

11 peperdure misverstanden over wondermiddel waterstof

door [Thijs ten Brinck](#) · 22 aug 2018



Public domain, via PxHere

Met alleen windturbines of zonnepanelen slaagt de energietransitie nooit. Voeg naast turbines en panelen óók een flinke schep waterstof toe en het lukt wel. Te mooi om waar te zijn? Nee. Wel te dom om waar te maken.

Maak waterstof niet belangrijker dan het is

Dinsdag 10 juli presenteerde het klimaatberaad haar '[Voorstel voor de hoofdlijnen van een Klimaatakkoord](#)'. Duidelijk nog concept maar wel een concept dat alvast bol staat van [veelbelovende waterstofplannen](#).

Dit positieve haakje werd op TV en in de krant – na weken van lastig te verteren berichtgeving over aardgasvrij wonen – met beide handen aangegrepen. Eindelijk weer eens 'iets leuks' over de energietransitie. Ingevlogen experts stipten redelijk netjes de voor- en nadelen van waterstof aan, maar alleen op de voordelen werd doorgevraagd.

Wondermiddel waterstof ga je toch niet kapot checken? Tsja, ik natuurlijk wel. Lijstje.

Update 11 februari 2019: In aanvulling op dit stuk schreef ik nog drie verdiepende long reads over waterstof:

- [Waterstof uit waardeloze groene stroom is een waardeloos idee](#). Hierin betoog ik dat waterstof en overschotten groene stroom economisch vrijwel niets met elkaar te maken hebben (aanvulling en uitbreiding op punt 1 hieronder).
- [Duurzame en fossiele waterstof in alle kleuren van de regenboog](#). In dit stuk belicht ik 15 opties om waterstof te produceren en beschouw ik de potentie en het tempo waarin deze productiemethoden relevant kunnen zijn.
- [De Waterstofladder van WattisDuurzaam: Wat 'mag' op waterstof?](#). De kans dat er voor 2040 duurzame waterstof in overvloed beschikbaar is, is nihil. Denk in het kader van klimaatbeleid goed na over waar je schaarse waterstof inzet.

1. Nee, we maken geen waterstof met gratis overschotten wind en zon

‘Duitse stroomconsumenten krijgen regelmatig zelfs [geld toe](#) om extra stroom te verbruiken. En dan nog staan windturbines soms stil om overbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen.’

Dromen van fabrieken die elk jaar 51 weken stilstaan. Echt?

Zinnvolle benutting van dit soort overschotten wind- en zonnestroom is dé basis onder het enthousiasme voor waterstof. Het is alleen geen sluitend verhaal. Die negatieve prijzen komen in Duitsland maar beperkt voor. Over 2017 ging het in totaal om [krap 150 uur](#).

Als de stroomprijzen onder nul doken, was dat vrijwel altijd op een winderige én zonnige zondag of feestdag. Dan liggen fabrieken en andere grootverbruikers stil omdat er geen personeel aanwezig is. Een waterstoffabriek heeft ook personeel nodig. Wie wijst mij de investeerder die een fabriek financiert die alleen af en toe een paar uurtjes op een zonnige feestdag operationeel is? En reken je vooral niet rijk dat dit verhaal verderop in de transitie beter is. Als het aantal uren met gratis of ‘geld toe’ stroom (tijdelijk) toeneemt, groeit automatisch ook de concurrentie om deze kilowatturen te benutten.

Waterstofproductie die het puur moet hebben van overschotten duurzame stroom, had ondanks de enorme wind- en zoncapaciteit in Duitsland afgelopen jaar ruim 8610 uur (98 procent van de tijd!) stilgestaan. Grootschalige productie van groene waterstof heeft pas bestaansrecht als puur en alleen voor dit doel extra wind- en zonneparken zijn gebouwd.

[Meer informatie en argumenten \(Toevoeging 21 januari 2019\)](#)

‘Overschotwaterstof’ is de doorslaggevende grondslag voor veel onverstandige toepassingen van waterstof. In deze longread licht ik toe waarom dit echt niet werkt: [Waterstof uit waardeloze groene stroom is keihard kansloos.](#)‘

2. Nee, windstroom transporteren als gas is niet 200x goedkoper

‘In plaats van dure *stopcontacten op zee* en kilometers kabels te installeren, kunnen we ook waterstof produceren op ongebruikte olie- en gasplatforms. De waterstof transporteren we dan door de aardgasbuizen die er toch al liggen.’

Moleculen door een buis pompen, is volgens de kenners tot 200 keer goedkoper dan elektronen door een kabel te jagen. Laten we voor nu aannemen dat dat klopt. Laten we ook aannemen dat de genoemde [60 procent energieverlies](#) door de omzettingen klopt. Wat betekent de switch naar waterstof als energiedrager dan voor totale de prijs van een kilowattuur (kWh) zeewindstroom?

In dit rekenvoorbeeld ga ik uit van de [voorlaatste Nederlandse tender](#) voor windenergie. Shell en Eneco leveren hier windstroom voor 5.45ct/kWh. Tennet realiseert de kabel voor omgerekend ±1.4ct/kWh. De kosten voor het transport per kabel zijn in dit geval goed voor 20 procent van de totale kosten per kWh.

