

INDUSTRIETAFEL NOORD-NEDERLAND

CLUSTER ENERGIE STRATEGIE – 2022



september 2022

INWOORD N VOORAF

Rondom CO₂-emissiereductie en de toekomst van de industrie heeft de Industrietafel Noord-Nederland (INN) over de afgelopen jaren verschillende rapporten uitgebracht. In de rapporten wordt weergegeven waar bedrijven op inzetten om hun duurzaamheidsambities te behalen. Wel dienen we ons te realiseren dat het inrichten van de energie- en grondstoffentransitie complex is. De complexiteit komt voort uit het feit dat wat de industrie kan doen afhankelijk is van overheidsbeslissingen en tijdige investeringen van netbeheerders en infrastructuurbedrijven. Andersom hangen beslissingen van de overheid, netbeheerders en infrastructuurbedrijven af van mogelijkheden en investeringen van de industrie.

De wederzijdse afhankelijkheid is niet het enige dat complexiteit veroorzaakt. We hebben te maken met onbekendheden in bijvoorbeeld toekomstige energieprijzen en technologieontwikkelingen die niet alleen invloed hebben op industrie in het cluster. Vrijwel altijd zijn er aspecten die over clusters en sectoren heen gaan. Dit geldt zeker voor Noord-Nederland, waar grootschalige elektriciteitsproductie, procesindustrie, datacenters, aanlanding van wind op zee, havenlogistiek, productie- en distributie van energiedragers en afvalverwerking allemaal plaatsvinden en met elkaar verbonden zijn. Dit maakt het dan ook uitdagend om een Cluster Energie Strategie (CES) op te stellen voor de procesindustrie alleen.

Zo is er in Delfzijl, naast energieproductie binnen een individueel bedrijfsterrein, stoominfrastructuur aanwezig die gevoed wordt vanuit een afval-energiecentrale, een biomassacentrale en een grote warmtekrachtkoppelingsinstallatie. Het stoomsysteem wordt naar verwachting de komende jaren uitgebreid met zowel aanbieders van stoom als afnemers. Er kunnen bijvoorbeeld e-boilers bij komen en er wordt een nieuwe slibverbrandingsinstallatie gebouwd. Daarnaast overwegen tientallen bedrijven nieuwe fabrieken te bouwen en zijn er plannen voor nieuwe datacenters, elektrolyzers en CO₂-afvangsinstallaties.

In de Eemshaven worden nieuwe datacenters ontwikkeld, gaat CO₂-afvang gerealiseerd worden bij onder andere een energiecentrale die van steenkool naar biomassa gaat, komt er steeds meer elektriciteit van wind op zee aan land en investeren industriële bedrijven in nieuwe productiefaciliteiten. In Emmen wordt verder ingezet op het gebruik van biomassa en andere duurzame energiebronnen voor het verduurzamen van energielevering aan high-tech bedrijven en procesindustrie op het industriepark.

De diversiteit aan nieuwe ontwikkelingen, zorgt naar verwachting voor een grote diversiteit aan nieuwe koppelingen op het gebied van zowel grondstof- als energiestromen tussen bedrijven die ingedeeld zijn in verschillende sectoren. Het is daarom zeker voor Noord-Nederland altijd van belang om een integraal totaalbeeld te hebben. Een beeld dat laat zien hoe de regio in elkaar zit en hoe toekomstige ontwikkelingen met elkaar verband houden.

Deze CES gaat specifiek over vraag en aanbod van energie(dragers), CO₂, elektriciteitsproductie en warmteproductie binnen de sub-clusters Eemshaven, Emmen en Delfzijl. De CES geeft inzicht in veranderingen in energie- en grondstofstromen en de daarvoor benodigde infrastructuur op basis van de meest recente inzichten. Gezien de huidige dynamiek rondom de beschikbaarheid en prijs van energie, evenals (wereldwijde) logistieke uitdagingen, dient dit document gezien te worden als een momentopname van waaruit in grote lijnen een koers voor de toekomst uitgezet kan worden met daarvoor kritische infrastructuurprojecten. Het is een levend document waarin stappen worden aangegeven die resulteren in CO₂-emissiereductie en uiteindelijk een CO₂-emissievrij Industriecluster Noord-Nederland.

INHOUD

WOORD VOORAF	2
1 STRATEGISCHE ONTWIKKELING INN	6
1.1 Ontwikkeling van het Cluster Noord-Nederland	8
1.1.1 Energiegebruiksprojecties: Huidige, 2030 en 2050	8
1.1.2 Elektriciteit	11
1.1.3 Warmte	12
1.1.4 CO ₂	14
1.1.5 Waterstof	15
2 VRAAG, AANBOD EN INFRASTRUCTUUR	17
2.1 Vraag en aanbod	18
2.1.1 Elektriciteit	18
2.1.2 CO ₂	19
2.1.3 Waterstof	19
2.2 Benodigde Infrastructuur	21
2.2.1 Infrastructuuragenda	21
2.3 Systeemeffecten van de infrastructuur	28
3 EFFECTEN VAN DE PROJECTEN	30
3.1 Klimaatwinst en milieueffecten	31
3.2 Ruimtelijke effecten	31
4 KNELPUNTEN, SUCCES- EN RISICOFACTOREN	32
4.1 Planningsanalyse	33
4.2 Risico's en randvoorwaarden voor de publieke projecten	35
4.3 Financieringsbehoeften	36
5 OVERZICHT INFRASTRUCTUUR VOOR VERSNELLING (MIEK)	37
6 SLOTOPMERKINGEN	39

Auteur in opdracht van de Industrietafel Noord-Nederland: **Water Energy Solutions**

STRATEGISCHE ONTWIKKELING INN

Voor de realisatie van de gestelde broeikasgasemissiedoelstellingen richting 2030 en 2050 ligt in de regio Noord-Nederland een unieke uitdaging. De diversiteit in productieprocessen en sterke groei van het cluster vragen om maatwerkoplossingen voor emissiereductie. Met de beschikbare ruimte, de aanwezigheid van diepzeehavens en het aanbod van duurzame elektriciteit, duurzame warmte (stoom) en toekomstige grootschalige waterstofproductie is het de verwachting dat met name in de Eemsdelta de komende jaren een aanzienlijke groei van industriële productiecapaciteit gerealiseerd zal worden.

Naast industriële productie, vervult Noord-Nederland een belangrijke rol in grootschalige energieopwekking (met maar liefst 30% van de Nederlandse elektriciteitsproductie), energiedistributie en offshore windlogistiek. Het gebied beschikt over een uitgebreid ondergronds buisleidingnetwerk en kabelstelsels en is daarmee een intercontinentaal knooppunt van aardgas ("gasrotonde"), elektriciteit en data. Het (inter)nationaal strategische belang van Cluster Noord-Nederland is in september 2022 verder uitgebreid met een LNG-terminal, welke op termijn ook kan worden ingezet voor de import van waterstof.

Vanuit een technisch perspectief zijn er voor de industrie- en energiebedrijven voldoende mogelijkheden voor handen om in 2050 CO₂-emissievrij of CO₂-emissionenegatief te kunnen opereren in Noord-Nederland. Projecten voor de reductie van CO₂-emissie vallen voornamelijk te classificeren als energie-efficiëntie, elektrificatie van processen, inzet van waterstof als grondstof en energiebron, gebruik van biomassa als grondstof en energiebron en CCU/S. Daarbij wordt er bij nieuwe industriële bedrijven direct gekeken naar het integreren van groene grondstofketens, circulariteit en proces- en/of systeeminnovatie.

Met de productie van (groene) waterstof binnen het cluster, beschikbare ruimte en groene CO₂-bronnen zoals agro-residuen, afval en houtachtige biomassa is het cluster een aantrekkelijke plek voor de opstart van nieuwe bedrijvigheid, waaronder productieprocessen voor groene basischemicaliën. Er is hiervoor echter wel adequate energie- en grondstoffeninfrastructuur nodig (naast voldoende duurzame energie) om deze processen toekomstbestendig te kunnen opereren.

In Noord-Nederland wordt een sterke groei van elektriciteitsgebruik verwacht. Vanuit hun huidige context geven de bedrijven van de Industrietafel Noord-Nederland vrijwel allemaal aan te verwachten dat elektriciteit de voornaamste energiebron zal zijn in 2050. Voor bedrijven gaat het dan om de inzet van bijvoorbeeld membraantechnologie, warmtepompen, elektrische boilers en damprecompressiesystemen. Daarvoor moet vanuit het achterliggende elektriciteitsnet productievermogen (waaronder CO₂-emissievrij (back-up) vermogen) beschikbaar zijn, waarvandaan elektriciteit kosteneffectief haar weg kan vinden naar eindgebruikers.

De sterke groei in elektriciteitsgebruik zal effect hebben op de daarvoor benodigde energieinfrastructuur. De aanleg hiervan is niet alleen kostbaar (hetgeen zal doorwerken in de elektriciteitsprijs), maar ook tijdrovend, gelet op vergunningstrajecten en ruimtelijke ordeningsprocessen. Hoe snel het gebruik van elektriciteit zal toenemen is onder andere afhankelijk van ontwikkelingen in de elektriciteitsprijs, de aardgasprijs, de CO₂-prijs en prijzen en beschikbaarheid van grondstoffen. Uitdagend hierbij is dat deze variabelen allen op elkaar ingrijpen. Voor groene waterstof geldt dat het aannemelijk is dat de grondstoftoepassing een productieen distributieschaal geeft die toepassing als energiedrager in de industrie dichterbij brengt. Ook op dit gebied is tijdige beschikbaarheid van infrastructuur een cruciale schakel.

1.1 ONTWIKKELING VAN HET CLUSTER NOORD-NEDERLAND

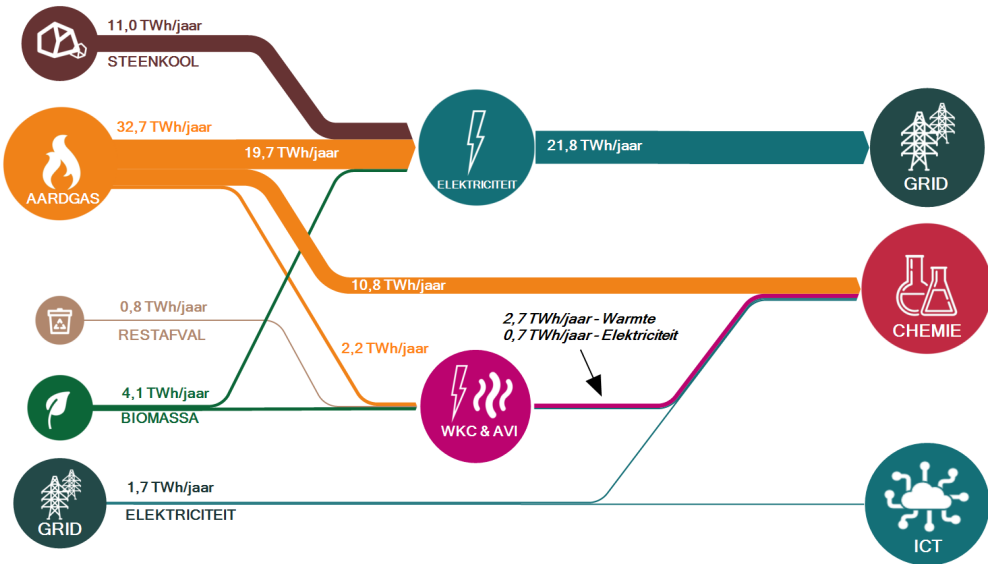
Het Cluster Noord-Nederland bestaat uit de industriegebieden Eemshaven, Delfzijl en Emmen. Eerdere rapportages van de Industrietafel Noord-Nederland hadden ook betrekking op industrie uit het middengebied tussen Eemshaven, Delfzijl en Emmen. De bedrijven uit het middengebied zijn nog steeds aangesloten bij de Industrietafel Noord-Nederland, maar maken geen onderdeel meer uit van de CES Noord-Nederland. De bedrijven zullen opgenomen worden in de CES van Cluster 6. In de Eemshaven, Delfzijl en Emmen wordt warmte en elektriciteit geproduceerd en geconsumeerd. Daarnaast wordt CO₂ uitgestoten en wordt CO₂, nu en in de toekomst in toenemende mate, ingezet als grondstof voor industriële productie. De belangrijkste strategische infrastructuur voor CO₂-emissiereductie is dan ook op te delen in de onderdelen:

- Elektriciteitsinfrastructuur
- Warmte-infrastructuur (hoog- en laagwaardig)
- CO₂-infrastructuur
- Waterstofinfrastructuur

1.1.1 ENERGIEGEBRUIKSPROJECTIES: HUIDIGE, 2030 EN 2050

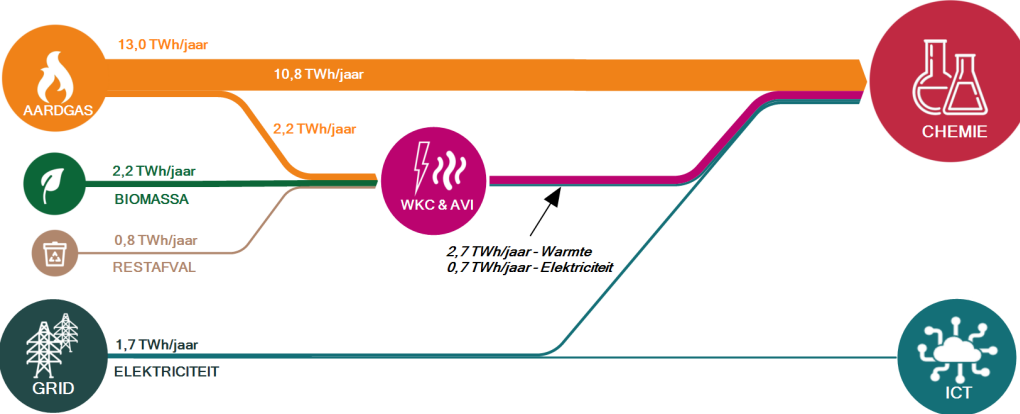
De figuren 1 t/m 6 geven inzicht in zowel huidig energiegebruik als geprojecteerd toekomstig energiegebruik. Voor toekomstig energiegebruik worden in hoofdstuk 2 voor zover mogelijk minima en maxima van energiestromen naar voren gebracht in de vorm van tabellen. Deze bereiken van gegevens worden niet weergegeven in de Sankey diagrammen van dit hoofdstuk. Er dient dan ook rekening gehouden te worden met het feit dat de Sankey diagrammen van toekomstprojecties in dit hoofdstuk gemiddelde verwachte waarden weergeven.

In de huidige situatie worden steenkool, aardgas, huishoudelijk afval, biomassa en elektriciteit ingezet als energiebronnen, zoals weergegeven in figuur 1.1¹.



