

Verslag Inspiratietour Waterstof

13 oktober 2020

Jacques van de Worp (VEMW) heette de ca. 110 deelnemers van harte welkom bij deze eerste inspiratietour die vanwege Covid-19 deze keer niet per bus plaatsvond. Olof van der Gaag (NVDE) en Sander Peeters (RVO) deden een woordje namens hun organisatie. Waarom deze inspiratietours en waarom de samenwerking VEMW, NVDE en RVO.

Vooraf werd een aantal vragen aan de deelnemers gesteld via MentiMeter, om de deelnemers actief te betrekken, een beeld te krijgen van hun achtergrond en meningen als mogelijke input voor discussie. Zo bleek een aardige verdeling en variatie in deelnemers te zijn. 31% van de deelnemers was actief binnen het bedrijfsleven, 7% uit de Energiesector, 22% uit Advies, 22% Overheid/NGO en 18% overig. Het merendeel gaf aan via hernieuwbare energie te investeren in CO₂-reductie maatregelen. Een klein merendeel is voornemens door middel van elektrificatie te investeren in CO₂-reductie maatregelen in de aankomende jaren, tegenover investeringen in Waterstof of groen gas.

Met name investeringen/kosten (financieel-economische haalbaarheid), het wel of niet verkrijgen van subsidies en technische haalbaarheid houdt bedrijven tegen om (nog) niet te investeren in CO₂-reductie maatregelen.

Uiteindelijk is vooral lef, duidelijkheid en zekerheid nodig om verduurzaming in industrie op gang te brengen. Andere punten zijn o.a.: CO₂-beprijzing, subsidies ter stimulering, lange termijnvisie, kennis, en infrastructuur. Het beeld dat het merendeel van de deelnemers heeft is dat beleid vooroploopt op de industrie. En dat is wellicht noemenswaardig omdat uit de praktijkprojecten het juist andersom lijkt te zijn.

De presentaties door energiebedrijf Ørsted en kunstmestfabrikant Yara laten het 'pad' zien van het moment waarop de wind uit Borssele 1+2 de groene elektronen produceert tot de elektrolytische productie van groene waterstof en synthese tot ammoniak.

Ørsted

Door Julius Smith – Hoofd Business Development

Ørsted is van oorsprong een Deens bedrijf. Hun motto is 'Let's create a world that runs entirely on green energy'. Hierin is bewust gekozen voor het woord 'energy', in plaats van 'electricity'. Oorspronkelijk was Ørsted een standaard energieproducent met een grote uitstoot. Ørsted is in 2006 gestart met de transformatie naar een duurzamere aanpak, met 2 grote doelen voor ogen: enerzijds een grotere business buiten Denemarken laten groeien, anderzijds een duidelijke focus op duurzaamheid. De doelstelling op dit moment is 99% CO₂-vrije productie in 2025.

Ørsted heeft met name in Europa diverse grote windparken gebouwd of is hiermee bezig. In de laatste jaren is het businessmodel uitgegroeid naar Azië en Noord-Amerika. Door kostendaling (de bladen en turbine zorgen voor omzet, en het aandeel van deze onderdelen van een windturbine is steeds groter geworden) is een wereldwijde markt ontstaan, waarbij de grootste groei buiten Europa ligt.

Uiteraard is Ørsted nog steeds actief in Nederland, waaronder het meest recente offshore windturbine park Borsele 1+2. Het is een van de eerste (merchant) windparken dat zonder subsidie (als windpark, dus los van de TenneT-aansluiting) gebouwd is en is op dit moment het grootste offshore windpark in de wereld. Een jaarlijkse tender geeft zekerheid en stimulans voor de markt en een rendabele business case.

Waarom offshore wind en waterstof een gouden combinatie is, is met name vanuit financieel oogpunt. Hoewel onshore energieopwekking door wind over het algemeen goedkoper is, is offshore een interessante optie vanwege de grote schaalbaarheid die mogelijk is. Met in het achterhoofd de grote energievraag is schaalbaarheid momenteel een zeer belangrijke factor in de afweging.