De kosten voor het transport van waterstof per buis zijn, afgaande op de experts, dus $(1.4/200 =) 0.007\text{ct/kWh}$. Over de kosten voor het installeren en onderhouden van de volledige waterstofinfrastructuur (elektrolyzers, compressoren, gasmotoren en brandstofcellen) zijn de kenners angstvallig stil. Deze kosten laat ik voor nu buiten beschouwing. Niet omdat ze te verwaarlozen zijn (het lijkt me sterk dat het goedkoper kan dan 1,4ct/kWh) maar simpelweg omdat deze kosten niet nodig zijn om mijn punt te maken. De achilleshiel van waterstof zit hem namelijk in dat matige rendement.

De omzetting van elektriciteit naar waterstof gaat met een rendement van ±75 procent, de omzetting van waterstof terug naar elektriciteit met ±55 procent. Zo verlies je onderweg ±60 procent van de origineel opgewekte stroom en moet je op zee 2,5 keer zoveel windenergie opwekken om toch dezelfde kilowatturen aan land te krijgen. De 1,5 kWh die je extra produceert, kost $(1,5 * 5,45 =) 8.18\text{ct}$ per uiteindelijk geleverde kWh. De droom om 99.995 procent te besparen op de transportkosten van windenergie, maakt dat we per kilowattuur eindverbruik in totaal minimaal dubbel zo duur uit zijn. Kent iemand nog een treffender voorbeeld van *penny wise, pound foolish*?

3. Nee, het is niet jammer om de uitstekende gasinfra af te danken

Nederland heeft een fantastische infrastructuur voor het transport en de distributie van aardgas. Echt waar. Geen speld tussen te krijgen. Deze infrastructuur is [volgens de netbeheerders](#) bovendien tegen geringe kosten om te bouwen voor het transport van waterstof. Toch is het volledig rationeel dat niet te doen. In ieder geval niet voor het gasnet in de woonwijk.*

Vind je het zonde dat niemand meer via de vaste lijn belt?

Het bestaande gasnet is een *sunk cost*. Het geldt dat de afgelopen decennia is uitgegeven voor de aanleg en het onderhoud van gasleidingen en verdeelstations komt sowieso niet meer terug. Gedane investeringen moeten beleidskeuzes voor de toekomst niet vertroebelen.

Gezien de uitdagingen in Groningen en de internationale afspraken over CO₂-reductie is het volkomen rationeel om voor de verwarming van woningen de gasketels gestaag af te danken en over te schakelen op restwarmte, warmtepompen, aardwarmte en zonneboilers. Een rekenvoorbeeldje, uitgaande van een wijk met goed geïsoleerde woningen:

Verwarmen met groene stroom: Alle huishoudens verwarmen met een warmtepomp. De warmtepompen hebben een rendement van 300 procent. Ze pompen met elke kWh windstroom óók 2 kWh aan warmte uit de buitenlucht naar binnen.

Verwarmen met groene waterstof: Alle huishoudens verwarmen met een gasketel op waterstof. De omzetting van elektriciteit naar waterstof gaat met een rendement van 75 procent. De gasketels hebben een rendement van 100 procent.

Stel dat de jaaropbrengst van één windturbine van 4 megawatt (MW) genoeg is om de hele wijk te verwarmen via warmtepompen, dan is er een windpark van 16 MW nodig om precies dezelfde wijk via waterstofketels warm te houden.



4. Nee, het we hebben de gasketel niet nodig in windstille winters

Ons energiesysteem moet altijd functioneren. Ook in extreme gevallen. Een extreem geval dat voorstanders van waterstof veel aanhalen is de ‘[dunkelflaute](#)’. Een winterperiode van misschien wel 4 weken waarin zonnepanelen praktisch niets opleveren en het ook nog windstil is. ‘Waar komt de stroom voor de warmtepomp dan vandaan?’

Dan liever een warmtepomp op waterstof

Nou, dat zou zomaar eens elektriciteit uit een gascentrale op waterstof kunnen zijn. De elektriciteitssector kan in tijden van krapte prima waterstof uit de industrie ‘lenen’. Voor de CO₂-vrije productie van kunstmest, plastics en staal is waterstof namelijk wél een [uitstekende optie](#).*

De resulterende omweg kent een rendement van slechts 40 procent (zie puntje 2) maar dankzij de 300 procent rendement van de warmtepomp blijft ook dan toch nog een totaalrendement van 120 procent over. Alleen als het windstil én steenkoud is, zakt het rendement van de warmtepomp in het uiterste geval tot 100 procent. Dat maakt dan een totaalrendement van 40 procent. Of ±60 procent als de gascentrale zijn restwarmte aan een warmtenet kwijt kan.

Voor de waterstofketel is en blijft het totaalrendement altijd 75 procent. Ook in de weken dat het ‘gewoon’ waait en de warmtepomp wel zijn 300 procent rendement scoort. Zelfs in het extreme geval van een windstille winterweek, kan het totaalrendement van een warmtepomp zich over het gehele stookseizoen (oktober tot mei) prima meten met een ketel op waterstof.

