



**[ KIVI NIRIA CONGRES ]**  
**DUURZAME ENERGIE**

# Turbinepark vereist megadepot *Reservewind*

*Windturbines draaien niet op commando, wat de integratie in het elektriciteitssysteem bemoeilijkt. Nu fungeren kolen- en vooral gascentrales in geval van windstilte als back-up. Grootschalige opslagsystemen moeten de conventionele reserves op den duur vervangen. De commerciële haalbaarheid van omvangrijke buffers is echter twijfelachtig.*

*Windturbines en de kolencentrale van E.ON op de Maasvlakte.*

## WINDVERMOGENVOORSPELLING

Het liefst willen netbeheerders en energiebedrijven exact weten hoeveel een windturbinepark wanneer gaat genereren. De taak om het elektriciteitssysteem in balans te houden is dan namelijk een stuk eenvoudiger, terwijl de energieconcerns meer geld aan hun machines kunnen verdienen. Helaas bepaalt de wind de opbrengst, die zich daarmee net zo lastig laat voorspellen als het weer.

De Deense netbeheerder Energinet.dk heeft een speciaal team dat zich voltijds bezighoudt met windvermogenvoorspelling. Voor Denemarken, dat ruim 20 % van zijn elektriciteitsbehoefte uit windenergie haalt, is een goede voorspelling

onontbeerlijk. 'De predicties dienen twee doelen', vertelt dr. Lasse Borup, die als wiskundige bij Energinet.dk op het Deense voorspellingswerk toeziet. 'De kortetermijnmodellen, die een tijdspanne van twee tot drie uur beslaan, maken het mogelijk tijdig conventionele centrales in te schakelen of elektriciteit te importeren. Dit is essentieel voor de stabiliteit van het net.' Voorsnog zijn de gebruikte modellen relatief eenvoudig. *Persistence forecasting* heet de dominante methode. Deze aanpak gaat ervan uit dat het windvermogen in de komende twee of drie uur gelijk blijft aan het actuele vermogen. De afwijking tussen voorspelde en feitelijke

productie bedraagt met *persistence forecasting* gemiddeld zo'n 7,5 %. In toenemende mate nemen deze kortetermijnmodellen ook de weersverwachting in beschouwing. Die verbetering reduceert de fout tot ongeveer 4 %. Voorspellers kijken ook verder vooruit. 'Complexe computerprogramma's vergelijken recente weersontwikkelingen en actuele metingen met historische data', legt Borup uit. 'Op basis van deze vergelijking genereert het model een scenario, dat voor een aantal dagen het verloop van het windvermogen beschrijft.' Deze informatie is vooral voor energieconcerns van belang. Zij moeten namelijk een dag van tevoren



De controlekamer van de Deense netbeheerder Energinet.dk

aangeven hoeveel zij verwachten te produceren. Een tekort of overschot levert het bedrijf een boete op. Het verschil tussen de voorspelde en feitelijke

opbrengst voor de volgende dag bedraagt met de modellen van Energinet.dk ongeveer 18 tot 20 %. Dit is nog een forse afwijking, maar in vergelijking tot modellen van tien jaar geleden,

waarbij een fout van 36 % het gemiddelde was, is er veel vooruitgang geboekt. Borup: 'Met een groter aantal meetpunten zijn de modellen nog verder te verbeteren, maar een zekere foutmarge is onvermijdelijk. Het weer laat zich nog altijd moeilijk voorspellen.'

Lokale variaties vormen een andere uitdaging. Over relatief kleine afstanden doen zich vaak al significante verschillen in de windsnelheid voor. Met name hoogteverschillen in het landschap, bossen en bebouwing kunnen een groot effect hebben. 'Door gebruik van meer meetpunten moet het mogelijk zijn ook voor deze lokale afwijkingen te corrigeren', denkt Borup.

**BLADSTIL IS HET. DE WINDTURBINES DIE DE** Maasvlakte als bakens omzomen, staan er vreedig bij. Van enkele molens draaien de rotorbladen nog met een slakken-gangetje rond, maar de meeste turbines staan geheel stil. Productie nihil. Achter de molens gaan pluimen waterdamp en rookgassen verticaal de lucht in. Geflankeerd door keurige bergen steenkool voorzien de twee centrales op deze windstille dag samen met een zestigtal andere installaties in de Nederlandse elektriciteitsvraag.

De combinatie van windturbines met kolencentrales oogt als een schitterende illustratie van de energietransitie die Nederland te wachten staat. Over tien jaar moeten hernieuwbare bronnen in maar liefst 20 % van de primaire energiebehoefte voorzien. Wind krijgt hierbij de belangrijkste rol toebedeeld: in 2020 moet het windmolenpark een piekvermogen van zo'n 10 GW hebben, tegen 2 GW nu. De rokende installaties lijken dus hun langste tijd te hebben gehad. Maar de praktijk is weerbarstiger, getuige de bouw van een derde koleneenheid op de Maasvlakte: windturbines kunnen momenteel niet zonder conventionele centrales. Zonder een back-up van kolen en gas zou in Nederland tijdens windstille perioden het licht uitgaan.

