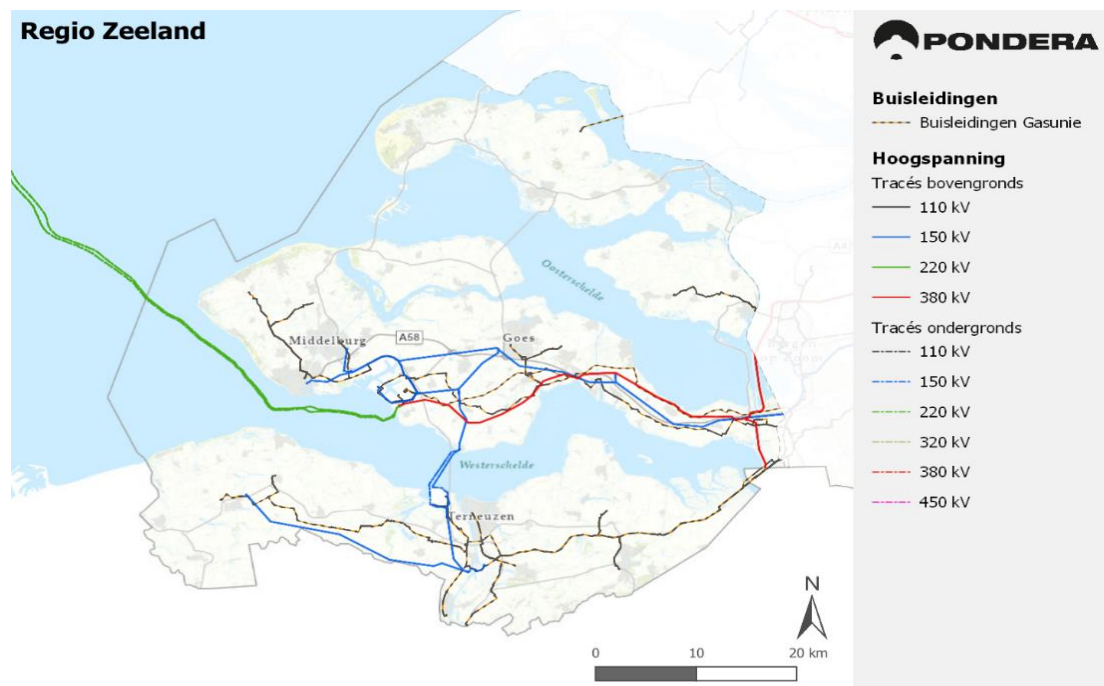
Grootschalige elektrolyse heeft ook impact op de 380kV-verbindingen buiten de regio Rotterdam. Het is de verwachting dat elektrolyzers de belasting op de 380kV-verbindingen in andere delen van Nederland verlaagt, aangezien de (piek-)belasting van het transport van elektriciteit vanaf Rotterdam richting andere delen van Nederland lager wordt.

B.3 Uitgebreide resultaten Zeeland

B.3.1 Omschrijving regio

Figuur 31 geeft een overzicht van het hoogspanningsnet in Zeeland. Op dit moment lopen twee 380kV-circuits vanaf Borssele richting Rilland. Begin jaren 30 wordt een 380kV-verbinding tussen Borssele en Terneuzen gerealiseerd en twee extra 380kV-circuits tussen Zeeland en Rilland. Dit betekent dat er vanaf begin jaren 30 vier 380kV-circuits lopen vanaf Zeeland richting Rilland.

Figuur 31 - Hoogspanningsinfrastructuur regio Zeeland



Bron: (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

Zeeland heeft nu ook al een forse industriële energievraag. De elektriciteitsvraag zal fors toenemen door elektrificatie van met name deze industrie en er zal naar verwachting ook flexibele vraag komen van elektrolyzers, power-to-heat en vraagsturing in de industrie. Er is veel industrie gevestigd en er wordt daarnaast vol op waterstof ingezet als nieuwe waardeketen in de regio (Smart Delta Resources, 2022).

En ook aan de aanbodzijde zal veel veranderen. Tot 2031 zal al 5,5 GW elektriciteit van windparken op zee aanlanden in Borssele (Ministerie van EZK, 2023b) en dit kan nog verder toenemen. Daarnaast is het Sloegebied een van de waarborgingslocaties voor kernenergie, waarnaar gekeken wordt voor het plaatsen van nieuwe kerncentrales en worden de huidige fossiele gas- en kolencentrales mogelijk vervangen door waterstofcentrales.

De combinatie van veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit en de verwachte waterstofvraag van de industrie maakt Zeeland een locatie met veel potentie voor grootschalige elektrolyse.

De Tabel 16 geeft een overzicht van de kerncijfers voor Zeeland, voor de verschillende scenario's.

Tabel 16 - Kerncijfers ontwikkeling vraag, aanbod en flexibiliteit Zeeland

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationaal Leiderschap 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Elektriciteitsvraag	9,2	14,7	24,4	18,7	TWh
Wind op zee	5.400	7.400	7.400	5.400	MW
Wind op land	400	500	700	400	MW
Zon-pv	1.350	1.700	1.600	1.300	MW
Kernenergie	500	500	1.000	3.800	MW
Elektrolyse	Ondergrens 100 MW Bovengrens 2.500 MW		Ondergrens 1.100 MW Bovengrens 2.600 MW		MW
Transportcapaciteit	6.625	6.625	6.625	6.625	MW

B.3.2 Netbelasting zonder elektrolyse - Zeeland

Met de methodiek beschreven in Paragraaf 6.1 is op uurbasis een inschatting gemaakt van de belasting op de 380kV-verbindingen, zonder elektrolyzers. Dit hebben we gedaan voor twee scenario's voor 2030 en twee scenario's voor 2040. Tabel 17 toont de belangrijkste kerncijfers van de netbelasting op de 380kV-verbindingen voor deze scenario's. Hierbij tonen we de piekbelasting voor afname van elektriciteit (lokaal meer afname dan invoeding), invoeding van elektriciteit (lokaal meer invoeding dan afname) en de Energy not Transported).

Tabel 17 - Kerncijfers netbelasting zonder elektrolyzers, Zeeland

	2030		2040		
	Klimaatambitie	Nationale Drijfveer	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	
Capaciteit netwerk	6.625		6.625		MW
Piekbelasting afname	1.200	1.750	2.850	2.050	MW
Energy not transported afname	0	0	0	0	TWh
Piekbelasting invoeding	6.800	6.500	6.550	7.900	MW
Energy not transported invoeding	0,00	0,00	0,00	0,45	TWh

In 2030 ligt zonder elektrolyse met name de piekbelasting door invoeding van elektriciteit hoog, door de grote hoeveelheid wind op zee. Maar er het netwerk heeft voldoende capaciteit om lokale overschotten van elektriciteit af te voeren.

Tekstkader 11 - Beschouwing geplande netuitbreidingen 380kV-net Zeeland

Geplande netuitbreidingen 380kV-net

In de analyses voor 2030 gaan we uit van realisatie van de geplande uitbreidingen aan het 380kV-net van het meest recente investeringsplan van TenneT. De relevante geplande uitbreidingen zijn:

- Verzwaring 380kV-verbinding Borssele - Rilland, met grotere geleiders. Geplande realisatie 2025.
- 3e en 4e circuit 380kV-verbinding Borssele - Rilland (Zuid-West 380kV West). Geplande realisatie 2025.
- Nieuw 380kV-station Terneuzen, nieuwe 380kV-verbinding Borssele - Terneuzen. Geplande realisatie na 2033.
- Nieuwe 380kV-verbinding Rilland - Tilburg (project Zuid-West 380kV Oost). Geplande realisatie 2032.

De twee bovenste uitbreidingen zijn bepalend voor de beschikbare capaciteit vanaf Zeeland richting Rilland. Deze zijn naar verwachting voor 2030 gerealiseerd. De 380kV-verbinding richting en het 380kV-station bij Terneuzen zijn noodzakelijk voor realisatie van meerdere honderden MW's of GW-schaal elektrolyse. Dit is dus naar verwachting pas mogelijk na 2033. De nieuwe 380kV-verbinding tussen Rilland en Tilburg is nodig voor extra transportcapaciteit verderop het net, richting de rest van Nederland. Het effect op deze verbindingen nemen we niet mee in onze modellering.

Richting 2040 neemt de elektriciteitsvraag in Zeeland toe en wordt daarnaast extra aanbod gerealiseerd. Bij het scenario Nationaal Leiderschap wordt extra wind op zee aangesloten in Zeeland, bij het scenario Europese Integratie komen er twee grote kerncentrales in Zeeland. In beide scenario's ligt in 2040 zonder elektrolyse met name de piekbelasting door invoeding van elektriciteit hoog, door de grote hoeveelheid wind op zee. Bij het scenario Europese Integratie is de belasting een deel van het jaar, groter dan de beschikbare capaciteit en kan een deel van de elektriciteit niet getransporteerd worden.

B.3.3 Impact elektrolyzers op netbelasting

2030

Figuur 32 toont de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting bij de belangrijkste verschillende manieren van inzet en bij 2,5 GW elektrolyzers. De figuur toont de piekbelasting in het jaar voor invoeding en afname, en de hoeveelheid energie die niet getransporteerd kan worden (ENT).

De belangrijkste conclusies over de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen bij Zeeland, die gelden voor alle manieren van inzet, zijn:

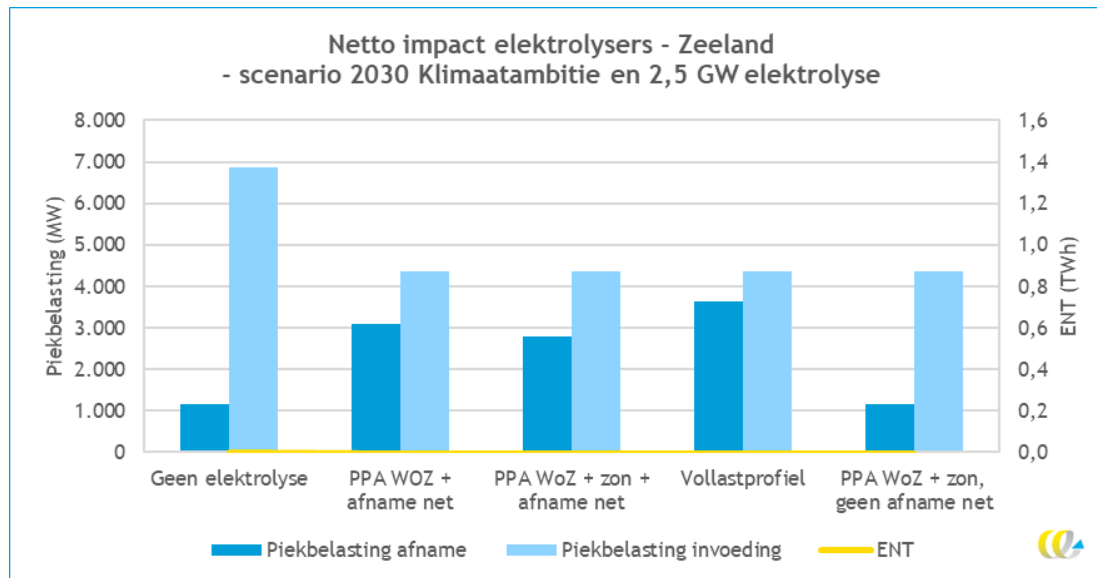
- De netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting is in alle gevallen gunstig. De grootste pieken worden veroorzaakt door invoeding van elektriciteit en deze pieken worden minder groot door inzet van elektrolyzers. Met elke MW elektrolyse neemt de piekbelasting door invoeding van elektriciteit met één MW af. Ook zonder elektrolyse zijn er echter geen overschrijdingen van de capaciteit en kan alle elektriciteit getransporteerd worden.
- Er zijn ook uren waarop de elektrolyzers een hogere netbelasting veroorzaken, doordat meer afname van elektriciteit nodig is. Dit geldt voor alle manieren van inzet en ook bij weinig elektrolyzers. In sommige gevallen leidt dit tot een hogere belastingpiek (hoogste belasting in het jaar) door afname. Maar in geen van de gevallen leidt dit tot een overschrijding van de beschikbare capaciteit. Dit betekent dat het geplande netwerk voldoende capaciteit heeft om de extra afname van elektriciteit te faciliteren.