5. Nee, binnen één uur van aardgas los is geen aantrekkelijke optie

Een warmtepomp in een bestaande woning werkt pas goed als het afgiftesysteem (vloerverwarming in plaats van radiatoren) en de isolatie echt op orde zijn. Daarvoor zijn doorgaans stevige ingrepen nodig. Irritant; alle meubels moeten aan de kant en dan lopen er ook nog een paar dagen bouwers in huis.

Groot voordeel en enorm nadeel tegelijk

Een waterstofketel heeft genoeg vermogen om alle warmtelekken in een matig geïsoleerd huis te compenseren. Zo'n ketel zou je in principe in een uurtje zo op de plek van de huidige aardgasketel kunnen schroeven.

Het grote voordeel van ketels op waterstof is dat bewoners de kans hebben om de isolatieslag – die voor een warmtepomp direct nodig is – nog een paar jaar uit te stellen. Het grote nadeel van ketels op waterstof is dat bewoners de kans grijpen om de isolatieslag nog een paar jaar (of langer) uit te stellen.

Als de woonwijk uit punt 3 op waterstof overschakelt maar voorlopig matig geïsoleerd blijft, is een windpark van 16 megawatt lang niet voldoende. Dan is zo 40 megawatt nodig om de tochtige huizen warm te houden. Slecht geïsoleerde huizen die stoken op groene waterstof, verbruiken zo 10 keer meer windenergie dan dezelfde huizen met warmtepomp die (noodgedwongen) wel geïsoleerd zijn.

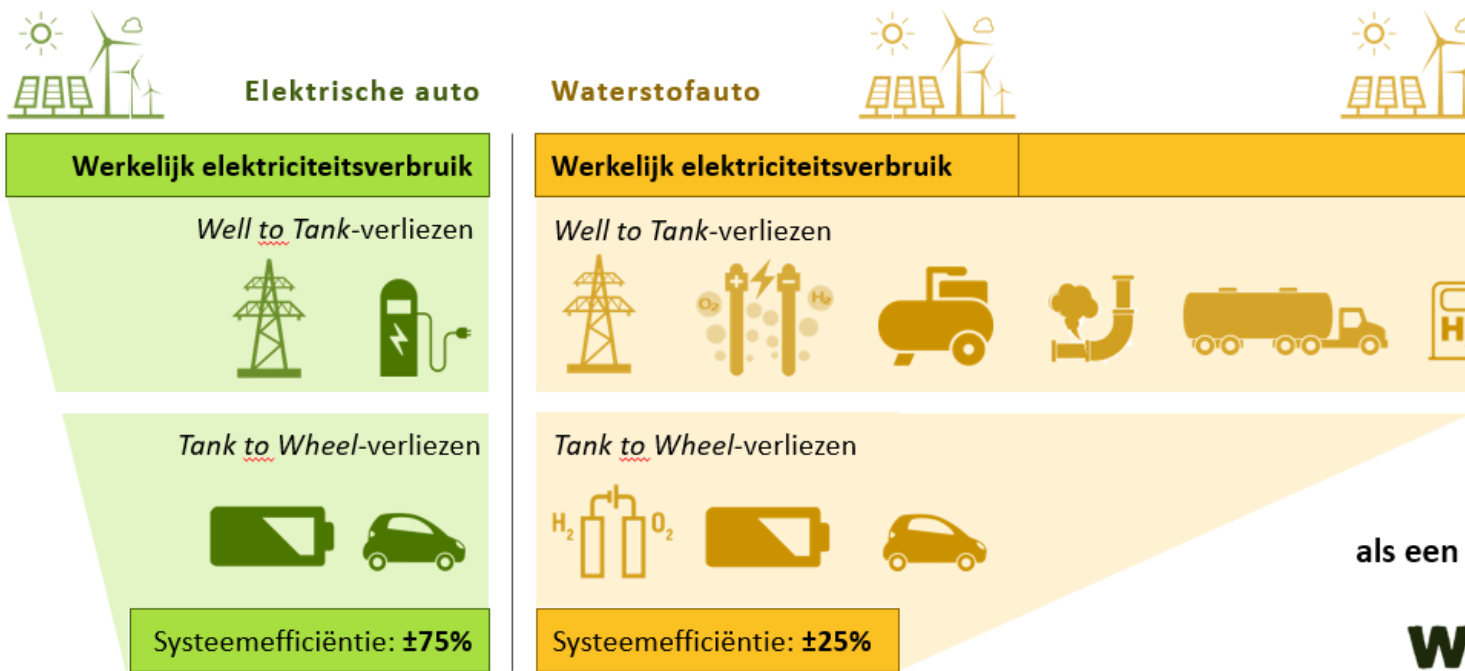
6. Nee, niemand heeft tanken als hobby

Als het even kan, passen we ons leven het liefst zo min mogelijk aan. Ook al biedt aanpassen grote voordelen. Veel van het enthousiasme voor waterstof lijkt voort te komen uit deze wens. Met een ketel op waterstof kun je zonder isolatie ouderwets stoken en met een auto op waterstof kun je ouderwets blijven tanken.

