

Verkenning Energie- functionaliteit Energie Eilanden Noordzee



Verkenning Energie-functionaliteit Energie Eilanden Noordzee

Auteur(s)
Marcel Weeda
Marit van Hout

Disclaimer

Hoewel de informatie in dit document afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in dit document en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders. Geen externe assurantie.

Verantwoording

Dit onderzoek is uitgevoerd in opdracht van Gasunie (contactpersoon: Ulco Vermeulen). Het project staat geregistreerd onder projectnummer 5.4992. De contactpersoon voor deze studie bij ECN is Marcel Weeda (weeda@ecn.nl; +31 088 515 4495).

Het opzetten van de analyses voor deze studie is gedaan in samenwerking met collega's Edwin Wiggelinkhuizen en Fotis Papathanasiou van de unit Wind. Zij hebben het windprofiel en gegevens voor de elektriciteitsinfrastructuur ingebracht, en een review van de eerste resultaten gedaan.

Tussenresultaten zijn in detail besproken in een interne workshop met de opdrachtgevers (Ulco Vermeulen en Marten Visser). Daarnaast zijn voorafgaand aan de finale afronding van de studie, de resultaten gepresenteerd en besproken in een externe workshop met Gasunie en vertegenwoordigers van TenneT, TKI Wind, TKI Gas en ECN Wind.

Het rapport is tot slot intern beoordeeld en van commentaar voorzien door Jos Sijm en Jeroen Daey Ouwens.

Samenvatting

Europa heeft zich gecommitteerd aan het reduceren van de broeikasgasemissies waardoor de energiehuishouding in Europa grondig op de schop moet om in 2050 koolstofneutraal te kunnen zijn. De *energietransitie* is ingezet waarbij niet alleen de mix van energiebronnen langzaam maar zeker aan het veranderen is, o.a. door significante investeringen in wind- en zonne-energie, maar ook de karakteristieken van de vraag naar energie aan het veranderen zijn¹, evenals de mix van energiedragers die de verbinding tussen beide vormt. In dat kader staat ook een onderwerp als *systeemintegratie* hoog op de agenda. Hierbij draait het om technologische en institutionele vernieuwingen om te komen tot een optimale inpassing en maximale benutting van de nieuwe energiebronnen, m.n. van wind- en zonne-energie. Beide hebben weliswaar een groot potentieel maar zijn ook intrinsiek onzeker, variabel en niet stuurbaar. *Systeemintegratie* moet zorgen voor voldoende flexibiliteit in het hele energiesysteem en voor voldoende voorzieningszekerheid.

In deze studie is het effect geanalyseerd van grote hoeveelheden Wind op Zee (WoZ), zoals geprojecteerd rond het 'Energie-Eiland' concept van TenneT, op de elektriciteitsbalans van de landen rond de Noordzee, waarbij mogelijkheden voor offshore conversie naar waterstof (H₂) via elektrolyse zijn verkend. In discussies over de energietransitie komt waterstof steeds vaker voor als potentieel belangrijke energiedrager in een koolstof neutrale energiehuishouding, en in de transitie daar naartoe. Bij productie van waterstof door splitsing van water met behulp van duurzame elektrische energie (waterelektrolyse), biedt waterstof een extra route voor benutting van wind- en zonne-energie. Het kan breed worden ingezet als klimaat neutrale brandstof in diverse toepassingen en kan dienen als basis-ingrediënt voor duurzame chemie en synthetische brandstoffen. Daarnaast kan het potentieel veel flexibiliteit leveren door de mogelijkheid van grootschalige energieopslag en de regelbaarheid van productie via elektrolyse.

In deze studie staan de volgende vragen centraal:

1. Wat is de impact van het grootschalig bijplaatsen van Wind op Zee op de elektriciteitsbalans in de landen rondom de Noordzee?
2. Hoeveel waterstof kan er in basislast en uit overaanbod van elektriciteit van wind geproduceerd worden, en wat is de potentiële vraag die zou kunnen ontstaan naar groene waterstof?
3. Wat zijn de kosten van waterstofproductie (uit water) via elektrolyse en (uit aardgas) via Steam Methane Reforming (SMR), en wat zijn acceptabele kosten van waterstof gelet op de mogelijke toepassingen?
4. Kan het qua kosten aantrekkelijk zijn om windenergie vanaf een energie-eiland naar de kust te transporteren in de vorm van waterstof in plaats van als elektriciteit?

¹ Bijvoorbeeld een verschuiving naar elektriciteit als energiedrager bij o.a. gasloze woningen of elektrificatie bij de chemische industrie wat niet alleen een orde-grootte effect heeft maar ook een effect op het profiel. Tevens vindt er een verschuiving plaats van het huidige – relatief inelastische - conventionele profiel van de elektriciteitsvraag naar een meer elastisch profiel van de elektriciteitsvraag door vraagresponsiviteit.

Het effect van grote hoeveelheden WoZ op de elektriciteitsmix, elektriciteitsprijzen, en potentieel overaanbod aan elektriciteit van wind is geanalyseerd met behulp van een vereenvoudigd elektriciteitsmarktmodel voor het Noordzeegebied waarin een “koperen plaat” is verondersteld op de Noordzee en in de omliggende landen. Daarnaast is de stand van zaken voor elektrolyse in grote lijnen in kaart gebracht en is de ordegrootte bepaald voor productie van waterstof in basislast, en voor surplus-gestuurde productie. Dit is vergeleken met de potentieel toekomstige vraag naar waterstof voor diverse toepassingen. Tot slot zijn investeringskosten ingeschat en met elkaar vergeleken, voor transport van energie in de vorm van elektriciteit en waterstof vanaf een energie-eiland naar de kust.

De belangrijkste conclusies en inzichten van deze studie betreffen:

- O.b.v. de modelresultaten voor situaties waarin een groot opgesteld WoZ vermogen is verondersteld zonder dat aanvullende elektriciteitsvraag t.o.v. huidige inschattingen voor 2030 zijn aangenomen, blijft *curtailment* van WoZ onder 6% van de geproduceerde elektriciteit van WoZ tot een geïnstalleerd windvermogen van ruim 150 GW op de Noordzee. Bij verdere benutting van het potentieel op de Noordzee loopt *curtailment* bij ruim 250 GW echter op tot ordegrootte 25%. De piek in het overaanbod bedraagt 183 GW. In totaal is er gedurende ruim 4600 uur sprake van een overaanbod met een hoeveelheid van 345 TWh elektriciteit. Bij aannahme van reële transportcapaciteiten voor elektriciteit naar de omringende landen wordt verwacht dat het aandeel *curtailment* toeneemt. Waterstof kan een belangrijke rol spelen bij benutting van dit potentieel.
- Er zijn veel toepassingen voor waterstof mogelijk in een klimaatneutrale energievoorziening. De potentiële vraag naar elektriciteit die deze toepassingen kunnen genereren is veel groter dan het potentiële aanbod van elektriciteit uit WoZ. Een schatting is ontwikkeld van 32-37 Mton/jaar waarbij nog geen rekening is gehouden met een mogelijk nog grotere vraag die kan ontstaan voor duurzame chemische producten en materialen (duurzame of groene chemie) en duurzame synthetische brandstoffen (voor bijv. internationale lucht- en scheepvaart). Ook eventuele inzet van waterstof voor ruimteverwarming in de gebouwde omgeving zit hier nog niet bij. Mogelijkheden voor productie van waterstof met WoZ in basislast of surplus-modus lijken beperkt te blijven tot ruim onder de 10 Mton/jaar.
- Er is nog veel potentieel voor kostenreductie van elektrolyse; investeringskosten ruim onder de 500 €/kW worden voorzien bij opschaling naar grote systemen en aantallen. In dat geval domineren de energiekosten de kosten van H₂ bij meer dan ca. 1000 vollasturen en elektriciteitsprijzen vanaf 40 €/MWh. Daaronder zijn CAPEX-kosten dominant en gaan kosten van H₂ snel richting 5 €/kg en meer. Bij de lage investeringskosten zijn vanaf 3000 - 4000 vollasturen de productiekosten vrijwel constant. Bij hogere investeringskosten, zoals momenteel het geval, is dat pas vanaf ca. 5000 - 6000 uur het geval. Voor huidige en toekomstige investeringskosten, en bij elektriciteitsprijzen van 45-70 €/MWh en een hoge bedrijfstijd, komen H₂-productiekosten uit rond 2,5 - 5 €/kg.
- Op het ogenblik is nog een hoog aantal vollasturen nodig om acceptabele kosten voor waterstof te realiseren. Productie in basislast is dan te verkiezen boven volledig surplus gestuurde productie. Dit ook vanwege mogelijke effecten van sterk variabele bedrijfsvoering op onderhoudskosten en levensduur van de technologie. In basislast is veel minder capaciteit nodig dan in surplus-modus voor een gelijke hoeveelheid productie.
- Bij dalende investeringskosten zijn steeds minder vollasturen nodig om tot voldoende lage waterstofkosten te komen, en zal een steeds groter deel van het surplus-aanbod via de waterstofroute tegen acceptabele kosten benut kunnen worden.
- Concurrentie van waterelektrolyse met waterstof o.b.v. aardgas blijft een uitdaging, zelfs bij aardgas/CCS. Lage investeringskosten en elektriciteitsprijzen, en hoge efficiëntie zijn essentieel. Daarnaast zijn hoge bedrijfstijden en een hoge CO₂-prijs wenselijk.

- Hernieuwbare elektriciteit is cruciaal voor elektrolyse. Gebruik van de huidige gemiddelde elektriciteitsmix levert waterstof met een bijna 3 maal hogere CO₂-inhoud dan waterstof o.b.v. aardgas zonder CCS.
- Inzet als brandstof in brandstofcelauto's lijkt de meest interessante markt voor H₂ gelet op toegestane kosten van H₂ om concurrerend te zijn met de referentie. Aanvoer van H₂ per pijpleiding en *on-site* productie biedt de meeste ruimte, waarbij de eerste optie goed aansluit bij offshore-H₂. Vervanging van huidige fossiele industriële H₂ door duurzame elektrolyse-H₂ is de 2^e optie met vooral een goed perspectief voor relatief kleinschalige verbruikers. Het kostenniveau van H₂ voor bulktoepassingen blijft onder NL-condities een uitdaging. Zolang aardgas zelf een alternatief blijft, is (volledige) vervanging van aardgas door waterstof in huidige energetische toepassingen economisch alleen haalbaar bij gemiddeld zeer lage elektriciteitsprijzen (ordegrootte 20-30 €/MWh en lager inclusief levering en eventuele belastingen).
- De investeringskosten voor transport van energie van WoZ in de vorm van elektriciteit liggen een factor 4 à 5 hoger dan voor waterstof. Rekening houdend met conversieverlies bij elektrolyse, dus minder transport van energie, wordt het verschil in investeringskosten per eenheid WoZ ongeveer een factor 1,5 kleiner, maar blijft voor elektriciteit nog steeds een factor 2,5 à 3,5 hoger dan voor waterstof.
- Indien conversie noodzakelijk is, bijvoorbeeld als gevolg van inpassingproblemen van een grootschalige capaciteit WoZ en als er een behoefte/markt is voor H₂ en elektrolyse is concurrerend, dan lijkt offshore conversie o.b.v. de indicatieve kostenanalyse een haalbare en aantrekkelijke optie.

De resultaten geven een goed inzicht in de orde grootte van cijfers en effecten die een rol spelen bij wind op zee en de potentiële rol van waterstof in relatie tot grootschalige benutting van deze energiebron. Bij ontwikkeling van een grootschalige vraag naar duurzame waterstof lijkt offshore productie een nuttige en haalbare bijdrage te kunnen leveren aan zowel invulling van die vraag als aan inpassing en optimale benutting van wind op zee. Die rol kan mogelijk nog groter zijn wanneer mogelijke netwerkbeperkingen worden meegenomen, evenals de groei van andere duurzame bronnen. Aan de andere kant neemt de vraag naar elektriciteit als gevolg van elektrificatie richting 2050 meer toe dan nu is meegenomen, en bieden vraagsturing en technologische ontwikkelingen rond opslag meer mogelijkheden voor inpassing van wind op zee als elektriciteit. Verder en verdiepend onderzoek in een breder verband (meer partijen) is daarom nodig om een meer solide basis te creëren voor nadere planvorming en voorbereiding van investeringen. Dit kan door het opstellen en uitwerken van verschillende scenario's voor zichtjaar 2050 met doorrekening door een gedetailleerd elektriciteitsmarktmodel en energiemodel, waarin o.a. wordt meegenomen:

- Groei van het aanbod van overige hernieuwbare bronnen richting 2050, vooral zon-PV en wind op land. In de huidige analyse is uitgegaan van ENTSO-E scenario's die de situatie in 2030 schetsen terwijl de geïnstalleerde capaciteit WoZ van het energie-eiland beoogd wordt voor de verdere toekomst (richting 2050);
- Ontwikkeling van de elektriciteitsvraag (mogelijkheden en snelheid van elektrificatie van vervoer, ruimteverwarming en industrie) en verandering in het vraagprofiel, mede afhankelijk van mogelijkheden voor vraagsturing in de industrie en door Smart Grids;
- Mogelijkheden voor uitbreiding van netwerken binnen en tussen landen (interconnectie), inclusief verbindingen tussen de WoZ-hubs en de Noordzeelanden;
- Ontwikkeling van opties voor opslag van elektrische energie op verschillende niveaus;
- Mogelijke ontwikkeling van een waterstofvraag in vervoer, de industrie (duurzame chemie en synthetische brandstoffen voor luchtvaart en zeescheepvaart zonder fossiele koolstof) en gebouwde omgeving;
- Ontwikkeling van elektrolyse en de kostenaspecten: wordt het elektrolyse (wat een vraag naar elektriciteit oplevert) of aardgas/CCS, met aandacht voor import van H₂;

- Ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen
- Tijdige realisatie van emissiereductiedoelstellingen en padafhankelijkheid van investeringen voor realisatie van die doelstellingen (investerings behoeven vaak een langere termijn planning)

Leeswijzer

Dit document is opgezet in 'powerpoint format' waarbij voor diverse sheets extra toelichting is opgenomen in de Appendix van dit rapport. Het rapport is als volgt opgezet:

- sectie 1.1 gaat in op de impact van het grootschalig bijplaatsen van wind capaciteit in de Noordzee en de eerste-orde effecten op de landen rondom de Noordzee;
- sectie 1.2 gebruikt de resultaten uit 1.1 om een inschatting te maken hoeveel waterstof er geproduceerd kan worden in *basislast* en uit het overschot van wind (*surplus*) en naar de mogelijke toepassingen/potentiële vraag naar groene waterstof;
- sectie 1.3 en sectie 1.4 gaan dieper in op de technische- en de kostenaspecten van de productie van waterstof, evenals het transport hiervan.
- sectie 2 en 3 geven een overzicht van de belangrijkste conclusies en inzichten uit deze studie inclusief een discussie en een voorzet voor vervolgonderzoek.