In Nederland zijn er jaarlijkse tenders in wisselende 'vakken'. Echter, zelfs met de jaarlijkse tenders zal er in 2030 nog niet genoeg elektriciteitsproductie zijn, waarmee ook elektrolyse en elektrificatie in de industrie kan worden bediend. In het Klimaatakkoord zijn wel plannen genoemd om nog eens 6 GW extra aan elektriciteit op te wekken (bovenop de 11,5 GW in 2030). Hier leent offshore zich uitstekend voor, omdat het groot uit te rollen is en er op korte termijn een verduurzamingslag mee kan worden gemaakt.

Volgens PBL is minimaal 60 GW aan opwekking op de Noordzee mogelijk met de huidige techniek en technologieën. Hierbij moet (nog) wel rekening worden gehouden met het natuurbehoud, milieuaspecten, internationale zeevaart, recreatie en visserij.

Bij de productie van duurzame energie zullen we moeten meebewegen met de momenten dat de natuur energie geeft. De base load is slechts een klein percentage van het totaal geïnstalleerd vermogen. Die variabiliteit die hierdoor ontstaat brengt een grote uitdaging met zich mee en zorgt momenteel voor het huidige kip-ei probleem. Er lijkt een rendabele business case te liggen waarbij de 'overcapaciteit' wordt gebruikt voor elektrificatie van de industrie of waterstofproductie voor de industrie en waterstof als energie-opslagmedium. Er is echter een grote terughoudendheid in de investeringsbereidheid in een windpark dat bij te veel productie wordt 'uitgezet', omdat de energieproductie groter is dan de vraag die er momenteel is. De business case is daarmee te risicovol en nog niet rendabel.

Het antwoord van Ørsted hierop is een zogeheten combinatie tender, waarin offshore wind in combinatie met waterstofproductie is geïntegreerd. Nederland is bij uitstek geschikt voor waterstof. Het waterstofverbruik vindt over het algemeen plaats in de industriële clusters dichtbij de locaties waar de windenergie aan land komt. Het transport van grote hoeveelheden elektronen is daarmee niet nodig. Met de mogelijkheid tot opslag van waterstof kan de top worden omgezet naar waterstof productie; een baseload profiel voor waterstof in de industrie. Op de vraag of je naar een industriële waterstofklant elektriciteit moet transporteren of waterstof geeft Smith aan dat in een eerste fase de elektrolyser bij de industriële klant komt te staan, en in een volgende fase bij het aanlandpunt. Uiteindelijk zullen er elektrolyzers komen op het platform op zee bij het windpark of groep van windparken waarbij waterstof via een leiding naar de wal gaat.

Wat kost het dan allemaal? Op dit moment is groene waterstof nog prijzig. Dit geldt voor zowel de CAPEX als OPEX. Grote parallellen met de offshore wind industrie. In 2009 met het eerste offshore

project begonnen. De grootste kosten in dit project kwamen voort uit de 'balance of plant'; ongeveer 90 procent van de investering werd hiervoor uitgetrokken. Als dat wordt vertaald naar het meest recente windpark zit momenteel een groot deel van de investering in de bladen en de turbine; deze zorgen immers uiteindelijk voor de omzet. Oftewel, hoe groter de schaal hoe groter (het aandeel van de) investering dat in de daadwerkelijke onderdelen zitten die winst maken.

In geval van elektrolyse is dat vergelijkbaar. Bij een 10 MW elektrolyse systeem zit een groot deel van de kosten in de balance of plant en maar relatief weinig in de daadwerkelijke stacks. In een GW systeem worden die verhoudingen al heel anders.