Ook qua mobiliteit is ouderwets eerst en vooral inefficiënt. Samengevat:

- Een auto op duurzame waterstof heeft 2 à 3 keer zoveel windmolens nodig als een auto met alleen accu's.
- Qua reikwijdte en tankgemak is het voordeel van brandstofcelauto's ten opzichte van stekkerauto's nihil.
- Alle opties open houden lijkt nobel maar op het verkeerde paard wedden is gewoon duur.
- Waterstof is een belangrijke energiedrager voor de toekomst, maar niet voor auto's.

Over de kansen van waterstofauto's in een wereld met batterij-elektrische auto's schreef ik eerder dit stuk: [Waarom € 10 mrd de mist in gaat met waterstof voor auto's](#), waarin ik bovenstaande punten uitdiep.



7. Nee, Nederland zal nooit een zelfvoorzienend eiland zijn

Nederland haalt nu alle steenkool, bijna alle aardolie en meer dan de helft van het aardgas uit het buitenland. Gaandeweg is het idee er in geslopen dat Nederland niet alleen duurzaam maar óók zelfvoorzienend moet zijn.

Internationale handel is niet vies

Als import geen optie is, is grootschalige binnenlandse productie van hernieuwbare waterstof inderdaad onmisbaar. Maar waarom zou import (en export) na de energietransitie geen optie zijn?

Er liggen vandaag al vele grensoverschrijdende elektriciteitskabels en er staat [nog veel meer transportcapaciteit](#) op de planning. Via deze kabels wisselen we hernieuwbare energie uit met de stuwmeren in Noorwegen en Zwitserland, kerncentrales in Frankrijk en Duitsland en zonnekrachtcentrales in Spanje of Marokko. Via schepen en pijpen halen we waterstof uit het Midden-Oosten, IJsland of andere landen die veel meer ruimte voor energieproductie hebben dan Nederland.

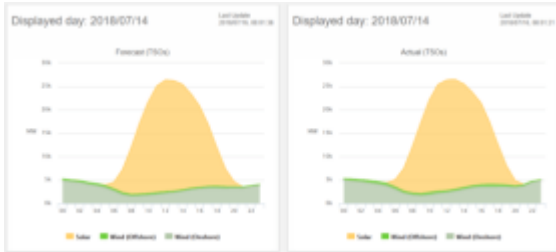
Vrijwel alle elektriciteit die we opwekken, kunnen we direct als elektriciteit kwijt. In eigen land (zie punt 8) of over de grenzen. Waterstof die voor de industrie onmisbaar is, koopt de industrie vrijwel zeker voordeliger in op de wereldmarkt.

8. Nee, waterstof is niet de smeerolie voor het energiesysteem

Een van de hoofdargumenten om waterstof te produceren, is de leveringszekerheid van energie in een wereld die vooral op wind- en zonne-energie draait. ‘Opslag van energie in waterstof is de smeerolie tussen variabele aanbod van hernieuwbare energie en het (altijd al) variabele verbruik van energie’.

Wind en zon zijn uitstekend voorspelbaar

Gelukkig zijn er veel meer opties die de brug slaan tussen de onbalans tussen vraag en aanbod. Wat voor uw begrip van belang is, is dat de opbrengst van windturbines en zonnepanelen 24 uur (day ahead) van te voren vrij goed te voorspellen is.



De [Duitse energiebeurs EEX](#) maakt dat uitstekend inzichtelijk, met voor elke dag naast elkaar de *day ahead*-voorspelling en de daadwerkelijk gerealiseerde opbrengst. Hier een voorbeeld van zondag 14 juli 2018 (klik voor grotere versie). Omdat de opbrengst van uur tot uur goed te voorspellen is, kunnen huizen met warmtepompen, koelhuizen, laadpalen, bemalingspompen en vele andere flexibele energieverbruikers inspelen op de beschikbaarheid van wind- of zonnestroom. Een goed geïsoleerd huis koelt niet zo snel af. Een elektrische auto met een dikke accu hoeft niet altijd direct te laden.

Even wat harder verwarmen of laden als het stevig waait en de opgebouwde buffers in voorspelbare windstille uurtjes weer leeg trekken, is veel voordeliger dan dergelijk kortdurende ‘overschotten’ omzetten in waterstof. Als deze flexibiliteit niet toereikend is, springen biogascentrales of (buitenlandse) waterkrachtcentrales bij. Pas als alle goedkopere opties zijn uitgenut, komt elektriciteitsproductie uit (geïmporteerde) waterstof aan de beurt.

9. Nee, blauwe waterstof is geen noodzakelijke wegbereider

Op dit moment is zo'n 15 procent van de elektriciteit en 0 procent van de waterstof in Nederland duurzaam. Omdat de transitie in 2050 al voltooid moet zijn, pleiten waterstofaanjagers voor inzet van *blauwe waterstof*.

Blauwe waterstof is waterstof gemaakt uit aardgas, waarbij de vrijkomende CO₂ is afgevangen en opgeslagen. Met blauwe waterstof is er al sneller veel CO₂-vrije waterstof beschikbaar, waarmee de gebouwde omgeving en mobiliteitssector vast kan *oefenen*. ‘Als er later deze eeuw dan voldoende echt hernieuwbare waterstof (*groene waterstof*) beschikbaar is, is de infrastructuur al helemaal ingericht op het gebruik van waterstof.’ Dat kan ik niet anders zien dan als een slinkse manier om ons langer afhankelijk te houden van fossiele brandstoffen én geleidelijk verslaafd te maken aan de volgende onnodige inefficiency.