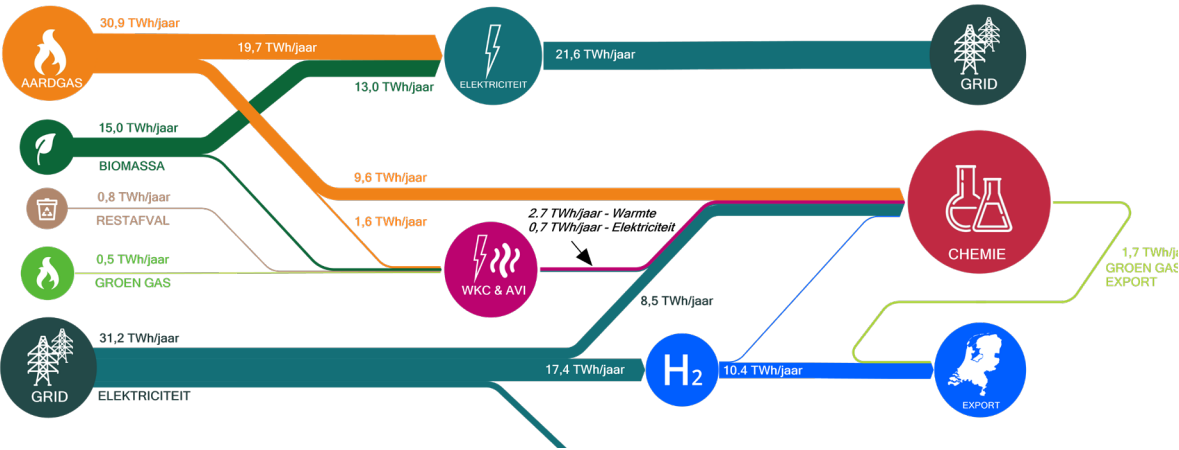
Figuur 1.1: Energiebalans inclusief elektriciteitsproductie Cluster Noord-Nederland 2021

Vanuit de verschillende energiebronnen wordt warmte en elektriciteit geproduceerd. Deze energie wordt zowel direct geleverd aan de fabrieken als richting het elektriciteitsnet gebracht. Figuur 2 geeft hetzelfde referentie-overzicht, maar dan zonder de elektriciteitscentrales in de Eemshaven.



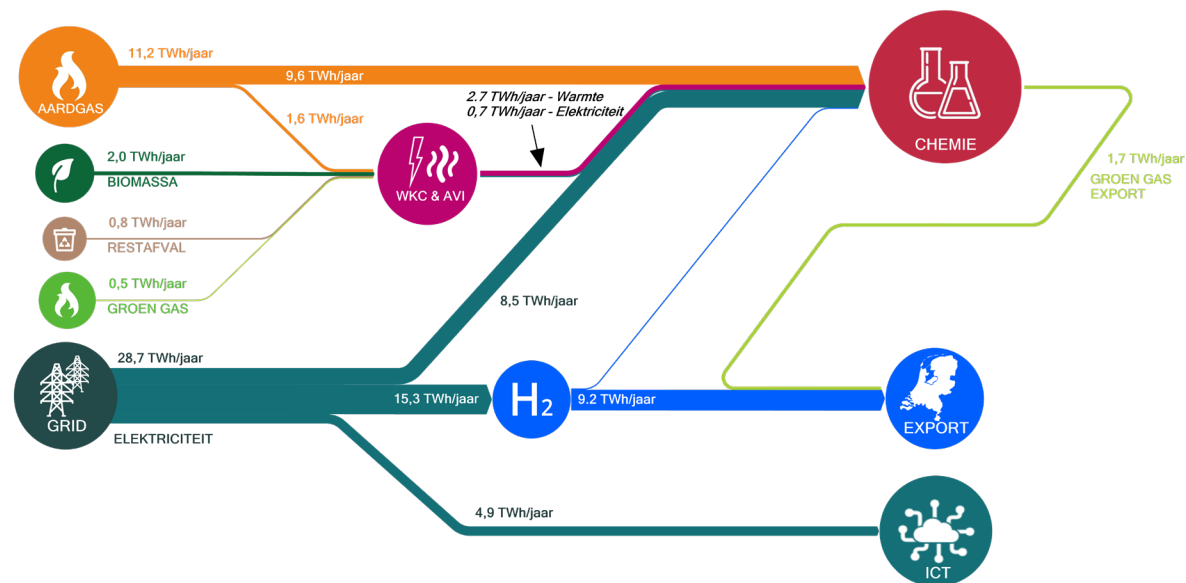
Figuur 1.2: Energiebalans exclusief elektriciteitsproductie Eemshaven Cluster Noord-Nederland 2021

De huidige situatie is inzichtelijk gemaakt op basis van door bedrijven aangeleverde data. Daarnaast hebben gesprekken plaatsgevonden met de bedrijven waarin toekomstige projecten zijn besproken. Alle opgehaalde gegevens zijn daarna verwerkt in de Data Safe House van de INN. Op basis van de aangeleverde data, kan inzicht gegeven worden in de verandering van energiegebruik en is een projectie gemaakt van het energiegebruik van het Cluster in 2030. De 2030 projecties staan weergegeven in figuur 1.3 inclusief de elektriciteitsproducenten in de Eemshaven en in figuur 1.4 exclusief de elektriciteitsproducenten in de Eemshaven.



Figuur 1.3: Projectie 2030 inclusief elektriciteitsproductie Eemshaven Cluster Noord-Nederland

¹Het verschil tussen ingaande en uitgaande stromen is het verlies dat optreedt bij de omzetting van energiebronnen aan de linkerzijde naar warmte en elektriciteit aan de rechter zijde.

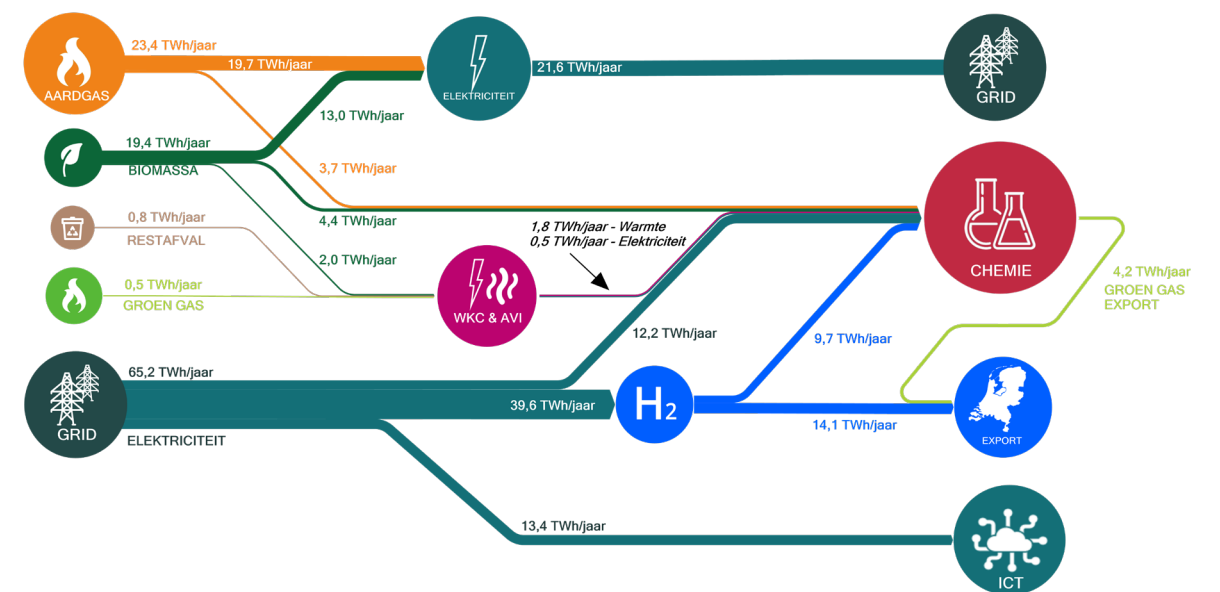


Figuur 1.4: Projectie 2030 exclusief elektriciteitsproductie Eemshaven Cluster Noord-Nederland

Wanneer de figuren 1 t/m 4 met elkaar vergeleken worden, valt op dat met name het elektriciteitsgebruik aanzienlijk gaat toenemen. Dit, zowel ten behoeve van de productie van waterstof, als datacenters (ICT) als de directe consumptie van fabrieken zelf. Daarnaast valt op dat de consumptie van aardgas relatief weinig afneemt. Tegenover voorgaande rapportages van de INN is dit een aanzienlijke wijziging. De relatief geringe afname van aardgasgebruik tussen 2021 en 2030 komt doordat er vooralsnog wordt aangenomen dat de op aardgas gebaseerde energiecentrales in bedrijf blijven.

De hoeveelheid aardgas die de centrales gebruiken, is echter zeer onzeker. Het wel of niet in bedrijf zijn van de installaties hangt af van zowel aardgas- en elektriciteitsprijzen als de CO₂-prijs. Door de elektrificatie in de industrie, de gebouwde omgeving en mobiliteit, is het echter de verwachting dat de totale elektriciteitsconsumptie gaat stijgen. En hoewel er (Nederland breed) wordt ingezet op de bouw van wind en zon, leveren deze bronnen tot 2030 onvoldoende elektriciteit om te kunnen voorzien in de toenemende vraag. Dit, naast het benodigde regelbaar vermogen voor de tijden dat zon en wind onvoldoende elektriciteit produceren.

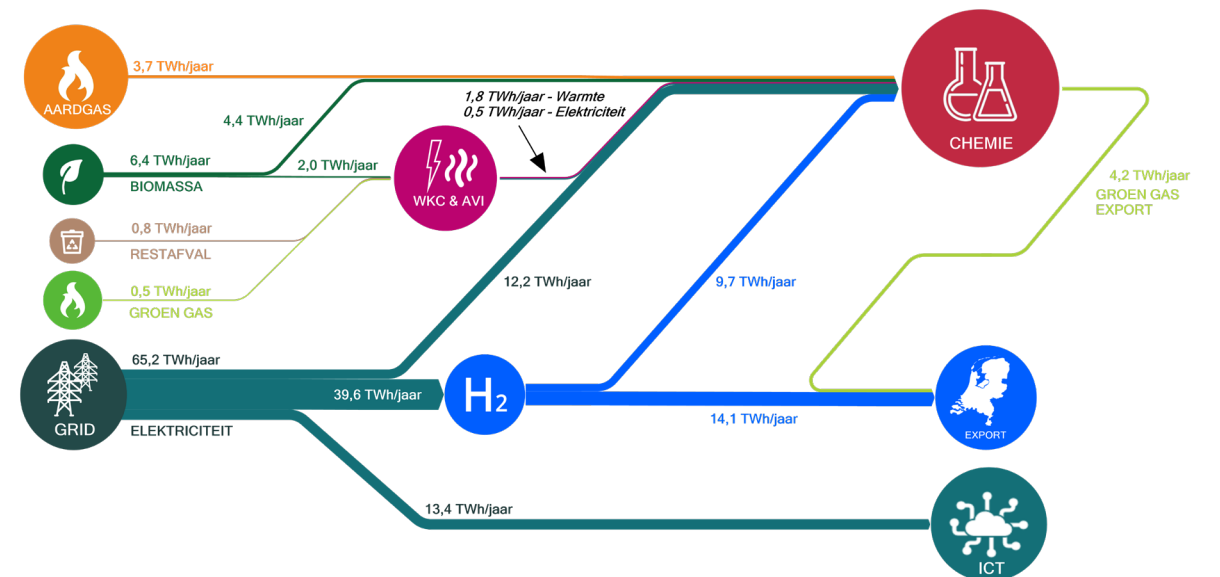
Verder valt op dat het gebruik van steenkool vervalt in 2030. Dit wordt vervangen door biomassa. Ook binnen de industrie (vergelijk figuur 2 en 4), neemt het aardgasgebruik relatief weinig af. De consumptie gaat van 13,1 TWh/jaar naar 11,2 TWh/jaar. Dit komt doordat een aantal fabrieken in aanbouw genoodzaakt is om aardgas in te zetten en ervan uitgegaan wordt dat de centrale WK-K's in Delfzijl en Emmen in bedrijf blijven. Zij het met een naar verwachting gereduceerde output. Richting 2050 wordt aardgasgebruik wel aanzienlijk gereduceerd. Tezamen met een aanzienlijk stijging van het elektriciteitsgebruik, zoals te zien is in de figuren 5 en 6.



Figuur 1.5: Projectie 2050 inclusief elektriciteitsproductie Eemshaven Cluster Noord-Nederland

1.1.2 ELEKTRICITEIT

Elektriciteit wordt in Noord-Nederland geproduceerd vanuit zon, wind, steenkool, biomassa, aardgas en afval. De hoeveelheid draaiuren van de installaties die elektriciteit produceren (en dus CO₂-emissie) wordt in grote mate bepaald door marktprijzen. In de Eemshaven wordt elektriciteit geproduceerd vanuit steenkool, biomassa, aardgas, zon en wind. Richting 2030 wordt het gebruik van steenkool afgebouwd en wordt meer biomassa ingezet. Dit, in combinatie met CO₂-afvang. Hierdoor zal in 2030 elektriciteit geproduceerd worden met CO₂-negatieve emissies. Wanneer CO₂-afvang wordt gerealiseerd ontstaan er meekoppelkansen. Dit komt doordat de aanwezigheid van CO₂-infrastructuur het mogelijk maakt voor relatief kleinere CO₂-emitters om ook te gaan afvangen en hierop aan te sluiten.



Figuur 1.6: Projectie 2050 exclusief elektriciteitsproductie Eemshaven Cluster Noord-Nederland

Het afvangen van CO₂ vraagt zowel warmte als elektriciteit. In eerste instantie hebben vooral bedrijven die nu al elektriciteit en warmte produceren aangegeven CO₂ te gaan afvangen. Dit betekent dat er naast CO₂-infrastructuur vooralsnog geen additionele elektriciteitsinfrastructuur benodigd is puur voor CO₂-afvang. Wel is het zo dat er door CO₂-afvang minder warmte en elektriciteit extern geleverd zullen worden. Naar verwachting van INN bedrijven kost het afvangen van CO₂ zo'n 6 tot 8% van de energie output van een installatie. Dit betekent dat er richting 2030 vanuit bestaande installaties minder (regelbaar) vermogen beschikbaar zal zijn. Gecombineerd met een grotere elektriciteitsvraag vanuit de industrie door elektrificatie van processen, betekent dit dat bestaande installaties meer uren zullen moeten opereren per jaar om te kunnen voorzien in de toenemende vraag naar elektriciteit.

De hoeveelheid uren per jaar die bestaande installaties zullen opereren richting 2030, is daarnaast afhankelijk van elektriciteitsproductie vanuit zon en wind. Omdat er vooral ingezet wordt op wind op zee, is het de verwachting dat bestaande installaties meer variabel zullen opereren. Wanneer er echter weinig elektriciteit vanuit zon en wind komt, is er in 2030 minder productiecapaciteit beschikbaar (door de energievraag van CC(U)S) voor een hogere elektriciteitsvraag.

Vooralsnog zijn er geen plannen bekend bij de INN voor de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales die kunnen faciliteren in het benodigde regelbaar vermogen. Industriepartijen geven aan dat nieuwe installaties echter wel noodzakelijk zijn en vragen hiervoor om een capaciteitsreservemechanisme, waardoor een financiële backing ontstaat om voldoende regelbaar vermogen te bouwen en/of in bedrijf te houden en zo de bestaande strategische posities van het cluster te kunnen versterken en/of te behouden.