Een heel ander element dat een heel belangrijke rol heeft gespeeld in de offshore wind is de zekerheid, duidelijkheid en programmatische aanpak. In geval van een jaarlijkse tender weet de markt/supply chain dat het zin heeft om te investeren. Wat werd gezien in Nederland is dat wanneer men weet dat er aankomende 5 jaar ieder jaar een tender is, de investeringsbereidbaarheid toeneemt en het product goedkoper wordt. Men verwacht een grotere winkans en gelooft een van die vijf tenders wel te winnen. Op zo'n manier wordt de markt 'gedwongen' tot een kostenreductie – door zekerheid naar vraag te bieden.

Strategie van Wiebes: eerst de onsite project om ervaring en kennis op te doen en de supply chain op te bouwen in Nederland, om vervolgens door te gaan naar de centrale locaties waar gecombineerde tenders kunnen worden gehouden en uiteindelijk naar een internationale 'roll-out' aangevuld met offshore waterstofproductie.

Momenteel is Ørsted een onsite project aan het ontwikkelen (project 'versie 1') voor variabele waterstofproductie – die aangevuld wordt op het moment dat het nodig is door Steam Methane Reformers (SMR). Hierin is opslag 'key'. Het netwerk van Gasunie GTS is hierbij cruciaal voor de opslag. De opslag zal plaatsvinden in zoutcavernes. Wanneer een variabele waterstof productie centraal kan worden opgeslagen, de pieken van het productieprofiel af kunnen worden gehaald en kan worden opgeslagen in zoutcavernes, kan de industrie zowel een base load elektriciteit als een base load waterstof krijgen uit een variabel productieprofiel.

Wat moet er gebeuren om de business case groene elektronen + waterstof mogelijk te maken:

- Dynamic grid pricing: juist geld moeten krijgen vanwege drukverlaging op netwerk.
- Een stabiele 'roll-out': net zoals met offshore wind, een duidelijke vraag met een jaarlijkse tender.
- Ondersteunend waterstofinstrument, dat zekerheid geeft voor opbouw.

Vragen van deelnemers en het antwoord daarop:

- ***Wat is de CO₂-footprint van wind in de hele levenscyclus? M.a.w. hoe CO₂-neutraal is wind? Gaat H₂ op termijn ook weer gebruikt worden als buffer voor elektriciteit? Cyclus efficiency van ongeveer 36%***

De grootste impact hierin is de levensduur van het windpark en die bepaalt daarmee de footprint. Ørsted gokt op 10-15 g/kWh. Of H₂ als buffer gaat worden gebruikt voor

elektriciteit is een van de onzekerheden en ook afhankelijk van een aantal factoren. Kijkend naar de meest logische markten voor waterstof zijn er twee richtingen. Wie biedt de meeste waarde? Dat is momenteel transport. Omgekeerd, hoe kom je snel tot lage waterstofprijzen? Dan is schaalbaarheid nodig. De industrie leent zich hier uitstekend voor. Overigens geeft de inzet van H_2 als grondstof (en niet als energiebron) in de industrie de beste opbrengst van het molecuul.

- ***In hoeverre is curtailment op te lossen voor transport naar bijvoorbeeld waterbuffers in Noorwegen?***

De 'bottleneck' is de koperleiding (NorNed) – de elektriciteitsinfrastructuur. Elektriciteit bufferen is minder goedkoop mits waterstof niet weer in elektriciteit wordt omgezet. Directe inzet van waterstof is dus te prefereren.

- ***Wat koste elektriciteit uit water nu – in de 10 MW plant – en straks in de 'GW plant'?***

Dat is aan de markt en niet te voorspellen, maar een lage elektriciteitsprijs helpt hierin niet.

- ***Hoe kijkt Ørsted tegen het naar beneden brengen van de kostprijs van waterstof aan? De LcoE (Levelized cost of Energy) van offshore wind schaalt niet-lineair met het vermogen van de windturbines.***

Offshore is ook algoritmisch. Bij een stabiele markt zakken de prijzen.