De conclusies voor de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet in 2030 zijn voor Zeeland dus vrijwel gelijk aan de conclusies voor Rotterdam. Het belangrijkste verschil is dat er in Rotterdam naar verwachting zonder elektrolyse overschrijdingen zijn van de capaciteit en dat dit in Zeeland niet het geval is, volgens onze modellering. Dit betekent dat er richting 2030 meer noodzaak is voor realisatie van elektrolyzers in Rotterdam dan in Zeeland.

Mogelijk is er in de praktijk wel elektrolyse of andere vraag nodig in Zeeland als de geplande uitbreidingen van het hoogspanningsnet verdere vertraging opleveren, als de elektrificatie van de industrie minder snel gaat dan in de doorgerekende scenario's of doordat er verder landinwaarts (na Rilland) wel knelpunten op het hoogspanningsnet

ontstaan tot realisatie van de nieuwe 380kV-verbinding tussen Rilland en Tilburg (geplande realisatie in 2032).

Figuur 32 - Netto-impact elektrolyzers Zeeland, scenario 2030 Klimaatambitie en 2,5 GW elektrolyse



De overige conclusies over de impact over de impact van elektrolyzers op de netbelasting in 2030 in Rotterdam gelden ook voor Zeeland:

- Het verschilt per variant hoeveel uren elektrolyzers tot een hogere belasting op het elektriciteitsnet leiden. Bij een PPA, eventueel aangevuld met afname van elektriciteit bij lage prijzen, leiden elektrolyzers tot enkele honderden uren per jaar tot een hogere belasting (tot 5% van de uren). Bij een vollast inzet is dit 15 tot 35% van de uren in het jaar het geval. Maar zoals eerder benoemd, is er op die momenten voldoende capaciteit beschikbaar op het net.
- De impact van elektrolyzers op de netbelasting is vergelijkbaar bij beide scenario's voor 2030. Dit betekent dat de resultaten robuust zijn en niet afhankelijk van specifieke ontwikkelingen van het energiesysteem richting 2030.
- Bij een ATR85 worden de negatieve effecten van elektrolyzers op de netbelasting (hogere belasting voor afname elektriciteit) deels gemitigeerd. Echter, de piekbelasting door afname van elektriciteit wordt nog wel iets hoger ten opzichte van de situatie zonder elektrolyzers. Bij de inzetscenario's met een PPA (en afname elektriciteit op goedkope uren) wordt de inzet van elektrolyzers door een ATR85 slechts een beperkt deel van het jaar beperkt (tot 2%), aangezien de elektrolyzers beperkt worden op uren dat ze toch al niet ingezet zouden worden. Bij vollast inzet, wordt de inzet wel vaker beperkt bij een ATR85. Bij de bovengrens van het vermogen aan elektrolyse gaat het om 15%, bij de ondergrens van het vermogen aan elektrolyse wordt de elektrolyser niet beperkt (meer hierover in Paragraaf 5.2).

2040

Richting 2040 neemt zowel de vraag naar elektriciteit als het aanbod (van wind op zee en eventueel kernenergie) toe. Daarnaast neemt het verwachte vermogen aan elektrolyzers ook fors toe. In 2040 geldt nog steeds dat de grootste belasting veroorzaakt wordt door invoeding van elektriciteit en dat er hierdoor een deel van het jaar elektriciteit niet getransporteerd kan worden (zie ook Bijlage 0). De piekbelasting voor afname van elektriciteit (afname) neemt richting 2040 wel toe, maar is nog minder dan de beschikbare capaciteit.

In 2040 geldt nog steeds dat elektrolyzers de belasting door invoeding van elektriciteit flink verminderen. Het grootste deel van de overschrijdingen van de belastingen wordt hiermee opgelost en de elektriciteit die op jaarbasis niet getransporteerd kan worden (ENT) wordt een stuk lager.

Ook in 2040 zijn er uren waarop de inzet van elektrolyzers leidt tot een grotere belasting op het netwerk, doordat extra stroom aangevoerd moet worden op momenten met weinig lokaal aanbod. Maar er is in Zeeland voor 2040 naar verwachting voldoende capaciteit beschikbaar op de 380kV-verbindingen voor het afnemen van elektriciteit op die uren, waardoor er op die uren geen overschrijding ontstaat. Dit in tegenstelling tot Rotterdam, waar wel op een deel van de uren in het jaar nieuwe overschrijding ontstaan.

Net als bij Rotterdam is er in Zeeland bij het scenario Nationaal Leiderschap een forsere toename van de elektriciteitsvraag en een toename van de hoeveelheid wind op zee, en bij het scenario Europese Integratie minder elektrificatie en de plaatsing van twee nieuwe kerncentrales. Ook bij Zeeland is industriegepasteerde volast inzet, vanuit netperspectief, gunstiger bij realisatie van kerncentrales en inzet gebaseerd op PPA's gunstiger is voor het elektriciteitsnet.

B.3.4 Impact op overige elektriciteitsinfrastructuur in regio

In de bovenstaande analyse bepalen we, met een versimpelde methodiek, de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen vanaf Zeeland naar de rest van Nederland. Elektrolyzers hebben echter ook impact op andere onderdelen van de elektriciteitsinfrastructuur:

- Een elektrolyser moet aangesloten worden op een station, voor grootschalige elektrolyzers een 380kV-station of een 150kV-station. Hiervoor is een vrij veld op een station noodzakelijk en moet een aansluiting gerealiseerd worden.
- Onze methodiek gaat impliciet uit van het aansluiten van elektrolyse op een 380kV-station waarop ook wind op zee aangesloten wordt. Elektrolyse wordt alleen op 380kV-niveau aangesloten bij vermogens van meer dan honderden MW's. Kleinere elektrolyzers worden aangesloten op 150kV-stations. In dat geval heeft de inzet van de elektrolyser impact op de belasting van de 380kV-/150kV-transformatoren.
- Als een elektrolyser niet bij de aansluiting van wind op zee (in 2030 bij Borssele, in 2040 mogelijk ook bij Terneuzen), maar op een andere locatie in de Zeeland geplaatst, dan leidt dit tot extra transport op de (380kV- of 150kV-) verbindingen tussen de aansluitlocatie van wind op zee en de elektrolyser en mogelijk ook op andere verbindingen nabij de elektrolyser. Mogelijk zijn hiervoor uitbreidingen van het elektriciteitsnet nodig, maar dit verschilt per situatie.
- In Zeeuws-Vlaanderen is veel hernieuwbare opwek op land, en vooralsnog geen aanlanding op wind op zee. De impact van elektrolyzers in zo'n type regio wordt verder onderzocht in de volgende fase.

Bovenstaande heeft als implicatie dat het, vanuit netperspectief, de voorkeur heeft om grootschalige elektrolyzers in Zeeland vlak bij de aansluitlocaties van wind op zee te plaatsen en op hetzelfde 380kV-station aan te sluiten. Binnen het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee wordt ruimte gezocht voor elektrolyzers in nabijheid van aansluitlocaties van wind op zee.

Grootschalige elektrolyse heeft ook impact op de 380kV-verbindingen buiten de regio Zeeland. Het is de verwachting dat elektrolyzers de belasting op de 380kV-verbindingen in andere delen van Nederland verlaagt, aangezien de (piek-)belasting van het transport van elektriciteit vanaf Zeeland richting andere delen van Nederland lager wordt.

B.4 Uitgebreide resultaten Eemshaven

B.4.1 Omschrijving regio

Vanaf de Eemshaven loopt een 380kV-verbinding met twee circuits richting Meeden en vervolgens richting Zwolle. Figuur 33 geeft een overzicht van het hoogspanningsnet in Groningen. Vanaf de Eemshaven loopt een 380kV-verbinding met twee circuits richting Meeden en vervolgens richting Zwolle. Daarnaast wordt een 380kV-verbinding gerealiseerd vanaf de Eemshaven richting Vierverlaten en vervolgens richting Ens. Deze verbinding krijgt vier circuits tot Vierverlaten en vanaf Vierverlaten twee circuits. In totaal zijn er dus zes afvoerende 380kV-circuits tot Vierverlaten en vier 380kV-circuits vanaf Vierverlaten. De transportcapaciteit van de 380kV-verbinding die vanaf de Eemshaven landinwaarts loopt, is vanaf 2030 9.625 MW en blijft tot 2040 gelijk.

Tekstkader 12 - Beschouwing beschikbare transportcapaciteit vanaf Eemshaven

Beschikbare transportcapaciteit vanaf Eemshaven

In deze analyse kijken we naar de afvoercapaciteit vanaf de Eemshaven richting de rest van Nederland. Vanaf de Eemshaven loopt onder meer een 380kV-verbinding richting Meeden en vervolgens via Drenthe richting Zwolle. Bij Meeden is het Nederlandse hoogspanningsnet verbonden met het Duitse hoogspanningsnet via een AC-interconnectie. De uitwisseling van elektriciteit met Duitsland via deze interconnectie heeft impact op de belasting op de 380kV-verbinding vanaf de Eemshaven naar Meeden en Zwolle. Deze uitwisseling is echter niet meegenomen in de analyse, aangezien deze bepaald moet worden door middel van een integrale modellering van de scenario's door TenneT. We verwachten dat er mogelijk knelpunten ontstaan op de 380kV-verbindingen vanaf Meeden richting Zwolle door het gezamenlijke effect van afvoeren van stroom van windparken op zee vanaf de Eemshaven en loop-flows die bij Meeden vanaf Duitsland Nederland binnenkomen. Doordat we de impact van de interconnectie vanaf Meeden niet meenemen onderschatten we naar verwachting het effect van wind op zee op de 380kV-verbindingen. Het relatieve effect van elektrolyzers blijft echter wel gelijk.

In de analyses voor 2030 gaan we uit van realisatie van de geplande uitbreidingen aan het 380kV-net van het meest recente investeringsplan van TenneT. De relevante geplande uitbreidingen zijn:

- Een nieuwe 380kV-verbinding tussen Eemshaven en Vierverlaten. Deze vervangt de huidige 220 en 110kV-verbindingen. Gerealiseerd in 2023.
- Een nieuwe 380kV-verbinding tussen Vierverlaten en Ens, met uiteindelijk vier circuits. Geplande realisatie na 2033.
- Een derde circuit tussen Eemshaven en Eemshaven Oude Schip. Geplande realisatie 2029-2031.
- Verzwaring 380kV-verbindingen, met grotere geleiders. Geplande realisatie 2023.

Een deel van de geplande uitbreiding zal pas na 2030 gerealiseerd zijn. Daarmee overschatten we naar verwachting de transportcapaciteit in 2030. Voor 2040 zullen de geplande uitbreidingen naar verwachting wel gerealiseerd zijn.

Figuur 33 - Hoogspanningsinfrastructuur Groningen



Bron: (CE Delft & Pondera, 2023).