Voor stabiele levering van energie zijn te allen tijde voldoende energiebronnen nodig. Vanuit deze gedachte komt ook naar voren in welke mate de vraag naar energie kan variëren met (een op prijs gebaseerd) aanbod. Voor de meeste fabrieken in Cluster Noord-Nederland is flex-capaciteit in afname vooralsnog alleen in zeer beperkte mate tot niet mogelijk. Daarentegen is er al wel een aantal fabrieken dat nu al flex-capaciteit biedt. De mate van zekerheid van de aanwezigheid van flex-capaciteit van huidige fabrieken hangt samen met marktomstandigheden. Zo heeft DAMCO (aluminiumproductie) de mogelijkheid om op- en af te regelen. Door de hoge energieprijzen staat de fabriek echter momenteel stil en wordt deze pas weer opgestart wanneer energie-, grondstof- en productprijzen dit toelaten. Aluminiumproductie in Nederland en Europa is van cruciaal belang voor een stuk strategische autonomie. Ook producten uit andere industrieën zijn rondom dit thema van groot belang. Het economische belang van productie in (Noord-) Nederland staat vanzelfsprekend buiten kijf. Competitieve energieprijzen (wereldwijd gezien) en betrouwbaarheid van energielevering zijn daarbij essentieel.

1.1.3 WARMTE

Aardgas, biomassa, afval en steenkool die gebruikt worden voor elektriciteitsproductie, worden eerst omgezet in warmte (verbranding), waarna de warmte (stoom) over een turbine geleid wordt om elektriciteit te produceren. Sommige elektriciteit producerende installaties van INN-bedrijven kunnen ook direct warmte in de vorm van stoom en/of warm water leveren aan externe partijen (ten koste van elektriciteitsproductie). Voor een deel is dit in een vaste verhouding en voor een deel is dit variabel.

Stoom voor de industrie wordt in het Cluster Noord-Nederland momenteel geproduceerd vanuit aardgas, biomassa en afval. In Delfzijl specifiek is er momenteel onvoldoende capaciteit beschikbaar om stoom te leveren aan alle nieuwe bedrijven. Nieuwe bedrijven zetten daarom in op elektrische verwarming (warmtepompen en damprecompressie) en aardgas. Vooralsnog lijkt het zo te zijn dat er in Delfzijl, Eemshaven en Emmen voldoende elektriciteit (en aansluitcapaciteit) beschikbaar is voor nieuwe bedrijven. Wanneer er echter een zeer grote elektriciteitsgebruiker bij komt op een van de locaties (50 tot 200 MW), ontstaat er een tekort aan aansluit- en/of transportcapaciteit. Omdat er in Delfzijl niet of nauwelijks aansluitcapaciteit voor additionele stoomlevering beschikbaar is, zullen nieuwe bedrijven op deze locatie in dat geval genoodzaakt zijn om hun warmtevraag voor de productie in te vullen met aardgas, hetgeen een verhoging van CO₂-emissie met zich meebrengt. Voldoende elektriciteitstransportcapaciteit is dus in eerste instantie essentieel om bestaande en nieuwe bedrijven te faciliteren in hun elektrificatiemogelijkheden. Wanneer bestaande bedrijven deels of geheel kunnen elektrificeren, is er vanuit biomassa, afval en aardgas weer meer ruimte om stoom te leveren aan partijen die niet of moeilijk kunnen elektrificeren. Een adequaat elektriciteitsnet is dus van groot belang voor de beschikbaarheid van warmte voor nieuwe industrie. Daarnaast is het voor het Cluster van groot belang dat bestaande warmte producerende installaties in met name Delfzijl en Emmen kunnen blijven opereren.

In Delfzijl wordt centraal warmte en elektriciteit geproduceerd vanuit aardgas, biomassa en huishoudelijk afval. Daarnaast zijn er verschillende stoomketels en WKK's in bedrijf bij industriële bedrijven zelf. Het afval energiebedrijf EEW bouwt momenteel een nieuwe biomassa energiecentrale waar slib uit rioolwaterzuivering omgezet wordt in stoom. De lijn zal in Q1 van 2025 operationeel zijn. Tezamen met haar drie afvalverbrandingslijnen kan EEW hierdoor betrouwbaar stoom en warm water leveren. Het is van groot belang voor het cluster Delfzijl dat EEW warmte kan blijven leveren. Omdat huishoudelijk afval voor een deel groen is, levert EEW CO₂-vrije stoom. Net als de bio-energiecentrale van Eneco, waar afvalhout wordt ingezet voor de productie van stoom. De grote stappen in Delfzijl in CO₂-emissiereductie van de afgelopen 10 jaar zijn te danken aan deze bedrijven.

Zowel EEW als Eneco kijken momenteel naar mogelijkheden voor CO₂-afvang. In eerste instantie gaat EEW bijvoorbeeld een deel van haar CO₂ afvangen en leveren aan een naastgelegen en een nieuw te bouwen fabriek als grondstof. Deze fabrieken hebben naast groene CO₂ ook een waterstofbehoefte. Daarmee zijn Eneco en EEW niet alleen cruciaal voor de levering van CO₂-emissievrije (en met CO₂-afvang, O₂-emissienegatieve) stoom. Ook spelen ze een rol in de verduurzaming van industriële grondstoffen en het versnellen van de realisatie van elektrolyzers voor waterstofproductie. Aanvullend biedt de stoomproductiecapaciteit van Eneco en EEW ruimte voor de WKK van Nobian (Delesto) om flex-vermogen te leveren, op termijn mogelijk met CO₂-afvang, waardoor er CO₂-emissievrije stoom en elektriciteit ook vanuit Delesto beschikbaar is. Verdere uitbreiding van stoominfrastructuur in Delfzijl is dus noodzakelijk.

In Emmen opereert het bedrijf GETEC een WKK-installatie van waaruit stoom en elektriciteit geleverd worden aan industriële bedrijven. GETEC heeft onlangs een nieuwe black-pellet ketel in bedrijf genomen ter aanvulling op de WKK. Daarnaast is GETEC voornemens om een tweede en grotere black-pellet ketel in bedrijf te nemen in 2024.

De black-pellets voor de huidige ketel worden geïmporteerd. Wanneer de tweede (grotere) black-pellet ketel gerealiseerd wordt, is de vraag naar biomassa om black-pellets te maken

groot genoeg om een nieuwe black-pellet productiefaciliteit neer te zetten in Emmen. Deze productiefaciliteit haalt haar biomassa uit reststromen uit de directe omgeving van Emmen. De twee black-pellet lijnen worden vervolgens zo gedimensioneerd dat de bestaande WKK in bedrijf gehouden kan worden (op minimale capaciteit). Hierdoor ontstaat er in de eerste plaats een stuk bedrijfszekerheid voor de levering van stoom en elektriciteit. In de tweede plaats ontstaat er overcapaciteit voor de WKK, waardoor deze flex-vermogen kan leveren richting het externe elektriciteitsnet en ook beschikbare capaciteit heeft voor uitbreidingen van industrie.

Richting 2030 kijkt GETEC samen met bedrijven buiten Emmen (waaronder kassen), naar de mogelijkheid om CO₂-infrastructuur te realiseren. Enerzijds voor de levering van CO₂ als grondstof en anderzijds voor opslag, waardoor GETEC netto CO₂-negatief wordt. Fabrieken dat nu al flex-capaciteit biedt. De mate van zekerheid van de aanwezigheid van flex-capaciteit van huidige fabrieken hangt samen met marktomstandigheden. Zo heeft DAMCO (aluminiumproductie) de mogelijkheid om op- en af te regelen. Door de hoge energieprijzen staat de fabriek echter momenteel stil en wordt deze pas weer opgestart wanneer energie-, grondstof- en productprijzen dit toelaten. Aluminiumproductie in Nederland en Europa is van cruciaal belang voor een stuk strategische autonomie. Ook producten uit andere industrieën zijn rondom dit thema van groot belang. Het economische belang van productie in (Noord-) Nederland staat vanzelfsprekend buiten kijf. Competitieve energieprijzen (wereldwijd gezien) en betrouwbaarheid van energielevering zijn daarbij essentieel.

Naast warmte (direct) vanuit biomassa, aardgas en afval, zijn er in Noord-Nederland mogelijkheden om laagwaardige warmte uit te koppelen en te leveren aan de gebouwde omgeving. Zowel de overheid als industrie als energiecentrales en datacenters kijken momenteel naar mogelijkheden voor het aanleggen van warmtenetten. Hierbij gaat het niet alleen om de uitkoppeling van warmte vanuit bestaande assets. Bij de realisatie van nieuwe productiefaciliteiten wordt direct rekening gehouden met de mogelijkheid voor het leveren van laagwaardige warmte. Zo kan bijvoorbeeld warmte geleverd worden vanuit nieuwe elektrolyzers die waterstof produceren. Het komende jaar worden verschillende proposities rondom warmtelevering uitgewerkt die naar verwachting opgenomen zullen worden in de CES 2023.

1.1.4 CO₂

Van regelbaar vermogen uit biomassa en aardgas in de Eemshaven tot warmte en elektriciteitslevering aan fabrieken in Delfzijl en Emmen, iedere Cluster in Noord-Nederland treft voorbereidingen voor het afvangen van CO₂.

Op de lange termijn is groene CO₂ een essentiële koolstofbron om koolstof uit fossiele bronnen te vervangen. CO₂-afvang vanuit de toepassing om afvalproducten uit de biobased industrie in te zetten als energiebron is dus op de lange termijn noodzakelijk. Echter, bestaande fabrieken omzetten naar biobased productie en het opzetten van nieuwe productielocaties voor geheel nieuwe biobased ketens kost tijd. Hoewel steeds meer nieuwe fabrieken in Delfzijl en de Eemhaven, biobased fabrieken zijn, wordt CO₂ nog op relatief kleine schaal ingezet als grondstof.

Het eerste initiatief is om vanuit de afvalverbrandingsinstallatie van EEW CO₂ af te vangen en te leveren als grondstof aan een tweetal fabrieken. De vergunningsaanvraag voor dit concept zal in Q4 van 2022 gedaan worden. En hoewel het aantoont dat CCU al voor 2030 een rol gaat spelen in CO₂-emissiereductie en productie van groene materialen, kan het afvangen en opslaan van CO₂ (CCS) voor 2030 op een grotere schaal geïmplementeerd worden dan CCU.

Wanneer gekeken wordt naar partijen die voornemens zijn om CO₂ op grote schaal af te vangen, zijn dat in eerste instantie de elektriciteitscentrales in de Eemshaven, de WKK's in Delfzijl en Emmen, de afvalverbrandingsinstallatie in Delfzijl en de biomassa centrales in Delfzijl en Emmen. Omdat het mogelijk is om aanzienlijke hoeveelheden CO₂ af te vangen op al deze locaties, wordt collectieve infrastructuur interessant.

De benodigde infrastructuur staat ten tijde van schrijven deels vast. Het is noodzakelijk dat er een CO₂-verbinding komt tussen Delfzijl en de Eemshaven. Aansluitend kan er ook een verbinding gelegd worden met het cluster Emmen. In dit laatste tracé kunnen ook bedrijven uit het middengebied (Cluster 6) worden aangesloten.

De verbindende infrastructuur richting opslagfaciliteiten staat echter nog niet vast. Er kan vanuit de Eemshaven een buisleiding aangelegd worden naar geschikte gasvelden op de Noordzee. Ook kunnen schepen ingezet worden voor het transport van CO₂. CO₂-transport middels schepen is voornamelijk interessant wanneer grotere afstanden moeten worden overbrugd zoals in het geval van opslag in aquifers in de zeebodem bij Noorwegen. Als laatste is er een optie om CO₂-buisleidingen tussen Emmen, Delfzijl en Eemshaven te verbinden met mogelijkheden voor CO₂-transport in Duitsland. Hiervoor is een aanknopingspunt beschikbaar in de plaats Bunde. Vanuit Bunde kan CO₂ via pijpleiding getransporteerd worden naar Brünsbüttele, van waaruit opslag via pijpleiding of boot kan plaatsvinden richting opslagfaciliteiten.

Samenvattend kan gesteld worden dat verschillende grote bedrijven werken aan (BE)CCU en (BE)CCS. Of CO₂ nu uiteindelijk met schepen of buisleidingen vanuit de Eemshaven of Brunsbüttel verscheept wordt, doet niet af aan het feit dat er voor de industrieclusters Eemshaven, Delfzijl en Emmen collectieve CO₂-transportinfrastructuur nodig is. De industrietafel Noord-Nederland vraagt dan ook om verbindende CO₂-infrastructuur voor de clusters op te nemen in het MIEK.

1.1.5 WATERSTOF

Steeds meer bedrijven zetten in op biograndstoffen. Hierbij gaat het om zowel bestaande Noord-Nederlandse bedrijven als nieuwe bedrijven die vestiging overwegen. Deze bedrijven gebruiken grondstoffen en maken producten gebaseerd op koolwaterstofverbindingen. De toepassing van deze moleculen zijn te veel om op te noemen. Brandstoffen, oliën, materialen voor wegen- en woningbouw en een veelvoud aan producten zoals medicijnen en kunststoffen vinden hun oorsprong in koolwaterstoffen.

Om te komen tot deze toepassingen moeten biobased grondstoffen met lange molecuulketens, omgevormd worden tot grondstoffen met kortere molecuulketens. Voor de kleinere moleculen (de bouwstenen) is additioneel waterstof nodig. Dat betekent dat het gebruik van biograndstoffen gecombineerd moet worden met groene waterstof. Er wordt daarom een toename verwacht van de waterstofvraag voor grondstoftoepassing².

Naast de toepassing van waterstof als grondstof, kan het ook worden ingezet voor de productie van warmte en/of elektriciteit. Dit gebeurt nu al in Delfzijl, waar waterstof als restproduct uit chloorproductie wordt gevoed aan de centrale WKK om stoom en elektriciteit te maken. De gunstige ligging van de Eemshaven met diepzeehavenfaciliteiten, ruimte, buisleidinginfrastructuur en aanlanding van elektriciteitskabels, maakt dat het een logische plek is om waterstof te importeren, te produceren en te distribueren naar gebruikers in Nederland en West-Europa, waar naar verwachting de totale vraag naar groene waterstof zal groeien naar 400 PJ/jaar in 2030³.

Naast import via schepen en productie van waterstof in Noord-Nederland, beschikt het bedrijf Noord Gas Transport (NGT) over uitgebreide gasinfrastructuur liggend in/op de bodem van de Noordzee. Deze infrastructuur is geschikt voor het transporteren van waterstof vanuit bijvoorbeeld elektrolyzers dichtbij windparken op zee. Op basis van de bestaande connectie met de NGT locatie in de Eemshaven kan het bedrijf een alternatief bieden voor elektriciteitstransport middels nieuw aan te leggen kabels die windparken op de Noordzee verbinden met het Nederlandse net. Het bedrijf geeft aan dat er zo'n 10 tot 15 GW aan waterstof getransporteerd kan worden door de pijpleidingen in het geval van transport van zuivere waterstof. Daarnaast is er de mogelijkheid om waterstof bij te mengen bij aardgas uit Noordzeevelden. De aanwezigheid van NGT infrastructuur biedt dus een additionele mogelijkheid om waterstof aan te voeren.