Het belangrijkste nadeel van windturbines, maar ook van andere hernieuwbare systemen, zoals fotonvoltaïsche cellen, is het ontbreken van een aanknop. 'Het waait eenvoudigweg niet altijd', zegt Dr.-Ing. Martin Kleimaier, die voorheen onderzoeker was bij het Duitse energiebedrijf RWE. Als onafhankelijk adviseur voerde hij recent voor de elektrobranchevereniging VDE een studie uit naar de inpasbaarheid van windenergie. 'De wind bepaalt of en hoeveel vermogen de installaties genereren. Dit maakt de integratie van wind in het elektriciteitssysteem complex. Vraag en aanbod moeten namelijk altijd in balans zijn.' In de huidige situatie met conventionele centrales vormt dit al een uitdaging, omdat de elektriciteitsbehoefte continu varieert. Elektriciteit uit wind maakt de situatie nog een slag complexer.

De windsnelheid wisselt voortdurend en laat zich slecht voorspellen. Windarme perioden duren vaak slechts enkele uren, maar kunnen evengoed een paar dagen aanhouden. Ook per seizoen wisselt de opbrengst van windturbines. In de wintermaanden ligt de gemiddelde windsnelheid hoger dan in de zomermaanden. Momenteel vangen conventionele elektriciteitscentrales de fluctuaties op. Kleimaier: 'Dit is eigenlijk een heel comfortabele situatie. Als de wind wegvalt, gaan de centrales iets harder draaien. Waait het juist heel hard, dan

De pompaccumulatiecentrale Goldisthal, hier in aanbouw, is sinds 2003 in gebruik en heeft een capaciteit van 8480 MWh.



FOTO STEPHAN THOMAS/OPA

draaien de centrales in deellast.' Voor de exploitanten van gas- en kolencentrales is deze situatie niet ideaal. Een centrale levert immers het meeste geld op wanneer deze voltijds op vol-last draait. Maar ook als het gaat om de reductie van broeikasgassen is een conventionele back-up ongewenst. Gas- en koleninstallaties draaien in deellast namelijk minder efficiënt, zodat er per kilowattuur meer gassen vrijkomen. Voor een succesvolle transitie moeten windturbines het daarom op termijn zonder gas of kolen stellen.

### UITBREIDING

Een uitbreiding van het internationale hoogspanningsnet geldt als een aantrekkelijke optie. 'Hiermee is het mogelijk fluctuaties in zowel het aanbod als de vraag geografisch te spreiden', vertelt dr.ir. Bart Ummels, technisch projectmanager Offshore bij Siemens Wind Power. Ummels promoveerde

vorig jaar aan de TU Delft op een studie naar de impact van veel windenergie op het elektriciteitssysteem. 'Door de uitbreiding van het internationale net is het mogelijk een tijdelijk windarm gebied van elektriciteit te voorzien vanuit een regio waar het hard waait. Uitgaande van het scenario dat Nederland in 2020 zo'n 4 GW aan windturbines op het land en 6 GW op zee heeft staan, moet het mogelijk zijn fluctuaties met ex- en import het hoofd te bieden.' Deze uitbreiding van het hoogspanningsnet past bovendien naadloos in het Europese streven naar meer marktwerking.

Een recente studie van energieadviesbureau KEMA stelt echter dat de beschikbare en geplande uitwisseling met omliggende landen bij een vermogen groter dan 6 GW al niet meer voldoende uitkomst biedt. 'Bij een sterke toename van het aandeel elektriciteit uit wind begint het systeem te kraken, zoveel is duidelijk', stelt ook prof.dr. Frank de Bruijn, hoofd van de



Een impressie van het kunstmatige valmeer in de Noordzee, ontworpen door KEMA en ingenieursbureau Lieveense.

ILLUSTRATIE GEBROEDERS DUS

afdeling Waterstof en Schone Fossiele Brandstof bij energieonderzoekscentrum ECN. 'Interconnectie past prima in de overgangsfase, maar bij een groter aandeel windenergie zijn andere maatregelen noodzakelijk om stabiliteit te garanderen.'

'Een gemiddeld weersysteem meet enkele honderden kilometers, zodat het in Europa altijd wel ergens waait', vertelt ir. Frits Verheij, manager Toekomstige Energiesystemen bij KEMA. 'Maar er kunnen best een paar dagen per jaar voorkomen dat een veel groter gebied zonder wind zit. Uitwisseling met buurlanden is dan geen optie. Tenzij de interconnectiecapaciteit in heel Europa sterk uitbreidt, ligt bij de verdere uitbouw van het totale windturbinepark uiteindelijk de ontwikkeling van energiebuffers voor de hand.'