Bij aanlanding bij de Eemshaven staan een aantal grote datacenters, met een aanzienlijke elektriciteitsvraag. De verwachting is dat er veel meer datacenters zich zullen vestigen in deze regio, waardoor de elektriciteitsvraag ook in de toekomst zal gaan toenemen (Industrietafel Noord-Nederland, 2022). In 2030 wordt de projectie gegeven van 608 MW en in 2040 1.081 MW. Er is ook industriële elektriciteitsvraag bij de Eemshaven, welke in de toekomst verder zal toenemen. In de CES van Noord-Nederland is de projectie dat de industrievraag in 2030 zal toenemen tot 219 MW en in 2040 tot 237 MW. De elektriciteitsvraag voor de landbouw, gebouwde omgeving en mobiliteit bij de Eemshaven is beperkt.

Wat betreft waterstof zal er aanzienlijke elektrolyse vraag bijkomen. Voor de 2030 scenario's gaan we uit van een ondergrens van 100 MW en een bovengrens van 4.700 MW. De ondergrens is de projectie van elektrolyse capaciteit in 2025 welke blijkt uit CES Noord-Nederland. 4.700 MW is de projectie voor 2030 in de CES. Het vermogen aan elektrolyse stijgt naar 10.130 MW in 2040 in de CES. Voor de 2040 scenario's gebruiken de 2030 projectie uit de CES Noord-Nederland als ondergrens, en de 2040 projectie als bovengrens.

Aan de aanbodzijde zal er veel capaciteit van aanlanding wind op zee bijkomen. In 2030 zal er naar verwachting 4.700 MW wind op zee aanlanden bij de Eemshaven (CE Delft, 2024c). In 2040 neemt deze toe tot 9.900 MW, op basis van het II3050 scenario Nationaal Leiderschap. In het scenario Europese Integratie is de capaciteit van wind op zee 7.500 MW in 2040.

In het 2040 scenario Nationaal Leiderschap neemt de capaciteit van wind op land fors toe, ten opzichte van het scenario Europese Integratie. Zon-pv capaciteit is in alle scenario's ongeveer gelijk voor de Eemshaven.

Tabel 18 - Kerncijfers ontwikkeling vraag, aanbod en flexibiliteit Eemshaven

Sector	Klimaatambitie 2030	Nationale Drijfveer 2030	Nationaal Leiderschap 2040	Europese Integratie 2040	Eenheid
Elektriciteitsvraag	5,4	6,4	10,0	8,6	TWh
Wind op zee	4.700	4.700	9.900	7.500	MW
Wind op land	540	610	900	520	MW
Zon-pv	460	590	540	440	MW
Kernenergie	0	0	0	0	MW
Elektrolyse	Ondergrens 100 Bovengrens 4.700		Ondergrens 4.700 Bovengrens 10.130		MW
Transportcapaciteit	9.625	9.625	9.625	9.625	MW

B.4.2 Netbelasting zonder elektrolyse - Eemshaven

Met de methodiek beschreven in Paragraaf 2.1 is op uurbasis een inschatting gemaakt van de belasting op de 380kV-verbindingen, zonder elektrolyzers. Dit hebben we gedaan voor twee scenario's voor 2030 en twee scenario's voor 2040. Tabel 19 toont de belangrijkste kerncijfers van de netbelasting op de 380kV-verbindingen voor deze scenario's. Hierbij tonen we de piekbelasting voor afname van elektriciteit (lokaal meer afname dan invoeding), invoeding van elektriciteit (lokaal meer invoeding dan afname) en de Energy not Transported (ENT).

Tabel 19 - Kerncijfers netbelasting zonder elektrolyzers, Eemshaven

	2030		2040		
	Klimaatambitie	Nationale Drijfveer	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	
Capaciteit netwerk	9.625		9.625		MW
Piekbelasting afname	570	700	2.200	1.600	MW
Energy not transported afname	0	0	0	0	TWh
Piekbelasting invoeding	7.800	7.900	10.000	7.500	MW
Energy not transported invoeding	0	0	0	0	TWh

In 2030 ligt de piekbelasting door invoeding zeer hoog, door grote hoeveelheden wind op zee. Uitgaande van de grote transportcapaciteit van 9.625 MW van de 380kV-verbinding, kunnen deze overschotten elektriciteit worden afgevoerd uit de regio Eemshaven²⁴. Voor 2040 geldt eenzelfde soort beeld, echter neemt in 2040 ook de piekbelasting van afname fors toe door een grotere elektriciteitsvraag van datacenters en industrie. In het scenario Nationaal Leiderschap, gekenmerkt door grote groei wind op land en zee, is de hoogste piekbelasting voor invoeding.

²⁴ Mogelijk is er in de praktijk minder transportcapaciteit beschikbaar, zie Tekstkader 12.

B.4.3 Impact elektrolyzers op netbelasting

2030

Figuur 34 toont de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting bij de belangrijkste verschillende manieren van inzet en bij 4,7 GW elektrolyzers. Dit betreft het scenario Klimaat Ambitie 2030. Het verschil met het scenario Nationale Drijfveer 2030 is minimaal. De figuur toont de piekbelasting in het jaar voor invoeding en afname, en de hoeveelheid energie die niet getransporteerd kan worden (ENT).

De belangrijkste conclusies over de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen bij de Eemshaven, die gelden voor alle manieren van inzet, zijn:

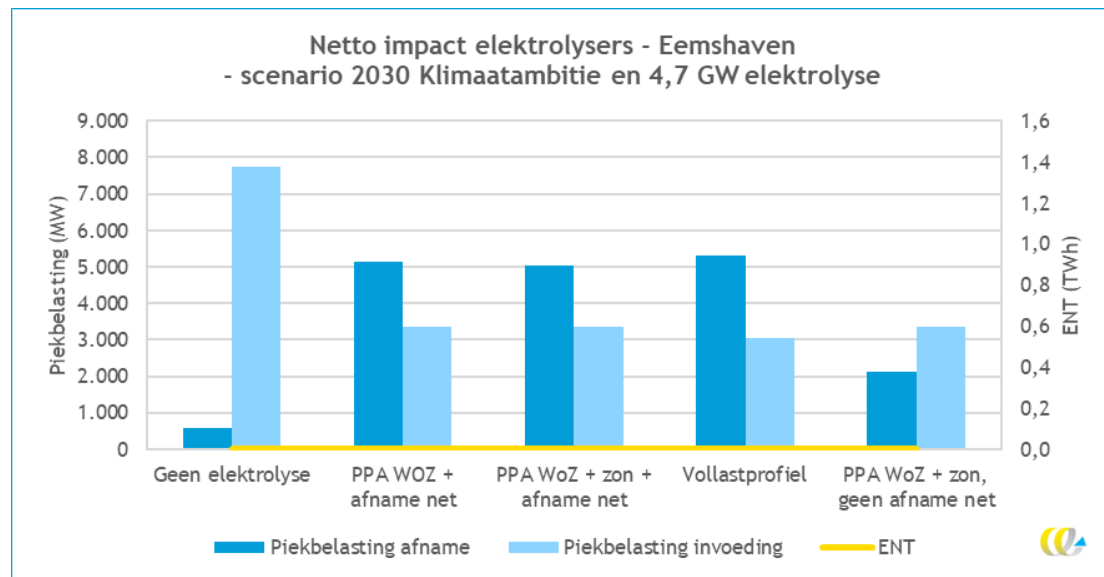
- De netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting is in alle gevallen gunstig. De grootste pieken zonder elektrolyzers worden veroorzaakt door invoeding van elektriciteit en deze pieken worden minder groot door inzet van elektrolyzers. Met elektrolyzers wordt de piekbelasting voor afname groter dan voor invoeding voor de inzetten van elektrolyzers met afname van het net. Met elke MW elektrolyse neemt de piekbelasting door invoeding van elektriciteit met één MW af. Ook zonder elektrolyse zijn er echter geen overschrijdingen van de capaciteit en kan alle elektriciteit getransporteerd worden.
- Er zijn ook uren waarop de elektrolyzers een hogere netbelasting veroorzaken, doordat meer afname van elektriciteit nodig is. Dit geldt voor alle manieren van inzet en ook bij weinig elektrolyzers. In sommige gevallen leidt dit tot een hogere belastingpiek (hoogste belasting in het jaar) door afname. Maar in geen van de gevallen leidt dit tot een overschrijding van de beschikbare capaciteit. Dit betekent dat het geplande netwerk voldoende capaciteit heeft om de extra afname van elektriciteit te faciliteren.

De conclusies voor de impact van elektrolyzers op het elektriciteitsnet in 2030 zijn voor Eemshaven dus vrijwel gelijk aan de conclusies voor Rotterdam en Zeeland. Het belangrijkste verschil is dat er in Rotterdam naar verwachting zonder elektrolyse overschrijdingen zijn van de capaciteit en dat dit in de Eemshaven en Zeeland niet het geval is²⁵. Dit betekent dat er richting 2030 meer noodzaak is voor realisatie van elektrolyzers in Rotterdam dan in de Eemshaven en Zeeland, maar ook in de Eemshaven en Zeeland is de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting positief.

Ook bij de Eemshaven geldt dat een ATR85-contract de inzet van elektrolyzers bij de inzetprofielen met een PPA slechts een klein deel van het jaar beperkt (tot 3%). Bij een vollast inzet wordt de elektrolyser 2% van de uren beperkt bij de ondergrens aan vermogen voor elektrolyzers en 15% van de uren bij de bovengrens aan vermogen voor elektrolyzers (meer hierover in Paragraaf 5.2).

²⁵ Mogelijk is er in de praktijk minder transportcapaciteit beschikbaar, zie Tekstkader 12.

Figuur 34 - Netto-impact elektrolyzers Eemshaven, scenario 2030 Klimaatambitie en 4,7 GW elektrolyse



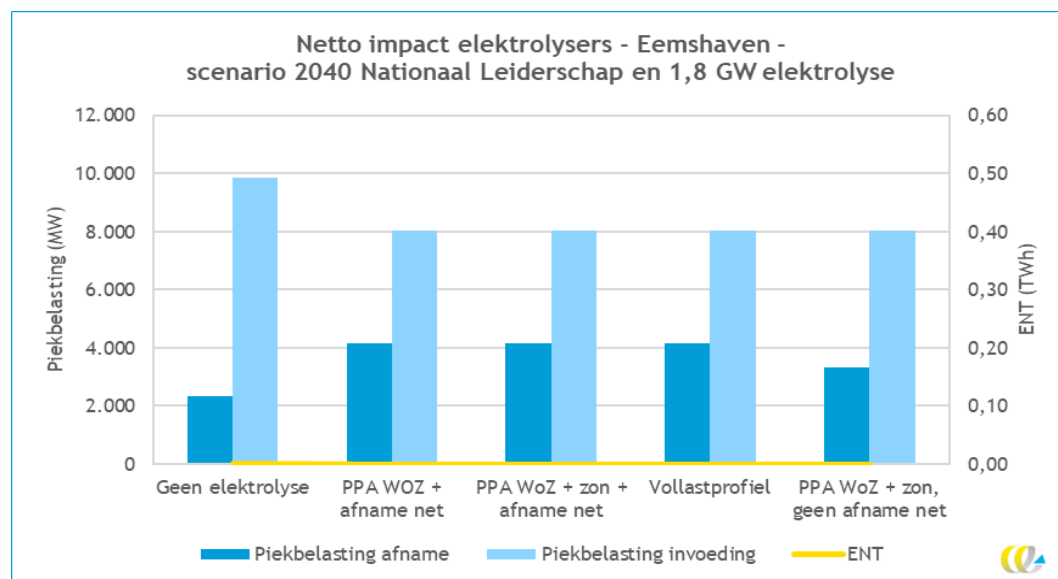
2040

Richting 2040 neemt zowel de vraag naar elektriciteit als het aanbod toe. Daarnaast neemt het verwachte vermogen aan elektrolyzers ook fors toe. In 2040 geldt nog steeds dat de grootste belasting (zonder elektrolyse) veroorzaakt wordt door invoeding van elektriciteit en dat er hierdoor een deel van het jaar elektriciteit niet getransporteerd kan worden (zie ook Bijlage 0). De piekbelasting voor afname van elektriciteit (afname) neemt richting 2040 wel toe, maar is nog minder dan de beschikbare capaciteit.