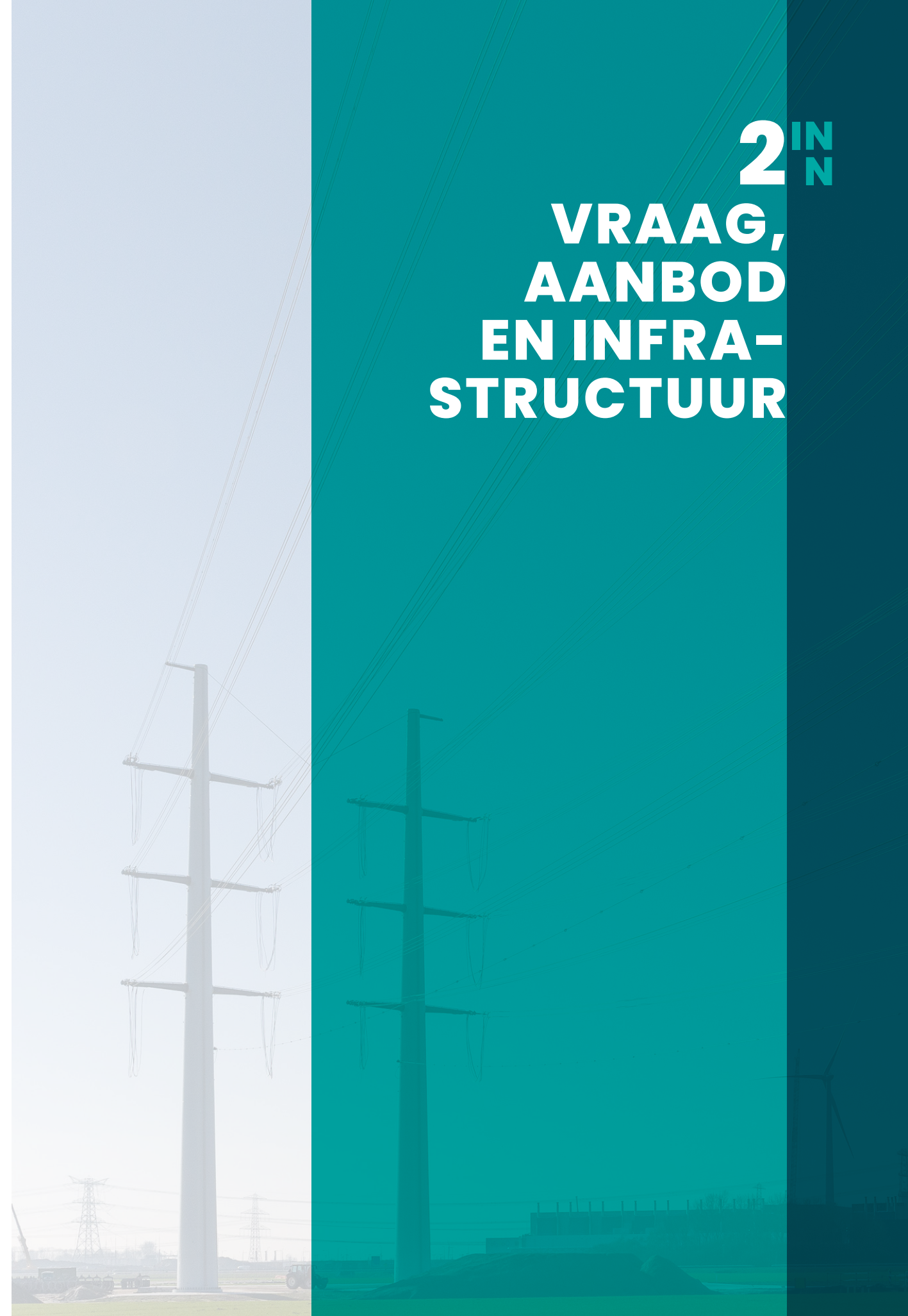
Er is een grote verscheidenheid aan initiatieven die beogen om waterstof te produceren in de Eemshaven. Zo is er het initiatief NorthH2, waarin verschillende bedrijven samen met havenbedrijf Groningen Seaports voorbereidingen treffen om 4 GW aan elektrolyse capaciteit te realiseren in 2030 en dit uit te bouwen naar 10 GW rond 2040. Ook is er het HyNorth initiatief dat beoogt regionaal bedrijfsleven, overheden en kennisinstellingen te verbinden als ketenregisseur. Daarnaast zijn er bedrijven die projecten ontwikkelen om blauwe waterstof te maken (28 PJ/jaar) en zijn er plannen van enkele andere bedrijven om, afhankelijk van de bouw en aanlanding van wind op zee, 300 tot 600 MW aan elektrolyse capaciteit te realiseren. In dit laatste geval zal een deel van de opgewekte waterstof worden ingezet voor elektriciteitsproductie.

Het wel of niet realiseren van bovengenoemde projecten is afhankelijk van diverse factoren. Naast de genoemde aanlanding van kabels vanuit nieuwe windparken, dient bijvoorbeeld transportcapaciteit beschikbaar te zijn richting afnemers. Voor de blauwe waterstof variant is CO₂-infrastructuur nodig en dient de prijs van aardgas te normaliseren.

De eerste partijen die naar verwachting in de Eemshaven en Delfzijl waterstofproductie zullen realiseren zijn RWE en een consortium van partijen onder projectnaam Djewels. Zowel voor het RWE-initiatief als voor Djewels zijn inmiddels omgevingsvergunningen afgegeven om respectievelijk 50 MW en 20 MW elektrolysecapaciteit te bouwen.

Een deel van de afnemers van de geproduceerde waterstof uit het RWE project zit in Delfzijl. Om deze reden is er waterstoftransportinfrastructuur tussen Eemshaven en Delfzijl nodig. Daarbij komt dat de afnemers van de waterstof, CO₂ als grondstof nodig hebben en/of kunnen inzetten, elektriciteit nodig hebben en een warmtebehoefte hebben. Dit betekent dat er tussen waterstof, CO₂, elektriciteit en warmte afhankelijkheden spelen. Wanneer de productieketens en energiesystemen van de toekomst gerealiseerd worden, zal vanuit in eerste instantie een volgorde van stap voor stap gebouwd meten worden richting een situatie van gelijkwaardigheid. De beschikbaarheid van buisleidingen is dan essentieel. Alleen zo kan de noodzakelijke symbiose van grondstoffen en energie (dragere) met schaal gerealiseerd worden.

2^{IN N} VRAAG, AANBOD EN INFRA- STRUCTUUR

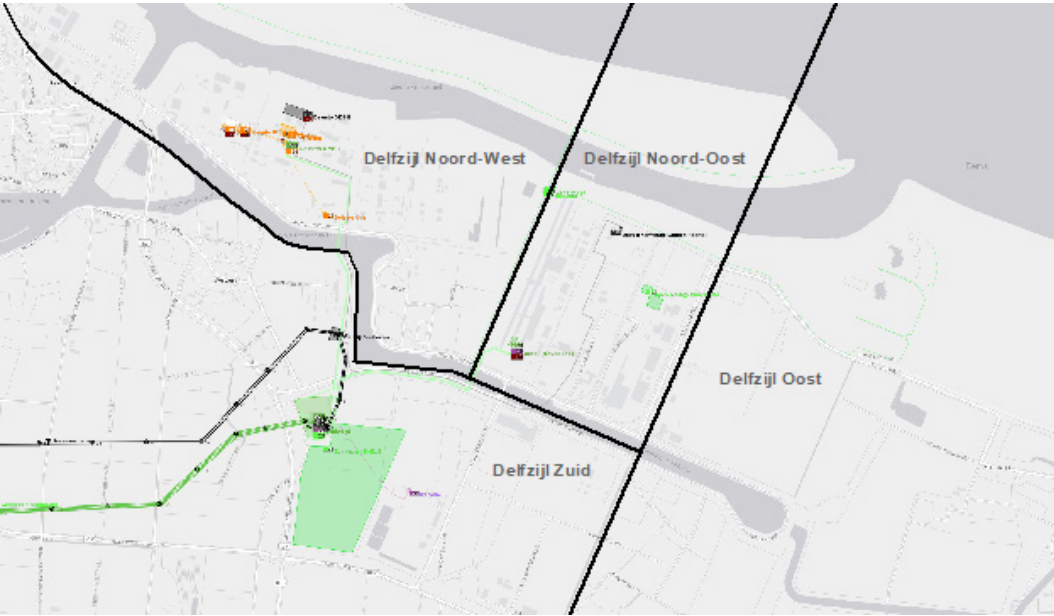


2.1 VRAAG EN AANBOD

2.1.1 ELEKTRICITEIT

Voor elektriciteitsgebruik zijn samen met individuele bedrijven projecties gemaakt. Daarbij is ge-
focust op het piekvermogen en dus het aansluit vermogen dat nodig is. Deze aansluitvermogens
zijn in anonieme vorm gedeeld met netbeheerders.

Op verzoek van de regionale netbeheerder Enexis, is het industriecluster Delfzijl opgesplitst in vier
gebieden (figuur 2.1). Dit, omdat de verschillende gebieden bediend worden vanuit verschillende
stations.



Figuur 2.1: Deelgebieden Cluster Delfzijl

De Industrietafel Noord-Nederland pleit voor het zo snel mogelijk in gang zetten van investeringen
in elektrische infrastructuur om de getoonde groeiprojecties (Tabel 1) te faciliteren. Zeker nu de
Nederlandse situatie rondom NOx veel onzekerheid geeft. Dit heeft (een vertragend) effect op de
mogelijkheden van bedrijven om te investeren in nieuwe productiefaciliteiten en CO₂-emissiere-
ductie.

Door de ontwikkelingen met betrekking tot verduurzaming van de scheepvaart ontstaat naast de
vraag van de industrie ook de vraag van schepen om aangesloten te worden op walstroom in de
havens van Groningen Seaports. Dit betekent dat Groningen Seaports aansluitingen op de kades
in Eemshaven beschikbaar wil stellen voor schepen die aanmeren aan de kades in de havens van
Groningen Seaports. Dit betreft schepen met een grote energievraag van in totaal ca. 50MW van-
af 2025. Dit vermogen zal zeer wisselend in tijd en capaciteit worden afgenomen, afhankelijk van
het type en hoeveelheid schepen die in de haven afgemeerd zijn. Ook is in de groei van de elek-
triciteitsvraag rekening gehouden met de groei van datacenters, die oploopt van 170 MW in 2023
naar 1,7 GW in 2050, en de nieuwe acquisities van havenbedrijf Groningen Seaports die in 2025
al een vermogen vragen van zo'n 320 MW. Tabel 1 geeft de projecties van benodigde vermogens
weer. De hoeveelheden benodigde elektriciteit voor de jaren 2021, 2030 en 2050 kunnen afgeleid
worden uit figuren 1 t/m 6 uit het vorige hoofdstuk.

Subcluster	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040	2050
Delfzijl industrie Noordzijde	72	75	92	107	168	320	380	452
Delfzijl waterstof Noordzijde	-	20	20	20	80	125	149	177
Delfzijl industrie Zuidzijde	78	97	102	111	116	134	159	190
Delfzijl waterstof Zuidzijde	-	-	-	160	260	260	260	260
Delfzijl industrie Oostzijde	-	-	-	-	-	100	150	200
Eemshaven industrie	6	13	31	61	198	219	237	282
Eemshaven datacenters	90	90	170	250	520	608	1.081	1.761
Eemshaven waterstof	-	-	-	-	100	4.700	10.130	10.154
Emmen	20	20	24	25	70	200	250	300
Totaal	266	315	439	734	1.512	6.666	12.796	13.776

Tabel 2.1: Overzicht projecties benodigde vermogens (MW)

2.1.2 CO₂

Het afvangen van CO₂ met aansluitend opslag in lege gasvelden en aquifers op de Noordzee en/of inzet van
afgevangen CO₂ als grondstof zijn kosteneffectieve mogelijkheden voor CO₂-emissiereductie. Ook hier geldt
dat elektriciteitscentrales, centrale utiliteitsleveranciers en afvalenergiebedrijven kartrekker kunnen zijn. Het
aanleggen van infrastructuur voor deze partijen van formaat, maakt het mogelijk dat ook de industrie kan
aanhaken in Noord-Nederland.

Ten tijde van schrijven zijn er concrete plannen vanuit bedrijven in de sectoren afvalverbranding en elektrici-
teitsproductie. Hiervoor zijn ontwerpen en kostenramingen gemaakt, welke leiden tot vergunningsaanvragen
tussen 2022 en 2025. De projecten zullen stapsgewijs geïmplementeerd worden, waardoor CO₂ afvang over de
tijd zal toenemen van 8 – 11,4 Mton/jaar in 2030 tot 11,3-13,3 Mton/jaar in 2040.

De afgevangen hoeveelheid is afhankelijk van het aantal draaiuren van de energiecentrales. De CO₂-emissie
van elektriciteits- en warmteproducenten, tezamen met procesindustrie in het Cluster Noord-Nederland vari-
eert over verschillende jaren. Aan de hand van vraag- en aanbod van elektriciteit en warmte draaien instal-
laties meer of minder uren per jaar. Zo hebben bijvoorbeeld in 2021 de elektriciteitscentrales in de Eemshaven
gemiddeld minder dan 8.000 uur/jaar gedraaid. Het is de verwachting dat de draaiuren van de centrales in
2022 aanzienlijk meer zullen zijn, wat maakt dat een CO₂-transportnet moet worden uitgelegd op de maximale
capaciteit van de energiecentrales.

Er dient opgemerkt te worden dat het hier projecten betreft van relatief grote partijen. Wanneer deze partijen
CO₂-afvangsprojecten implementeren, is er ook CO₂-transportinfrastructuur nodig. Door de beschikbaarheid
van CO₂-transportinfrastructuur ontstaan er meekoppelkansen voor andere (kleinere) bedrijven. De bovenge-
noemde getallen dienen daarom gezien te worden als ondergrens.

2.1.3 WATERSTOF

Waterstof wordt momenteel door verschillende fabrieken in Delfzijl ingezet als grondstof. Het grootste deel
van de waterstof wordt geproduceerd uit aardgas en wordt in interne processen bij de fabriek ingezet voor
de productie van methanol en waterstofperoxide. Dit betekent dat deze fabrieken voorsnog geen externe
waterstofvraag hebben. Naast omzetting vanuit aardgas, wordt waterstof ook gevormd als bijproduct bij de
productie van chloor. Een deel van deze stroom wordt geleverd aan externe partijen als grondstof en een deel
wordt als brandstof samen met aardgas ingezet voor de productie van stoom en elektriciteit. Aansluitend
wordt een kleine hoeveelheid geleverd aan een waterstoftankstation ten behoeve van mobiliteit. Voor iedere
waterstofstroom geldt dat de zuiverheid hoger is dan 98%. Zo hebben diverse chemie en mobiliteitstoepassin-
gen een zuiverheid van meer dan 99,9% nodig. Het overzicht van waterstofgebruik in referentiejaar 2021 staat
weergegeven in tabel 2.2.