Inhoudsopgave

| | |
|--|-----------|
| Lijst van afkortingen | 9 |
| 1. Achtergrond van studie en onderzoeksvragen | 10 |
| 1.1 Eerste onderzoeksvraag: wat is de impact van het grootschalig bijplaatsen van Wind op Zee op de elektriciteitsbalans in de landen rondom de Noordzee? | 12 |
| 1.2 Tweede onderzoeksvraag: hoeveel H ₂ kan er in basislast en uit overschotten van wind geproduceerd worden, en wat is de potentiële vraag naar groene H ₂ ? | 17 |
| 1.3 Derde onderzoeksvraag: wat zijn de kosten van H ₂ -productie via elektrolyse en SMR, en wat zijn de “acceptabele” kosten gelet op de mogelijke toepassingen van H ₂ ? | 25 |
| 1.4 Vierde onderzoeksvraag: kan het qua kosten aantrekkelijk zijn om windenergie vanaf een energie-eiland als H ₂ te transporteren in plaats van als elektriciteit? | 31 |
| 2. Inzichten en conclusies | 36 |
| 3. Discussie en vervolgonderzoek | 38 |
| Referenties | 40 |
| Appendix: Toelichting bij sheets | 42 |

Lijst van afkortingen

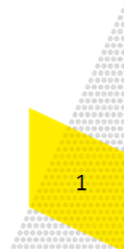
- BE: België
- CAPEX: Capital Expenditures (investeringskosten)
- CCS: Carbon Capture and Storage
- CO₂: Carbon dioxide; koolstofdioxide
- DE: Duitsland
- DK: Denemarken
- DRI: Direct Reduced Iron
- ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity
- FCEV: Fuel Cell Electric Vehicle
- FCH JU: Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking
- FLH: Full Load Hours
- H₂: Waterstof
- IRR: Internal Rate of Return
- ktoe: kiloton oil equivalent
- LHV: Lower Heating Value
- LTW: Lagere Temperatuur Warmte
- MMBtu: Million British thermal units
- NL: Nederland
- NO: Noorwegen
- O&M: Operation and Maintenance
- OPEX: Operating Expenditures (operationele kosten)
- PDC: Power Duration Curve
- PEM: Proton Exchange Membrane
- SMR: Steam Methane Reforming (conversie van methaan met stoom)
- UK: United Kingdom; Verenigd Koninkrijk
- WACC: Weighted Average Cost of Capital
- WoL: Wind op Land
- WoZ: Wind op Zee

1. Achtergrond van studie en onderzoeksvragen

Achtergrond

- Transitie naar een broeikasgas-arm energiesysteem rond 2050: 80-95% reductie.
- Uitdagingen:
 - Inpassing en maximale benutting zon- en windenergie; grote behoefte aan flexibiliteit
 - Vervanging blijvende behoefte aan brandstoffen door klimaatneutrale brandstoffen (grote potentiële behoefte aan groene waterstof in chemie sector en voor brandstoffen)
 - Duurzame chemie o.b.v. biomassa, circulaire koolstof en bijvoorbeeld CO₂ van aircapture
- Inpassing Wind op Land (WoL) een uitdaging door concurrerende functies gebruiksruimte en sociale acceptatie
- Op Noordzee veel potentieel voor, en gunstige ontwikkeling van Wind op Zee (WoZ)
- TenneT heeft idee voor één of meerdere energie-eilanden op de Noordzee
- Investeringskosten van elektriciteitsnetwerk relatief duur t.o.v. gasnetwerk
 - Ligt hier een rol voor offshore conversie elektriciteit uit WoZ naar waterstof?

ecn.nl



Achtergrond en onderzoeksvragen

- Combineren van energie-eiland idee en offshore conversie naar waterstof
- Wat is de functionaliteit van een energie-eiland?
 - Alleen verzamelen van geproduceerde elektriciteit in windparken en transformeren van de elektriciteit voor transport (transmissie) via kabels naar het vaste landof
 - Mogelijk ook inzet van opgewekte elektriciteit voor productie van waterstof via splitsing van water (elektrolyse) en transport daarvan via pijpleidingen naar het vaste land?
- Welke getallen en cijfers horen hierbij? Kan dit iets zijn?
 - Hoeveel elektriciteit uit WoZ, en hoe verhoudt dit zich tot de vraag in de regio?
 - Hoeveel waterstof te produceren en hoe verhoudt dit zich tot de potentiële vraag?
 - Hoe verhouden kosten van waterstof via elektrolyse zich tot waterstof o.b.v. aardgas?
 - Wat zijn kosten voor transport voor windenergie in de vorm van elektriciteit en waterstof?

ecn.nl



Het energie-eiland concept

Scale

A large scale European roll-out for offshore wind delivers a significant contribution to cost reduction.

Location

When far shore becomes necessary, shallow waters with great wind conditions contribute to cost reduction.

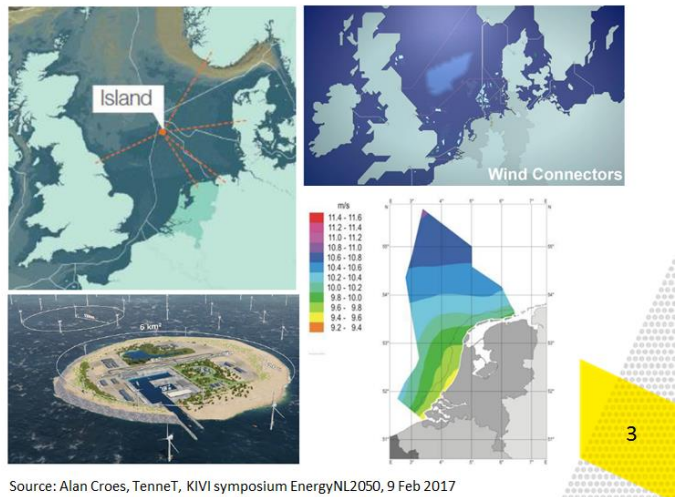
Wind connector

The wind connector combines large scale wind farms with powerful interconnectors for higher system efficiency.

Hub function/ island

By connecting the interconnectors on the island, a hub can be build that facilitates optimal energy transmission and a further European Market integration.

November-16-2016 [Future North Sea Infrastructure](#)



Source: Alan Croes, TenneT, KIVI symposium EnergyNL2050, 9 Feb 2017

Het energie-eiland in cijfers

- Possibly three islands: 6 km² each, 200 mln m³ sand
- €1.5 bn (rock and sand only, no infra/facilities)
- Possible connections to existing pipeline infrastructure
- Facilitates approx. 30 GW of wind farms per island
- 15 Converter stations (2 GW each) on the island
- Total: 70 GW, 7,000 turbines (10 MW)
- On the Dogger Bank: 11,400 km²
- Hard substrate: 4.4 km² (0.02% of total Dogger Bank surface)

ecn.nl



Source: Alan Croes, TenneT, KIVI symposium EnergyNL2050, 9 Feb 2017

1.1 **Eerste onderzoeksvraag:** wat is de impact van het grootschalig bijplaatsen van Wind op Zee op de elektriciteitsbalans in de landen rondom de Noordzee?

Eerste onderzoeksvraag

- Wat is de impact van het grootschalig bijplaatsen van Wind op Zee (WoZ) op de elektriciteitsbalans in de landen rondom de Noordzee?
 - Impact op elektriciteitsprijs
 - Impact op inzet van overige eenheden (o.a. gascentrales, kolencentrales)
 - Impact op *curtailment* van wind (indicatie voor overaanbod aan elektriciteit uit wind)
- Aanpak:
 - Ordegrootte analyse door middel van verkenning van inpassing van grote hoeveelheden WoZ met behulp van een eenvoudig “koperen plaat” model van de Noordzee-regio met inzet van elektriciteitsproductie-eenheden per uur (8760 uur) op basis van productiekosten

ecn.nl



Methodologie en aannames (1/5)

- Doel: Geïnformeerd beeld van effect bijplaatsen veel WoZ richting 2050 op de elektriciteitsbalans en -prijzen
- Geografische scope: NL, BE, DE, DK, NO en UK
- Achtergrond scenario: ENTSO-E Visie 4 – *Green Revolution* scenario; vraag en aanbod scenario voor zichtjaar 2030
- Beperkingen, of zaken die NIET worden meegenomen:
 - Elektriciteitsvraag 2030 is niet gelijk aan 2050, qua omvang en profiel
 - Groei overig hernieuwbaar, vooral wind op land en zon-PV richting 2050 niet beschouwd
 - Beperkingen van handelscapaciteiten tussen Noordzee landen en overige EU landen
 - Effect op investeringsbeslissingen van o.a. *back-up* capaciteit met toenemend aandeel wind
 - *Unit commitment* karakteristieken (bijv. op- en afregelsnelheden van productie-eenheden)
 - Inzet *Pumped Hydro Storage*: ongeveer 25 GW in Noordzee-regio in 2030 (ENTSO-E, 2015)
 - Opbouw leeftijd van productieparken en differentiatie in efficiëntie

ecn.nl



Methodologie en aannames (2/5)

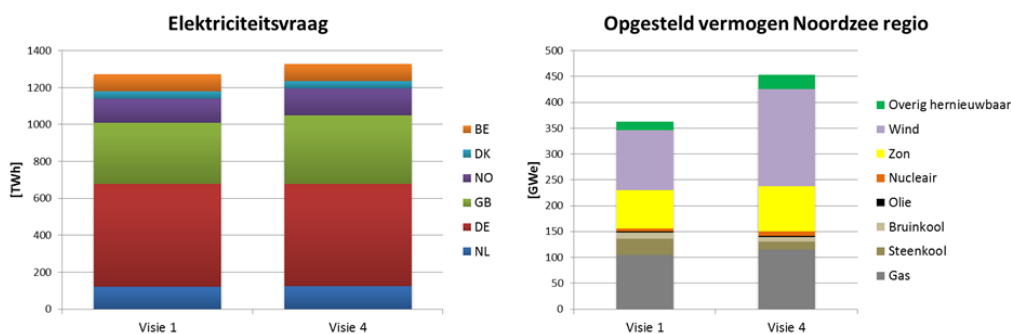
- Varianten in de verkenning om het effect van grootschalig WoZ te analyseren:
 - Verschillende combinaties van opgesteld vermogen, energieprijzen, en elektriciteitsvraag en -vraagprofielen. Als referentie is ENTSO-E Visie 1 genomen (*Slow Progress* scenario). Voor analyse van het effect van grootschalig WoZ is uitgegaan van Visie 4 (Green Revolution)
 - Wel/niet meenemen van additionele windcapaciteit en productie energie-eiland
- Omdat handelscapaciteiten geen beperkende factor zijn geldt voor de hele Noordzee-regio dat de elektriciteitsprijs gelijk is aan de marginale productiekosten van de laatst producerende eenheid in het betreffende uur: **P = MC**
- Productie waterkracht per uur bepaald door exogeen dispatch model (inzet o.b.v. de resterende vraag, d.w.z. de elektriciteitsvraag per uur minus productie wind/zon)
- Uurprofielen voor aanbod van windenergie o.b.v. klimaatjaar 2012 en voor aanbod van zonne-energie o.b.v. klimaatjaar 2015

ecn.nl



Methodologie en aannames (3/5): uitgangsgegevens elektriciteitsvraag en -productie voor Visie 1 en 4

- Elektriciteitsvraag, en opgesteld vermogen aan elektriciteitsproductie-eenheden in de Noordzee-regio volgens ENTSO-E Visie 1 en Visie 4 in het zichtjaar 2030.



ecn.nl



Methodologie en aannames (4/5): marginale kosten elektriciteitsproductie en merit order Visie 1 en 4

| Technologie* | Marginale productiekosten (€/MWh): | | Inzetvolgorde (merit order) | |
|---------------------------|------------------------------------|---------|-----------------------------|---------|
| | Visie 1 | Visie 4 | Visie 1 | Visie 4 |
| Zon PV | 0 | 0 | 1 | 1 |
| Wind op Land | 1,5 | 1,5 | 2 | 2 |
| Wind op Zee | 2 | 2 | 3 | 3 |
| Conventionele waterkracht | 4,0 | 4,0 | 4 | 4 |
| Nucleair | 10,3 | 10,3 | 5 | 5 |
| Bruinkool | 29,2 | 85,8 | 6 | 8 |
| Overig RES | 33,5 | 25,0 | 7 | 6 |
| Steenkool | 44,1 | 87,0 | 8 | 9 |
| Gas | 69,9 | 77,1 | 9 | 7 |
| Olie | 225,7 | 229,4 | 10 | 10 |

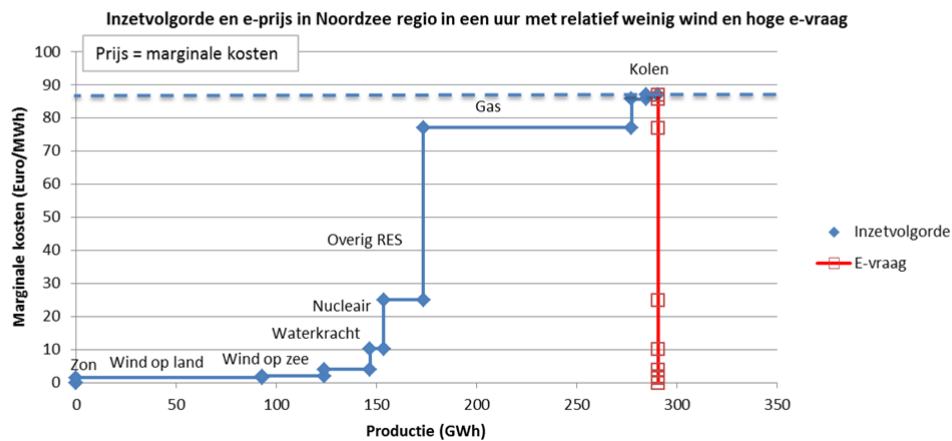
* Geen CCS toepassing | CO2 prijs in (€/ton) in Visie 1: 17 euro/ton; in Visie 4: 76 euro/ton | Visie 4: gas ingezet vòòr kolen.