In 2040 geldt nog steeds dat elektrolyzers de belasting door invoeding van elektriciteit flink verminderen. Echter is de netcapaciteit bij de Eemshaven dusdanig groot, dat er naar verwachting zonder elektrolyse capaciteit geen overschrijdingen van de capaciteit zullen plaatsvinden.

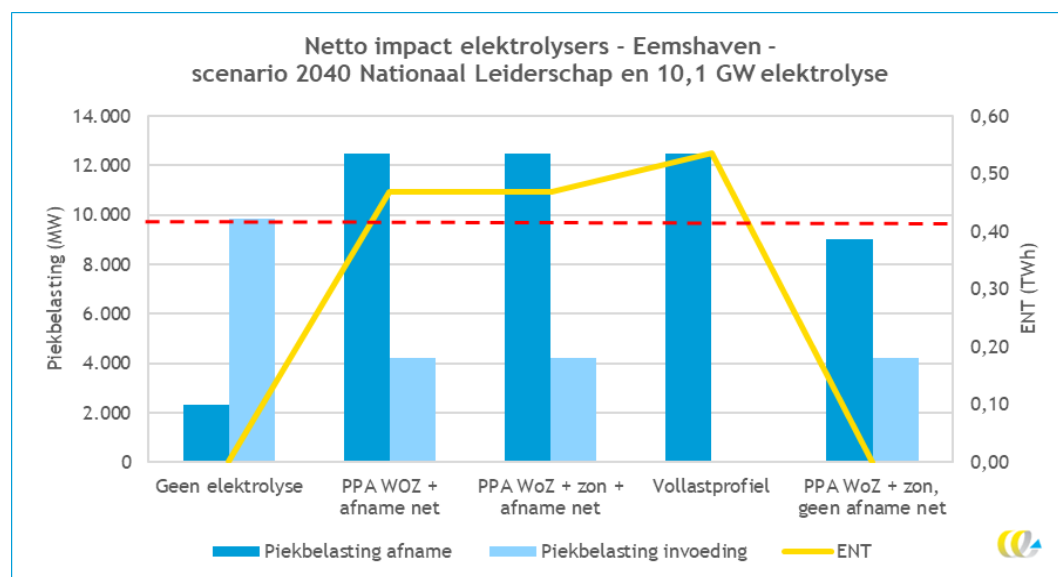
Bij de ondergrens aan vermogen voor elektrolyse resulteert de inzet van elektrolyzers in een lagere piekbelasting voor invoeding. De piek voor afname neemt dan wel toe, maar is minder groot dan de piekbelasting voor invoeding zonder elektrolyse capaciteit. In die zin hebben elektrolyzers in de Eemshaven een netto-positief effect op de netbelasting. Dit is te zien in Figuur 35.

Figuur 35 - Netto-impact elektrolyzers Eemshaven, scenario 2040 Nationaal Leiderschap en 1,8 GW elektrolyzers



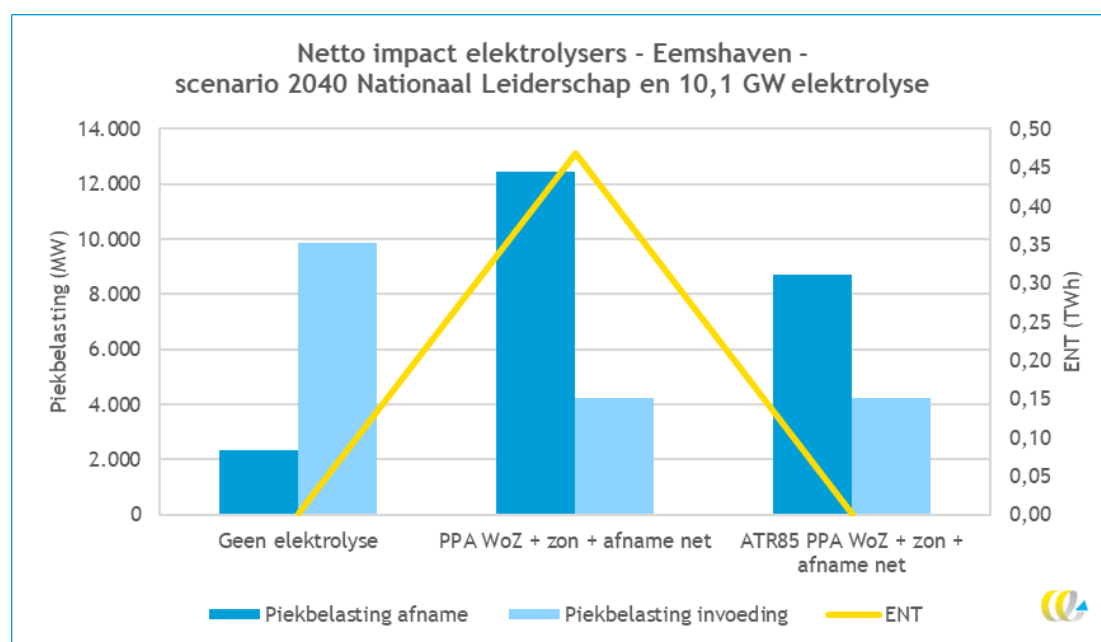
Indien de bovengrens van elektrolyse capaciteit wordt aangenomen, dan neemt de piekbelasting van afname dusdanig toe dat voor de meeste vormen van inzet de (afname) piekbelasting groter wordt dan de (invoedings) piekbelasting zonder elektrolyse. De piekbelasting van afname is dan dusdanig groot dat een deel van de elektriciteit niet getransporteerd kan worden (ENT tot 0,5 TWh per jaar). In de situatie zonder elektrolyzers kan wel alle elektriciteit getransporteerd worden. Dit betekent dat de netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting bij dusdanig grote vermogens aan elektrolyzers negatief zijn. Daarbij moet wel de kanttekening geplaatst worden dat de bovengrens van elektrolyse capaciteit, die gebaseerd is op ambities van de CES, erg hoog is en het de vraag is in hoeverre dit realistisch is.

Figuur 36 - Netto-impact elektrolyzers Eemshaven, scenario 2040 Nationaal Leiderschap en 10,1 GW elektrolyzers



Figuur 37 toont de impact van het toepassen van een ATR85, bij inzet van elektrolyzers met een PPA WoZ + zon en de bovengrens aan vermogen elektrolyse. Het beperken van de inzet van de elektrolyzers met de ATR85 is voldoende om te zorgen dat inzet van elektrolyzers niet voor nieuwe overschrijdingen zorgt. Dit geldt ook voor de andere manieren van inzet van de elektrolyzers.

Figuur 37 - Netto-impact elektrolyzers Eemshaven met ATR85, scenario 2040 Nationaal Leiderschap en 10,1 GW elektrolyzers



B.4.4 Impact op overige elektriciteitsinfrastructuur in regio

In de bovenstaande analyse bepalen we, met een versimpelde methodiek, de impact van elektrolyzers op de belasting van de 380kV-verbindingen vanaf de Eemshaven naar de rest van Nederland. Elektrolyzers hebben echter ook impact op andere onderdelen van de elektriciteitsinfrastructuur:

- Een elektrolyser moet aangesloten worden op een station, voor grootschalige elektrolyzers een 380kV-station of een 150kV-station. Hiervoor is een vrij veld op een station noodzakelijk en moet een aansluiting gerealiseerd worden.
- Onze methodiek gaat impliciet uit van het aansluiten van elektrolyse op een 380kV-station waarop ook wind op zee aangesloten wordt. Elektrolyse wordt alleen op 380kV-niveau aangesloten bij vermogens van meer dan honderden MW's. Kleinere elektrolyzers worden aangesloten op 150kV-stations. In dat geval heeft de inzet van de elektrolyser impact op de belasting van de 380kV-/150kV-transformatoren.
- Als een elektrolyser niet bij de aansluiting van wind op zee in de Eemshaven, maar op een andere locatie in de Groningen geplaatst wordt, dan leidt dit tot extra transport op de (380kV-, 220kV- of 110kV-) verbindingen tussen de aansluitlocatie van wind op zee en de elektrolyser en mogelijk ook op andere verbindingen nabij de elektrolyser. Mogelijk zijn hiervoor uitbreidingen van het elektriciteitsnet nodig, maar dit verschilt per situatie. In de provincie Groningen wordt gekeken naar (grootschalige) elektrolyse in Delfzijl. Bij het realiseren van grootschalige elektrolyse in Delfzijl zal er naar verwachting meer transport van elektriciteit nodig zijn over de 220kV-verbinding tussen de Eemshaven en Delfzijl. Uit analyses voor de Integrale Effectenanalyse van het

Programma Energiehoofdstructuur volgt dat er hierdoor mogelijk uitbreiding of opwaardering van deze verbinding noodzakelijk is, bij gigawatt schaal elektrolyse in Delfzijl (CE Delft & Pondera, 2023).

Bovenstaande heeft als implicatie dat het, vanuit netperspectief, de voorkeur heeft om grootschalige elektrolyzers in Groningen vlak bij de aansluitlocaties van wind op zee te plaatsen en op hetzelfde 380kV-station aan te sluiten. Binnen het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee wordt ruimte gezocht voor elektrolyzers in nabijheid van aansluitlocaties van wind op zee.

Grootschalige elektrolyse heeft ook impact op de 380kV-verbindingen buiten de regio. Het is de verwachting dat elektrolyzers de belasting op de 380kV-verbindingen in andere delen van Nederland verlaagt, aangezien de (piek-)belasting van het transport van elektriciteit vanaf de Eemshaven richting andere delen van Nederland lager wordt.

B.5 Uitgebreide resultaten Cluster 6-industrie

B.5.1 Omschrijving regio

Voor de casus van het zesde cluster is gekeken naar een representatief voorbeeld. In de CES Cluster 6 wordt genoemd dat een groot gedeelte van de verwachte waterstofvraag voortkomt uit de zogenaamde 'Brick Valley'. Een gebied rond de Rijn onder Arnhem waar veel steenfabrieken gevestigd zijn. Op de website van Brick Valley is waterstof als optie genoemd vanwege de technische uitdagingen voor productie op hoge temperatuur en netcongestie. Het lokaal produceren van waterstof wordt dan ook gezien als derde waterstofroute, na aanvoer via gasleiding of binnenvaartschip.