Het is ook niet zo dat ontwikkelaars van elektrolyzers verbruik van blauwe waterstof in woningen of auto's nodig hebben als testmarkt: De Nederlandse industrie gebruikt jaarlijks nu al zo'n 10 miljard kubieke meter waterstof. Ruim voldoende schaalgrootte om significante pilots uit te rollen.

Pas als blijkt dat we de industriële vraag naar waterstof met gemak en goedkoop kunnen dekken met duurzame waterstof, doet de vraag zich voor of ook andere sectoren misschien ‘iets met waterstof zouden moeten doen’.

10. Nee, de waterstofmolen van Lagerwey is geen aanbeveling

In veel discussies over waterstof komt de [waterstofproducerende windmolen van Lagerwey](#) voorbij. ‘Als zelfs windturbinebouwers het een goed idee vinden dan moet waterstof toch wel duurzaam zijn?’

Wereldverbeteraars boeken ook graag mooie winsten

Wat er bij waterstoftoepassingen steeds weer uitspringt, is het matige rendement ten opzichte van elektrificatie. In de warmtevoorziening vreet de route via waterstof uiteindelijk 4 tot 10 keer meer energie, in de mobiliteit en elektriciteitsvoorziening 2 tot 3 keer meer.

Voor de huidige spelers die ons nu aardgas en benzine leveren, betekent waterstof dat het ouderwetse verdienmodel nagenoeg volledig intact blijft. Voor de nieuwe spelers, die zonnepanelen en windturbines, leveren betekent de switch naar waterstof (in plaats van elektrificatie via warmtepompen en elektrische auto's) direct een véél grotere afzetmarkt.

Onnodig grootschalig gebruik van waterstof is voor alle bedrijven in de energiesector uitzonderlijk lucratief. Misschien, heel misschien is de eensgezindheid over de waterstofambities daarom zo ontzettend groot?

**Tot slot: Nee, natuurlijk ben ik niet ‘tegen’ waterstof*

De energietransitie is complex. Daarmee is ook de stammenstrijd tussen [moleculen versus elektronen](#) complex. Het is lastig niet enthousiast te zijn over zo'n [sympathieke Hesla \(Tesla op waterstof\)](#), de innovatieve waterstofmolen van Lagerwey of de [Battolyser van de TU Delft](#) (accu en elektrolyser in één). Toch moeten we borgen dat we waterstof verstandig inzetten. Verstandig is wat mij betreft met mate, alleen daar waar het eigenlijk niet anders kan.

Moleculen zijn sowieso onmisbaar in de productie van plastics, kunstmest en medicijnen. Daarin alleen al ligt een enorme markt voor hernieuwbare waterstof, zie punt 9. Ook intercontinentaal transport per schip of per vliegtuig lijkt vooralsnog onhaalbaar op accu. Nog een grote markt voor waterstof. De laatste vrijwel gegarandeerde rol voor waterstof is het borgen van de leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening, zie punt 4 en 8. In tegenstelling tot het (distributie)gasnet in de woonwijk, moeten we het (transport)gasnet dan ook zeker behouden en op den duur goeddeels ombouwen naar waterstof.

Groene waterstof is kortom enorm belangrijk in de transitie. Dat is echt het punt niet. Het is voor de haalbaarheid van de energietransitie van groot belang dat we de efficiëntie en flexibiliteit van elektrificatie optimaal benutten. Het is voor de betaalbaarheid van de energietransitie van groot belang dat we waterstof niet onnodig nóg belangrijker maken.

Met dit stuk heb veel bijval gekregen, leuk! Nog leuker zijn de constructieve gesprekken met mensen die het niet of niet helemaal met dit stuk eens zijn. In deze aanvulling behandel ik de belangrijkste en/of meest besproken punten.

Ad 2: ‘Omzetten van waterstof terug naar elektriciteit is niet verplicht’

De meest gehoorde tegenwerping op dit stuk betreft misverstand 2. Hier neem ik het rendement voor de omzetting van elektriciteit naar waterstof (*power to gas*) én weer terug van waterstof naar elektriciteit (*gas to power*). Dat is niet geheel fair, daar de op zee geproduceerde waterstof op land ook direct als waterstof bruikbaar is (in de industrie).

Verantwoording: De aanleiding voor dit stuk was het wegnemen van misverstanden, onder andere voortkomend uit het [veel gedeelde Volkskrantartikel](#) waaraan ik refereer. Hierin stelt Ad van Wijk, primaire aanjager van de waterstofrevolutie: “Er gaat weliswaar 60 procent van de energie verloren wanneer je elektriciteit omzet in waterstof en weer terug in elektriciteit. Maar ‘elektronen’ verplaatsen via nieuwe kabels is 100 tot 200 keer duurder dan waterstof verplaatsen via omgebouwde aardgasleidingen.” Het hier door Van Wijk genoemde verlies van 60 procent heb ik in mijn berekening overgenomen.