- Zie appendix voor een voorbeeld van de berekening van de marginale productiekosten voor elektriciteit (= brandstofkosten + CO₂ kosten + variabele onderhoudskosten)

ecn.nl

9

Methodologie en aannames (5/5): voorbeeld voor P=MC in eenvoudig “koperen plaat” model (o.b.v. data Visie 4)

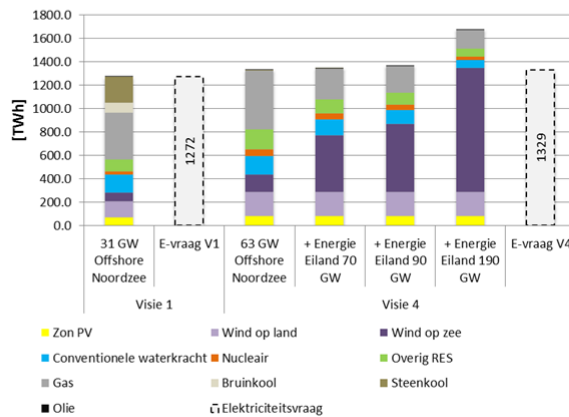


ecn.nl

10

Resultaten jaaroverzicht (1/4): elektriciteitsproductie

Elektriciteitsproductie en -vraag in de Noordzee-regio



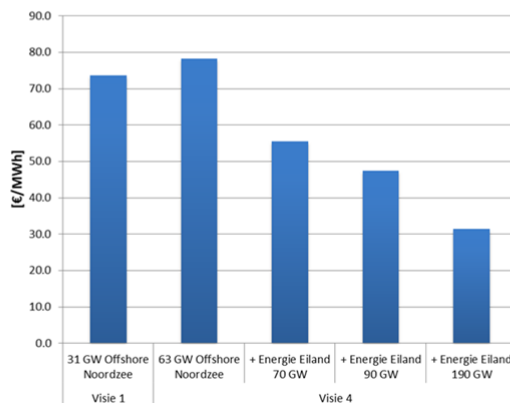
ecn.nl

- Met toenemend aandeel wind neemt de inzet van duurdere technologieën, zoals gas, af
- Ook neemt de kans toe op een overaanbod aan elektriciteit van wind. Wanneer deze productie niet getransporteerd kan worden naar *load centers* met een tekort, dan vindt *curtailment* plaats

11

Resultaten jaaroverzicht (2/4): elektriciteitsprijs

Gewogen gemiddelde elektriciteitsprijs



ecn.nl

- Een toenemend aandeel wind in de elektriciteitsmix heeft een drukkend effect op de elektriciteitsprijs
- N.B.: aannames vraag en aanbod, exclusief WoZ, geven situatie in 2030. In 2050 is bijvoorbeeld te verwachten:
 - Een hogere vraag door elektrificatie wat een opwaarts effect heeft op elektriciteitsprijzen
 - Een groter aanbod aan overig hernieuwbaar (m.n. WoL en zon-PV) wat een neerwaarts effect heeft op elektriciteitsprijzen

12

Resultaten jaaroverzicht (3/4): elektriciteitsoverschot uit WoZ bij toenemend geïnstalleerd vermogen

| ENTSO-E scenario: | Wind scenario met (totale WoZ capaciteit, in GW) | Negatief vraagresidu; curtailment | | | Curtailment bij max. benutting export in Noordzee regio Max. op uurbasis (GW) |
|-------------------|--|-----------------------------------|--------|------------------------|--|
| | | Totaal per jaar (GWh) | # Uren | Max. op uurbasis (GW): | |
| Visie 1 | 31 GW WoZ Noordzee (31 GW) | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 63 GW WoZ Noordzee (63 GW) | 8 | 2 | 4,2 | 0 |
| Visie 4 | + energie-eiland, 70 GW (133 GW) | 13.303 | 769 | 69,9 | 33,7 |
| | + energie-eiland, 90 GW (153 GW) | 35.272 | 1.686 | 88,7 | 52,5 |
| | + energie-eiland, 190 GW (253 GW) | 345.447 | 4.661 | 182,6 | 146,4 |

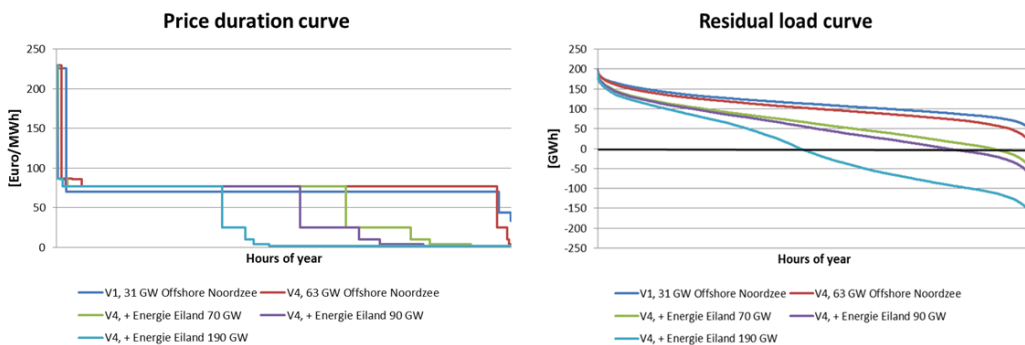
- N.B.: de **totale exportcapaciteit** van de Noordzee-regio met buurlanden is **36,2 GW**. Een groter afzetgebied leidt tot minder *curtailment* (zie commentaar in appendix)
- Curtailment is ca. 2,7% (bij +70GW), 5,7% (bij +90GW) en 24,5% (bij +190GW), als % van de totale WoZ productie op de Noordzee

ecn.nl

13

Resultaten jaaroverzicht (4/4): price- en residual load duration curve

- Elektriciteitsprijs en resterende elektriciteitsvraag na aftrek van aanbod WoZ, WoL en zon-PV gedurende het jaar gerangschikt van hoog naar laag



ecn.nl

14

1.2 Tweede onderzoeksvraag: hoeveel H₂ kan er in basislast en uit overschotten van wind geproduceerd worden, en wat is de potentiële vraag naar groene H₂?

Tweede onderzoeksvraag

- Hoeveel H₂ kan er in basislast geproduceerd worden, afhankelijk van het offshore windvermogen dat wordt ondersteund door een energie-eiland?
- En, hoe verhoudt dit zich tot:
 - H₂ geproduceerd met een elektriciteitsoverschot
 - De potentiële vraag naar groene H₂ vanuit:
 - Industrie (o.a. chemische industrie, raffinaderijen?, staalproductie)
 - Verkeer (m.n. wegverkeer)
 - Flexibele gascentrales
 - Gebouwde omgeving (lage prioriteit)

ecn.nl

15

Analyse elektrolyse capaciteit voor H₂-productie

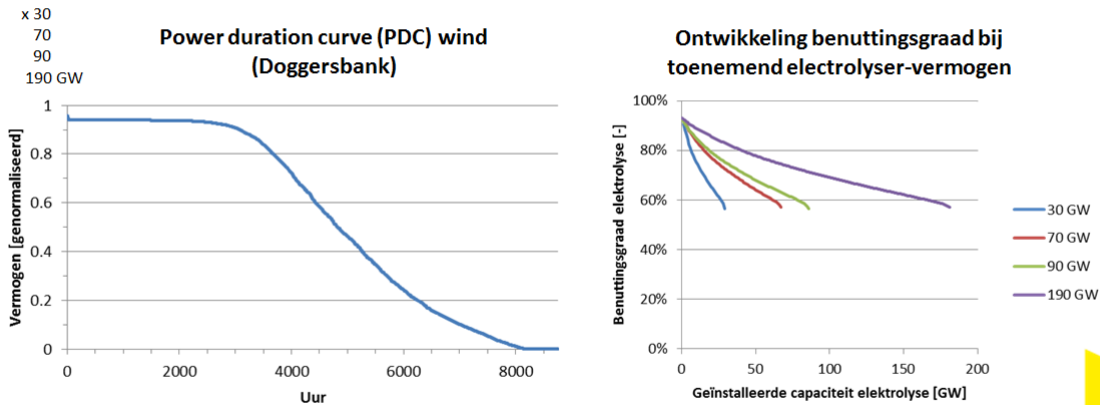
Twee situaties:

- H₂ productie in **basislast**
 - Basislast in principe gedefinieerd als een benuttingsgraad van 80% voor elektrolyse (8225 vollasturen), maar ook situaties doorgerekend voor 70% en 60%.
 - Productie in basislast leidt tot een hogere vraag naar elektriciteit. Het resulteert in hogere elektriciteitsprijzen omdat er meer vraag is wanneer het aanbod van zon en wind beperkt is en duurdere centrales moeten draaien. Door de extra vraag wordt het surplus wel kleiner, maar er blijft surplus bestaan
- H₂ productie met **surplus** aan elektriciteit van wind
 - In dit geval is verondersteld dat even veel vermogen aan elektrolyse wordt geïnstalleerd als het maximale vermogen aan surplus. Alle elektriciteit van wind kan zo worden benut en er hoeft geen *curtailment* plaats te vinden.
 - Andere productiecapaciteit hoeft niet extra te worden ingezet.

ecn.nl

16

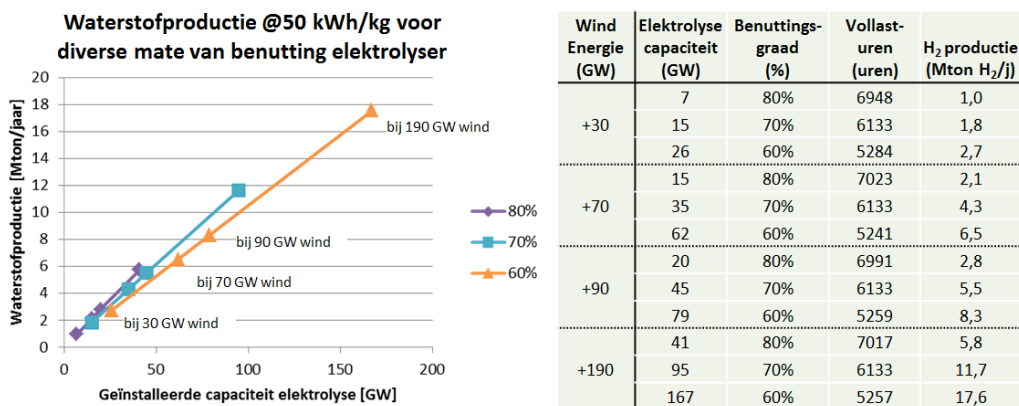
Analyse H₂-productie in basislast (1/4): Relatie wind- en elektrolysevermogen



ecn.nl

17

Analyse H₂-productie in basislast (2/4): “Basislast” capaciteit voor H₂-productie

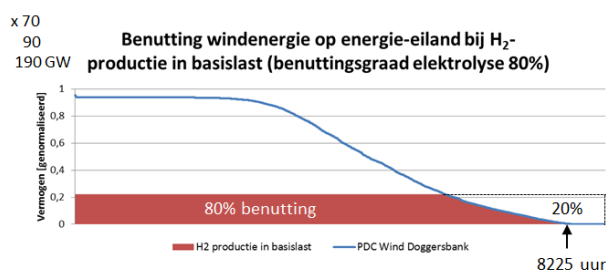


ecn.nl

18

Analyse H₂-productie in basislast (3/4): H₂-productie in basislast

| ENTSO-E scenario: | Wind scenario, met (totale WoZ capaciteit, in GW) | Basislast bedrijf (gedefinieerd als 80% benuttingsgraad) | | | | |
|-------------------|---|--|---------------------------|-------------------|-------------------------|------------------------------------|
| | | Vermogen elektrolyse (GW) | Aantal Bedrijfsuren (uur) | Vollasturen (uur) | Totaal verbruik (TWh/j) | H ₂ -productie (Mton/j) |
| Visie 4 | + energie-eiland, 70 GW (133 GW) | 15 | 8.225 | 7.023 | 105 | 2,1 |
| | + energie-eiland, 90 GW (153 GW) | 20 | 8.225 | 6.991 | 140 | 2,8 |
| | + energie-eiland, 190 GW (253 GW) | 41 | 8.225 | 7.017 | 288 | 5,8 |

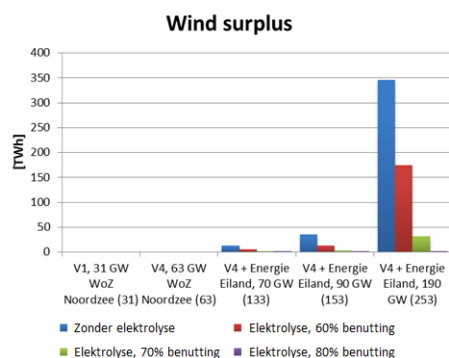


ecn.nl

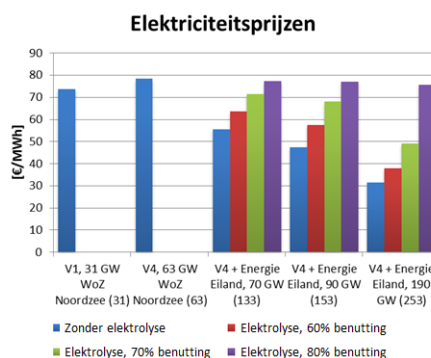
19

Analyse H₂-productie in basislast (4/4): effect bedrijf in basislast op prijzen en wind surplus

- Extra vraag naar elektriciteit voor basislast productie H₂ resulteert in hogere vraag naar elektriciteit, en dus een reductie van het windoverschot en hogere prijzen



ecn.nl



20

Analyse H₂-productie uit surplus: Uitgangspunten en resultaten

- Er is sprake van surplus wanneer totale elektriciteitsproductie van zon en wind in een bepaald uur in het Noordzee gebied groter is dan de vraag naar elektriciteit
- In dit geval worden duurste eenheden (betreft WoZ) als eerste afgeschakeld/*curtailed* (bepaald met “koperen plaat” model)
- Elektrolyse capaciteit is gelijk aan maximale *curtailment* in GWh/h (= GW)
- Productie van waterstof met een verbruik van 50 kWh elektriciteit per kilo H₂

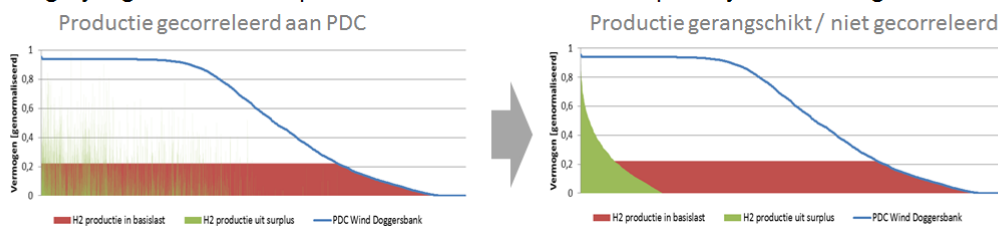
| ENTSO-E scenario: | Wind scenario, met (totale WoZ capaciteit, in GW) | Maximum surplus op uurbasis, (GW) | Aantal uren surplus (uur) | Vollasturen (uur) | Totaal surplus (TWh/j) | H ₂ -productie (Mton/j) |
|-------------------|---|-----------------------------------|---------------------------|-------------------|------------------------|------------------------------------|
| Visie 4 | + energie-eiland, 70 GW (133 GW) | 70 | 767 | 188 | 13 | 0,3 |
| | + energie-eiland, 90 GW (153 GW) | 89 | 1.684 | 396 | 35 | 0,7 |
| | + energie-eiland, 190 GW (253 GW) | 183 | 4.659 | 1.890 | 345 | 6,9 |

ecn.nl

21

Analyse H₂-productie in basislast en uit surplus (1/2)

Vergelijking van waterstof productie in basislast en met surplus bij 90 GW energie-eilanden:



- Surplus productie betekent niet alleen meer vermogen en minder productie, maar sterk wisselende productie stelt ook hogere eisen aan de technologie
- Surplus relatief alleen heel groot bij 190 GW. Komt er pas actie als surplus groot is? Wie blijft investeren? En wat is het effect op de prijs als surplus nuttig wordt gebruikt?

ecn.nl

22

Analyse H₂-productie in basislast en uit surplus (2/2)