Elektriciteit laat zich echter moeilijk opslaan. Uitgaande van een windpark met een piekvermogen van 10 GW, een gemiddeld vermogen van 4 GW en windarme perioden die tot tien dagen duren, zou er ongeveer 800 GWh aan opslagcapaciteit moeten komen. Wanneer windturbines volledig in de elektriciteitsvraag zouden voorzien en de uitwisseling met buurlanden niet mogelijk blijkt, stijgt de opslagbehoefte tot zo'n 3 TWh.

'Batterijen vormen bij dergelijke hoeveelheden eigenlijk geen optie', vertelt Dr.-Ing. Christian Dötsch, manager van de afdeling Energie-Effizienz-Technologien bij de Duitse Fraunhofer-Gesellschaft. 'Voor de opslag van elektrische energie zijn accu's door hun hoge rendement van zo'n 95 % ideaal, maar voor grootschalige opslag zijn ze ongeschikt. De maximale capaciteit van een natrium-zwavelbatterij of redoxaccu ligt ongeveer op 10 MWh.' (Zie het kader 'Japanse superbatterijen'.) Ook de opkomst van de elektrische auto biedt waarschijnlijk geen uitkomst. Het plan om autoaccu's gekoppeld aan het net

## JAPANESE SUPERBATTERIJEN

Batterijen zijn vanuit energetisch oogpunt zeer aantrekkelijk voor de opslag van elektrische energie. Chemische opslagsystemen hebben namelijk een cycluserendement van wel 95 %. Voor grootschalige opslag lenen batterijen zich echter minder goed, omdat ze relatief duur zijn. Toch werken verschillende bedrijven en onderzoekscentra aan accu's voor de opslag van grote hoeveelheden elektriciteit. 'Voor opslagsystemen van middelgroot formaat bestaat zeker een markt', meent Christian Dötsch, manager van de afdeling Energie-Effizienz-Technologien bij de Duitse Fraunhofer-Gesellschaft. 'In Duitsland krijgen huishoudens met zonnecellen op een dak subsidie voor

elke kilowattuur die ze aan het net leveren. Het maakt daarbij niet uit of de energie eerst tijdelijk in een accu wordt opgeslagen. Door toepassing van een batterij kunnen deze kleine producenten netto meer elektriciteit afzetten, wat uiteindelijk meer geld oplevert.' Veel onderzoek richt zich momenteel op redoxbatterijen, die in vergelijking met andere accu-typen relatief goedkoop zijn. In deze systemen fungeren vloeistoffen als elektrolyt, die in tanks zijn op te slaan. Hierdoor laat de capaciteit van een batterij zich eenvoudig

opschalen. Een aanvullend voordeel is het grote aantal malen dat vloeistofaccu's een laad-ontlaadcyclus kunnen doorlopen. Een lange levensduur is immers essentieel. Voor veel toepassingen zijn de accu's vanwege de beperkte energiedichtheid niet geschikt. In een stationaire toepassing maakt de omvang echter weinig uit. Bovendien is de dichtheid de laatste jaren sterk verbeterd. Moderne redoxbatterijen kun-

nen naar volume ongeveer evenveel energie opslaan als een conventionele loodaccu. Natrium-zwavelaccu's, die in onder meer Japan reeds voor de opslag van elektriciteit worden ingezet, hebben juist wel een hoge energiedichtheid. Ook deze batterijen zijn eigenlijk alleen geschikt voor stationair gebruik. Ze werken namelijk bij een temperatuur van 300 tot 350 °C. Met een levensduur van ten minste 2500 cycli en



Japan gebruikt grote batterijbanken ter stabilisatie van het elektriciteitssysteem.

een rendement van bijna 90 % lenen ze zich goed voor grootschalige opslag. Bovendien zijn natrium-zwavelaccu's relatief goedkoop. Het Japanse bedrijf NGK Insulators is de enige

fabrikant die commerciële exemplaren produceert en vindt zijn belangrijkste afzetmarkt in eigen land. Energieconcerns die een windpark bouwen zijn in Japan namelijk verplicht ook opslagcapaciteit te creëren. Met het oog op de ontwikkeling van bruikbare batterijen lanceerde het ministerie van Economische Zaken begin jaren tachtig Project Maanlicht. Tegenwoordig staan er in Japan grote batterijbanken met een gezamenlijk piekvermogen van bijna 200 MW. De grootste installatie heeft een maximaal vermogen van 34 MW.