Aanpassing: Het is zeker niet mijn bedoeling om met het ophelderen van misverstanden nieuwe misverstanden te scheppen. Het rendement heb ik daarom onder punt 2 opgesplitst in het rendement voor beide individuele omzettingen.

Voor de volledigheid: De ‘transportkosten’ voor offshore windwaterstof als eindgebruik (25 procent conversieverlies) liggen met 1,8ct/kWh (op basis van energie-inhoud) alsnog 30 procent hoger dan het aan land brengen van de windenergie via een kabel. De markt die windwaterstof vraagt, moet dat elektrolyseverlies echter sowieso nemen.

Ad 1 en 3: ‘Het stroomnet kan al die wind en warmtepompen niet aan’

Een tweede bespreekpunt was de transport- en distributiecapaciteit van het (huidige) elektriciteitsnet. Die is niet toereikend om 11+ gigawatt offshore wind te transporteren en/of al die warmtepompen te voeden. Aan land brengen van de windenergie als elektriciteit heeft geen zin als het elektriciteitsnet in het achterland structureel overbelast is.

Verantwoording: Net als de energieproductie en -verbruik staat ook het elektriciteitsnet voor een snelle maar beheersbare transitie. Als we het goed aanpakken, gaat de groei van wind op zee min of meer gelijk op met de groei van de transportcapaciteit op het net en de groei van warmtepompen achter de voordeur. In 2050 maken naast de warmtepompen en windexploitanten ook miljoenen elektrische auto’s, duizenden bussen en vrachtwagens op accu, tientallen miljoenen zonnepanelen, miljoenen inductiekookplaten en handenvol industriële grootverbruikers intensief gebruik van het elektriciteitsnet. Dat net moet dan sowieso flink verzaamd zijn. De aanzienlijke kosten daarvoor slaan we om over een groot aantal onmisbare functies en schrijven we af over 40 à 50 jaar.

Aanbeveling 1: Het kan zijn dat de groei van het elektriciteitsnet op land tijdelijk achterblijft op de groei van wind op zee, bijvoorbeeld omdat er voor windparken op de Noordzee minder bezwaren te verwachten zijn dan van alle omwonenden langs nieuwe hoogspanningslijnen. Nederland heeft echter als groot voordeel dat het leeuwendeel van industriële clusters direct aan de kust staat. In Zeeland, Rotterdam, Amsterdam en bij Delfzijl staan grootverbruikers die bij elkaar al bijna alle geplande windstroom kunnen gebruiken, mits zij versneld inzetten op elektrificatie van hogetemperatuurwarmte en chemische processen (waaronder de *onsite* productie van waterstof). De stroom die dan overblijft voor de gebruikers ‘achter’ de industriële grootverbruikers, is goed te behappen voor het bestaande elektriciteitsnet.

Aanbeveling 2: Als ook de elektrificatie van de industrie achterblijft, is elektrolyse en transport van

waterstof het overwegen waard. Plaats een waterstoffabriek dan echter niet op volle zee maar aan de kust:

- Als het slechts matig waait en de vraag naar elektriciteit is groot, kan de de zeewindstroom – langs de elektrolyser – wél het achterland in.
- Als we op land met overschotten zonnestroom zitten, weten ook die kilowatturen (zonder zwemdiploma) de weg naar de elektrolyser te vinden.
- Als de elektrolyser op vol vermogen draait en er is plotseling een stroomtekort, kan de elektrolyser deze onbalans goedkoop verhelpen.
- Wie investeert in een prijzige elektrolyser, streeft naar maximale draaiuren op goedkope elektriciteit. Op zee is de productie 1 op 1 beperkt door de productie van dat ene windpark waar de elektrolyser toevallig aan gekoppeld is. Slaat de bliksem in een van de molens of trekt een vissersschip met zijn netten een kritieke kabel los, dan heeft dat direct zijn weerslag op de waterstofproductie. Met een elektrolyser op land kun je alle kanten op. Het is bijvoorbeeld goed denkbaar dat volgeladen elektrische auto's (die de komende uren toch niet van hun plek komen) op den duur elektriciteit terugleveren aan het net, ten behoeve van de waterstofproductie.

Knelpunten voor het elektriciteitstransport zitten aan de kust of verder landinwaarts, nooit op zee. De flexibiliteit en productiviteit die je wint door een eventuele elektrolyser óp een knelpunt te plaatsen, is de kosten van de kabel tussen offshore windpark en de kust al snel waard.

Ad 1: ‘De werkelijke kosten van overschotten in Duitsland zijn groter’

De scherpste en tegelijkertijd ook lastigste tegenwerping betreft de kosten voor [redispatching](#). Netbeheerders grijpen in als de stroom die producenten hebben verkocht fysiek niet over de kabels tussen de verbruikers die de stroom hebben gekocht ‘past’. De netbeheerder verzoekt dan de producenten ver van de beoogde eindverbruikers de productie terug te schroeven. Aan een producent dicht bij de verbruiker vraagt de netbeheerder het ontstane verschil tussen aanbod en vraag te compenseren. Dit kost aan beide kanten van het knelpunt geld. In 2017 liepen de kosten voor redispatching in Duitsland op tot [€ 1 à 3 mrd.](#) Of dit de businesscase voor een elektrolyser die draait op negatief geprijsde en/of onbruikbare stroom in Duitsland wel sluitend maakt, kan ik niet overzien. Als iemand meer weet over de tijdsduur en vermogens die het betreft, hoor ik dat graag. Ook dit betreft knelpunten die je (wat mij betreft) op middellange termijn liever oplost met netverzwaring.