Basislast

| ENTSO-E scenario: | Wind scenario, met (totale WoZ capaciteit, in GW) | Basislast bedrijf (gedefinieerd als 80% benuttingsgraad) | | | | |
|-------------------|---|--|---------------------------|-------------------|-------------------------|------------------------------------|
| | | Vermogen elektrolyse (GW) | Aantal Bedrijfsuren (uur) | Vollasturen (uur) | Totaal verbruik (TWh/j) | H ₂ -productie (Mton/j) |
| Visie 4 | + energie-eiland, 70 GW (133 GW) | 15 | 8.225 | 7.023 | 105 | 2,1 |
| | + energie-eiland, 90 GW (153 GW) | 20 | 8.225 | 6.991 | 140 | 2,8 |
| | + energie-eiland, 190 GW (253 GW) | 41 | 8.225 | 7.017 | 288 | 5,8 |

Surplus

| ENTSO-E scenario: | Wind scenario, met (totale WoZ capaciteit, in GW) | Maximum surplus op uurbasis, (GW) | Aantal uren surplus (uur) | Vollasturen (Benutting) (uur) | Totaal surplus (TWh/j) | H ₂ -productie (Mton/j) |
|-------------------|---|-----------------------------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------|------------------------------------|
| Visie 4 | + energie-eiland, 70 GW (133 GW) | 70 | 767 | 188 (2%) | 13 | 0,3 |
| | + energie-eiland, 90 GW (153 GW) | 89 | 1.684 | 396 (5%) | 35 | 0,7 |
| | + energie-eiland, 190 GW (253 GW) | 183 | 4.659 | 1.890 (22%) | 345 | 6,9 |

ecn.nl

23

Potentiële H₂-vraag (1/6): wegverkeer

- Beschouwing o.b.v. afzet brandstoffen voor het wegverkeer.
- Conversie brandstoffen naar H₂ op langere termijn:
 - 40% van benzine: veelal auto's met beperkte kilometrages; batterij elektrisch goed alternatief
 - 75% van diesel: auto's voor langere afstanden, en ook bussen en vrachtauto's
- Energieverbruik FCEVs 50% lager dan vergelijkbare voertuigen met verbrandingsmotor
- Naast wegverkeer wellicht ook mogelijkheden in scheepvaart, bv. binnenvaart

| Wegverkeer | Eenheid | BE | DE | DK | NL | NO | UK | Totaal |
|---|---------|-------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Benzineverbruik 2014 | ktoe/j | 1.308 | 18.461 | 1.322 | 3.938 | 933 | 13.950 | 39.553 |
| Dieselverbruik 2014 | ktoe/j | 7.156 | 34.132 | 2.590 | 5.951 | 3.288 | 25.193 | 78.310 |
| Schatting benodigde H ₂ voor FCEVs | Mton/j | 1,0 | 5,8 | 0,4 | 1,1 | 0,5 | 4,3 | 13 |
| Elektriciteit voor H ₂ productie | TWh/j | 51 | 288 | 22 | 53 | 25 | 212 | 651 |

ecn.nl

24

Potentiële H₂-vraag (2/6): industrie (conventioneel)

- Waterstofvraag voor alleen de huidige (industriële) toepassingen. Vooral voor ammoniakproductie en olieraffinage. Verder tal van kleinere toepassingen
- Geen inschatting mogelijke toekomstige behoefte aan waterstof voor duurzame chemie o.b.v. CO₂-reuse, biomassa, circulaire koolstof, en op termijn CO₂ aircapture
- Hier ook geen inschatting van vervanging aardgas door waterstof voor hoge temperatuur proceswarmte in de industrie (volgende sheet)

| Industrie (non-energetisch) | Eenheid | BE | DE | DK | NL | NO | UK | Totaal |
|---|-----------------------|------|------|------|------|-----|------|--------|
| Huidige H ₂ productie (geschat) | mrd m ³ /j | 5,7 | 21,5 | 0,2 | 10,1 | 1,0 | 7,6 | 46,1 |
| Huidige H ₂ productie (geschat) | Mton/j | 0,5 | 1,9 | 0,02 | 0,9 | 0,1 | 0,7 | 4,1 |
| Elektriciteit voor H ₂ productie | TWh/j | 25,7 | 96,8 | 0,9 | 45,5 | 4,5 | 34,2 | 208 |

ecn.nl

25

Potentiële H₂-vraag (3/6): Waterstof voor productie van warmte

- Vervanging aardgas door waterstof als brandstof voor hoge temperatuur warmte (HTW) in industrie; warmte >250°C.
- Vervanging aardgas voor HTW door waterstof in raffinaderijen in NL van zelfde grootte en mogelijk ook aanzienlijk in andere landen met raffinagecapaciteit.
- Vervanging aardgas door waterstof voor ruimteverwarming (lage temperatuur warmte; LTW) in bestaande bouw met beperkingen voor elektrificatie en warmtenetten niet geschat, maar mogelijk groot.

| Industrie (proceswarmte) | Eenheid | BE | DE | DK | NL | NO | UK | Totaal |
|---|---------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------|
| Schatting huidige aardgasinzet voor HTW | PJ/j | 41 | 212 | 7 | 50 | 21 | 89 | 420 |
| H ₂ nodig voor vervanging | Mton/j | 0,3 | 1,8 | 0,1 | 0,4 | 0,2 | 0,7 | 4 |
| Elektriciteit voor H ₂ productie | TWh/j | 17 | 89 | 3 | 21 | 9 | 37 | 175 |

ecn.nl

26

Potentiële H₂-vraag (4/6): *low-carbon* staalindustrie

- Productie van ijzer en staal is mogelijk met processen gebaseerd op reductie met waterstof en verwerking in elektrische smeltovens. Dan is wel conversie van het huidige hoogoven- en *basic oxygen furnace* (BOF) proces nodig. In deze beschouwing is extra elektriciteit voor smeltovens niet meegenomen.
- Aannames staalproductie op langere termijn:
 - 50% via recycling
 - Rest 100% conversie van Hoogoven naar Direct Reduced Iron (DRI)

| Ijzer en Staal | Eenheid | BE | DE | DK | NL | NO | UK | Totaal |
|---|-----------------------|-----|------|----|-----|----|------|--------|
| Staal productie 2014 | Mton/j | 7,3 | 42,9 | 0 | 7,0 | 0 | 12,1 | 69,3 |
| Schatting benodigde H ₂ voor DRI | mrd m ³ /j | 2,1 | 12,2 | 0 | 2,0 | 0 | 3,4 | 19,8 |
| Schatting benodigde H ₂ voor DRI | Mton/j | 0,2 | 1,1 | 0 | 0,2 | 0 | 0,3 | 1,8 |
| Elektriciteit voor H ₂ productie | TWh/j | 9,4 | 55,1 | 0 | 9,0 | 0 | 15,5 | 89,0 |

ecn.nl

27

Potentiële H₂-vraag (5/6): waterstof als brandstof voor elektriciteitscentrales

- Waterstof voor flexibele gascentrales, met brandstofvraag o.b.v. resultaten van het "koperen plaat model". Voor toekomst ook brandstofcelcentrales mogelijk (lokaal, decentraal, centraal) met vergelijkbaar rendement.
- 2x conversie levert beperkte *round-trip efficiency* van 37% (67% van elektriciteit naar waterstof en 55% van waterstof naar elektriciteit; mogelijk optimalisatie naar >40%)
- Productie elektriciteit met waterstof geproduceerd met elektriciteit levert een grote extra elektriciteitsvraag, met mogelijk extra productie o.b.v. fossiel als gevolg

| Elektriciteitscentrales | Eenheid | BE | DE | DK | NL | NO | UK | Totaal |
|--|---------|---------------|---------------|---------------|----|----|----|---------|
| Elektriciteit van gascentrales | TWh/j | 260 (@70 GW); | 228 (@90 GW); | 162 (@190 GW) | | | | 162-260 |
| Benodigde H ₂ -brandstof voor centrales | Mton/j | 14 (@70 GW); | 12 (@90 GW); | 9 (@190 GW) | | | | 9- 14 |
| Elektriciteit voor productie H ₂ -brandstof | TWh/j | 709 (@70 GW); | 623 (@90 GW); | 442 (@190 GW) | | | | 442-709 |

ecn.nl

28

Potentiële H₂-vraag (6/6): Samenvatting potentiële waterstofvraag

| Elektriciteitsvraag voor H ₂ -productie per sector/toepassing in TWh | BE | DE | DK | NL | NO | UK | Totaal | H ₂ -productie Mton/j |
|---|--|-----|----|----|----|-----|------------------|----------------------------------|
| Wegverkeer | 51 | 288 | 22 | 53 | 25 | 212 | 651 | 13 |
| Huidig industrieel | 26 | 97 | 1 | 46 | 5 | 34 | 208 | 4 |
| HTW industrie | 17 | 89 | 3 | 21 | 9 | 37 | 175 | 4 |
| IJzer en staal | 9 | 55 | 0 | 9 | 0 | 16 | 89 | 2 |
| Elektriciteit | 709 (@70 GW) – 442 (@190 GW) | | | | | | 709-442 | 9-14 |
| WoZ nodig voor H₂-productie | 349-298 GW @ 60% load factor (5256 full load hours) | | | | | | 1832-1565 | 37-32 |

- Vraag mogelijk veel hoger a.g.v. behoefte aan waterstof voor:
 - toekomstige duurzame chemie o.b.v. biomassa en circulaire koolstof;
 - duurzame synthetische brandstoffen (bijv. kerosine)
 - LTW in bestaande gebouwde omgeving
- WoZ schattingen 349-298 GW komen bovenop geïnstalleerd vermogen 133-253 GW

ecn.nl

29

Potentiële vraag naar waterstof in vergelijking met waterstofproductie uit WoZ varianten

Waterstofproductie in basislast en surplus modus

| ENTSO-E scenario: | Wind scenario, met (totale WoZ capaciteit, in GW) | Modus H ₂ -productie | H ₂ -productie (Mton/j) |
|-------------------|--|---------------------------------|------------------------------------|
| Visie 4 | + energie-eiland, 70 GW (133 GW) – 190 GW (253 GW) | Basislast (80% benutting) | 2,1 – 5,8 |
| | | Surplus (2-22% benutting) | 0,3 – 6,9 |

- De mogelijke vraag naar duurzame H₂ van meer, en wellicht veel meer dan 30 Mton/j is veel groter dan de productie in de doorgerekende varianten.
- Productie in doorgerekende varianten is qua ordegrrootte voldoende om de huidige industriële behoefte aan waterstof (grondstof, reactant, procesgas) te vergroenen.
- Om andere energievragen duurzaam in te kunnen vullen via waterstof, dan wel via elektriciteit (meer elektrificatie indien mogelijk), is meer wind- en zonne-energie nodig (meer windparken en meer zon-PV)

ecn.nl

30

1.3 Derde onderzoeksvraag: wat zijn de kosten van H₂-productie via elektrolyse en SMR, en wat zijn de “acceptabele” kosten gelet op de mogelijke toepassingen van H₂?

Derde onderzoeksvraag

- Wat zijn de kosten van waterstofproductie via elektrolyse en SMR, en wat zijn de “acceptabele” kosten gelet op de mogelijke waterstoftoepassingen:
 - Kosten karakteristieken van elektrolyse incl. bandbreedte:
 - Investeringskosten en vaste O&M kosten
 - Efficiency, bedrijfstijd/vollasturen, levensduur
 - Financiële parameters
 - Elektriciteitsprijs
 - Conventionele/referentie opties voor waterstof:
 - waterstofproductie o.b.v. aardgas met/zonder CCS voor huidige industriële toepassing
 - benzine en diesel als brandstof voor het wegverkeer
 - Aardgas als brandstof voor verwarming en elektriciteitsproductie

ecn.nl

31

Investeringskosten voor elektrolyse (1/3): inschattingen door ontwikkelaars en fabrikanten

| System cost ⁽¹⁾ | | | Today | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|----------------------------|----------|---------|---------------|---------------|-------------|-------------|-------------|
| EUR/kW | Alkaline | Central | 1,100 | 930 | 630 | 610 | 580 |
| | | Range | 1,000 - 1,200 | 760 - 1,100 | 370 - 900 | 370 - 850 | 370 - 800 |
| | PEM | Central | 2,090 | 1,570 | 1,000 | 870 | 760 |
| | | Range | 1,860 - 2,320 | 1,200 - 1,940 | 700 - 1,300 | 480 - 1,270 | 250 - 1,270 |

⁽¹⁾ incl. power supply, system control, gas drying (purity above 99.4%). Excl. grid connection, external compression, external purification and hydrogen storage

| Electricity input ⁽¹⁾ | | | Today | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-------------------------------------|----------|----------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| kWh _{el} /kg _{H2} | Alkaline | Central | 54 | 53 | 52 | 51 | 50 |
| | | Range ⁽²⁾ | 50 - 78 | 50 - 73 | 49 - 67 | 48 - 65 | 48 - 63 |
| | PEM | Central | 57 | 52 | 48 | 48 | 47 |
| | | Range ⁽²⁾ | 50 - 83 | 47 - 73 | 44 - 61 | 44 - 57 | 44 - 53 |

⁽¹⁾ at system level, incl. power supply, system control, gas drying (purity at least 99.4%). Excl. external compression, external purification and hydrogen storage

⁽²⁾ some outliers excluded from range

ecn.nl

Bron: Bertuccioli et al., 2014

32

Investeringskosten voor elektrolyse (2/3): doelen uit EU FCH JU meerjarenprogramma

Table 3.1.1.2 State-of-the-art and future targets for Hydrogen production from renewable electricity for energy storage and grid balancing

| | | State-of-the-art | 2017 | 2020 | 2023 | >2030 |
|-------|---|------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| KPI 1 | H2 production electrolysis, energy consumption (kWh/kg) @ rated power | 57-60 @100kg/d | 55 @500kg/d | 52 @1000+kg/d | 50 @1000+kg/d | 47 @1000+kg/d |
| KPI 2 | H2 production electrolysis, CAPEX @ rated power including ancillary equipments and comissioning | 8.0 M€/t/d | 3,7 M€/t/d | 2.0 M€/t/d | 1.5 M€/t/d | 460 €/kW? |
| KPI 3 | H2 production electrolysis | | 2250 €/kW | 1220 €/kW | 910 €/kW | |

→ Technologie ontwikkeling en systeem optimalisatie (± 60% kostenreductie potentieel t.o.v. 2017) → Opschaling aantallen (± 50% kostenreductie potentieel t.o.v. 2023)

ecn.nl

Bron: Inschattingen door FCH JU, 2014

33

Investeringskosten voor elektrolyse (3/3): status en recente ontwikkeling

- Status o.b.v. monitoring FCH JU projecten:
 - ✓ ALK elys @ atm. cost 1,200 - 850 Euro/kw for 1 - 5 MW resp. with 58-52 kWh/kg H2
 - ✓ PEM elys @ 30 bar cost 1,500 - 1,300 Euro/kw for 1 - 5 MW resp. with 63-61 kWh/kg H2

Bron: Lymperopoulos, 2017

- Recente ontwikkeling:

(Oslo, 13 June 2017) Nel ASA (Nel, OSE:NEL) announced today it has entered a framework agreement with H2V PRODUCT, a subsidiary of Alain Samson owned SAMFI-INVEST Group, for the design, construction and maintenance of industrial-scale turnkey renewable hydrogen production plants. Nel will serve as a supplier to H2V PRODUCT, as a part of their major industrial power-to-gas program in France, which aims to reduce CO2 impact with H2V PRODUCT's green hydrogen plants to inject hydrogen as a substitute to natural gas into the natural gas pipelines. The first 100 MW hydrogen plant represents a contract value of approximately NOK 450 million, increasing to a minimum of around NOK 3150 million for six other H2V PRODUCT plants (total of 700 MW) in France.