We gaan er voor deze casus wel vanuit dat er met elektrolyse lokaal waterstof wordt geproduceerd. We kijken daarbij naar de gestelde doelstelling van Brick Valley van 65.000 ton reductie in 2030 en 130.000 ton reductie in 2040. Dit vertalen we naar een aardgas vraag en gekoppelde waterstofvraag, inclusief de verwachte energiebesparing verwacht door het PBL (PBL, 2021). Mocht alle waterstofvraag in Brick Valley met lokale waterstofproductie ingevuld worden vereist dit 95 MW in 2030 en 140 MW in 2040. Dit vermogen zal naar verwachting bestaan uit een aantal elektrolyzers bij verschillende fabrieken of één grotere elektrolyser met een (lokale) waterstofinfrastructuur. Hierbij is uitgegaan van een directe koppeling tussen waterstofproductie en de fabriek met een overdimensionering van de elektrolyser van 10%. Eventueel zijn complexere configuraties mogelijk met (lokale) waterstofopslag of een mix tussen lokale productie en import.

Het dichtstbijzijnde station van TenneT is station Zevenaar, echter zijn station Elst en Arnhem ook dichtbij gelegen. Het is dus niet zeker dat al het eventuele vermogen op één station wordt aangesloten én dat al dit vermogen wordt gerealiseerd. Voor de doorrekening hanteren we dus een bandbreedte van het elektrolyser vermogen van 25 tot 75% wat gerealiseerd wordt en aangesloten op het dichtstbijzijnde station Zevenaar. Het Station Zevenaar omvat het gebied van Brick Valley grotendeels (Alliander, 2023).

Tabel 20 - Aannames casus

	2030	2040*	Eenheid	Bron
Doelstelling CO ₂ -reductie	65.000	97.500	ton CO ₂	(Brick Valley, 2024)
Energiebesparing	26%	26%	%	MIDDEN-database. Ceramics tabel 3 (PBL, 2021).
Waterstofvraag	240.000	360.000	MWh	
Elektriciteitsvraag elektrolyzers	350.000	700.000	MWh	
Geschatte MW-piek bij volledig lokale waterstofproductie	95 MW	140 MW	MW	Bij 4.160 vollasturen (16 uur per werkdag)
Piekbelasting op station 'Zevenaar'	25 tot 70 MW	35 tot 105 MW	MW	Aanname 25-75% vermogen gerealiseerd en op station Zevenaar

* Brick Valley heeft alleen doelstellingen voor 2030 en 2050. De 2040 waarde is geïnterpoleerd tussen deze twee jaartallen.

Figuur 38 - Visualisatie Brick Valley



Bron: (Brick Valley, 2024).

Tekstkader 13 - Vergelijking lokale elektrolyse met andere verduurzamingsopties

Naast lokale waterstofproductie voor verduurzaming van het proces zijn er ook alternatieven die gebruikt kunnen worden met een andere netimpact tot gevolg. Deze zijn hieronder toegelicht.

Elektrificatie: Voor elektrificatie is uit onze inschatting gebleken dat er een vermogen nodig is van zo'n 65 MW in 2030 en 95 MW in 2040. Dit is uitgaande van de elektriciteitsvraag, COP van 1 en 10% overdimensionering. Dit is 22,5% lager dan het vereiste vermogen elektrolyzers, wat overeenkomt met de efficiëntie van de elektrolyzers. De vraag daarbij is nog wel of het technisch mogelijk is deze processen te elektrificeren, daar is nog onzekerheid over. De netbelasting zal van de elektrificatie route dus wel lager zijn. Belangrijk daarbij is hoe flexibel beide verduurzamingroutes zijn; oftewel dat de elektriciteitsvraag uitgesteld kan worden op specifieke momenten. Via de elektrificatieroute betekent dit opslaan van elektriciteit of warmte, voor de waterstofroute het opslaan van waterstof.

Waterstofaanvoer: Waterstof kan aangevoerd worden via gasleidingen of binnenvaartschip. Dit betekent dat er geen lokale elektriciteitsvraag ontstaat (en lokale netbelasting) voor directe elektrificatie of waterstofproductie. Een alternatief met vergelijkbare impact is de aanvoer van bijvoorbeeld groengas.

B.5.2 Netbelasting zonder elektrolyse - Cluster 6

Met de methodiek beschreven in Bijlage B.1 is op uurbasis een inschatting gemaakt van de belasting op het station Zevenaar, zonder elektrolyzers. Dit hebben we gedaan voor twee scenario's voor 2030 en twee scenario's voor 2040. Tabel 21 toont de belangrijkste kerncijfers van de netbelasting op het station Zevenaar voor deze scenario's. Hierbij tonen we de piekbelasting voor afname van elektriciteit (lokaal meer afname dan invoeding), invoeding van elektriciteit (lokaal meer invoeding dan afname), en de Energy not Transported (ENT).

Tabel 21 - Kerncijfers netbelasting zonder elektrolyzers, Cluster 6-industrie

	2030		2040		
	Klimaatambitie	Nationale Drijfveer	Nationaal Leiderschap	Europese Integratie	
Piekbelasting afname	79	94	157	132	MW
Piekbelasting invoeding	103	132	190	148	MW

In 2030 liggen de piekbelastingen voor afname en invoeding lager dan voor 2040. Dit komt doordat er in 2040 volgens de scenario's zowel meer opwek van en vraag naar elektriciteit is. In de scenario's Nationale Drijfveer (2030) en Nationaal Leiderschap (2040) wordt zowel de hoogste opwek als vraag verwacht in het respectievelijke jaar, daarom focussen we bij de resultaten op die scenario's.

We nemen aan dat de capaciteit van het station exact voldoende is om de ontwikkelingen zonder elektrolyse te faciliteren, om op deze manier goed de relatieve impact van de elektrolyzers te laten zien. Dit betekent dat we uitgaan van een stationscapaciteit die gelijk is aan de piekbelasting (hoogste piek van afname of invoeding) in het jaar. Dit verschilt daarmee ook per scenario.

B.5.3 Impact elektrolyzers op netbelasting

2030

De impact op de netbelasting van elektrolyzers gekoppeld aan een representatieve casus van een Cluster 6-industrie voor 2030, is weergegeven in Figuur 39. Elektrolyzers verhogen de piekbelasting voor afname het meest wanneer ze worden gekoppeld aan een PPA met WoL en zon-pv. De minste toename van afname piekbelasting is bij het inzetten van elektrolyzers op vollast. Dit komt doordat de elektrolyser die opereert op vollast, meer uren en dus minder vermogen nodig heeft om voldoende waterstof te produceren. Bij de andere manieren van inzet van elektrolyzers, moet in minder uren dezelfde hoeveelheid waterstof worden geproduceerd. Hierdoor is het piekvermogen van de elektrolyzers groter en veroorzaakt dit ook een hogere piekbelasting voor afname op het station.

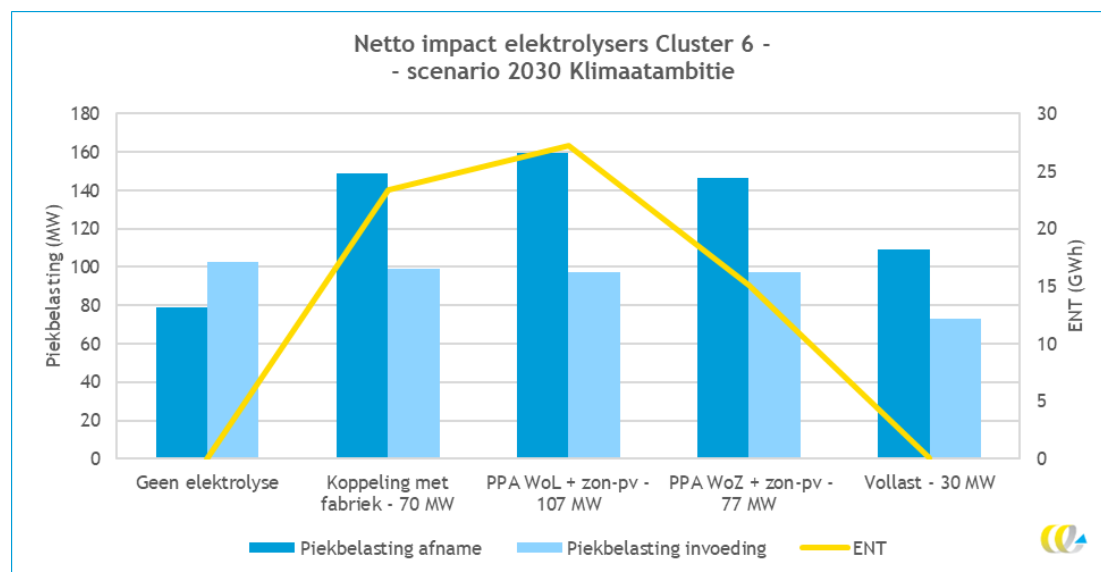
De piekbelasting voor invoeding wordt door alle manieren van inzet van elektrolyzers verlaagd. De afname van piekbelasting bij inzet 'koppeling met fabriek' en de verschillende PPA's is echter zeer beperkt. Bij vollast inzet, neemt de piekbelasting voor invoeding het sterkst af.

De netto-impact van de elektrolyzers (met PPA's) op de belasting op het station is negatief, aangezien de absolute piekbelasting in het jaar (van afname en invoeding samen) groter wordt. Dit komt doordat de piekbelasting voor afname dominant wordt en groter wordt dan de oorspronkelijke piek voor invoeding. Hierdoor kan een deel van de energie niet getransporteerd worden (ENT groter dan 0) en is redispatch of uitbreiding van het station nodig (uitgaande van een stationscapaciteit die is gedimensioneerd naar de piekbelasting zonder elektrolyzers).

Bij inzet van de elektrolyser op vollast is de toename van afname-piekbelasting kleiner dan voor de inzet met PPA's, en de piekbelasting voor invoeding aanzienlijk lager. Daarnaast is de ENT bij vollast inzet bijna 0 uren, wat betekent dat de piekbelasting op zeer weinig uren wordt overschreden en bijna alle energie getransporteerd kan worden.

De wijze van inzet van elektrolyzers die de afname piekbelasting sterk verhogen, zoals koppeling met fabriek en PPA WoL + zon-pv, leiden ook tot de hoogste ENT. Deze wijze van inzet heeft daarmee de grootste impact op de netbelasting. Maar ook in andere gevallen leidt inzet van elektrolyzers tot netto extra belasting. Het benodigde vermogen van elektrolyzers is hier ook doorslaggevend in. Hoe meer elektrolyzers er nodig zijn, hoe hoger de ENT, en andersom. De vollast inzet van elektrolyzers heeft in deze situatie relatief de meest gunstige netbelasting, aangezien het toegevoegde vermogen binnen maximale transportcapaciteit van het station past. De samenhang tussen transportcapaciteit, toegevoegde vermogen aan elektrolyzers en de netbelasting situatie, bepalen de netto-impact van elektrolyzers.