Ad 3 & 4: ‘Warmtepompen draaien desgewenst ook direct op waterstof’

Een weinig belichte maar interessante optie voor ruimteverwarming is een warmtepomp op gas ([gasabsorptiewarmtepomp](#)). Deze pompen werken vergelijkbaar aan elektrische warmtepompen – het betreft dus niet het hybride model van een elektrische warmtepomp voor de basislast plus een ordinaire ketel voor tapwater en/of pieken. Gaswarmtepompen van vandaag zijn vooral bedoeld voor fabriekspannen, zwembaden en andere grootverbruikers. Toepassing in blokverwarming of voor een individuele woning zou echter moeten kunnen, ook op waterstof. Het beloofde rendement (op aardgas) van ±170 procent ligt lager dan voor de elektrische variant maar substantieel hoger dan voor gasketels. Gaswarmtepompen leveren bovendien ook als het steenkoud is hun hoge rendement en geven warmte af op hogere temperatuur dan de (gemiddelde) elektrische warmtepomp. Voor oudere woningen in wijken die voorlopig (de eerstkomende 10-25 jaar) nog beschikken over een gasnet levert het vervangen van een gasketel door een gaswarmtepomp een snelle winst. Het

aardgasnet in de woonwijk ombouwen naar waterstof zou in een select aantal monumentale wijken ook een eindoplossing kunnen zijn. Voor het overgrote deel van de woningen en kantoren is isoleren goed te doen en blijven de elektrische warmtepomp of een warmtenet de betere opties.

Misverstand 0. ‘Waterstof is te gevaarlijk om ook maar te overwegen’

Tot slot nog een extra misverstand. Veel lezers wezen mij erop dat ik de risico's van waterstof onderbelicht heb gelaten. Hier moet ik het toch even opnemen voor waterstof. Ja natuurlijk, het is een brandbaar en zelfs knap explosief gas. Het is ook niet gek dat je terugdenkt aan de knalgasproefjes in de brugklas en dramatische archiefbeelden van de Hindenburg. Aardgas en benzinedampen zijn echter ook gevaarlijk. De risico's daarvan hebben we toch prima weten te beheersen de afgelopen decennia. Dat zal met waterstofauto's en waterstofketels net zo goed gaan. Onveiligheid is geen valide argument om waterstoftoepassingen bij voorbaat af te wijzen.

Aanvulling 22 augustus 2018

Op Energieia verscheen vrijdag 17 augustus 2018 het artikel: ‘*Koppel olie- en gasplatforms en windparken op de Noordzee voor goedkopere waterstofproductie*’ ([betaalmuur](#)). Hierin pleit Catrinus Jepma, hoogleraar Energie en Duurzaamheid aan de Rijksuniversiteit Groningen, voor de productie van hernieuwbare waterstof op de Noordzee. Het artikel maakt een vergelijking tussen de productiekosten van waterstof op zee (€1,00 tot €1,75 per kg) en op land (€3,00 tot €9,00 per kg).

Een uiterst aantrekkelijk maar ook uiterst opvallend groot verschil. Ervan uitgaande dat er voor deze kilo's waterstof evenveel windenergie nodig is en dat installeren en onderhouden van een elektrolyser op land niet duurder is dan op zee (eerder andersom) suggereert dit dat het transport van elektriciteit over een kabel naar land verreweg de duurste component is in de waterstofproductie. Via Twitter volgde een nette opheldering maar ook de aanleiding om de raming van €1,00 tot €1,75 per kg nog eens tegen het licht te houden.

11. Nee, waterstofproductie aan de kust is niet tot 9x duurder

Aanleiding voor de studie is het potentiële hergebruik van olie- en gasplatforms op de Noordzee. Ontmantelen van deze infrastructuur is een [miljardenklus](#). Herbestemming van de platforms en pijpleidingen voor de productie en transport van waterstof met elektriciteit uit nabijgelegen windparken is een propositie waar Jepma [al langer](#) aan rekt. Deze laatste studie heeft Jepma uitgevoerd namens de [New Energy Coalition](#), een consortium met onder andere kennisinstellingen uit de noordelijke provincies en de energiebedrijven Gasunie, Gastera, NAM, Shell en staatsbedrijf EBN.

“Het bepalen van het kostprijsverschil tussen offshore en onshore productie van groene waterstof was niet het doel van het onderzoek”, schrijft Jepma in een reactie ([PDF](#)) op vragen over het opmerkelijke verschil in (geraamde) kostprijs. Het doel was wel: ‘vaststellen van de maatschappelijke kosten voor groene waterstofproductie op bestaande platformen, uit nabije offshore windenergie’. Daarbij zijn potentiële besparingen die resulteren uit offshore conversie in plaats van onshore (lees: niet hoeven realiseren van de elektrische aansluiting tussen het windpark en de kust) meegenomen.