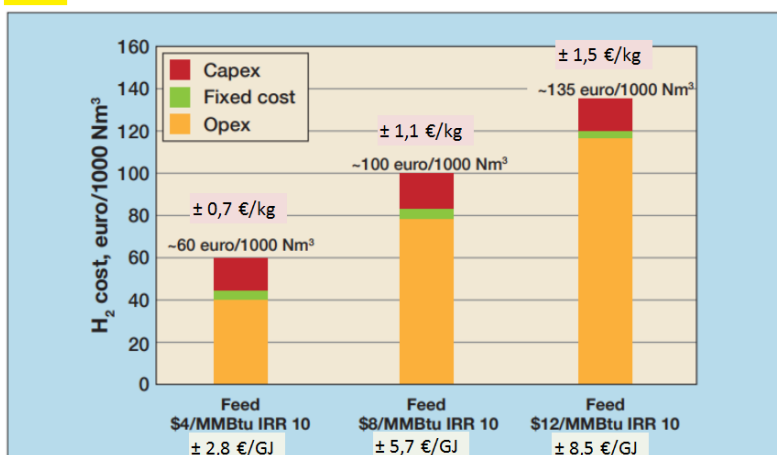
Bron: Nel Hydrogen, 2017

→ 100 MW Alkaline elektrolyse fabriek voor ca. NOK 450 miljoen (is ca. 475 €/kW)

ecn.nl

34

H₂-productiekosten (1/5): uit aardgas d.m.v. SMR



Berekening van kosten voor H₂ o.b.v. aardgas-prijs, conversierendement en bijdrage CAPEX en vaste kosten als % van totale productie kosten.

1 MMBtu = 1.05519 GJ
1 \$₂₀₁₃ ≈ 0,75 €

ecn.nl

Bron: Bressan & Davis, 2013

35

H₂-productiekosten (2/5): uit aardgas d.m.v. SMR inclusief CCS

| Variant | Kosten van waterstof (€/kg) | Kosten vermijden CO ₂ (€/ton CO ₂) | CO ₂ emissie waterstof (kg CO ₂ /kg H ₂) | Vermeden CO ₂ t.o.v. basis (%) |
|------------------------------|-----------------------------|---|--|---|
| Basis SMR waterstofproductie | 1,3 | - | 9,0 | - |
| CCS varianten op basis SMR | 1,5 – 1,8 | 47 – 70 | 1,0 – 4,3 | 52 – 89 |

Aannamen en uitgangspunten:

- Waterstofproductie 100.000 m³/h; Aardgasprijs 6 €/GJ; Kosten voor transport en opslag 10 €/ton CO₂; CO₂ prijs 0 €/ton CO₂

- Bij een emissiefactor van 9 kg CO₂/kg H₂ en een CO₂ prijs van 100 €/ton CO₂ gaan de kosten van waterstof met 0,9 €/kg H₂ omhoog naar 2,2 €/kg
- Bij CCS en een restemissie van 1,0-4,3 CO₂/kg H₂ en een CO₂ prijs van 100 €/ton CO₂ nemen kosten toe met 0,09-0,43 €/kg H₂ tot ca. 1,9 €/kg H₂ voor alle CCS varianten
- Hogere aardgasprijs, kosten voor transport en opslag van CO₂, en CO₂ prijs leiden tot hogere kosten voor waterstof

ecn.nl

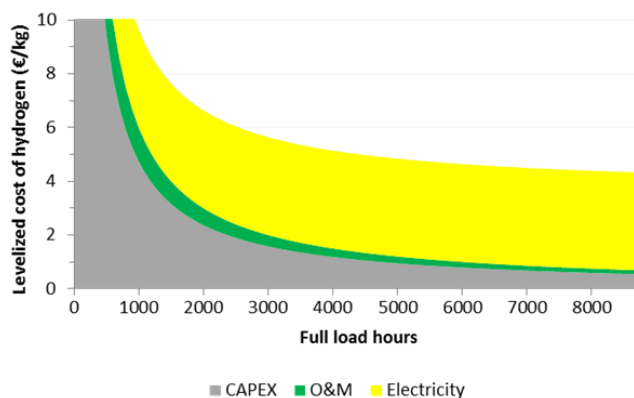
Bron: IEA-GHG, 2017

36

H₂-productiekosten (3/5): PEM elektrolyse - hoog

Aannamen/uitgangspunten:

- CAPEX: 1220 €/kW
- Levensduur 20 jaar
- Geen stack vervanging
- Afschrijving 10 jaar
- WACC: 8%
- O&M: 2%/j (van CAPEX)
- Verbruik: 52 kWh_e/kg H₂
- E-prijs: 70 €/MWh
(incl. leveringskosten)



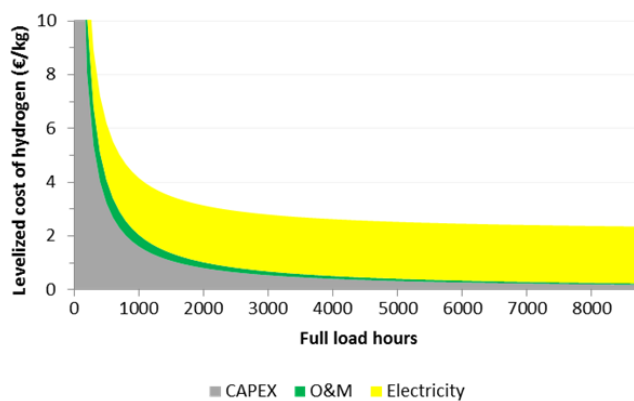
ecn.nl

37

H₂-productiekosten (4/5): PEM elektrolyse - laag

Aannamen/uitgangspunten:

- CAPEX: 460 €/kW
- Levensduur 20 jaar
- Geen stack vervanging
- Afschrijving 10 jaar
- WACC: 8%
- O&M: 2%/j (van CAPEX)
- Verbruik: 47 kWh_e/kg H₂
- E-prijs: 45 €/MWh
(incl. leveringskosten)



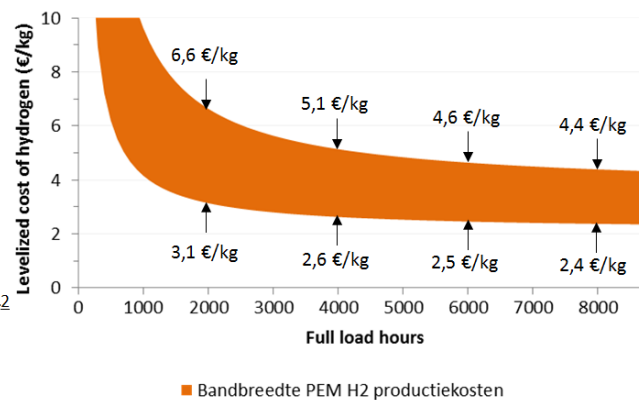
ecn.nl

38

H₂-productiekosten (5/5): PEM elektrolyse - range

Aannamen/uitgangspunten:

- CAPEX: 460-1220 €/kW
- Levensduur 20 jaar
- Geen stack vervanging
- Afschrijving 10 jaar
- WACC: 8%
- O&M: 2%/j (van CAPEX)
- Verbruik: 47-52 kWh_e/kg H₂
- E-prijs: 45-70 €/MWh

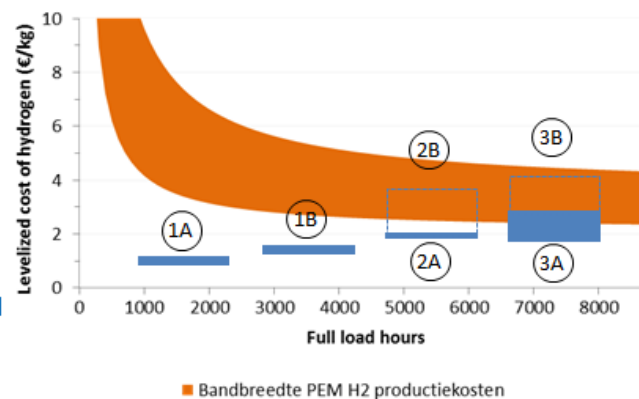


ecn.nl

39

Wat mag PEM elektrolyse waterstof kosten gelet op energiekosten voor de referentiesituatie

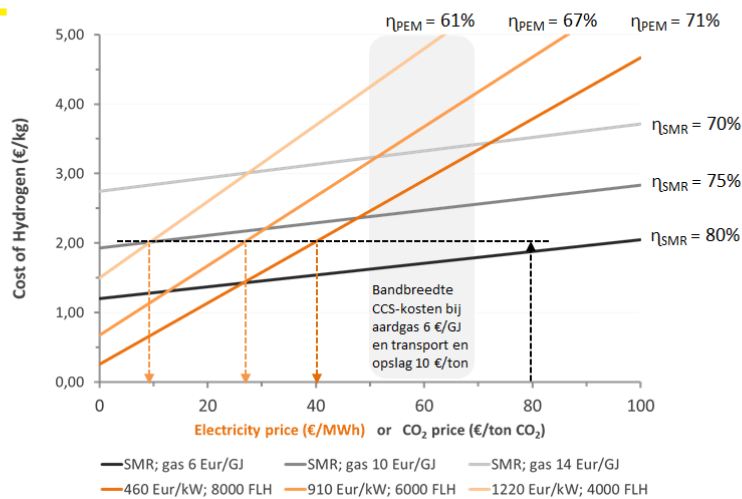
1. Vervanging aardgas door H₂:
 - A. In niet-ETS toepassingen
 - B. In ETS toepassingen
2. Vervanging huidige fossiele waterstof voor industriële toepassingen
 - A. Bulk toepassing
 - B. Kleinschalige toepassingen
3. Vervanging benzine en diesel voor hybride auto:
 - A. Aanvoer H₂ per truck
 - B. Aanvoer H₂ per pijpleiding of on-site productie



ecn.nl

40

Productiekosten van waterstof (1/2): vergelijking PEM elektrolyse met SMR



ecn.nl

Efficiency op basis van LHV.

η_{PEM} :
 61% = 55 kWh/kg
 67% = 50 kWh/kg
 71% = 47 kWh/kg

41

Productiekosten van waterstof (2/2): vergelijking PEM elektrolyse met SMR

- Voor PEM-elektrolyse om te kunnen concurreren met SMR:
 - Lage CAPEX
 - Hoge bedrijfstijd: Full Load Hours > ca. 4000 uur
 - Laag elektriciteitsverbruik / hoge efficiency
 - Lage elektriciteitsprijzen
 - Hoge CO₂-prijs
- N.B. schatting kosten CCS voor waterstofproductie vanaf ca. 50 €/ton CO₂ (bron: IEAGHG, 2017)

ecn.nl

42

1.4 Vierde onderzoeksvraag: kan het qua kosten aantrekkelijk zijn om windenergie vanaf een energie-eiland als H₂ te transporteren in plaats van als elektriciteit?

Vierde onderzoeksvraag

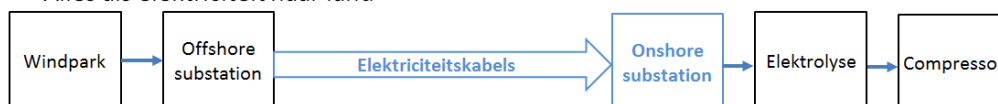
- Kan het qua kosten aantrekkelijk zijn om de vraag naar H₂ te dekken door productie op het energie-eiland met transport van H₂ naar land via een pijpleiding:
 - Vergelijking met elektriciteitstransport en productie op land; vnl. vergelijking van energietransport per pijpleiding of elektriciteitskabel
 - Waterstoftransport via meerdere pijpleidingen net als elektriciteitskabels?

ecn.nl

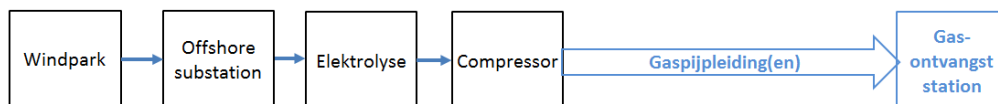
43

Systemschets

- Alles als elektriciteit naar land



- Deel als waterstof naar land

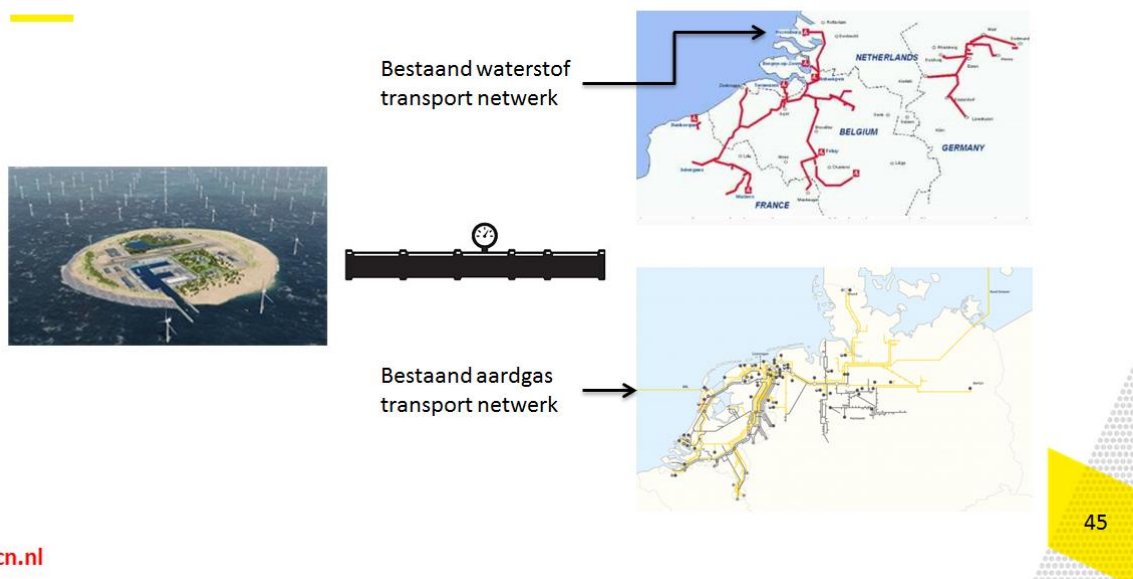


- Veel systeemcomponenten gelijk: vergelijking komt vnl. neer op een vergelijking tussen kosten van offshore elektriciteitskabels en onshore substation met de kosten van offshore pijpleiding(en) en onshore gasontvangststation

ecn.nl

44

Aanlanden windenergie als H₂ via pijpleidingen



45

Aannames infrastructuur analyse elektriciteit

| Type kosten | Capaciteit | Kosten | Opmerking |
|---------------------------|------------|-----------|--|
| Kabel | 750 MW | 400 k€/km | Aanleg in kabelparen met gecombineerde capaciteit van 1200 MW: 800 k€/km |
| Kabel | 1250 MW | 500 k€/km | Aanleg in kabelparen met gecombineerde capaciteit van 2000 MW: 1000 k€/km. In toekomst 2500 – 3000 MW haalbaar |
| Aanleg kabelpaar | | 525 k€/km | Aanleg 350 k€/km voor een kabel. Factor 1,5 voor aanleg van een kabelpaar |
| Onshore substation | | 161 €/kW | Deze kosten kennen een grote spreiding o.a. i.v.m. kosten voor grond. Waarde is mogelijk aan voorzichtige kant |
| Aanleg onshore substation | | 8 €/kW | |