	2021	
Grondstof industrie (externe levering)	0,13	PJ/jaar
Grondstof industrie (interne productie)	0,46	PJ/jaar
Energieproductie (intern)	0,23	PJ/jaar
Mobiliteit	0,02	PJ/jaar
Totaal	0,84	PJ/jaar

Tabel 2.2: Waterstofgebruik 2021

Voor het opstellen van tabel 2 is net als voor de overige getallen in deze CES het referentiejaar 2021 gebruikt. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de methanolfabriek in Delfzijl in dit jaar nagenoeg niet operationeel geweest is door de hoge gasprijzen. Wanneer de fabriek volledig operationeel zou zijn, zou de fabriek onder andere waterstof produceren (syngas) voor eigen gebruik.

De waterstof vanuit chloorproductie, komt vrij als “restproduct”. Dit betekent dat deze waterstofstroom in de toekomst ook blijft vrijkomen wanneer er aanbod is vanuit chloorelektrolyzers die gevoed worden met groene elektriciteit. Om die reden wordt ervan uitgegaan dat er geen additionele externe waterstofvraag is vanuit de fabrieken die nu al gevoed worden met deze waterstofstroom.

Het is de verwachting dat tussen 2025 en 2030 een aantal nieuwe fabrieken met een waterstofbehoefte (grondstof) operationeel wordt. Deze waterstofvraag komt naar verwachting op 1,1 tot 2,3 PJ/jaar.

Daarnaast heeft de methanolfabriek in Delfzijl de mogelijkheid om groene waterstof met groene CO₂ samen te voegen tot groene methanol. Echter, groene methanol kan ook geproduceerd worden middels groen gas of middels vergassing van biomassa. Vanzelfsprekend kunnen er combinaties van de alternatieven geïmplementeerd worden. Wanneer er wordt gekozen om 1 van de 2 methanolfabrieken om te bouwen naar vergassing van biomassa, is zo’n 6,5 PJ/jaar aan externe waterstof nodig. Wanneer gekozen wordt om 1 van de 2 fabrieken om te bouwen richting de waterstof – CO₂-combinatie, is zo’n 11 PJ/jaar aan externe waterstof nodig, naast 600 kton/jaar aan groene CO₂. Een definitieve keuze voor een grote investering in een van de twee fabrieken en de daarbij de te volgen route is ten tijde van schrijven nog niet gemaakt. Om die reden is vooralsnog voor methanolproductie geen voorwaardelijke of zekere waterstofvraag opgenomen in deze CES.

Resumerend kan gesteld worden dat het waterstofgebruik van de procesindustrie in Cluster Noord-Nederland op basis van de huidige projecties tussen de 1 en de 12 PJ/jaar zal liggen rond 2030, waarbij de maximale waarde pas behaald wordt wanneer waterstof samen met CO₂ wordt ingezet om groene methanol te maken. Een deel hiervan (0,18 tot 11 PJ/jaar) dient additioneel lokaal geproduceerd en/of (via een pijpleiding) aangevoerd te worden.

Naast de waterstofvraag is een aantal bedrijven voornemens om elektrolyse capaciteit te realiseren. Tabel 1 geeft hiervoor de benodigde aansluitvermogens. Aansluitend geeft tabel 2.3 de projectie ranges van het aanbod van waterstof. Vanzelfsprekend hangen definitieve investeringsbesluiten af van onder andere marktomstandigheden, gunning van projecten (tenders wind op zee) en beschikbare subsidies.

	2021	2025	2030	2040	2050	
Aanbod waterstof uit elektrolyse	-	2-3	40-100	80-130	80-200	PJ/jaar

Tabel 2.3: Projectie aanbod ranges waterstof

Hoewel er vooralsnog geen definitieve investeringsbesluiten voor de bouw van elektrolyzers bekend zijn gemaakt ten tijde van schrijven, heeft een aantal partijen vergunningen om te kunnen gaan bouwen. Zo heeft bijvoorbeeld RWE een omgevingsvergunning om een elektrolyser van 50MWin de Eemshaven te bouwen en is ook een vergunning afgegeven voor de bouw van een 20 MW elektrolyser in Delfzijl. Er worden momenteel meer vergunningsaanvragen voorbereid. Om die reden is het de verwachting dat waterstofproductie een vlucht zal nemen in Noord-Nederland richting 2030.

Wat opvalt wanneer tabellen 2.2 en 2.3 met elkaar vergeleken worden, en meegenomen wordt dat de waterstofvraag tot 2030 mogelijk groeit naar 2,3 PJ/jaar, is dat de geprojecteerde productie van waterstof ruimschoots de vraag uit het gebied overtreft. Dit betekent dat er vooral geproduceerd wordt voor levering aan klanten buiten de industrieclusters in Noord-Nederland. Nederland-brede infrastructuur voor transport naar opslagfaciliteiten en eindgebruikers is daarmee essentieel.

2.2 BENODIGDE INFRASTRUCTUUR

2.2.1 INFRASTRUCTUURAGENDA

Aan de hand van de vraag van de industrie is door de netbeheerders, Provincie Groningen, de provincie Drenthe en Groningen Seaports een infrastructuuragenda opgesteld. Deze agenda betreft een vijftal projecten, waarvan de laatste, uitbreidingen in de elektriciteitsinfrastructuur, een verzamelnaam is voor een veelvoud aan projecten binnen de elektriciteitsinfrastructuur. Ieder infrastructuurproject wordt na een introductie behandeld aan de hand van vijf punten:

- Gewenste en geplande realisatiedata van infrastructuur
- Investeringsplannen van (gereguleerde) netbeheerders
- Relatie infrastructuuragenda met industriële projecten
- Regionale of nationale infrastructuur en internationale interconnectie
- Publiek en private infrastructuur

LANDELIJKE WATERSTOFINFRASTRUCTUUR

De aanleg van een open-access waterstofinfrastructuur die lokale conversie, importterminals, buffering (opslag) en doorvoer richting achterland integreert. Minister Jetten stuurde in juni 2022 een uitrolplan voor het waterstoftransportnet (Waterstofnetwerk Nederland) naar de Kamer. Het doel van deze gefaseerde ontwikkeling is de realisatie van een transportnet dat loopt tot in de grote industriële clusters, deze met elkaar verbindt en toegang biedt tot opslagfaciliteiten, waaronder de opslag in Zuidwending, en Nederland met de buurlanden verbindt. Deze fasering geeft aan wanneer welk deel van het transportnet beschikbaar kan zijn voor bedrijven. Uitgangspunt hierbij is dat indien er marktvrage is naar het transport van waterstof en bedrijven dit tijdig aangeven, de infrastructuur op tijd klaar is. Een flexibele, adaptieve en gefaseerde uitrol van het net is hierbij noodzakelijk omdat de ontwikkeling van de productie, vraag en infrastructuur van waterstof in samenhang moeten worden gezien en nog onzekerheden kent.

- Fase 1 van het uitrolplan betreft de verbindingen tussen en in de grote industriële clusters aan de kust en de verbinding met opslag en is gereed in 2025–2026. Import en doorvoer wordt ook in deze eerste fase al voorzien. Hier blijft het goed om te benadrukken dat de fasering niet in beton gegoten is en dat een flexibele en adaptieve aanpak vereist is die in kan spelen op de behoefte van de markt. Het is daarom ook belangrijk dat bedrijven vroegtijdig hun interesse kenbaar blijven maken bij HNS en zich ook daadwerkelijk committeren middels het tekenen van transportcontracten.

Opslag in Zuidwending voorziet in een eerste caveerne per 2026 en in totaal vier per 2030. Net als bij het transportnet is de planning afhankelijk van marktontwikkeling, daarnaast ook van de doorlooptijd van het zoutwinningsproces en vergunningen. Grootschalige waterstofopslag is op dit moment mogelijk in zoutcavernes en het potentieel voor aanleg van zoutcavernes is geconcentreerd in specifieke gebieden in Noord- en Noordoost-Nederland. Bij een opgesteld elektrolysevermogen van drie tot vier gigawatt zijn ongeveer drie tot vier cavernes nodig om een flexibel systeem te creëren en leveringszekerheid te waarborgen. De precieze benodigde volumes zijn afhankelijk van de exacte marktvraag naar buffercapaciteit; typisch een gevolg van een verschil in (basislast) vraag naar en een fluctuerend aanbod van groene waterstof. De ontwikkeling van ondergrondse opslag van waterstof vergt een zorgvuldig omgevingsproces.

- Gasunie dochter HyNetwork Services (HNS) krijgt als taak het transportnet te ontwikkelen en beheren. Vooruitlopend op een wettelijk kader en aanwijzing van HNS als netbeheerder rond 2025, worden voorwaarden aan HNS opgelegd middels het belasten van HNS met een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB) voor de ontwikkeling en het beheer van het transportnet.

Gasunie dochter HyStock ontwikkelt waterstofopslag in zoutcavernes in Zuidwending. Dit is geen gereguleerde activiteit. In de IP2022 klimaatpakket scenario's wordt uitgegaan van een benodigde opslagcapaciteit van 3–6 PJ in 2030. In II3050 is de verwachte opslagcapaciteit 20–84 PJ over de vier scenario's Regionaal, Nationaal, Europees en Internationaal.



Figuur 2.2: Waterstofnetwerk Nederland en Opslag in Zuidwending

De beoogde vier cavernes in Zuidwending geven een totale opslagcapaciteit tot 3,2 PJ (26 kton) waterstof. De vier cavernes zitten daarmee aan de onderkant van wat geprojecteerd wordt door IP2022 en II3050.

- Het waterstoftransportnet en de opslag zijn nodig voor het functioneren in het integrale energiesysteem. Inzichten in de vraag naar transportcapaciteit op de langere termijn komen uit de scenariostudies II3050. Deze lange termijn verkenningen schatten het gebruik van CO₂-vrije waterstof in op een bandbreedte van 200 tot 900 PJ en geven helder aan dat een transportnet nodig is. Voor de middellange termijn zijn de Cluster Energiestrategieën (CES-en) belangrijk. Deze geven inzichten in de wensen en plannen van bedrijven in de vijf grote regionale industriële clusters en van de grote bedrijven verspreid door het land ('cluster 6'). De conclusie uit de CES-en, onderschreven door het PBL, TNO en RVO, is dat alle grote industriële clusters op middellange termijn, in elk geval voor 2030, behoefte hebben aan transportinfrastructuur voor waterstof.
- Waterstofnetwerk Noord is integraal onderdeel van het landelijk dekkend waterstofnetwerk en is verbonden met de waterstoftransportnetten i.o. in Duitsland en België via exportstations Oude Statenzijl en Vlieghuis. Via de oostelijke NZ route wordt Noord verbonden met Winterswijk, Zevenaar, Dilsen, Hilvarenbeek, Zandvliet en Sas van Gent. Al in de eerste fase worden verbindingen naar deze landen gelegd. Richting 2030 worden telkens meer exportstations voor de uitwisseling van waterstof met buurlanden in gebruik genomen.

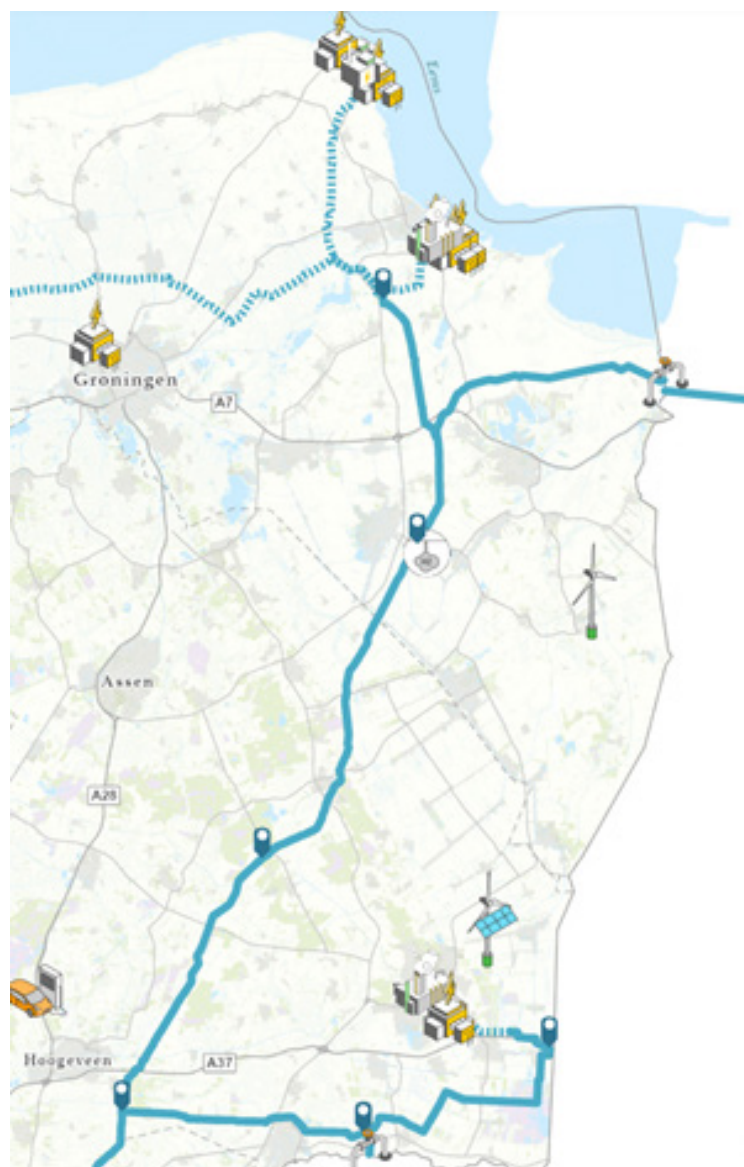
De opslagfaciliteiten van HyStock zijn verbonden met het landelijke transportnet. Voor klanten van het transportnet is het mogelijk gebruik te maken van de opslagdiensten van HyStock. De opslagfaciliteiten in Zuidwending zijn daarmee integraal onderdeel van het MIEK project Landelijke Waterstofinfrastructuur.

Verdere verbindingen met buitenlandse waterstofnetwerken worden voorzien in de vorm van importterminals zoals de ACE Terminal in de haven van Rotterdam. Ook bij de Eems Energy Terminal wordt doorgekeken naar de import van groene waterstof

- Gasunie dochter HyNetwork Services (HNS) krijgt als taak het transportnet te ontwikkelen en te beheren. Vooruitlopend op een wettelijk kader en aanwijzing van HNS als netbeheerder rond 2025, worden voorwaarden aan HNS opgelegd middels het belasten van HNS met een Dienst van Algemeen Economisch Belang (DAEB) voor de ontwikkeling en het beheer van het transportnet. Gasunie dochter HyStock ontwikkelt waterstofopslag in zoutcavernes in Zuidwending. Dit is geen gereguleerde activiteit.