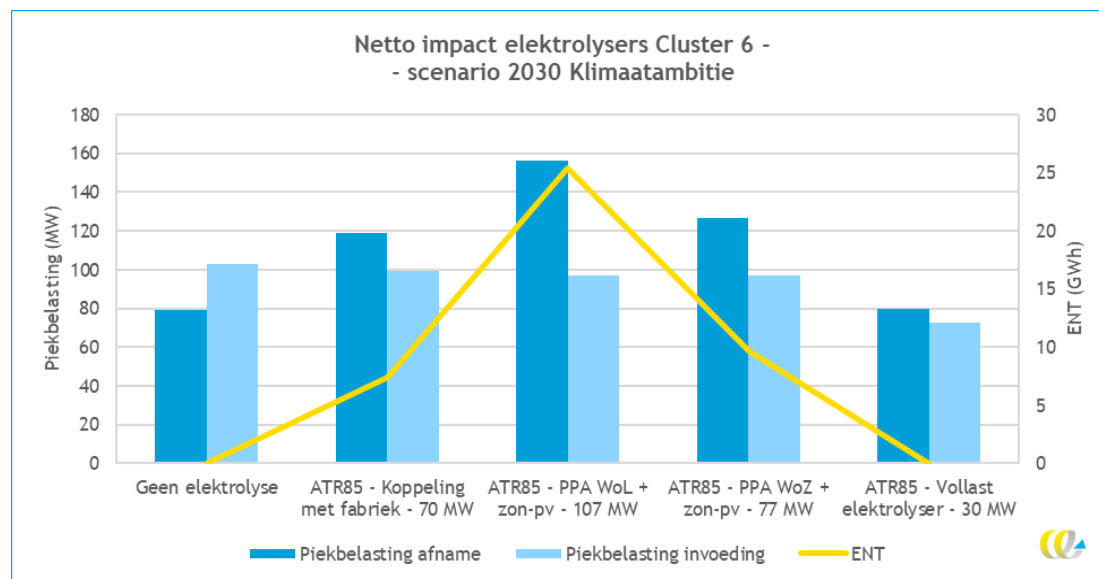
Figuur 39 - Netto-impact elektrolyzers voor Cluster 6-industrie, scenario 2030 Klimaatambitie. Het vermogen aan elektrolyzers is afhankelijk van de manier van inzet, deze vermogens zijn aangegeven achter de beschrijving van type inzet.



In Figuur 39 zien we dat een ATR85 bij koppeling met fabriek en PPA WoZ + zon-pv een sterk reducerend effect heeft op de piekbelasting voor afname en dus ook op de ENT. Bij een PPA WoL + zon-pv is er nauwelijks een reducerend effect als gevolg van een ATR85. Dit komt doordat de ATR85 in dit geval met name geldt op uren dat de elektrolyser sowieso al niet draait (uren met productie van wind of zon). Bij het scenario waarbij de inzet van de elektrolyser gekoppeld is met de vraag van de fabriek is het positieve effect van een ATR85 groter, maar is de ATR85 alsnog onvoldoende voor het oplossen van de extra overbelasting. Dit komt doordat er dusdanig veel uren met extra overbelasting zijn, dat daar ook uren bij zitten waarbij de ATR85 geen beperking oplegt. Het maximale aantal uren beperking van 15% van het jaar is in dit geval dus onvoldoende.

Bij een ART85 met vollast inzet van elektrolyzers is de netto-impact positief. De piekbelastingafname blijft gelijk, dus de ATR85 heeft hier het gewenste effect door de elektrolyser op de piekuren te beperken. Ook neemt de piekbelasting voor invoeding aanzienlijk af, aangezien de elektrolyser op elk uur aanstaat en dus ook de belasting op piekuren met 30 MW vermindert.

Figuur 40 - Netto-impact ATR85 voor Cluster 6-industrie, scenario 2030 Klimaatambitie



2040

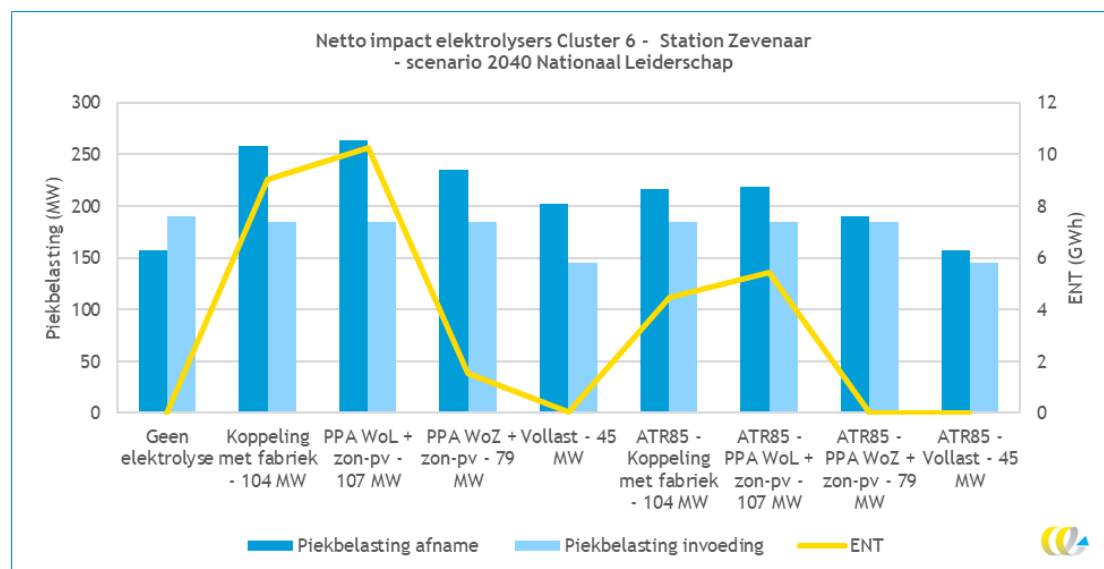
Het beeld van de netimpact van elektrolyzers op station Zevenaar in 2040 (Figuur 41 en

Figuur 42) ziet er vergelijkbaar uit met 2030. Door elektrolyzers wordt de piekbelasting door afname hoger dan de invoedingspiekbelasting. Bij sommige manieren van inzet, vooral bij de koppeling van de elektrolyser met een PPA, zon of wind, neemt de netbelasting (afname) in absolute zin toe. Het beperkt aantal uren dat de elektrolyser actief is bij PPA's, vereist een hoog elektrolyser vermogen. Bij een PPA met WoZ + zon-pv en vollast inzet zijn het aantal draaiuren van de elektrolyser het hoogst, en kan dus voldoende waterstof jaar-rond worden geproduceerd met een lager opgesteld vermogen. Hiermee neemt de piekbelasting voor afname af. Alleen bij vollast inzet neemt ook de piekbelasting voor invoeding aanzienlijk af. Zowel qua afname- en invoedingspiekbelasting is vollast inzet in deze casus het meest gunstig.

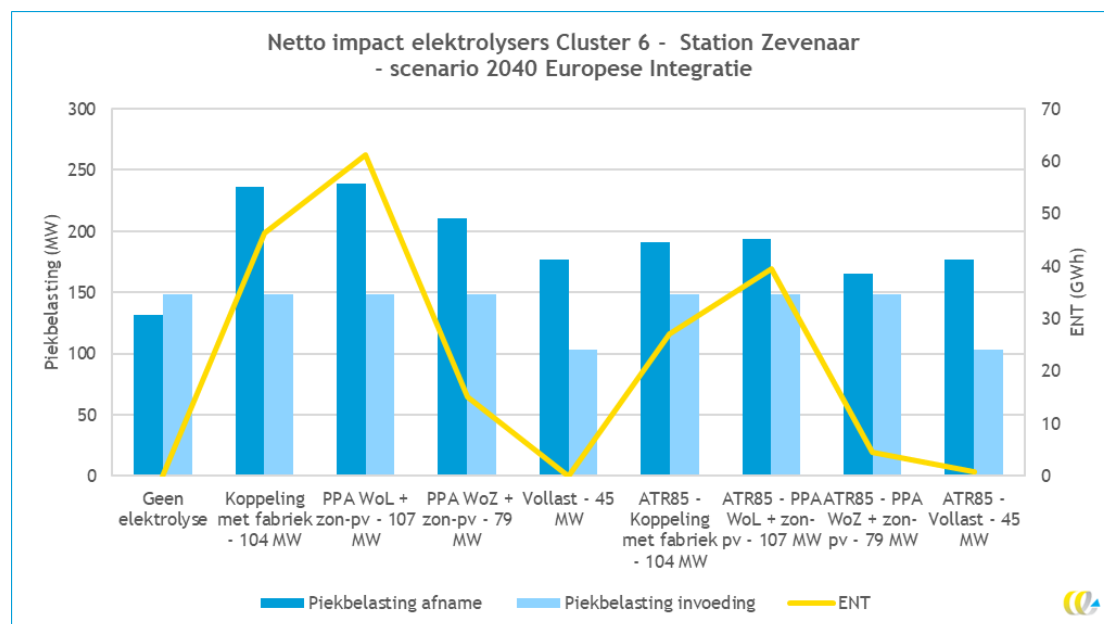
In het scenario Nationaal Leiderschap 2040 is de afname en invoedingspiekbelasting hoger dan in scenario Europese Integratie 2040. De aangenomen transportcapaciteit van het station is gelijk gesteld aan de hoogste piekbelasting in beide scenario's. Hierdoor is de transportcapaciteit in het scenario Nationaal Leiderschap hoger dan in Europese Integratie. De vermogens van de elektrolyzers blijven in beide scenario's gelijk. Hierdoor zijn er meer uren van overbelasting en is de ENT hoger in het Europese Integratie scenario.

De impact van ATR85 is aanzienlijk. De afname piekbelasting wordt bij elke manier van inzet beperkt als gevolg van de ATR85. Bij een ATR85 met vollast inzet, blijft de afname piekbelasting zelfs gelijk ten opzichte van de situatie zonder elektrolyzers. Ook neemt de ENT voor elke manier van inzet af.

Figuur 41 - Netto-impact elektrolyzers voor Cluster 6-industrie, scenario 2040 Nationaal Leiderschap.
Het vermogen aan elektrolyzers is afhankelijk van de manier van inzet, deze vermogens zijn aangegeven achter de beschrijving van type inzet.



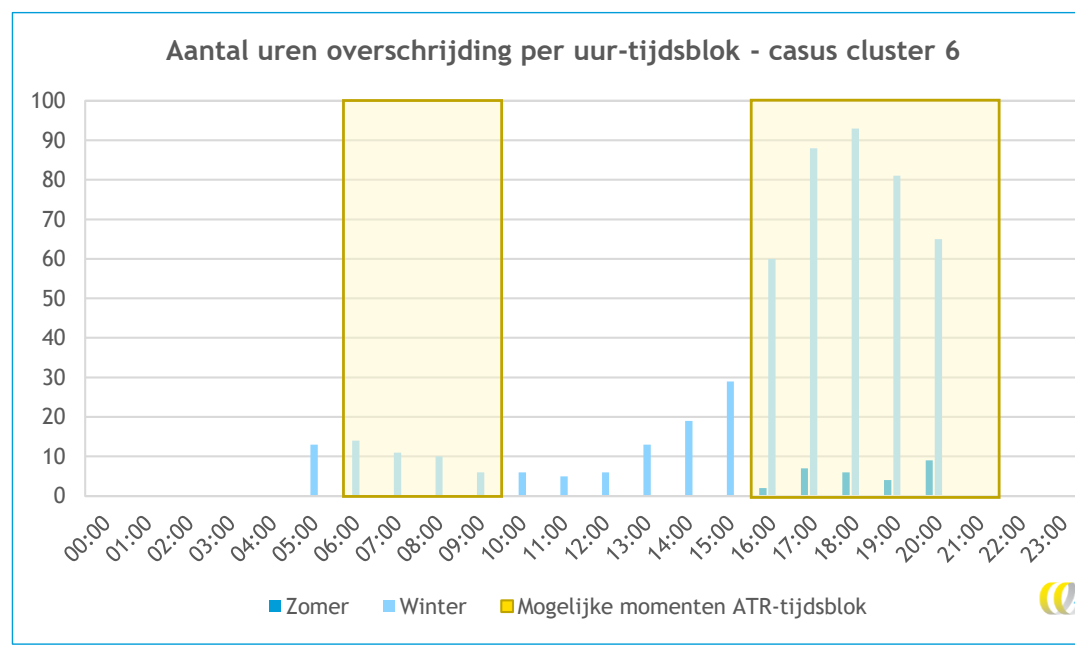
Figuur 42 - Netto-impact elektrolyzers voor Cluster 6-industrie, scenario 2040 Europese Integratie.
Het vermogen aan elektrolyzers is afhankelijk van de manier van inzet, deze vermogens zijn aangegeven achter de beschrijving van type inzet.