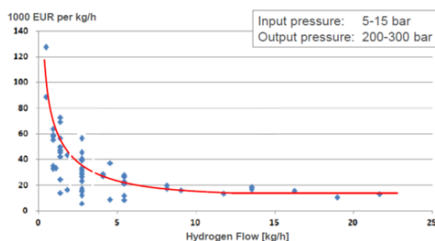
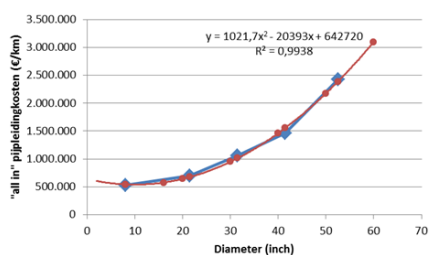
ecn.nl

Bron: Persoonlijke communicatie, E.J. Wiggelinkhuizen, ECN Wind Unit

46

Aannames infrastructuur analyse waterstof

Pijpleidingkosten "all in"



ecn.nl

- ACER, 2015: "all in": cost of all activities and materials, such as e.g. engineering, permitting, construction, commissioning, material procurement
 - Analyse van vele onshore pijpleidingprojecten, maar resultaten representatief gebleken voor offshore kosten (Bron: persoonlijke communicatie met EBN)
 - Kosten gasontvangstation zijn gering en verwaarloosd in de vergelijking
 - Kosten voor een compressor zijn wel meegenomen in de kostenschätzung voor pijpleidinginfrastructuur, maar kosten klein t.o.v. het totaal (Bron: Ulleberg, 2017)

47

Berekening buisdiameter voor kostenschätzung

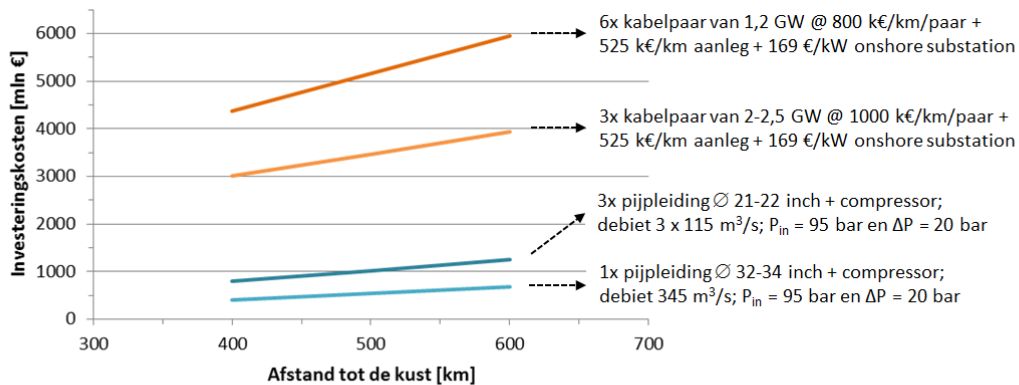
- Capaciteitsberekening: $F_n = V_n \cdot \sqrt{\frac{(P_{in}^2 - P_{out}^2)}{f \cdot L \cdot z \cdot R \cdot T \cdot M / (D \cdot A^2)}}$ met
 - F_n : capaciteit [m³ s⁻¹]
 - V_n : molvolume gas 0,0224 m³ mol⁻¹
 - P_{in} : ingangsdruk 9,5 MPa
 - P_{out} : uitgangsdruk 7,0 MPa
 - f : frictie factor $f(Re, k, D) = 1 / (0,8685 \ln((1,964 \cdot \ln(Re) - 3,8215) / Re + k / 1000 / 3,71 / D))^2$
 - Re : Reynolds getal $\rho u D / \mu$ [-]
 - ρ : dichtheid (T = 283 K) [kg m⁻³]
 - u : gassnelheid [m s⁻¹]
 - μ : dynamische viscositeit [Pa s] (ook bij T = 283 K)
 - k : absolute ruwheid [mm]
 - L : lengte pijpleiding [m]
 - z : compressibiliteitsfactor [-]
 - R : gasconstante 8,314 J K⁻¹ mol⁻¹
 - T : temperatuur 283 K
 - M : molmassa 0,002016 kg mol⁻¹
 - D : pijpleidingdiameter [m]
 - A : dwarsdoorsnede pijpleiding $\frac{1}{4} \pi D^2$ [m²]

ecn.nl

48

Aanlanden offshore wind als elektriciteit of gas

- Indicatieve infrastructuurkosten voor transport van energie van 7 GW WoZ naar de kust in de vorm van elektriciteit en gas:

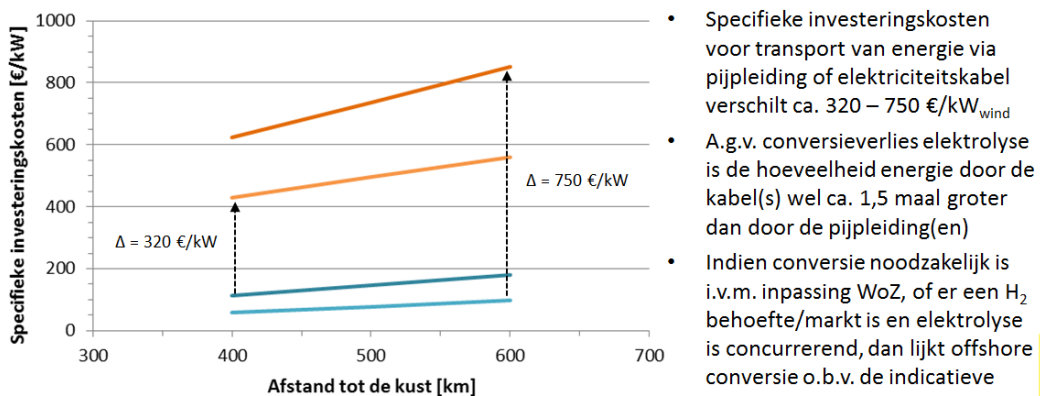


ecn.nl

49

Aanlanden offshore wind als elektriciteit of gas

- Indicatieve specifieke infrastructuurkosten voor transport van energie van 7 GW WoZ naar de kust in de vorm van elektriciteit en gas:



ecn.nl

50

2. Inzichten en conclusies

Inzichten en conclusies (1/3)

- Er zijn potentieel veel H₂-toepassingen in een klimaatneutrale energievoorziening. De potentiële vraag is veel groter dan het potentiële aanbod uit WoZ
- O.b.v. het koperen plaat model, waar het opgesteld WoZ vermogen een gegeven is, blijft *curtailment* van WoZ onder 6% van de geproduceerde elektriciteit uit WoZ tot een geïnstalleerd windvermogen van ruim 150 GW op de Noordzee. Bij ruim 250 GW WoZ loopt *curtailment* op tot orde grootte 25%. Bij aannahme van concrete/afgebakende capaciteiten voor transport voor elektriciteit naar de omliggende landen wordt verwacht dat het aandeel *curtailment* toeneemt
- Er is nog veel potentieel voor kostenreductie van elektrolyse. Investeringskosten ruim onder 500 €/kW worden voorzien bij opschaling naar grote systemen en aantallen. In dat geval worden vanaf ca. 1000 vollasturen en e-prijzen vanaf 40 €/MWh de e-kosten dominant in de kosten van H₂. Daaronder zijn CAPEX-kosten dominant en gaan kosten van H₂ snel richting 5 €/kg en meer. Bij de lage investeringskosten zijn vanaf 3000 - 4000 vollasturen de productiekosten vrijwel constant. Bij hogere investeringskosten zijn hier veel meer uren voor nodig. Voor huidige en toekomstige investeringskosten, e-prijzen van 45-70 €/MWh, en hoge bedrijfstijd komen H₂-kosten uit rond 2,5 - 5 €/kg

ecn.nl

51

Inzichten en conclusies (2/3)

- Nu is nog een hoog aantal vollasturen nodig om acceptabele kosten voor waterstof te realiseren. Productie in basislast is dan te verkiezen boven volledig surplus gestuurde productie. Dit ook vanwege mogelijke effecten van sterk variabele bedrijfsvoering op onderhoudskosten en levensduur van de technologie. In basislast is veel minder capaciteit nodig dan in surplus-modus voor een gelijke hoeveelheid productie.
- Bij dalende investeringskosten zijn steeds minder vollasturen nodig om tot voldoende lage waterstofkosten te komen, en zal een steeds groter deel van het surplus-aanbod via de waterstofroute tegen acceptabele kosten benut kunnen worden.
- Concurrentie van water elektrolyse met waterstof o.b.v. aardgas blijft een uitdaging, zelfs bij aardgas/CCS. Lage investeringskosten en e-prijzen, en hoge efficiency zijn essentieel. Daarnaast zijn hoge bedrijfstijden en een hoge CO₂-prijs wenselijk.
- Hernieuwbare elektriciteit is cruciaal voor elektrolyse. Gebruik van de huidige grid-mix levert waterstof met een bijna 3 maal hogere CO₂-inhoud dan waterstof o.b.v. aardgas zonder CCS.

ecn.nl

52

Inzichten en conclusies (3/3)

- Inzet als brandstof in brandstofcelauto's lijkt de meest interessante markt voor H₂ gelet op toegestane kosten van H₂ om concurrerend te zijn met de referentie. Aanvoer van H₂ per pijpleiding en *on-site* productie biedt de meeste ruimte, waarbij de eerste optie goed aansluit bij offshore-H₂. Vervanging van huidige fossiele industriële H₂ door duurzame elektrolyse-H₂ is de 2^e optie met vooral een goed perspectief voor relatief kleinschalige verbruikers. Het kostenniveau van H₂ voor bulktoepassingen blijft onder NL-condities een uitdaging. Zolang aardgas zelf een alternatief blijft, lijkt de inzet van H₂ voor (volledige) vervanging van aardgas in huidige energetische toepassingen niet haalbaar.
- De investeringskosten voor transport van energie van WoZ in de vorm van elektriciteit is een factor 4 à 5 hoger dan in de vorm van H₂. Door conversieverlies bij elektrolyse is het verschil in specifieke investeringskosten ongeveer een factor 1,5 kleiner.
- Indien conversie noodzakelijk is, bijv. a.g.v. inpassingproblemen van WoZ, of als er een behoefte/markt is voor H₂ en elektrolyse is concurrerend, dan lijkt offshore conversie o.b.v. de indicatieve kostenanalyse een haalbare en aantrekkelijke optie.

ecn.nl



53

3. Discussie en vervolgonderzoek

Discussie en mogelijk vervolgonderzoek (1/2)

- Aannamen voor discrete kabels van zee naar de kust kunnen leiden tot grotere beperkingen in uitwisseling van elektriciteit tussen landen dan het koperen plaat model. De vraag is ook in welke mate inpassing van grote WoZ vermogens in distributie- en transmissienetten op land mogelijk is.
- Blijft WoZ vooral een elektriciteitsoptie met waterstof als afgeleide (alleen bij overaanbod), of wordt H₂ integraal deel van de mogelijkheden om maximale benutting van het potentieel aan duurzame energie op de Noordzee te realiseren.
- Naast winning van energie biedt H₂/elektrolyse mogelijkheden voor creëren van extra waarde voor WoZ-energie zoals bijv. verminderen van *forecast error* en volatiliteit, flexibiliteit/risicospreiding (meerdere markten) en onbalansregeling. Hoe groot zijn de effecten en kunnen beide elkaar versterken.
- Elders op de wereld zijn er grote gebieden met nog betere duurzame energiecondities. Komt import daarvan van de grond, bijvoorbeeld in de vorm van waterstof of ammoniak, en kan waterstof van de Noordzee daar mee concurreren. Wat kan het effect zijn op de ontwikkeling van de WoZ, en hoe daar rekening mee te houden?

ecn.nl

54

Discussie en mogelijk vervolgonderzoek (2/2)

- Verkenning van ontwikkelingen in verschillende scenario's voor zichtjaar 2050 met doorrekening door een gedetailleerd elektriciteitsmarktmodel en energiemodel, waarin meegenomen:
 - Groei aanbod overige hernieuwbare bronnen richting 2050, vooral zon-PV en wind op land
 - Ontwikkeling elektriciteitsvraag (mogelijkheden en snelheid van elektrificatie van vervoer, ruimteverwarming en industrie) en verandering in het vraagprofiel, mede afhankelijk van mogelijkheden voor vraagsturing in de industrie en door Smart Grids
 - Mogelijkheden voor uitbreiding van netwerken binnen en tussen landen (interconnectie)
 - Ontwikkeling van mogelijkheden voor opslag van elektrische energie op verschillende niveaus
 - Mogelijke ontwikkeling van een waterstofvraag in vervoer, de industrie (duurzame chemie en synthetische brandstoffen voor luchtvaart en zeescheepvaart zonder fossiele koolstof) en gebouwde omgeving, en ontwikkeling van elektrolyse; wordt het elektrolyse (wat een vraag naar elektriciteit oplevert) of (voorlopig) toch aardgas/CCS, met aandacht voor import van H₂
 - Ontwikkeling van brandstof- en CO₂-prijzen
 - Tijdige realisatie van emissiereductiedoelstellingen en pad afhankelijkheid van investeringen voor realisatie van die doelstellingen (investeringen zijn meestal voor langere tijd)

ecn.nl

55

Referenties

ACER (2015), Ref: 15-Infrastructure Unit Investment Costs-GAS- 20-07-2015.

Bertuccioli L., Chan A., Hart D., Lehner F., Madden B., Standen E. (2014), Development of Water Electrolysis in the European Union – Final Report. E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking February 2014.

Birat J.P. (2013), Steel & Hydrogen, IEA Hydrogen Roadmap, 9-10 July 2013, Paris
<https://www.iea.org/media/workshops/2013/hydrogenroadmap/Session1.3BiratETSEPSteelHydrogen.pdf>)

Bressan L., Davis C. (2013), Driving down costs in hydrogen production, Processing Shale Feedstocks, 2013, p.23-27.

Croes A. (2017), Future North Sea Infrastructure, KIVI EnergyNL2050-3, 9 Feb. 2017
<https://www.kivi.nl/uploads/media/589ddf177d345/3.%20North%20Sea%20Infrastructure%20Tenet%20by%20Alan%20Croes%20KIVI%20EnergyNL2050.pdf>

EC (2016), EU Transport in Figures – Statistical Pocketbook 2016. Publicatie van de Europese Commissie. <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/pocketbook2016.pdf>

ENTSO-E (2015), TYNDP 2016 Market Modeling Data.
<http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>

FCH JU (2014), Multi - Annual Work Plan 2014 – 2020.
http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/FCH2%20JU%20-%20Multi%20Annual%20Work%20Plan%20-%20MAWP_en_0.pdf

IEAGHG (2017), Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS. IEAGHG Technical Report 2017-02.