Eems Energy Terminal

Vanwege de gasleveringszekerheid en de vermindering van afhankelijkheid van Russisch gas ontwikkelt Gasunie een nieuwe drijvende LNG-terminal in de Eemshaven. Deze terminal wordt Eems Energy Terminal genoemd. Hiermee wordt het mogelijk om vloeibaar aardgas per schip naar de Eemshaven te brengen om daar door de installatie weer omgezet te worden naar gas. Wanneer dat eenmaal is gebeurd kan het gas getransporteerd worden via het gasleidingnetwerk. In de toekomst kan via de Eems Energy Terminal groene waterstof worden geïmporteerd. Daarmee werkt Gasunie aan een duurzame, permanente terminal gericht op de korte én lange termijn.



Figuur 2.3: Waterstofnetwerk Noord (indicatief) en HyStock, met selectie van potentieel verbonden projecten zoals NorthH2, HyNetherlands, EemsHydrogen, Djewels 1 en GZI-Next

Warmtetransport industrie Eemsdeltaregio – Groningen

De Eemsdeltaregio heeft twee nationale zeehavens. De daar gevestigde industrie levert belangrijke bijdragen aan de nationale economie én verschillende transitieopgaven (circulair, energie incl. infra en H₂, data). Door uitkoppeling van restwarmte kan de industrie een eigen vergroening en/of efficiëncyslag realiseren waarmee via een warmtekoppeling met de gebouwde omgeving tegelijk een aanzienlijke bijdrage kan worden geleverd aan de verduurzaming van de warmtebehoefte in de gebouwde omgeving en de landelijke doelstellingen voor CO₂-reductie.

Het project heeft de verkenningsfase afgerond en de plan-/engineeringsfase gestart met de verwachting in 2025 tot een finale investeringsbeslissing te komen.

- Systeem moet met ingang van 2030 operationeel zijn om in de warmtebehoefte van de aangesloten gemeenten te voorzien.
- Voor realisatie in 2030 moet uiterlijk in 2025 een investeringsbesluit worden genomen. Om alle betrokken organisaties in de daaraan voorafgaande plan/engineeringsfase voldoende perspectief op realisatie te bieden is het gewenst dat er uiterlijk eind 2023 zicht is op voldoen de financiële dekking, inclusief mitigatie van de financiële risico's.
- In de CES Noord-Nederland is geen data geleverd over warmtevraag of -aanbod op basis waarvan dit warmteproject kan worden gespecificeerd. Wel is er een haalbaarheidsstudie van het project beschikbaar.
- De transportleiding van warmte omvat regionale infrastructuur in de provincie Groningen.
- De realisatie van het warmtenet zal door meerdere publieke en private partijen gedragen worden, ieder zal vanuit zijn/haar rol in de warmteketen dit projecten ontwikkelen: Gasunie, Enpuls, WarmteStad, Groningen Seaports, Provincie Groningen, gemeenten Het Hogeland/ Eemsdelta/Groningen. De transportleiding wordt als een 'open net' ontwikkeld, waarbij alle duurzame bronnen non-discriminatoire warmte in kunnen voeden. De warmtetransportleiding kan onderdeel vormen van een integraal energiesysteem van elektriciteit, duurzame gassen en warmte, o.a. door een opslagfunctie. Grootchalig warmtetransport vanaf de Eemsdelta richting de stad Groningen komt voor in twee II3050 scenario's. Lokaal gebruik restwarmte ook in de overige twee.

CO₂-infrastructuur Noord-Nederland

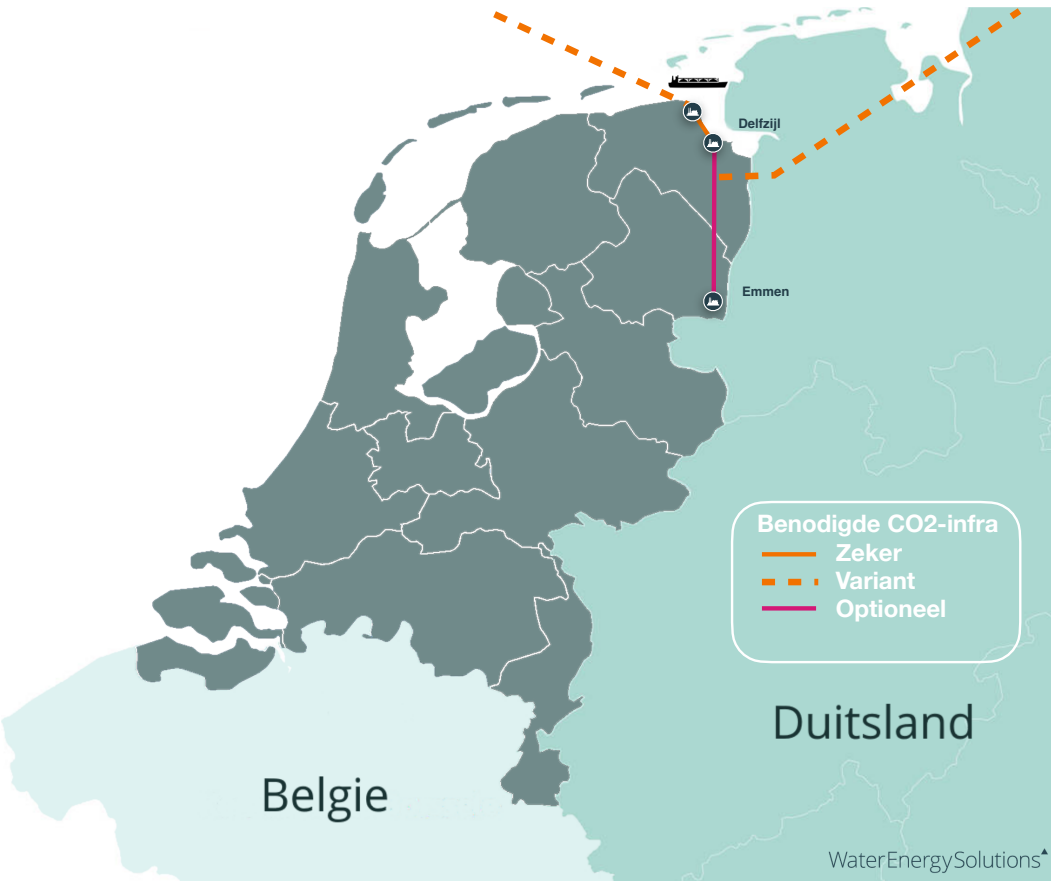
Zoals beschreven in onderdeel 2.1 van deze CES zal CO₂-afvang over de tijd toenemen van 8-11,4 Mton/jaar in 2030 tot 11,3-13,3 Mton/jaar in 2040. Deze getallen zijn gebaseerd op de input van bedrijven die voorbereidingen treffen om vergunningsaanvragen te doen en te investeren in CO₂-afvang. Echter, wanneer CO₂-transportfaciliteiten beschikbaar komen doorinvesteringen van deze initiators, is het de verwachting dat er meer bedrijven zullen gaan inzetten op CO₂-afvang.

In eerste instantie is het noodzakelijk om buisleiding infrastructuur beschikbaar te maken op land. Wanneer gekozen wordt voor transport van CO₂ naar Nederlandse gasvelden onder de Noordzee, kan vanuit economische overwegingen ook worden ingezet op transport via buisleidingen op zee. Wanneer CO₂ bijvoorbeeld wordt opgeslagen in aquifers voor de kust van Noorwegen is transport middels schepen economisch aantrekkelijker.

Voor zowel transport via buisleiding op zee als door middel van schepen, wordt gekeken naar twee opties. De optie om vanuit de Eemshaven te transporteren en de optie om aan te haken op mogelijkheden voor CO₂-transport in Duitsland. Ten tijde van schrijven van deze CES is hiervoor nog geen definitieve keuze gemaakt.

- De drijvende importterminal en verbinding naar het bestaande aardgasnetwerk komt medio september gereed.
- Investeringsbesluit is al genomen.
- De LNG terminal kent drie fasen waarvan fase 1, de FSRU's en een aansluiting op ons landelijke gasnet, nu prioritair is aan de eventuele vervolgfases. De tweede fase behelst een landgeboden LNG terminal met tanks, de derde fase richt zich op het importeren van groene waterstof. Het project is gestart in het kader van de leveringszekerheid, met de doorkijk naar de import van groene waterstof ontstaat een brede verduurzamingsoptie voor de industrie en de mogelijkheid tot beleveren van lokaal CO₂-vrij regelbaar vermogen.
- Dit is onderdeel van, en voedt rechtstreeks op, internationale gasinfrastructuur.
- Eems Energy Terminal B.V. is 100% dochter van NV Nederlandse Gasunie. EET heeft de drijvende installaties gecontracteerd, ontwikkelt de ligplaats van de drijvende terminal en de aansluiting op het gastransportnet via nieuwe buisleidingen. Voor het functioneren van de terminal worden enkele kleine bouwwerken op de kade aangelegd.

Wel is het zo dat CO₂-afvang gaat plaatsvinden in zowel de Eemshaven als Delfzijl. Onafhankelijk van de opties voor transport richting lege gasvelden of aquifers, is daarom een CO₂-transport-verbinding tussen de Eemshaven en Delfzijl essentieel. Dit eerste project kan vervolgens worden uitgebreid wanneer transport richting Duitsland opportuun is of wanneer landelijke CO₂-infra-structuur beschikbaar komt. Bij de laatstgenoemde opties kan ook een CO₂-verbinding gerealiseerd worden met het Cluster Emmen.



Figuur 2.4: Noodzakelijke en potentiële CO₂-infrastructuur Noord-Nederland

Uitbreidingen elektriciteitsnetten

Met investeringen in het elektriciteitsnet worden projecten gefaciliteerd bij ca. 50 bestaande en nieuwe bedrijven in Noord-Nederland en wordt voldoende aansluitcapaciteit gerealiseerd voor nieuwe datacenters. De investeringen zijn noodzakelijk om CO₂-emissiereductie doelen te behalen. De individuele projecten worden weergegeven in tabel 4.

In de CES Noord is rekening gehouden met een aansluiting van North2 van maximaal 2 GW. Het project gaat uit van een rechtstreekse verbinding met aanlanding van wind op zee, waardoor het landelijk net niet of niet op de volle vraagcapaciteit belast wordt. Een kleinere verbinding met het landelijk elektriciteitsnet is nog in onderzoek.

- De uitbreiding van elektriciteitsnetten omvat een 9-tal projecten, waarvan de gewenste in bedrijfsname (IBN) en de geplande IBN worden weergegeven in hoofdstuk 4.1.
- De investeringsbeslissingen voor de nieuwbouw/uitbreidingen van 380/220/110/20 kV-stations moet tussen 2022-2025 worden genomen door TenneT en Enexis, voor de overige projecten dient in een later stadium een investeringsbesluit genomen te worden.

- De benodigde investeringen in het elektriciteitsnet zijn gebaseerd op de investeringsplannen van 19 gevestigde bedrijven, 21 verwachte nieuwe productielocaties en de groei van data-centers.
- De investeringen zijn van belang voor de nationale infrastructuur, omdat bottlenecks in het Noorden, ook knelpunten kunnen opleveren in de rest van het land en extra transportcapaciteit benodigd is voor het transporteren van OffshoreWind en duurzaam productievermogen in rond Eemshaven.
- Alle investeringen omvatten ontwikkeling van publieke infrastructuur.

MIEK Project-beschrijving	Projectnaam in CES 2022	Netbeheerder	Project-nummer	In IP2022 (juli)	Nut, Noodzaak en Opmerking t.a.v. CES 2021
(1) Uitbreiding Delfzijl Weierd 110 kV-station	Nieuw 110 kV-station in Delfzijl (Farmsum)	TenneT	003.449	Ja	De scope van dit project is gewijzigd vanwege ruimtelijke beperkingen huidig station en omvat nu een compleet nieuw 110 kV station in Delfzijl, waarbij het huidige station op termijn geamoveerd zal worden. Een nieuw 110 kV-station in Delfzijl is nodig om aansluitmogelijkheden te creëren voor industrie in de regio als gevolg van de-carbonisatie en vestiging van nieuwe bedrijven.
N.v.t.	Nieuw 20 kV-station in Delfzijl (Farmsum)	Enexis	Inv GrDr-DZW-IP22-A	Ja	Aanvullend project van Enexis. Alleen mogelijk wanneer het 110 kV station van TenneT wordt uitgebreid Een nieuw 20 kV-station in Delfzijl is nodig om aansluitmogelijkheden te creëren voor industrie in de regio als gevolg van de-carbonisatie en vestiging van nieuwe bedrijven.
(2) Nieuw 110 kV-station/uitbreiding bestaand 110kV station in de regio Eemshaven	Nieuw 110 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	TenneT	003.126	Ja	Een nieuw 110 kV-station in de Oostpolder is nodig om voldoende transportcapaciteit te creëren voor industrie en datacenters in de regio. Dit station zal via vier 380/110 kV-transformatoren met het gelijknamige 380 kV-station worden verbonden. Daarnaast zal als gevolg van de toename van verbruik op Eemshaven Midden een derde circuit noodzakelijk zijn. Vanwege ruimtelijke beperkingen, zal Eemshaven Midden met drie circuits worden verbonden met het nieuwe 110 kV-station in de Oostpolder. De bestaande 110 kV-verbinding Eemshaven Midden - Robbenplaat zal komen te vervallen. Een groot deel van de bestaande kabelverbinding zal echter worden hergebruikt voor de verbinding met het nieuwe station in de Oostpolder.
	Uitbreiding van 110 kV-station Eemshaven Midden	TenneT	003.664	Nee	De uitbreiding van het 110 kV-station Eemshaven Midden is nodig om voldoende aansluitmogelijkheden te creëren voor industrie en datacenters in de regio. Voorheen als alternatief in scope van 003.126. Vanwege gewenste doorlooptijd ondergebracht in een separaat project.
N.v.t.	Uitbreiding van 20 kV-station Eemshaven Midden	Enexis	Inv Grdr 6	Ja	De uitbreiding van het 20 kV-station Eemshaven Midden is nodig om voldoende aansluitmogelijkheden te creëren voor industrie en datacenters in de regio.
N.v.t.	Nieuw 20 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	Enexis	-	Nee	Aanvullend project van Enexis. Alleen mogelijk wanneer het 110 kV station van TenneT wordt uitgebreid. Bij onvoldoende ruimte Eemshaven Midden

Tabel 2.4: Elektriciteitsinfrastructuurprojecten CES Noord 2022 en investeringsplannen TenneT en Enexis

(3) Nieuw 220 kV-station in regio Delfzijl (Weiwerd)	Nieuw 220 kV-station in Delfzijl (Farmsum)	TenneT	003.763	Nee	Een nieuw 220 kV-station in de regio Delfzijl is nodig om aansluitmogelijkheden te creëren voor transformatoren naar het 110 kV-netvlak. Het huidige 220 kV-station Weiwerd is hiervoor ongeschikt vanwege de beperkte uitbreidingsmogelijkheden. Om deze reden is dit project eerder nodig dan voorzien in de CES van 2021 en zal gelijktijdig worden gerealiseerd met het nieuwe 110 kV station in Delfzijl.
(4) Opwaardering 220 kV-lijn Schildmeer-Weiwerd	Verzwarend 220 kV lijn Robbenplaat – Weiwerd - Meeden	TenneT	n.b.	Nee	De opwaardering van de 220 kV-circuits tussen Robbenplaat, Weiwerd, en Meeden is nodig om over voldoende transportcapaciteit te beschikken voor de industrie in Delfzijl.
(5) Nieuw 380 kV-station in regio Eemshaven	Nieuw 380 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	TenneT	003.632	Ja	Realiseren van voldoende aansluitcapaciteit voor datacenters, waterstof productie en wind op zee in de regio Eemshaven. De huidige 220/380 kV-station zijn hiervoor ongeschikt vanwege de beperkte uitbreidingsmogelijkheden. Dit station is tevens noodzakelijk voor het aansluiten van 380/110 kV-transformatoren waarmee het gelijknamige 110 kV-station wordt verbonden. Vanwege doelstelling wind op zee en 380/110 kV-transformatoren (003.126) is dit project eerder nodig.