Prima *apples tot apples*-vergelijking dus, en niet verrassend dat de offshore variant hier als winnaar uit de bus komt. Dat het verschil zo groot is als gesuggereerd in Energieia berust echter ook volgens Jepma op een misverstand. “In het onderzoek is, voor wat betreft de onshore productiekosten van groene waterstof, gerefereerd aan bronnen (zie ook pagina 12 van het rapport, [PDF](#)) die kosten vermelden tussen €1,56 en €9,- per kg. Het laatste getal hebben we expliciet vermeld als ‘oud’ (2011) om aan te geven dat dit niveau mogelijk achterhaald is.” Deze nuance ontbrak in het Energieia-artikel. Misverstand opgehelderd.

Bierviltje over de productiekosten van waterstof, onshore en offshore

Nu we er toch zijn, een bierviltje over wat het kostenverschil tussen offshore en onshore elektrolyse dan wel zou zijn. De kosten voor onshore productie stel ik hier voor het gemak in eerste aanzet gelijk aan de €1,00 tot €1,75 per kg die Jepma raamt voor offshore productie **PLUS** de transportkosten voor elektriciteit tussen windpark en de kust.

Correctie 13 september 2018: Tijdens het [Nationaal Debat Duurzame Gassen](#) ben ik geweest op een storende fout in onderstaande berekening. Voor de productie van waterstof reken je met de calorische bovenwaarde van waterstof (higher heating value, HHV). Die is 39 kWh. De 33 kWh waar ik oorspronkelijk mee rekende is de calorische onderwaarde (lower heating value, LHV). De LHV is van toepassing op bijvoorbeeld gebruik van waterstof in een brandstofcelauto, waarbij de condensatiewarmte van de verbranding onbenut blijft. Een gasketel benut die condensatiewarmte wel, daar is de hogere verbrandingswaarde van toepassing. De cijfers in dit stuk zijn hierop aangepast. Ook is mij verteld dat er al elektrolysers vanaf € 500 per kilowatt op de markt zijn, en dat voor offshore wind in de laatste tenders effectief met een kostprijs van € 30 tot € 40 per megawattuur is ingeschreven. Dat verbetert de case voor waterstof – ten opzichte van de waarden uit publieke bronnen waarmee ik reken – aanzienlijk maar niet doorslaggevend, tot € 2 à 2,50 per kilo waterstof. Ik kies ervoor om de waarden uit publiek toegankelijke bronnen te handhaven. Onder de radar zullen namelijk ook de alternatieven voor waterstof alweer goedkoper zijn. Alles heeft zijn leercurves.

Er gaat minimaal 39 kWh in de productie van een kilo waterstof (HHV). Gebruikmakend van de aannames onder punt 2 hierboven kost de productie van deze waterstof (39 kWh / 75 procent rendement =) 52 kWh windstroom. Transport van deze windstroom tot de kust kost grofweg (52 kWh x 1,4ct =) ±75ct/kg waterstof. Onshore geproduceerde windwaterstof zou dan €1,75 tot €2,50 per kg kosten. Zeker niet negen keer duurder maar het scheelt daadwerkelijk een flinke slok op een borrel.

Dat gezegd zit er wel flink wat optimisme in de ramingen van Jepma. Zo zou de kostprijs van offshore wind nog eens moeten halveren, terwijl die de afgelopen jaren al [opzienbarend gekelderd](#) is. Als we rekenen met de laatst bekende prijs voor Nederlandse offshore windenergie dan kost een kilo waterstof alleen al aan stroom (5,45ct x 44 kWh =) €2,40.

Gokje: De actuele prijs van windwaterstof is grofweg € 4,00/kg

Daar komt het energiegebruik voor het zoet maken van zeewater en het comprimeren van het waterstof nog bovenop, alsmede de kosten voor de elektrolyser, de ontziltingsinstallatie, de compressor en het onderhoud van alle installaties.

Nog een bierviltje: De studie noemt een actuele prijs van €1.255 per kilowatt elektrolysevermogen. Als je elke kilowattuur uit een windpark van 1 gigawatt wil omzetten in waterstof, is ook een elektrolyser van 1 gigawatt nodig. Die kost dan €1,26 mrd en gaat ongeveer 10 jaar mee. Voor het

windpark neem ik een productiefactor van 50 procent, ofwel in tien jaar produceert het park (8766 uur x 50% x 10 x 1 GW x 1.000.000/52=) 843.000.000 kg waterstof. Dat betekent per geproduceerde kg waterstof zo'n €1,50 afschrijving, puur voor de elektrolyser.*

De actuele kostprijs voor waterstof uit offshore windstroom zal tegen de €4,00 per kg aanschuren. Ook dan is 75ct per kg voor stroomtransport naar de kust nog steeds significant. Maar als we mogen dromen van forse kostenreducties in alle componenten die nodig zijn in de productie van waterstof, ligt het voor de hand dat ook te doen aangaande de kosten van elektriciteitstransport. De vraag blijft dan of het resterende kostenvoordeel voor offshore productie opweegt tegen de voordelen van onshore elektrolyse (zie Ad 1 en 3 hierboven en via Twitter hieronder).