Tekstkader 14 - Additionele piekbelasting en tijdsblokgebonden transportrecht

Voor aangesloten op het net van de regionale netbeheerder komt er als alternatief transportrecht een 'tijdsblokgebonden transportrecht' beschikbaar. Gedurende vaste tijdsblokken (die vastgesteld worden per gebied) geldt een beperking om zo piekbelasting te voorkomen. In Figuur 43 zijn het aantal uren met overschrijdingen per uur vormgegeven met onderscheid tussen zomer (mei t/m september) en winter. Er zijn mogelijke tijdsblokken ingetekend waarop het transportrecht mogelijk beperkt zal worden. De meeste overschrijdingen van de piekbelasting vinden plaats in de winter, enkele in de zomer. 10% van de overschrijdingen vindt plaats in het ochtendtijdsblok (6:00 tot 10:00 uur) en 75% in de avondpiek (16:00 tot 22:00 uur). 15% van de piekbelasting vindt plaats buiten momenten van het verwachte tijdsblokgebonden profiel; deze pieken worden dus niet voorkomen met dit alternatieve transportrecht. Met een dynamische alternatief transportrecht, zoals ATR85, zouden deze pieken mogelijk wel voorkomen kunnen worden. Het dynamische karakter van een elektrolyser, zonder vaste uren van inzet, past daarnaast in zijn algemeenheid minder goed bij de rigide structuur van het tijdsblokgebonden transportrecht. Er ontstaat een risico dat de elektrolyser tot pieken leidt buiten de vooraf vastgestelde tijdsblokken.

Figuur 43 - Aantal uren overschrijding per uur voor casus in Cluster 6



B.5.4 Beschouwing op andere stations met industriële vraag

Bij deze casus voor Cluster 6-industrie hebben we de situatie voor een specifiek station, bij Zevenaar, uitgewerkt. Bij andere stations zal de exacte situatie verschillen, maar in het algemeen zal het beeld bij andere stations met industriële vraag vergelijkbaar zijn. Inzet van elektrolyzers bij stations die niet invoedingsdominant (dus afname-dominant of zowel invoeding als afname) leiden tot extra netbelasting.

Een specifieke locatie met veel industriële vraag in het binnenland is industriecluster Chemelot. Qua schaalgrootte verschilt dit uiteraard van stations met industriële vraag van Cluster 6, maar de impact van elektrolyzers op de netbelasting is vergelijkbaar. Ook hier is afname dominant en zal elektrolyse daarmee leiden tot een hogere netbelasting.

Dit is niet het geval als er (diepe) aanlanding van wind op zee gerealiseerd wordt in Chemelot.²⁶ In dit geval zal de impact van elektrolyzers op de netbelasting meer vergelijkbaar zijn met de andere casussen voor grote industriële clusters met wind op zee (Rotterdam, Eemshaven en Zeeland).

B.6 Uitgebreide resultaten hernieuwbare opwek op land

B.6.1 Omschrijving casus

De casus hernieuwbare opwek op land representeert elektrolyzers die worden geplaatst op locaties waar er veel hernieuwbare opwek is en weinig elektriciteitsvraag. We nemen een typisch HS/MS station met veel hernieuwbare opwek uit een recente CE Delft studie naar flexibiliteit in het energiesysteem in Groningen en Drenthe (CE Delft, 2023). Dit gebied kenmerkt zich door grote windmolens, twee grote zonneparken en er is relatief weinig vraag.

We gebruiken voor deze casus de cijfers uit dit onderzoek, en werken daarmee ook slechts één scenario uit voor 2030 en 2040 (in tegenstelling tot de andere casussen waar we twee scenario's per zichtjaar uitwerken). Voor 2040 gebruiken we dezelfde cijfers voor vraag en aanbod van elektriciteit, en dus een gelijke situatie zonder elektrolyse, maar verschilt de wijze van inzet van elektrolyzers wel.

B.6.2 Netbelasting zonder elektrolyse - Hernieuwbare opwek op land

In de startsituatie zonder elektrolyse wordt de hoogste piekbelasting veroorzaakt door invoeding. Daarnaast kan er door een overmaat aan invoeding zo'n 3.000 MWh aan elektriciteit niet worden gefaciliteerd. De piekbelasting voor afname is veel lager en alle energie voor afname worden gefaciliteerd binnen het station.

Tabel 22 - Kerncijfers netbelasting zonder elektrolyzers

	Zonder elektrolyse	Eenheid
Capaciteit netwerk		
Piekbelasting afname	160	MW
Energy not transported afname	0	MWh
Piekbelasting invoeding	350	MW
Energy not transported invoeding	3.000	MWh

We nemen aan dat de capaciteit van het station exact voldoende is om de ontwikkelingen inclusief elektrolyse te faciliteren, om op deze manier goed de relatieve impact van de elektrolyzers te laten zien. Dit betekent dat we uitgaan van een stationscapaciteit die gelijk is aan de piekbelasting voor invoeding minus de capaciteit van de elektrolyser.

²⁶ Bij diepe aanlanding zullen ondergrondse HVDC²⁶-kabels vanaf de kust, via de Delta Rhine Corridor, richting Limburg getrokken worden. Er is dan een directe verbinding vanaf de windparken op zee naar Limburg en de stroom van de windparken op zee wordt dan in Limburg ingevoerd op het hoogspanningsnetwerk op land.

B.6.3 Impact elektrolyzers op netbelasting

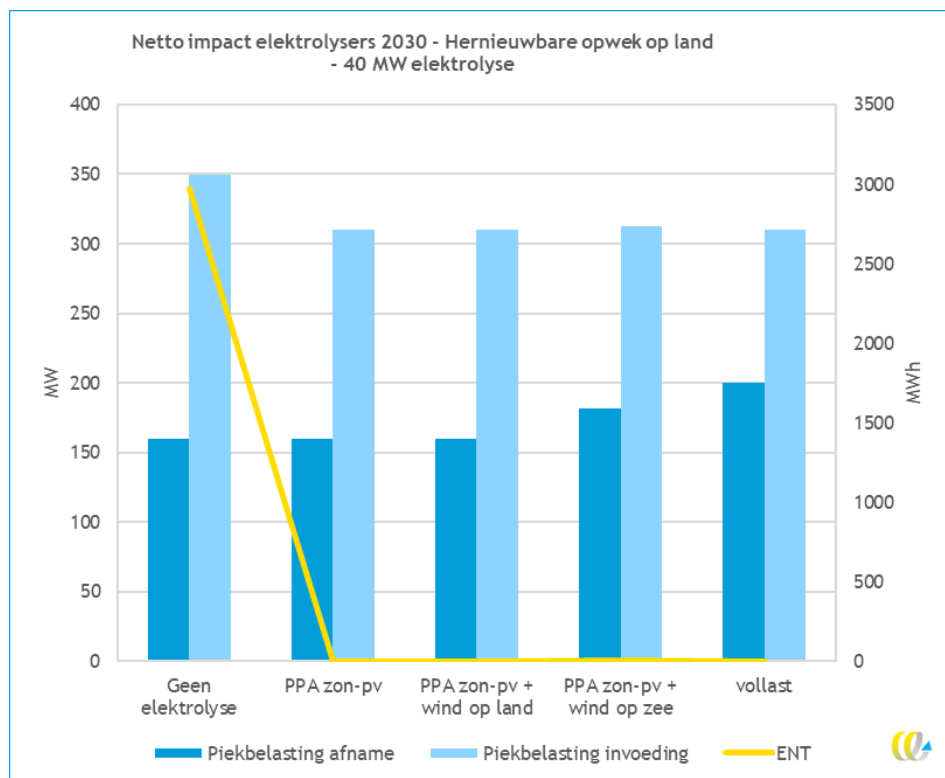
2030

De impact van elektrolyzers op de netbelasting van een station, wat gedomineerd wordt door veel hernieuwbare opwek en weinig vraag voor 2030, is weergegeven in Figuur 44. Als we naar Figuur 44 kijken valt ten eerste op dat de piekbelasting voor invoeding door elektrolyzers, ongeacht de manier van inzet, afneemt. Elektrolyzers hebben dus een positieve impact op de piekbelasting voor invoeding, omdat ze de piek verlagen.

Daartegenover staat dat de piekbelasting van afname toe kan nemen. Dit is het geval bij een PPA met zon en wind op zee, of bij vollast inzet. Bij een PPA met een zonnepark of een PPA met zon en wind op land neemt de piekbelasting door afname niet toe. Dit komt doordat de inzet van de elektrolyser dan aansluit bij de lokale productie van elektriciteit (van zon en wind op land). Echter, bij inzet met een PPA zon of een PPA van zon en wind op land is het aantal draaiuren een stuk lager en de kosten voor waterstof daarmee een stuk hoger. Daarom verwachten we dat deze wijze van inzet niet rendabel is en dat inzet met een PPA zon + wind op zee realistischer is (meer hierover in Paragraaf 5.2).

De netto-impact van elektrolyzers op de netbelasting bij een station met hernieuwbare opwek op land in alle gevallen echter positief, ook bij inzet van een elektrolyser met een PPA zon + wind op zee. De grootste pieken worden veroorzaakt door invoeding van elektriciteit en deze pieken worden minder groot door de inzet van elektrolyzers. De pieken voor afname kunnen hoger worden, maar zullen lager blijven dan de pieken van invoeding.

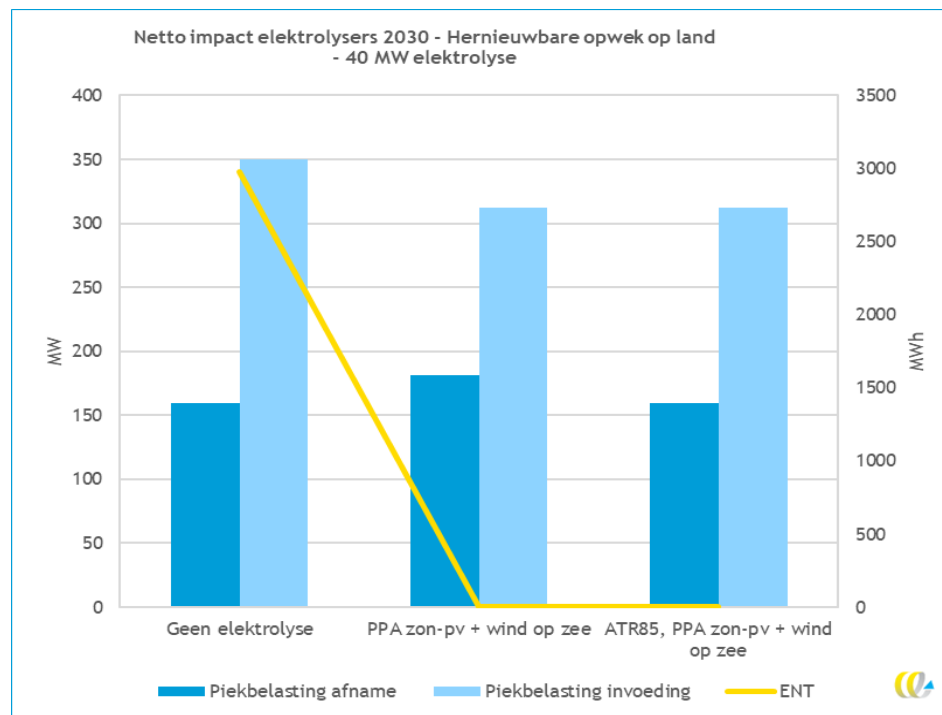
Figuur 44 - Netbelasting op een typisch station met veel hernieuwbare opwek op land met relatief veel elektrolyzers in 2030



Bij minder elektrolyzers neemt de piekbelasting voor invoeding minder af. Daarentegen neemt de piekbelasting voor afname bij vollastinzet minder toe, wat weer een gunstig effect is. Echter verhoogde een groter vermogen van elektrolyzers de afname piekbelasting al nauwelijks en is de piekbelasting voor afname een stuk lager dan de piekbelasting voor invoeding. Dit betekent dat een hoger vermogen aan elektrolyzers netto een gunstiger effect heeft op de piekbelasting op het station. Hierbij moet wel gezegd worden dat hier een grens aan zit, aangezien bij een te groot vermogen aan elektrolyse de afnamepiek dominant kan worden. Ergens zit de optimale punt tussen de verhouding van elektrolyser vermogen en capaciteit van het station. Dit zal station specifiek zijn. De inzet van elektrolyzers wordt bij een ATR85 met de huidige methodiek maar een beperkt aantal uren beperkt (tot 2% van de uren in het jaar).