Vervolg tabel 2.4

2.3 SYSTEEMEFFECTEN VAN DE INFRASTRUCTUUR

Landelijke waterstofinfrastructuur

De waterstofinfrastructuur biedt de industrie een noodzakelijke route om verregaand te decarboniseren. Het geeft de mogelijkheid vraag en aanbod aan elkaar te verbinden en biedt ook de (noodzakelijke) functionaliteit om fluctuaties in aanbod en vraag van energie op te vangen (schaal dagen tot maanden). Daarmee kan waterstofinfrastructuur de congestie op het elektriciteitsnet verminderen bij overproductie.

Dat een landelijke waterstofinfrastructuur nodig is, is een robuust beeld onder de II3050 scenario's. Het rapport HyWay27¹ gaat dieper in op nut en noodzaak. Daarnaast is er voor een aantal processen waterstof nodig als grondstof. Momenteel wordt de benodigde waterstof voornamelijk geproduceerd uit aardgas. Daarnaast komt waterstof vrij bij de productie van chloor.

De inzet van waterstof hangt verder samen met het gebruik van elektriciteit en warmte binnen processen en heeft voor een aantal grondstoftoepassingen een koppeling met CO₂. Een aantal bedrijven is hiervoor plannen aan het ontwikkelen. Hierbij gaat het zowel om de ombouw van bestaande processen als compleet nieuwe biobased fabrieken.

Eems Energy Terminal

Eems Energy Terminal B.V. (EET) ontwikkelt een tijdelijke LNG-terminal met FSRU's in de Eemshaven. Vloeibaar aardgas (LNG) wordt per schip naar de Eemshaven gebracht en daar door de installatie omgezet naar gas. Hierna kan het gas worden ingevoegd in het Nederlandse gastrapportnet. De LNG-installatie wordt gerealiseerd om de Nederlandse en Europese leveringszekerheid te verbeteren op de kortst mogelijke termijn.

Op de lange termijn kan een importterminal benut worden voor de import van (groene) waterstof. Hiermee ontstaat er een brede verduurzamingsoptie voor de industrie. Ook voor de elektriciteitssector biedt dit kansen. Een deel van de elektriciteitsproductie eenheden is namelijk al geschikt

voor het bijmengen van waterstof bij aardgas. Zo kan dus (deels) CO₂-vrij regelbaar vermogen worden gerealiseerd.

Op de korte termijn draagt de LNG-terminal bij aan de leveringszekerheid van aardgas. Op de langer termijn zijn er verschillende mogelijkheden om leveringszekerheid te koppelen aan verduurzaming.

Warmtetransport industrie Eemsdeltaregio-Groningen

De transportleiding wordt als een ‘open net’ ontwikkeld, waarbij alle duurzame bronnen nondiscriminatoir warmte in kunnen voeden. De warmtetransportleiding kan onderdeel vormen van een integraal energiesysteem van elektriciteit, duurzame gassen en warmte, o.a. door een opslagfunctie. Grootchalig warmtetransport vanaf de Eemsdelta richting de stad Groningen komt voor in twee van de vier II3050 scenario's. Lokaal gebruik restwarmte ook in de overige twee scenario's. PEH herkent dit gebied als kansrijk voor de uitrol van warmtenetten.

CO₂-infrastructuur Noord-Nederland

Groene CO₂ is nodig als grondstof om de vergroening van grondstoffen mogelijk te maken. Doordat naast groene CO₂ in dergelijke processen ook waterstof nodig is, faciliteert CO₂-infrastructuur ook de waterstoftransitie.

De aanleg van CO₂-infrastructuur wordt naar verwachting geïnitieerd door een klein aantal grote partijen die actief zijn in de sectoren elektriciteitsproductie en afvalverbranding. In deze sectoren wordt direct CO₂-emissie gereduceerd. Hierbij gaat het zowel om fossiele CO₂-emissie als emissie van groene CO₂. In het geval van afvang van CO₂-uit volledige of nagenoeg volledige biomassa-verbranding is er zelfs sprake van netto negatieve CO₂-emissie. Hetgeen kan compenseren voor processen waar CO₂-emissie vooralsnog niet te voorkomen is.

De beschikbaarheid van CO₂-emissievrije en/of CO₂-emissionenegatieve warmte en elektriciteit biedt voor afnemers een concurrentievoordeel. Ze kunnen bijvoorbeeld producten aanbieden met een zeer lage CO₂-voetafdruk of intern tussen fabrieken salderen om zo de CO₂-emissie van een productieketen in hun LCA te verbeteren.

Uitbreidingen elektriciteitsnetten

De toename aan elektriciteitsgebruik zorgt voor een additionele belasting op het elektriciteitsstelsel. Robuuste, betrouwbare en toekomstbestendige infrastructuur is daarom noodzakelijk. Alleen hiermee kan de industrie verduurzamen richting elektrificatie. Nieuwe duurzame initiatieven kunnen alleen aangetrokken worden met voldoende beschikbaarheid van duurzame elektriciteit. Daarnaast creëert dit verzekering van lokaal afname van duurzaam opgewekte elektriciteit, iets wat noodzakelijk wordt geacht voor investeerders in de grootschalige aanleg van duurzame opwek.

Een klein aantal bedrijven in Noord-Nederland heeft de mogelijkheid om productieprocessen op en af te regelen en daarmee in te spelen op veranderingen in prijs en beschikbaarheid van elektriciteit. Door de huidige energiemarkt is de flex-capaciteit echter teruggelopen, doordat het voor deze bedrijven op dit moment nauwelijks rendabel is om operationeel te blijven. Wanneer prijzen van energie ten gunste van deze bedrijven veranderen, bestaat er de mogelijkheid om de in CES 2021 benoemde flex-capaciteit van 100 MW weer in gebruik te nemen.

¹HyWay 27: waterstoftransport via het bestaande gasnetwerk?, Strategy& PwC, juni 2021

IN N 3

EFFECTEN VAN DE PROJECTEN

3.1 KLIMAATWINST EN MILIEUEFFECTEN

De klimaatwinst van alle projecten die vanuit de overzichten uit deze CES zijn opgesteld is uitdagend om inzichtelijk te maken. Zo zijn er productie-eenheden binnen productielocaties die elektriciteit en/of warmte produceren voor zowel intern gebruikt als externe levering. Dit maakt dat sommige elektrificatieprojecten er wel voor zorgen dat er minder op aardgas gebaseerde warmte en/of elektriciteit nodig is binnen een productielocatie, maar dat de energieleverende productie-eenheid gewoon volledig operationeel blijft voor bijvoorbeeld de levering van elektriciteit aan het net. Daarmee verandert de netto CO₂-emissie niet of nauwelijks. Het toekennen van emissiereductie aan specifieke projecten kan daarmee een vertekent beeld geven. Dit fenomeen speelt vooral op de korte termijn (2021 – 2025). Vanaf 2025 verduurzamen ook steeds meer centrale energie productie-eenheden middels CCUS, in sommige gevallen gecombineerd met de inzet van biomassa, waardoor de CO₂-emissie overall naar beneden gaat (tabel 3.1).

De combinatie van de inzet van biomassa voor energietoepassingen en daaropvolgende CCUS levert negatieve CO₂-emissies op voor het cluster, mits dit zo gerekend mag gaan worden. Zonder het meenemen van deze negatieve CO₂-emissies blijft er in 2050 nog 0,82 Mton aan CO₂-emissies over binnen het cluster, waarvoor de reductieplannen nog niet bekend zijn.

	2021	2025	2030	2040	2050	
CO ₂ -emissie	11,28	11,01	2,51	-6,9	-7,44	Mton/jaar

Tabel 3.1: Scope 1 CO₂-emissieprojecties cluster Noord-Nederland (industrie, warmte en elektriciteit).

3.2 RUIMTELIJKE EFFECTEN

Vooralsnog zijn er geen overzichten aangedragen die inzicht geven in de ruimtelijke effecten van CO₂-infrastructuur, waterstof-infrastructuur en warmte-infrastructuur. Wel is door de e-net-beheerders aangegeven hoeveel ruimte benodigd is voor aan aantal kritische projecten, zoals weergegeven in tabel 3.2.

Projectnaam in CES 2022	Geschatte ruimte benodigd
Nieuw 110 kV-station in Delfzijl (Farmsum)	60.000 m ²
Nieuw 220 kV-station in Delfzijl (Farmsum)	85.000 m ²
Verzwaring 220 kV lijn Robbenplaat – Weiwerd - Meeden	n.n.b.
Uitbreiding van 110 kV-station Eemshaven Midden	40.000 m ²
Nieuw 110 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	200.000 m ² (gecombineerd met 380 kV)
Nieuw 380 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	200.000 m ² (gecombineerd met 110 kV)
Extra 110 kV-verbinding Veenoord Boerdijk - Bargermeer	n.n.b.

Tabel 3.2: Ruimtebeslag e-infrastructuur projecten CES Noord-Nederland 2022

IN N 4

KNELPUNTEN, SUCCES- EN RISICOFACTOREN

4.1 PLANNINGSANALYSE

Waterstof

Voor de waterstofinfrastructuur lijken de geplande realisatiedata-industrieprojecten en infra-projecten goed overeen te komen met de geprojecteerde tijdslijnen van infrastructuur partijen. Het waterstofnetwerk Noord-Nederland omvat drie delen:

1. Eemshaven – Delfzijl – Zuidwending,
2. Zuidwending – Emmen – Vlieghuis
3. Connectie met Oude Statenzijl.

De realisatie en inbedrijfname (IBN) van deel 1 is voorzien eind 2025. Deel 2 kan kort daarna (medio 2026) gerealiseerd worden, evenals deel 3. De werkelijke timing zal worden afgestemd op aanbod en vraag die de infrastructuur bedient.

Infrastructuurproject	Gewenste IBN	Geplande IBN netbeheerder	Reden afwijking CES/IP	Versnellingsopties
Landelijke waterstofinfrastructuur		Fase 1: 2025-2026 Cavernes: 2026-2030		

Tabel 4.1: Planning landelijke waterstofinfrastructuur

LNG

De planning van de Eems Energy Terminal wordt getoond in tabel 4.2.

Infrastructuurproject	Gewenste IBN	Geplande IBN netbeheerder	Reden afwijking CES/IP	Versnellingsopties
Eems Energy Terminal	n.v.t.	September 2022	-	Versnellingsopties worden al maximaal benut

Tabel 4.2: Planning LNG terminal

Warmte

Aan de projecten rondom warmte uitkoppeling richting de gebouwde omgeving wordt momenteel nog voorbereidend gewerkt. Dit betekent dat vooralsnog geen indicatieve tijdslijn voor handen is. Naar verwachting is deze tijdslijn in de CES 2023 wel beschikbaar. De warmte projecten worden hierbij aangedragen voor het regionale MIEK.

Infrastructuurproject	Gewenste IBN	Geplande IBN netbeheerder	Reden afwijking CES/IP	Versnellingsopties
Warmteleidingen Eemsdelta - Groningen	-	2030	-	-

Tabel 4.3: Planning warmte infrastructuur voor regionaal MIEK

CO₂

De twee partijen uit de sectoren elektriciteitsproductie en afvalverbranding zijn voornemens om tussen 2025 en 2028 hun CO₂-afvanginstallaties in bedrijf te nemen. In Delfzijl wordt hierbij allereerst een kleinere installatie gebouwd die CO₂ als grondstof gaat leveren aan naastgelegen fabrieken. In een latere fase wordt vervolgens meer CO₂ afgevangen, waardoor behoefte aan externe transportcapaciteit ontstaat. Deze latere fase loopt naar verwachting synchroon met de tijdslijn van de elektriciteitscentrale die gecombineerd overgaat van steenkool naar biomassa en CCS. Ook dit bedrijf plant gefaseerd CO₂ af te vangen, maar heeft al bij

de eerste fase in 2028 CO₂-infrastructuur nodig. Dit betekent dat CO₂-infrastructuur al voor 2030 gereed dient te zijn.

Infrastructuurproject	Gewenste IBN	Geplande IBN netbeheerder	Reden afwijking CES/IP	Versnellingsopties
CO ₂ -infrastructuur Noord-Nederland	Voor 2030	-	-	Een partij die de regie neemt voor de aanleg van CO ₂ -infrastructuur.

Tabel 4.4: Planning CO₂-infrastructuur

Elektriciteit

De tabel op de volgende pagina toont de timing van infrastructuurprojecten in het elektriciteits-net, die al opgenomen zijn in het MIEK en/of IP.