Lymperopoulos N. (2017), FCH JU support to Electrolysis for Energy Applications. ICE 2017, Kopenhagen, 12 Juni, 2017. <http://www.ice2017.net/conference/presentations>

Maisonnier G., Perrin J., Steinberger-Wilckens R. (2007), Part II: Industrial Surplus Hydrogen and Markets and Production. Deliverable 2.1 and 2.1a “European Hydrogen Infrastructure Atlas” and “Industrial Excess Hydrogen Analysis”. [https://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/d/df/Roads2HyCom_R2H2006PU - \(Part II\) - Industrial Surplus H2.pdf](https://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/d/df/Roads2HyCom_R2H2006PU_-_Part_II_-_Industrial_Surplus_H2.pdf)

Nel Hydrogen (2017), Press Release: Nel ASA: Enters into exclusive NOK 450 million industrial-scale power-to-gas framework agreement with H2V PRODUCT, a French company focused on massive carbon-free hydrogen production. June 13, 2017, Oslo.

<http://mb.cision.com/Main/115/2286835/687114.pdf>

Ulleberg Ø. (2017), Techno-Economic Modeling of Renewable Energy Hydrogen Supply Systems based on Water Electrolysis. ICE2017, 12 June, Copenhagen.

World Steel Association (2015), Crude Steel production, 1980-2014.

<https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:f91b52c8-fa72-4edd-9e45-f510856f0e66/steel+annually+1980-2014.pdf>

Appendix:

Toelichting bij sheets

Toelichting sheet 9:

In de elektriciteitsmarkt beconcurreren eenheden elkaar op basis van de variabele productiekosten en is er sprake van een inzetvolgorde van eenheden (ook wel *merit-order*). Eenheden die tegen de laagste kosten kunnen produceren (zoals wind) worden als eerste ingezet en eenheden die tegen hoge prijzen kunnen produceren (zoals olie) worden alleen bij piekvraag ingezet. Brandstofprijzen, CO₂-prijs, CO₂-emissies per eenheid, en efficiëntie van eenheden bepalen deze inzetvolgorde. In het eenvoudige “koperen plaat” model is gerekend met onderstaande geaggregeerde set aan technologieën

| Technologie | Emissies (kg/GJ) | Variabele O&M (€/MWh) | Gemiddelde efficiëntie: | Brandstofprijzen (€/GJ) | | Marginale productiekosten (€/MWh): | | Inzetvolgorde | |
|--------------|------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|---------|------------------------------------|---------|---------------|---------|
| | | | | Visie 1 | Visie 4 | Visie 1 | Visie 4 | Visie 1 | Visie 4 |
| Zon PV | 0 | 0 | - | - | - | 0 | 0 | 1 | 1 |
| Wind op Land | 0 | 1,5 | - | - | - | 1,5 | 1,5 | 2 | 2 |
| Wind op Zee | 0 | 2 | - | - | - | 2 | 2 | 3 | 3 |
| Hydro Conv. | 0 | 4 | - | - | - | 4,0 | 4,0 | 4 | 4 |
| Nucleair | 0 | 10 | 32% | - | - | 10,3 | 10,3 | 5 | 5 |
| Bruinkool | 101,2 | 2,5 | 38% | 1,1 | 1,1 | 29,2 | 85,8 | 6 | 8 |
| Overig RES | 0 | 2,5 | 35% | 3,01 | 2,19 | 33,5 | 25,0 | 7 | 6 |
| Steenkool | 94,7 | 2,5 | 40% | 3,01 | 2,19 | 44,1 | 87,0 | 8 | 9 |
| Gas | 56,8 | 1,5 | 55% | 9,49 | 7,23 | 69,9 | 77,1 | 9 | 7 |
| Olie | 74,3 | 2,5 | 30% | 17,34 | 13,26 | 225,7 | 229,4 | 10 | 10 |

Voorbeeld berekening:

- Marginale productiekosten gas (o.b.v. Visie 4) (77,1 €/MWh) = Brandstofkosten (47,3 €/MWh) + CO₂ kosten (28,3 €/MWh) + Variabele onderhoudskosten (1,5 €/MWh), waarbij,
 - Brandstofkosten = brandstofprijs (7,23 €/GJ) * 3.6/elektrische efficiëntie (55%) = 47,3 €/MWh, en
 - CO₂ kosten = CO₂ prijs (76 €/ton) * ((brandstof emissies (56,8 kg/GJ)/1000 * 3.6)/elektrische efficiëntie (55%)) = 28,3 €/MWh

Door de hoge CO₂ prijs die wordt aangenomen in Visie 4 komt gas eerder in de *merit-order* voor dan kolen terwijl bij een lage CO₂ prijs kolen eerder wordt ingezet.

Toelichting sheet 11:

Achterliggende analyse met vraag en aanbodprofielen op uurbasis.

Toelichting sheet 13:

Overzicht van import/export capaciteit voor elektriciteit van de landen rond de Noordzee met hun niet-Noordzee buurlanden

| Van: | Naar: | 2030 Referentie capaciteit (MW) | Van: | Naar: | 2030 Referentie capaciteit (MW) |
|--|---------------|---------------------------------|--|------------------|---------------------------------|
| België | Frankrijk | 2800 | Oostenrijk | Duitsland | 7500 |
| Duitsland | Oostenrijk | 7500 | Zwitserland | Duitsland | 4700 |
| Duitsland | Zwitserland | 3286 | Tsjechië | Duitsland | 2600 |
| Duitsland | Tsjechië | 2000 | Frankrijk | België | 4300 |
| Duitsland | Frankrijk | 4800 | Frankrijk | Duitsland | 4800 |
| Duitsland | Polen | 2000 | Frankrijk | Groot-Brittannië | 5400 |
| Duitsland | Zweden | 1315 | Ierland | Groot-Brittannië | 500 |
| Denemarken-Oost | Zweden | 1700 | Noord-Ierland | Groot-Brittannië | 500 |
| Denemarken-West | Zweden | 740 | Polen | Duitsland | 3000 |
| Groot-Brittannië | Frankrijk | 5400 | Zweden | Duitsland | 1315 |
| Groot-Brittannië | Ierland | 500 | Zweden | Denemarken-Oost | 1300 |
| Groot-Brittannië | Noord-Ierland | 500 | Zweden | Denemarken-West | 680 |
| Noorwegen | Zweden | 3695 | Zweden | Noorwegen | 3995 |
| Totale Export capaciteit Noordzee regio: | | 36236 | Totale import capaciteit Noordzee regio: | | 40590 |

Bron: Referentie capaciteiten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016 (ENTSO-E, 2015).

Toelichting sheet 17:

Naarmate het geïnstalleerde vermogen aan elektrolyse toeneemt ten opzichte van het geïnstalleerde vermogen aan WoZ neemt de maximaal te bereiken benuttingsgraad van de elektrolysers af. Een steeds groter deel van het aantal uren dat de elektrolyser in bedrijf zou kunnen zijn vallen buiten de wind Power Duration Curve (PDC). Vanwege de hoge load factor voor wind ver op zee daalt de benuttingsgraad niet ver onder de 60%. Dat betekent dus ook dat er van is uitgegaan dat de load factor voor wind ver op zee richting de 60% gaat.

Toelichting sheet 18:

Naarmate een hogere benuttingsgraad wordt vereist zal het geïnstalleerd vermogen aan elektrolyse kleiner worden t.o.v. het geïnstalleerd vermogen aan wind (zie illustratie slide 19), en zal de hoeveelheid waterstof die geproduceerd kan worden ook afnemen.

Toelichting sheet 21:

Om al het momentane overaanbod te kunnen benutten moet hetzelfde vermogen aan elektrolyse worden geïnstalleerd als de maximale piek in het overaanbod. Deze piek varieert van 70 GW tot 183 GW in de verschillende varianten. Voor die capaciteiten aan elektrolyse leveren deze varianten respectievelijk 188 en 1890 uur vollasturen aan overaanbod wat resulteert in achtereenvolgens 2% en 22% benutting van de geïnstalleerde capaciteit aan elektrolyse.

Toelichting sheet 23:

In basislastproductie wordt met veel minder geïnstalleerd vermogen aan elektrolyse meer waterstof geproduceerd. De bijdrage van investeringskosten aan de productiekosten van waterstof zal in het basislast geval aanzienlijk kleiner zijn dan bij surplus-productie. Hoe de verhouding voor elektriciteitskosten ligt is niet duidelijk. In discussies over surplus wordt vaak uitgegaan van "gratis" elektriciteit. Dit kan het geval zijn bij een relatief beperkt surplus, gedurende een beperkt aantal uren. Bij surplus gedurende een groot aantal uren zullen meerdere partijen zijn geïnteresseerd in de grote hoeveelheid elektriciteit tegen lage kosten, hetgeen de prijs zal opdrijven. Daarvoor ligt echter nog de vraag of een grote hoeveelheid surplus überhaupt wel zal ontstaan; wie zal blijven investeren met het oog op een groeiend overschot en steeds lagere prijzen voor het product?

Toelichting sheet 24:

De potentiële vraag naar waterstof voor wegverkeer levert bij productie door waterelektrolyse een potentiële additionele elektriciteitsvraag. Voor berekening van de resultaten in de tabel zijn de volgende factoren gebruikt:

- Omrekenfactor van ktoe naar TJ is 41,868 TJ/ktoe;
- Energie-inhoud van waterstof is 33,3 kWh/kg H₂ (LHV)
- Elektriciteitsverbruik voor waterstofproductie via elektrolyse is 50 kWh/kg H₂

Toelichting sheet 25:

De potentiële vraag naar "groene" waterstof voor verduurzaming van de huidige vraag naar waterstof als grondstof, reactant en procesgas in de industrie. Bij verduurzaming via productie door waterelektrolyse levert dit een potentiële additionele elektriciteitsvraag. Voor berekening van de resultaten in de tabel zijn de volgende factoren gebruikt:

- Dichtheid waterstof is 0,09 kg/m³;
- Energie-inhoud van waterstof is 3 kWh/m³ H₂ (LHV) 33,3 kWh/kg H₂ (LHV)
- Elektriciteitsverbruik voor waterstofproductie via elektrolyse is 50 kWh/kg H₂

Toelichting sheet 26:

In 2014 was het aardgasverbruikssaldo voor de industrie 287,6 PJ (MONIT, NEV2016). Hiervan is 162,0 PJ energetisch, 82,7 PJ non-energetisch, 40,6 PJ voor WKK en de rest voor zogenoemde Overige Omzettingen. In de chemie worden veel restgassen ingezet voor hoge temperatuur warmteproductie (HTW). HTW wordt hier gedefinieerd als warmte vanaf 250 °C (Daaronder is veel mogelijk met betere restwarmtebenutting, warmtepompen, directe elektrische verwarming en geothermie). Aardgas wordt dan voor een relatief groot deel in overige industrie en voor lage temperatuur warmte ingezet (ook deel ruimteverwarming). De warmtevraag in de industrie onder 250 °C bedraagt ruim 120 PJ (Warmte en Koude in Nederland, RVO 2013). Bij een conversierendement van 90% is de aardgasvraag dan bijna 140 PJ. Wordt aangenomen dat 2/3 van de aardgasinzet in WKK warmte oplevert, dat is de inzet van aardgas voor HTW in industrie 162,0 + 2/3 x 40,6 – 140 ≈ 50 PJ. De totale finale energievraag in de industrie bedroeg in 2014 bijna 600 PJ (Energy and Environment/Final energy consumption by sector; https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/statistics/pocketbook-2016_en). De verhouding tussen 50 PJ aardgas voor HTW in Nederland en de totale energievraag is gebruikt om een HTW energievraag voor de industrie in de overige landen te schatten. Door structuurverschillen in de industrie (soort industrie) zal de verhouding niet overal hetzelfde zijn. De inschatting is dus zeer indicatief, en kan zowel lager als hoger uitvallen.

Er is geen aparte schatting meegenomen van de inzet van aardgas in raffinaderijen voor HTW. In 2014 bedroeg die in Nederland 52,9 PJ (MONIT, NEV2016). Ook dit aardgas kan worden vervangen door waterstof. Met een aanzienlijke raffinage capaciteit in o.a. België, Duitsland en de UK, zou ook dit tot een aanzienlijke elektriciteitsvraag voor waterstof kunnen leiden.

Tot slot behoort ook inzet van waterstof voor ruimteverwarming in de gebouwde omgeving tot de mogelijkheden, vooral voor woningen in de bestaande bouw die lastig of alleen tegen hele hoge kosten all-electric of via warmtenetten zijn te verwarmen. Vooral in de UK (zie H21, Leeds City Gate project), maar ook in Nederland kan hier een aanzienlijk potentieel zijn. In Noorwegen en België vindt verwarming al grotendeels elektrisch plaats, terwijl in Denemarken verwarming veelal via warmtenetten plaatsvindt. Vanwege deze onderlinge verschillen en de nog grote onduidelijkheid over inzet van waterstof voor ruimteverwarming is hier verder geen poging tot

een schatting gedaan, maar de hoeveelheid waterstof die hiervoor nodig is kan potentieel heel groot zijn.

Toelichting sheet 27:

De potentiële vraag naar “groene” waterstof voor verduurzaming van de ijzer en staalproductie. Reductie van ijzererts met behulp van alleen waterstof vergt wel ombouw van het huidige hoogovenproces naar een Direct Reduced Iron proces. Dit proces wordt wereldwijd op het ogenblik vooral toegepast op locaties waar veel aardgas voorhanden is tegen een lage prijs. Het aardgas wordt gebruikt voor productie van een syngas via reforming. Het syngas, een mengsel van koolmonoxide (CO) en waterstof (H₂) wordt ingezet als reductiemiddel voor reductie van ijzererts. Bij vervanging van aardgas door waterstof dat wordt geproduceerd door waterelektrolyse levert dit een potentiële additionele elektriciteitsvraag. Voor productie van een ton ruwijzer is 570 m³ waterstof (J.P. Birat (Secretary General, ESTEP), Steel & Hydrogen, presentatie op IEA Hydrogen Roadmap bijeenkomst, 9-10 July 2013, Paris). Voor berekening van de resultaten in de tabel zijn de volgende factoren gebruikt:

- Dichtheid waterstof is 0,09 kg/m³;
- Energie-inhoud van waterstof is 3 kWh/m³ H₂ (LHV) 33,3 kWh/kg H₂ (LHV)
- Elektriciteitsverbruik voor waterstofproductie via elektrolyse is 50 kWh/kg H₂.