- ***In hoeverre is de gasinfrastructuur op de Noordzee nodig voor groene waterstof?***

Gasunie GTS pijpleidingen komen vrij na de sluiting van de Groninger gasvelden. Off-shore gasvelden raken ook uitgeput, dus ook deze leidingen komen vrij. In de toekomst zou dit een optie kunnen zijn.

Yara Sluiskil

Door Gijsbrecht Gunter – manager Externe Relaties en Communicatie en actief binnen SDR (Smart Delta Resources)

Yara is een van oorsprong Noorse kunstmestproducent met meerdere productielocaties in Europa. Op site Sluiskil is Yara sinds 1929 actief. Op dit moment hebben zij drie ammoniak fabrieken – die gezamenlijk 1,8 miljoen ton ammoniak produceren (salpeterzuur, nitraatgranulaat, ureum).

Yara produceert meststoffen maar ook industriële chemicaliën zoals Adblue. De basis voor kunstmest is ammoniak (NH_3), die geproduceerd wordt uit aardgas (CH_4) en stikstof (N_2). Yara heeft dus waterstofatomen nodig als grondstof.

Sinds 1905 is Yara actief met de Noorse staat als grootaandeelhouder. Ooit begonnen met het Birkeland-Eyde proces. In de jaren 20 hebben Haber-Bosch het huidige proces zoals we dat nu kennen ontwikkeld. Ze zijn ook op verschillende locaties met andere technologieën aan de slag gegaan. Een voorbeeld daarvan is Glomfjord, waarin in de periode van 1927 tot en met 1991 een elektrolyse plant werd bedreven van 150 MW. Elektrolyse is dus niet vreemd voor Yara. In 1991 zijn zij er echter mee gestopt uit economische overwegingen.

Op dit moment gebruikt Yara voor waterstof methaan en water als grondstof. Sinds 2018 neemt Yara ook (rest)waterstof af van Dow Terneuzen (=productiegas uit aardolie) via een loze gasleiding van

Gasunie GTS. Het is dus mogelijk bestaande gasleidingen te gebruiken voor waterstof transport. Dit doen zij sinds 2018 succesvol, weliswaar (nog) op kleine schaal maar het biedt perspectief.

Opnieuw heeft Yara een elektrolyse portfolio ontwikkeld; verschillende plants over de hele wereld zijn daarvoor in scope waaronder Sluiskil. Op locatie Sluiskil produceert Yara met ~340 kiloton waterstof jaarlijks zo'n 1.8 megaton ammoniak. De CO₂ footprint is 3,4 megaton in 2019 waarvan 1,4 megaton CO₂ weer als grondstof wordt gebruikt. De CO₂ footprint van Yara Sluiskil is van (netto) 5,2 Mton in 1990 - met 60 procent - gereduceerd naar 2 Mton netto in 2019, terwijl de productie is gestegen met 60 procent! De grootste sprong is met name gemaakt met katalyse (lachgas-/N₂O-reductie).

Yara wil richting 2030 die footprint nog verder reduceren en in 2050 een zero emission plant zijn. Dit wil zij doen middels 3 sporen. 1) Door verdere aanpassing van de installatie d.m.v. 'catalyst' 2) De waterstofatomen uit blauwe waterstof in 2024 (CH₄+CCS: afvoer kooldioxide per schip naar Noorwegen) en 3) vanaf 2015 uit groene (elektrolyse) waterstof halen.

Tevens is Yara voornemens een 100 MW elektrolyse installatie neer te zetten in Sluiskil. Daarmee kan het bedrijf 4 procent van zijn ammoniakproductie verduurzamen van de 340 kton waterstofproductie. Wanneer Yara haar gehele productie zou vergroenen via elektrolyse, dan zou het baseload 2,2 GW aan elektriciteit nodig hebben! Voor de 100 MW heeft Yara voldoende capaciteit in haar 150 kV-station.