MIEK project-beschrijving	Projectnaam CES 2022	Gewenste IBN	Geplande IBN netbeheerder	Projectnr. TenneT	Reden afwijking CES/IP
(1) Uitbreiding Delfzijl Weiwerd 110 kV-station	Nieuw 110 kV-station in Delfzijl (Farmsum)	2025	2026	003.449	Andere scope vanwege ruimtelijke beperkingen rond Delfzijl Weiwerd
Versnellingsopties: - Medewerking decentrale overheden aan planologische procedures (eventueel buitentoepassingverklaring RCR) - Medewerking GSP aan privaatrechtelijk traject; verkoop benodigde grond voor stations - Medewerking aan (gedeeltelijke) verplaatsing zonnepark om hiermee stationslocatie ter beschikking te stellen (GSP en decentrale overheden)					
(2) Nieuw 110 kV-station/uitbreiding bestaand 110kV station in de regio Eemshaven	Nieuw 110 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	2025	2028-2030	003.126	Andere scope vanwege ruimtelijke beperkingen rond Robbenplaat
Versnellingsopties: - Tijdige consensus met decentrale overheden en GSP over stationslocatie - Keuze voor opnemen hoogspanningsassesss in het ruimtelijk plan van de Oostpolder, dan wel in een separate ruimtelijke planprocedure moet medio 2023 worden gemaakt. Als deze keuze later wordt gemaakt is inbedrijfname in 2029 niet haalbaar vanwege een combinatie van ruimtelijke planprocedures, vergunningen (incl. RvS) en meerdere jaren bouwtijd. - Duidelijkheid verkrijgen over privaatrechtelijk traject; grondverwerving door TenneT in relatie tot voorkeursrecht gemeenten - Stimuleren van voldoende vermogensvraag, zodat meer balans ontstaat met grote hoeveelheid aan te landen offshore-windenergie					
	Uitbreiding van 110 kV-station Eemshaven Midden	2025	2025-2030	003.664	-
(3) Nieuw 220 kV-station in regio Delfzijl (Weiwerd)		2025	2025-2030	003.763	Eerder gestart vanwege technische beperkingen huidig station Weiwerd 220, en daarmee rand voorwaardelijk voor de nieuwbouw van het 110 kV-station in Delfzijl.
Versnellingsopties: - Medewerking decentrale overheden aan planologische procedures (eventueel buitentoepassingverklaring RCR) - Medewerking GSP aan privaatrechtelijk traject; verkoop benodigde grond voor stations - Medewerking aan (gedeeltelijke) verplaatsing zonnepark om hiermee stationslocatie ter beschikking te stellen (GSP en decentrale overheden)					
(4) Opwaardering 220 kV-lijn Schildmeer-Weiwerd	Verzwarend 220 kV lijn Robbenplaat - Weiwerd - Meeden	2040	Buiten zichtperiode IP	n.b.	Gewenste IBN vanaf 2040. Om deze reden nog geen project gestart met geplande IBN
Versnellingsopties: Nog niet van toepasing.					
(5) Nieuw 380 kV-station in regio Eemshaven	Nieuw 380 kV-station in de Oostpolder (Eemshaven)	2025	2029-2031	003.632	
Versnellingsopties: - Tijdige consensus met decentrale overheden en GSP over stationslocatie - Keuze voor opnemen hoogspanningsassesss in het ruimtelijk plan van de Oostpolder, dan wel in een separate ruimtelijke planprocedure moet medio 2023 worden gemaakt. Als deze keuze later wordt gemaakt is inbedrijfname in 2029 niet haalbaar vanwege een combinatie van ruimtelijke planprocedures, vergunningen (incl. RvS) en meerdere jaren bouwtijd. - Duidelijkheid verkrijgen over privaatrechtelijk traject; grondverwerving door TenneT in relatie tot voorkeursrecht gemeenten - Stimuleren van voldoende vermogensvraag, zodat meer balans ontstaat met grote hoeveelheid aan te landen offshore-windenergie					

Tabel 4.5: Elektriciteitsinfrastructuurprojecten CES Noord 2022 (in MIEK en/of IP)

4.2 RISICO’S EN RANDVOORWAARDEN VOOR DE PUBLIEKE PROJECTEN

Landelijke waterstofinfrastructuur

Een geringe commitment is vereist (in de vorm van een capaciteitsboeking) om per deelnet een investeringsbesluit te kunnen nemen. Daarmee is benutting van de te realiseren infra gegaran-deerd.

Een voorwaarde voor het nemen van een investeringsbesluit in (delen van) het transportnet is de garantie dat alle benodigde vergunningen worden verleend en dat alle zakelijk rechten met de landeigenaren worden afgesloten (voor deelnetten 1 en 2 zijn er ca. 80 met beslag op grondge-bruik). Dit vereist intensieve voorbereiding, die landelijk overkoepelend via een Rijks Coördinatie Regeling wordt georganiseerd. Potentiële knelpunten zijn vergunningen gerelateerd aan stikstof-depositie en langdurige procedures indien landeigenaren in verweer gaan tegen de waterstof-transportbestemming.

Voorwaarden voor het ontwikkelen van cavernes voor waterstofopslag zijn onder andere, maar niet beperkt tot:

- Vroegtijdige investeringsbesluiten mogelijk maken in een immature markt. De doorlooptijd van het uitlogen van een cavernes ligt, zonder grote tegenslagen, rond de 6-8 jaar. Die inves-tering moet aangegaan worden voordat er gecommitteerde klanten zijn.
- Goed doorlopen van vergunningsprocedures (voor opslag waterstof maar ook voor zoutwinning).
- Het reduceren van volloopriscico is sterk afhankelijk van de opschaling van electrolyseprojec-ten (leveranciers van de buffer) en contracteren van afnemers van de buffer.

Eems Energy Terminal

Op de procedure voor de ontwikkeling van de tijdelijke LNG-terminal is de rijkscoördinatieregeling (RCR) van toepassing. Dit houdt in dat de minister voor Klimaat en Energie de ruimtelijke inpas-sing en vergunningen coördineert. Omwille van de snelheid heeft de minister toegestemd met het verzoek van Gasunie om voor enkele vergunningen de bevoegdheid over te dragen aan een ander bevoegd gezag of buiten de RCR te plaatsen. Dit draagt bij om binnen de wettelijke kaders de snelst mogelijke procedure te volgen.

Gasunie is voortdurend met alle betrokken overheden in gesprek over de vergunningen om de ontwikkeling zorgvuldig, maar binnen de gestelde termijn, te realiseren. De start van het pro-ject wordt mogelijk gemaakt via gedoogbeslissingen, omdat de vergunningen niet op tijd klaar kunnen zijn. De aanvragen voor de vergunningen geven aanleiding aan te nemen dat de vergun-ningen uiteindelijk verleend kunnen worden. De terminal zal dus voldoen aan de voorwaarden die uiteindelijk in de vergunningen worden vastgelegd.

Warmteleidingen Eemsdelta-Groningen

Het belangrijkste risico binnen het project betreft het volloopriscico. De investeringen in het distri-butienet kunnen (overigens ook beperkt) worden uitgesmeerd over de jaren en kunnen redelijk gelijk oplopen met het aantal klanten dat erop wordt aangesloten. Het transportnet dient echter in een keer te worden aangelegd, zonder de zekerheid dat het benodigde aantal klanten uitein-

delijk ook werkelijk wordt aangesloten. Vooral het gebrek aan passende juridische kaders ten aanzien van een verplichte afkoppeling van aardgas is hier debet aan.

Bovendien moeten alle partijen in de gehele keten gelijktijdig positief over dit project besluiten om de hele keten werkend te krijgen, terwijl de belangen, risico's en tijdlijnen van de verschillende partijen uit elkaar lopen. Het wegnemen van een belangrijk deel van de risico's maakt het organiseren van de keten eenvoudiger.

CO₂-infrastructuur Noord-Nederland

Er is vooralsnog geen individuele partij die de regie neemt voor de aanleg van CO₂-infrastructuur. Er is overleg met partijen die CCS overwegen of er op korte termijn meer benoemd kan worden over organisatie en regie.

Er dient bestuurlijk draagvlak, landelijk draagvlak en regionaal draagvlak te zijn voor CCS (na-drukkelijk opslag op zee). CCS is alleen op relatief grote schaal financieel haalbaar. Daarbij passen bedrijven bij voorkeur CCU toe. Echter, wordt CCU niet erkend binnen relevante beleidskaders. Dit dient zo snel mogelijk te veranderen. Temeer, omdat CO₂ nodig is als grondstof voor zowel een bestaande als een aantal mogelijk nieuwe fabrieken in Delfzijl.

Uitbreidingen elektriciteitsinfrastructuur

Het te laat nemen van investeringsbeslissingen in infrastructuur maken tijdige investeringen van bedrijven in verduurzaming moeilijker. Additioneel kan bij uitblijven van de nodige infrastructuur nieuwe duurzame opwekking vanuit zon en wind niet aangesloten worden.

4.3 FINANCIERINGSBEHOEFTE

Tabel 4.6 geeft een overzicht van de geschatte investeringsbehoeften van kritische infrastructuurprojecten.

Infrastructuur project	Financieringsbehoefte
Landelijke waterstofinfrastructuur	Investering van ≈€1,5 mld voor het transportnetwerk en ≈€500 mln voor vier opslagcavernes en bovengronds opslagstation Zuidwending. Bovenstaande gegevens zijn aan wijzigingen onderhevig.
Eems Energy Terminal	-
Warmteleidingen Eemsdelta-Groningen	Wijkdistributienetten (o.b.v.79.000 Weq): €800 mln Transportnet:€100 mln, exclusief warmteverzameling en ringleidingen in woonkernen.
CO ₂ -Infrastructuur Noord-Nederland	n.t.b.
Uitbreidingen elektriciteitsnetten	
Uitbreiding 110/20 kV Delfzijl (Enexis)	€42 mln
Uitbreiding 110/20 kV Eemshaven-Midden (Enexis)	€12 mln
Uitbreiding 110/20kV Eemshaven Oostpolder (Enexis)	€42 mln
Uitbreiding 220/110 kV net in Delfzijl (TenneT)	€300 mln (inclusief verzwaring 220 kV lijn.)
Uitbreiding 380/110 kV net in de Eemshaven (TenneT)	€350 mln

Tabel 4.6: Financieringsbehoeften infrastructuurprojecten Noord-Nederland



5 IN N
OVERZICHT
INFRASTRUC-
TUUR VOOR
VERSNELLING
(MIEK)

Naast de projecten die vanuit de INN al opgenomen zijn in het MIEK, wordt het onderstaande project additioneel aangedragen voor het nationale MIEK:

- CO₂-infrastructuur Noord-Nederland

De projecten die achter deze vraag naar CO₂-infrastructuur liggen, worden operationeel voor 2030. Voor het regionale MIEK zal in de volgende CES naar verwachting de warmte infrastructuur worden aangedragen. Een verdere onderbouwing voor dit project wordt naar verwachting gepresenteerd in de CES 2023.

6^{INN} SLOT- OPMERKINGEN



Bij de totstandkoming van deze concept-CES is onvoldoende tijd geweest om tekst en achtergronden af te stemmen met alle stakeholders. Het feit dat het traject van vlak voor tot vlak na de zomervakantie liep, betekende dat het langer dan normaal geduurd heeft om alle benodigde input van bedrijven te ontvangen. Doordat benodigde input later dan gewenst beschikbaar was, zijn ruimtelijke ordening aspecten nog onvoldoende doorgenomen met provincies en gemeenten.

In het reguliere met stakeholders afgestemde CES proces, is afgesproken om een tweejaarlijkse update van de CES te maken. De CES die nu voor u ligt, volgt op de CES die in 2021 is uitgebracht. Dat betekent dat dit document gezien kan worden als een tussentijdse update. Voor deze update is er door de Industrietafel Noord-Nederland (INN) voor gekozen om vooral aandacht te besteden aan significante wijzigingen tegenover de CES van 2021. Dit betekent dat massa-, energie- en CO₂-balansen zijn gebaseerd op data uit de CES 2021, aangevuld met nieuwe data waar mogelijk en nieuwe (toekomstige) projecten.

Verder dient opgemerkt te worden dat de energie- en grondstofmarkten momenteel een dynamische tijd doormaken. Het is daarom te verwachten dat door bedrijven voorgenomen projecten soms sneller geïmplementeerd zullen worden en soms aanzienlijke vertraging zullen oplopen. Dit komt doordat kosten voor energie en grondstoffen de afgelopen tijd hard gestegen zijn. Bedrijven geven aan dat prijsstijgingen ook de komende tijd verwacht worden. Dit, naast een tekort aan (technisch) personeel, disrupties in grondstof-productketens en lange (onzekere) vergunningstrategieën. Het ligt daarom in de lijn der verwachting dat een CES in 2023 een significant ander beeld geeft dan deze CES.

Overkoepelende randvoorwaarden netbeheerders

Naast dat project specifieke knelpunten aangepakt moeten worden, zijn er voor netbeheerders een aantal randvoorwaarden cruciaal. Worden deze randvoorwaarden niet (voldoende) ingevuld dan staat dat een goede uitrol van de uitbreidingsinvesteringen in de weg. Dit betreft de volgende randvoorwaarden (zie hiervoor de 'Quickscan coalitieakkoord NBNL'¹⁾):

- Er is een sturend kader nodig voor de realisatie van grootschalige elektrolyse, batterijen, vraagsturing, waterstofopslag en warmtebuffering. Dit zijn onmisbare bouwstenen van het energiesysteem om productie van duurzame elektriciteit op het elektriciteitsnet inpasbaar te houden en zo duurzame doelstelling te halen.
- Vraag en aanbod moeten zich complementair ontwikkelen. Als vraag en aanbod van elektriciteit, met name aan de kust, niet met elkaar meegroeien is er een verhoogd risico op congestie of export van groene stroom. Dat vraagt om mee investeringen en dus meer resources die al schaars zijn. Industriële processen bij aanlandlocaties moeten flexibel ingericht kunnen worden aan de om balans tussen vraag en aanbod te kunnen behouden. Daarvoor is stimulering van flexibiliteit nodig door middel van (financiële) prikkels om het aanpassen van industriële processen lonend te maken. De benodigde mix aan flexibiliteitsmiddelen bestaat uit vraagsturing (DSR), power-to-heat, power-to-gas en inzet CCS.
- Er moet een helder systeemontwerp komen voor nieuw te ontwikkelen markten. Opschaling in nieuwe ketens zoals waterstof, groengas, warmte en CCS is alleen mogelijk met ondersteuning en sturing op de nieuw te ontwikkelen markten. In het systeemontwerp van deze markten moet het publieke belang geborgd worden. Regulering moet aansluiten bij de fase van de marktontwikkeling, Nederland moet aansluiten bij de ontwikkeling van importketens, maak opschaling mogelijk.

- Er moet een Europees plan voor afstemming van nationale energiemixen en bijbehorende hoofdinfrastructuur komen. Inpassing van duurzame energie kan alleen optimaal indien samenwerking met buurlanden wordt geïntensiveerd. Zowel voor elektriciteit als waterstof zal het marktuitswisselvermogen toenemen de komende jaren.

Generieke opmerkingen netbeheerders

- Op clusterniveau lijken data rond elektriciteit, methaan en waterstofvraag en -aanbod die opgehaald zijn in het kader van de CES deels af te wijken van de scenario's die ten grondslag liggen aan het IP. Daarvoor hebben we niet altijd voldoende verklaring gezien, en de beelden zijn deels strijdig met bedrijfsgevoelige informatie die bij de netbedrijven bekend is. De datasets zijn niet volledig en fijnmazig genoeg voor netbedrijven om goed op deze energiestromen te kunnen anticiperen. Er is niet altijd zicht op welke bedrijfsplannen wel en niet mee zijn genomen (en waarom), waardoor een één-op-één vergelijk met bestaande beelden uit het IP of uit II3050v2 lastig is.
- Voor het uitvoeren van exacte netwerkberekeningen voor een systeemanalyse hebben netwerkbeheerders daarom inzicht nodig in energiestromen per bedrijf, voorzien van uitgebreide belastingprofielen. Zonder deze informatie kunnen netbeheerders binnen het huidige beleidskader geen uitspraken doen over de benodigde toekomstige infrastructuur. Voor verdere detaillering van de gegevens uit de CES wordt daarom onder meer gewerkt aan een Data Safe House waarmee informatie confidentieel kan worden gedeeld.
- Tegelijk herkennen de netbedrijven betrokken bij de CES wel dat nut en noodzaak van de MIEK projecten voor deze modaliteiten vanuit CES Noord-Nederland op clusterniveau overeind blijven staan. Dit staat in de CES op hoofdlijnen herkenbaar weergegeven.

¹⁾Bron: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2022/03/31/rapport-quickscan-coalitieakkoordenergiesysteem-netbeheer-nederland>

INDUSTRIETAFEL NOORD-NEDERLAND