Toelichting sheet 28:

Naarmate meer WoZ wordt geïnstalleerd is er minder behoefte aan productie van elektriciteit door centrales. Er blijft echter een aanzienlijke behoefte aan elektriciteitsproductie door centrales ook in de variant met het hoogste geïnstalleerde vermogen aan WoZ; 190 GW via energie-eilanden, en met de 63 GW die al is voorzien in ENTSO-E Visie 4 voor 2030, in totaal 253 GW. Bij relatief laag geïnstalleerd vermogen aan WoZ resteert een grote vraag die ingevuld moet worden met centrales. Als hier waterstof voor wordt gebruikt die wordt geproduceerd met elektriciteit dan levert dat een enorme extra elektriciteitsvraag. De extra behoefte is ook veel groter dan eventueel surplus aanbod. De extra behoefte en het surplus aanbod groeien naar elkaar toe naarmate er meer WoZ wordt geïnstalleerd, maar ook in de case 190 GW Energie-eilanden (totaal 253 GW) is de extra behoefte aan elektriciteit voor waterstof groter dan het totale surplus, te weten 442 TWh extra behoefte tegen 345 TWh surplus.

De extra behoefte zal worden gedekt door inzet van fossiel gestookte centrales. Dit kan alleen klimaatneutraal in combinatie met volledige afvang en opslag van CO₂. Als dit niet gebeurt dan zal de gemiddelde emissiefactor van elektriciteit weer toenemen. Ongeacht of CCS wel of niet wordt toegepast, zal in ieder geval de gemiddelde prijs van elektriciteit toenemen. Als gevolg hiervan lijkt het zinniger en efficiënter om niet waterstof van elektrolyse te gebruiken voor de centrales, maar waterstof die wordt geproduceerd met behulp van aardgas in combinatie met CCS. Een ander alternatief is om waterstof te gebruiken die elders is geproduceerd uit water met energie van duurzame bronnen (import).

Productie van waterstof uit water met elektriciteit vergt dus nog verdere uitbreiding van het geïnstalleerde vermogen aan WoZ. Behoeft en surplus groeien dan nog dichter naar elkaar toe. Groei en benutting van surplus zal “hand over hand” moeten gaan waardoor er nooit een groot surplus ontstaat. Anders is het lastig voor te stellen wie blijft investeren in WoZ productiecapaciteit als dit alleen maar tot extra surplus leidt.

Aan de kant van elektrolyse is productie op basis van surplus alleen echter weer lastig voor te stellen, vooral in de beginfase als elektrolyse nog duur is. In die fase zijn veel bedrijfsuren nodig om de kosten (van waterstof) beperkt te houden. Dit lukt niet met bedrijfsvoering op surplus

alleen. Naarmate elektrolyse echter goedkoper wordt tikt de CAPEX en vaste OPEX echter minder hard door en zullen minder bedrijfsuren nodig zijn. Ook zal tegen die tijd het geïnstalleerd vermogen aan elektrolyse (in basislast) zijn toegenomen waardoor benutting van surplus minder hard doortikt op de gemiddelde benuttingsgraad van het totaal aan geïnstalleerde elektrolysecapaciteit. Vraag is alleen of er wel voldoende potentieel is aan duurzame energie op de Noordzee. Als dit niet het geval is dan zal moeten worden gedacht aan import van duurzame energie (zon en wind) van elders.

Toelichting sheet 29:

De tabel toont een samenvatting van de ruwe indicaties voor de vraag naar elektriciteit als gevolg van een mogelijke toekomstige behoefte aan waterstof voor diverse toepassingen. Hierin is vervanging van de huidige inzet van aardgas in raffinaderijen door waterstof voor productie van hoge temperatuur warmte (>250 °C) nog niet meegenomen. Voor Nederland is deze post nog eens zo groot als de huidige post "HTW industrie" die is meegenomen.

Bij toenemend gebruik van elektrisch aangedreven voertuigen met batterijen en brandstofcellen zal de behoefte aan raffinage echter afnemen, en geheel verdwijnen als gebruik van fossiele CO₂ daadwerkelijk naar nul wordt afgebouwd. De schattingen rond de elektriciteitsvraag voor vergroening van het huidige industriële waterstofverbruik zouden daarmee ook omlaag kunnen omdat een deel van de huidige waterstof in raffinaderijen wordt ingezet voor ontzweveling van brandstoffen en het kraken (opbreken) van zware aardoliefracties.

Aan de andere zijn er ook een paar mogelijke toekomstige posten nog niet meegenomen die heel groot kunnen zijn. Voorlopig zijn waarschijnlijk nog vloeibare brandstoffen nodig voor sectoren als (intercontinentale) luchtvaart en zeescheepvaart. Hiervoor zijn duurzame synthetische brandstoffen nodig die zijn gebaseerd op klimaatneutrale koolstof, zoals duurzame biomassa, circulaire koolstof en mogelijk koolstof (CO₂) gewonnen uit lucht of water. Voor productie van deze brandstoffen is veel waterstof nodig. Hetzelfde geldt voor productie van duurzame chemische producten en materialen die op vergelijkbare wijze zonder fossiele koolstof kunnen worden geproduceerd.

Tot slot is ook nog geen schatting ontwikkeld voor een eventuele waterstofvraag voor invulling van een behoefte aan lage temperatuur warmte voor ruimteverwarming in dat deel van de bestaande bouw waar volledige elektrificatie of vervanging van gasnetten door warmtenetten vanuit praktisch of kostenoogpunt geen realistische opties kunnen blijken te zijn. Duurzaam gas is in die gevallen een mogelijk alternatief waarbij in eerste instantie de aandacht uit zal gaan naar Groen Gas. Mocht de beschikbaarheid daarvan niet toereikend zijn dan kan ook waterstof in beeld komen of synthetisch methaan geproduceerd o.b.v. duurzame waterstof en klimaatneutrale koolstof. Waterstof kan eventueel ook worden ingezet in warmtecentrales die lokale warmtenetten voeden.

Al met al kan de behoefte aan duurzame waterstof voor de geschetste toepassingen zo maar 2 à 3 maal zo groot zijn als geschetst in de samenvattende tabel. In feite kan dit à priori ook worden verwacht als wordt bedacht dat op het ogenblik slechts ongeveer 20% van het finale energieverbruik elektriciteit betreft. De rest zijn brandstoffen, en dit omvat nog niet de inzet van fossiele bronnen voor chemie en voor de productie van (fossiele) brandstoffen voor internationale luchtvaart en scheepvaart. Als voor al deze toepassingen (het overgrote deel van de) fossiele koolstof en dus fossiele bronnen uitgefaseerd moeten worden, zal er zelfs na sterke elektrificatie en maximale inzet van duurzame biomassa (chemie en brandstoffen) een grote energievraag resteren die lastig anders dan via waterstof ingevuld kan worden.

De schattingen die wel in de tabel zijn meegenomen laten al een enorme extra behoefte aan windvermogen op zee zien. De schattingen zoals getoond in de tabel overstijgen waarschijnlijk al het windenergiepotentieel van de Noordzee. Gunstig is dat naarmate er meer windvermogen wordt geïnstalleerd er minder productie door centrales nodig is om de conventionele elektriciteitsvraag te dekken. Hierdoor wordt de mogelijke vraag naar elektriciteit voor productie van waterstof als brandstof voor de centrales steeds kleiner, en blijft er meer ruimte over voor productie van waterstof voor andere toepassingen. Maar indien als gevolg van het volledig uitfasen van fossiele koolstof (en dus fossiele bronnen) een groot deel van de geschetste behoeftes aan waterstof daadwerkelijk tot ontwikkeling komen dan zal import van duurzame (of op z'n minst klimaatneutrale) waterstof van elders waarschijnlijk noodzakelijk zijn.

Toelichting sheet 32:

Inschattingen voor ontwikkeling van investeringskosten en efficiency van alkalische en PEM-elektrolyse systemen op basis van marktonderzoek uitgevoerd voor de Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) in 2014.

Toelichting sheet 37:

Bij surplus-productie met gratis elektriciteit bedragen de kosten voor waterstof 10 €/kg of meer bij bedrijfstijden tot 600 vollasturen o.b.v. CAPEX-kosten en vast jaarlijkse kosten. Bij elektriciteitskosten van 70 €/MWh zakken de kosten van waterstof pas onder 10 €/kg bij bedrijfstijden van 950 vollasturen of meer. Bij bedrijf in basislast voor meer dan 8000 vollasturen komen de kosten van waterstof uit bij 4,3 €/kg.

Toelichting sheet 38:

Bij surplus-productie met gratis elektriciteit bedragen de kosten voor waterstof nog 10 €/kg of meer bij bedrijfstijden tot ongeveer 200 vollasturen o.b.v. CAPEX-kosten en vast jaarlijkse kosten. Bij (gemiddelde) elektriciteitskosten van 45 €/MWh zakken de kosten van waterstof al onder 10 €/kg bij bedrijfstijden van ruim 250 vollasturen. Bij bedrijf in basislast voor meer dan 8000 vollasturen komen de kosten van waterstof uit net onder 2,4 €/kg.

Toelichting sheet 40:

Berekeningen op basis van aardgas en CO₂-prijzen uit ENTSO-E Visie 1 en Visie 4 voor 2030, respectievelijk 9,5 €/GJ en 17 €/ton, en 7,3 €/GJ in combinatie met 76 €/ton.

Case 1A geeft het kostenniveau voor waterstof voor vergelijkbare kosten met aardgas bij simpele vervanging van aardgas door waterstof in toepassingen waar geen CO₂-prijs hoeft te worden betaald; bijvoorbeeld bijmengen van waterstof in het aardgasnet voor inzet in de gebouwde omgeving. Als de kosten voor waterstof hoger zijn dan de prijs van aardgas dan is waterstof niet concurrerend. Dit niveau zal alleen te halen zijn als elektriciteit gemiddeld gratis of vrijwel gratis is; ordegrrootte 10 -15 €/MWh bij investeringskosten voor elektrolyse ruim onder 500 €/kW en een hoog aantal vollasturen.

In **case 1B** kunnen de kosten voor waterstof iets hoger zijn omdat in deze toepassingen ook een prijs voor CO₂ moet worden betaald, bijvoorbeeld bij grootschalige inzet in de industrie of in elektriciteitscentrales. De elektriciteit mag nog steeds niet veel kosten; ordegrrootte 20-25 €/MWh.

Case 2A is de case waarin de huidige fossiele waterstof voor industrieel gebruik in bulktoepassingen (bv. ammoniak en raffinage) wordt vervangen door elektrolyse-waterstof. In dat geval ligt het concurrerende kostenniveau nog iets hoger omdat naast aardgas en CO₂-prijs ook de SMR installatie kan worden uitgespaard. De elektriciteitsprijs waarbij een concurrerend niveau kan worden bereikt ligt rond een gemiddelde elektriciteitsprijs van 30-35 €/MWh.

Case 2B geeft een indicatieve range voor kleinschalige industriële toepassingen waarbij aanvoer plaatsvindt per pijpleiding zodat duur transport over de weg wordt vermeden. Dit sluit goed aan bij aanvoer van offshore waterstof per pijpleiding. Alternatief met vergelijkbaar kostenpotentieel is om de elektrolyse-unit op de locatie van de toepassing te installeren. Ook dan worden transportkosten over de weg uitgespaard. Dit concept sluit echter niet aan bij offshore productie van waterstof omdat transport en distributie in dit geval plaatsvindt via het elektriciteitsnet. Bovendien zijn schaalvoordelen voor elektrolyse minder eenvoudig te realiseren bij productie van beperkte omvang. De kleinschalige toepassingen vereisen veelal wel waterstof van een hoge kwaliteit wat een voordeel biedt voor elektrolyse t.o.v. SMR. Elektrolyse levert direct hoge kwaliteit, terwijl SMR-waterstof nabehandeling vereist. Gehanteerde aannamen voor de indicatieve schatting zijn:

- een 10% hogere kosten voor SMR-waterstof voor nabehandeling
- elektriciteitsverbruik van 2 kWh/kg voor compressie naar 200 bar bij een elektriciteitsprijs van 70 €/MWh.
- transport in tube-trailer met 300 kg waterstof over een afstand van gemiddeld 100 km (200 km heen en terug) met kosten van 2 €/km.

De bovenkant van de range komt overeen met een elektriciteitsprijs van orde grootte 65-70 €/MWh bij investeringskosten voor elektrolyse ruim onder 500 €/kW en een hoog aantal vollasturen. Bij de huidige status van de technologie moeten de elektriciteitsprijzen 5-10 €/MWh lager liggen om tot een concurrerend kostenniveau te kunnen komen.

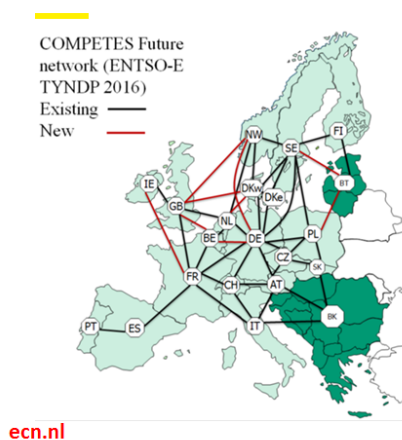
Case 3A geldt voor vervanging van benzine of diesel voor een hybride auto door waterstof voor een vergelijkbare brandstofcelauto. De waterstof wordt centraal geproduceerd. De brandstofcelauto is ongeveer 1,5 maal efficiënter. Gerekend is voor oliepijzen variërend van 13,3 tot 17,3 €/GJ (ongeveer 80 – 105 €/barrel), en een conversie van olie naar brandstof met een rendement van 82%. Transportkosten voor benzine en diesel naar een vulpunt zijn verwaarloosbaar ten opzichte van waterstof. De uitgangspunten leiden tot een brede range die overeen komt met productie van waterstof via elektrolyse met elektriciteitsprijzen in de orde van 30 – 50 €/MWh.

Case 3B geeft een indicatie voor het geval dat de waterstof net als in case 2B per pijpleiding wordt aangevoerd of op de locatie van het vulpunt wordt geproduceerd. De extra bandbreedte is het gevolg van het uitsparen van transportkosten over de weg. In dit geval leidt productie met elektriciteit van 70-75 €/MWh nog net tot waterstofkosten die concurrerend worden geacht op basis van energiekosten per gereden kilometer.

In alle gevallen moet de emissiefactor van de gebruikte elektriciteit laag zijn. De emissiefactor van een gemiddelde in Nederland geproduceerde kWh ligt nu nog hoog. De meest recente definitieve cijfers zijn van 2015. In dat jaar was de emissiefactor 530 g CO₂/kWh. Bij 50 kWh/kg waterstof betekent dit 26,5 kg CO₂/kg waterstof, veel meer dan de emissie van 9 kg CO₂/kg waterstof bij SMR. Er moet dus veel meer hernieuwbare elektriciteit in de mix zitten, of de elektrolyseproductie moet direct gekoppeld zijn aan en/of een geheel vormen met hernieuwbare productiecapaciteit.

Toelichting sheet 55:

COMPETES – model scope



- 28 EU landen + 7 niet EU landen
- Elektricitetsmarkten van (clusters van) landen vertegenwoordigd door node waar vraag en aanbod samen komen
- Transmissienetwerk en capaciteiten op basis van ENTSO-E TYNDP
- Economisch dispatch model: optimale allocatie van productie- en transmissiecapaciteit o.b.v. kosten minimalisatie per uur





ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten
The Netherlands

P.O. Box 1
1755 ZG Petten
The Netherlands

T +31 88 515 4949
F +31 88 515 8338
info@ecn.nl
www.ecn.nl