De productie van groene waterstof met windenergie is nu nog te duur, ook met de stap die nu gemaakt wordt van 1 via 10 naar 100 MW schaal. Om een handelingsperspectief te creëren is overheidssteun nodig om de onrendabele top (ORT) af te dekken.

In oktober 2022 moet Yara afschakelen van Groningengas (= kwart van de aardgasbehoefte nu). In 2024 wil Yara CCS implementeren, waarbij de CO₂ per schip afgevoerd moet worden naar Noorwegen. Om dat mogelijk te maken moet Europese wet- en regelgeving veranderd worden.

Het (aard)gasnetwerk van GTS moet omgekat worden naar waterstof. Dat biedt regionale kansen. In de regio is een mooie balans in gebruik en verbruik.

Met de grootschalige off-shore windambitie van Nederland in combinatie met grootschalige waterstofproductie biedt de mogelijkheid om nieuwe markten te ontwikkelen. Zo kan met 75 kiloton ammoniak ~500.000 hectare van groene kunstmestgebruik kan voorzien of grootschalig ingezet worden als scheepsbrandstof.

Vragen:

Hoe kunnen jullie het prijsverschil opvangen? Waterstof middels wind zou duurder kunnen zijn; het heeft een onrendabele top (ORT).

Groene waterstof is 2 tot 3 keer duurder t.o.v. grijze waterstof. Doordat de ETS-prijs stijgt zal de grijze waterstofprijs ook wat duurder worden. Tevens zal bij veel wind de prijs voor windenergie ook omlaag gaan. Een CAPEX reductie is hierbij nodig.

Tevens zou een premium vanuit de markt ook hierin kunnen helpen; ook al is deze vraag er nu nog niet.

Groot aantal van die effecten zijn er nog niet en daarom is overheidssteun noodzakelijk; zoals een eventuele afdekking onrendabele top of flexibilisering tariefstructuren. Binnen de SDE++ regeling geldt een relatief laag tarief. Dit houdt het kip-ei verhaal in stand. De voorkeur heeft dus om twee parallelle sporen te volgen. Enerzijds de ambitie en doelstellingen om steeds meer groene energie te produceren. Anderzijds het stimuleren van het ontwikkelen van elektrolyse technologie, het uitrollen van netwerken etc.

Dit is een voorbeeld dat waar industrie een klimaatdoelstelling wil realiseren, de overheid nog niet klaar is. Het betreft dan met name wet- en regelgeving, maar ook het instrumentarium (een geschikt en werkend subsidie instrument bijvoorbeeld). Groene waterstof door elektrolyse wordt niet gestimuleerd en aardgas is nog altijd voordeliger.

- ***Zijn er al plannen om de O₂ van elektrolyser te gebruiken voor de productie van salpeterzuur?***

Grootschalige elektrolyse zal verschillende toepassingen geven, maar is nu nog geen business case.

- ***Wat is de verwachting voor de intrede van de volwaardige waterstof economie (dus grootschalig gebruik en toepassing)?***

Afhankelijk van een aantal factoren zoals de politiek, klimaat, bottlenecks zoals elektriciteitsnetwerken en corona. Wat zijn hier de merkbare gevolgen van? Welke rol speelt corona in de investeringen? Wat betreft een waterstof economie; Yara produceert al 100 jaar waterstof gebruikt uit verschillende grondstoffen, en denkt daarmee zelf aan te kunnen haken in de toekomst op een groene of blauwe manier.

- ***Werkt Yara ook samen met leveranciers van elektrolyser technologie, om de vereiste CAPEX verlagingen te realiseren?***

Ja.

- ***Zien jullie nog ruimte voor “step-change” verbeteringen in de CO₂-efficiëntie, zoals de implementatie van de katalyst?***

Ja, is eigenlijk spoor 1 dat is gebaseerd op energie efficiëntie.