Figuur 45 toont de impact van een ATR85 bij inzet met een PPA zon + wind op zee. Door een ATR85 leidt een elektrolyser in dit geval niet meer tot een hogere piekbelasting voor afname.

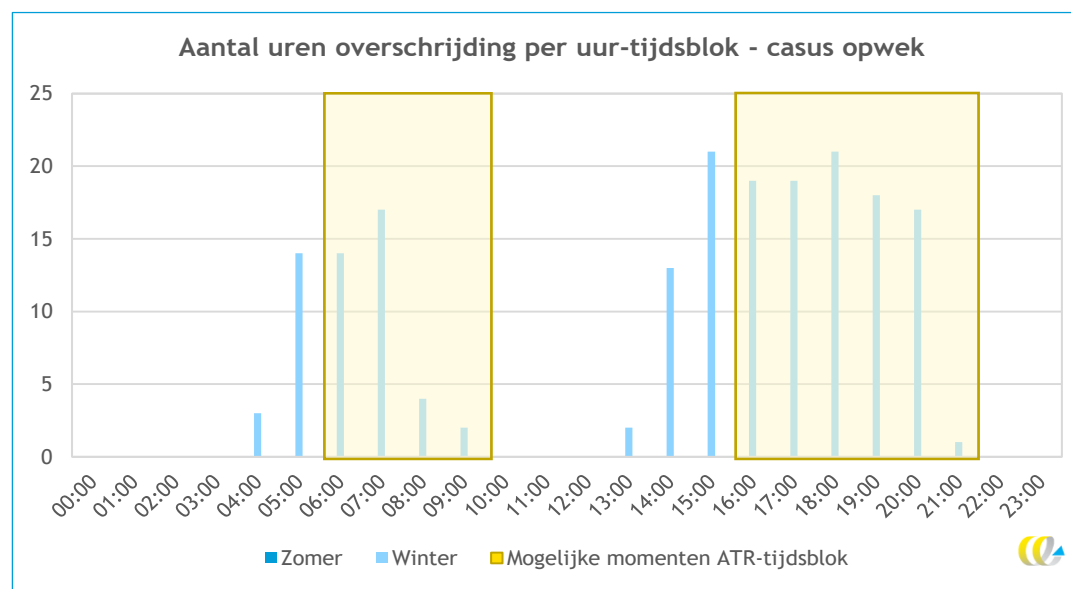
Figuur 45 - Netto-impact ATR85 voor Hernieuwbare opwek op land, scenario 2030



Tekstkader 15 - Additionele piekbelasting en tijdsblokgebonden transportrecht

Voor aangesloten op het net van de regionale netbeheerder komt er als alternatief transportrecht een 'tijdsblokgebonden transportrecht' beschikbaar. Gedurende vaste tijdsblokken (die vastgesteld worden per gebied) geldt een beperking om zo piekbelasting te voorkomen. In Figuur 46 zijn het aantal uren met overschrijdingen per uur vormgegeven met onderscheid tussen zomer (mei t/m september) en winter. Er zijn mogelijke tijdsblokken ingetekend waarop het transportrecht mogelijk beperkt zal worden. De meeste overschrijdingen van de piekbelasting vinden plaats in de winter, enkele in de zomer. 20% van de overschrijdingen vindt plaats in het ochtendtijdsblok (6:00 tot 10:00 uur) en 50% in de avondpiek (16:00 tot 22:00 uur). 30% van de piekbelasting vindt plaats buiten momenten van het verwachte tijdsblokgebonden profiel; deze pieken worden dus niet voorkomen met dit alternatieve transportrecht. Met een dynamische alternatief transportrecht, zoals ATR85, zouden deze pieken mogelijk wel voorkomen kunnen worden. Het dynamische karakter van een elektrolyser, zonder vaste uren van inzet, past daarnaast in zijn algemeenheid minder goed bij de rigide structuur van het tijdsblokgebonden transportrecht. Er ontstaat een risico dat de elektrolyser tot pieken leidt buiten de vooraf vastgestelde tijdsblokken.

Figuur 46 - Aantal uren overschrijding per uur voor casus opwek op land

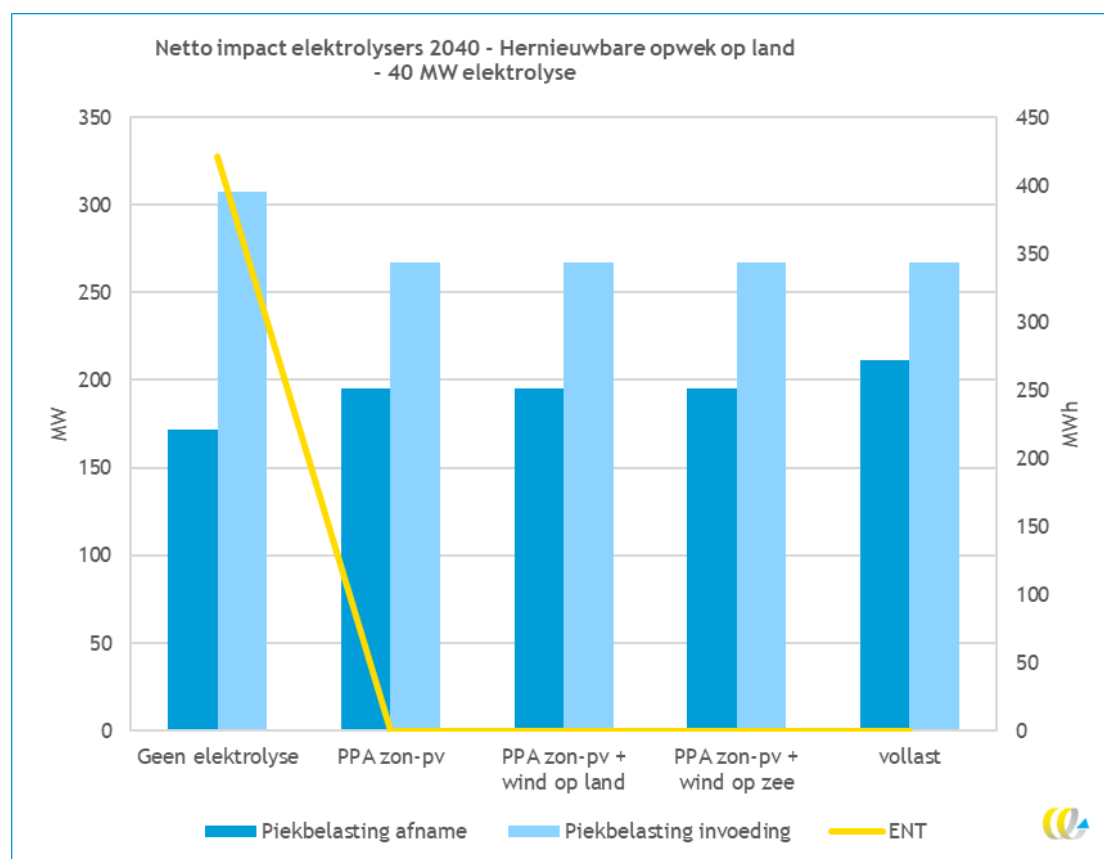


2040

De impact van elektrolyzers op het station met veel hernieuwbare opwek en weinig vraag is ook bepaald voor 2040 (zie Figuur 47). Een belangrijk verschil voor de inzet van de elektrolyser in 2040 ten opzichte van 2030 is dat in 2040 het elektriciteitsnet volledig gevoed wordt door hernieuwbare elektriciteit. We hebben de situatie gemodelleerd dat de elektrolyser aangaat onder een elektriciteitsprijs van 50 €/MWh. Door deze aanname en door de verwachting dat er significant meer uren met lage elektriciteitsprijs zijn in 2040 vergeleken met 2030, zal het aantal vollasturen in alle scenario's (behalve het industrie-gestuurde scenario, waar dit al maximaal is) flink toenemen (zie Figuur 10). Dit komt doordat er in 2040 naar verwachting een groot aantal uren zal zijn met lage elektriciteitsprijzen, door overschotten van hernieuwbare opwek.

De impact van elektrolyzers in 2040 zal nog steeds een netto-positief effect hebben op de piekbelasting, ongeacht de manier van inzet. Echter is te zien dat de piekbelasting voor afname in dit geval bij alle manieren van inzet zal toenemen.

Figuur 47 - Netbelasting op een typisch station met veel hernieuwbare opwek op land met relatief veel elektrolyzers in 2040



Ook in 2040 legt een ATR85 in de huidige vorm slechts op een zeer beperkt aantal uren een beperking op (tot 1% van de uren) en kan een ATR85 zorgen dat de piekbelasting door afname niet toeneemt.

B.6.4 Beschouwing op andere stations met hernieuwbare opwek op land

Het station dat doorgerekend is bij deze casus is representatief voor een station waarbij invoeding dominant is. Het doorgerekende station heeft zowel productie van wind als van zon, maar vooral veel zon. Er zijn ook stations met een andere verhouding van zon en wind. Uit huidige analyse is te zien dat voor alle inzet met PPA's (met zon, wind op land, wind op zee) en vollast inzet, de piekbelasting voor invoeding wordt verlaagd. De verwachting is dat ook een andere verhouding van opgesteld vermogen van zon en wind, dezelfde conclusies gelden. De inzet van elektrolyzers is immers gekoppeld aan de opwek van de hernieuwbare bronnen, en zorgt op die manier voor een lagere piekbelasting op momenten van veel hernieuwbare opwek. De exacte impact op de piekbelasting kan dan wel wat afwijken.

Er zijn ook stations waarbij er naast veel hernieuwbare opwek, ook veel vraag is. Bij dit soort stations is de verwachting dat elektrolyzers ook een positieve impact hebben op de piekbelasting voor invoeding. Maar in dat geval kan de negatieve impact op de piekbelasting voor afname, bij de inzet met een PPA zon + wind op zee of vollast in 2030 en voor alle manieren van inzet in 2040, ervoor zorgen dat de absolute piek hoger wordt. Dan is de impact van elektrolyzers vergelijkbaar met de casus van de Cluster 6-industrie (zie Bijlage B.5). Bij stations waarbij invoeding dominant is zal een elektrolyser naar verwachting, ook zonder ATR85, een netto-positieve impact hebben op de netbelasting.