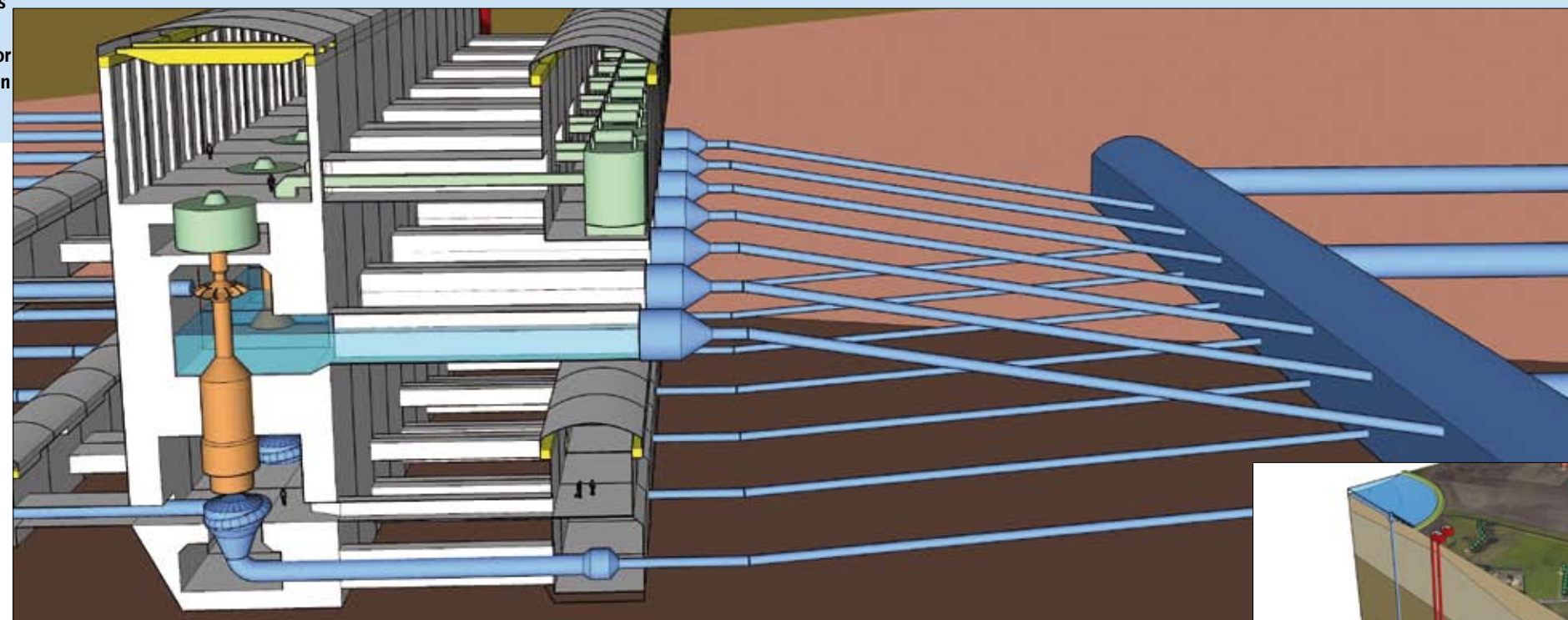
in te zetten als virtuele superbatterij is technisch zeker haalbaar. Maar autoaccu's lenen zich vooral goed voor de opslag van een productieoverschot. Voor het opvangen van tekorten bieden ze geen uitkomst. Het idee 's ochtends na een windstille nacht met een halfvolle accu te moeten vertrekken laat zich waarschijnlijk aan weinig automobilisten verkopen. 'Bovendien is de inzet van deze accu's verre van optimaal', meent Kleimaier. 'Een goed ontworpen elektrische auto heeft weinig overschot aan opslagcapaciteit.'

Er zijn betere methoden om elektriciteit grootschalig op te slaan, die overigens al toepassing vinden. Stuwmeren gelden als de meest gebruikte en efficiëntste opslagmethode. Een zogeheten pompaccumulatiecentrale bestaat uit twee reservoirs, die zich op verschillende hoogten bevinden. De bassins zijn door een leiding of tunnel met elkaar verbonden. Tussen de reservoirs bevindt zich tevens een station met turbines en generatoren. Het werkingsprincipe is vergelijkbaar met dat van een conventionele waterkrachtcentrale: wanneer water onder invloed van de zwaartekracht naar beneden stroomt, zet het de turbines in beweging en leveren de generatoren elektriciteit. In een pompaccumulatiecentrale kunnen de generatoren echter ook als elektromotor dienstdoen, zodat de installatie het water weer naar boven kan pompen. De centrale zet elektrische energie zodoende om in potentiële energie.

### POMPMODUS

Frankrijk, Duitsland, Zwitserland, Italië, Groot-Brittannië, Polen en Noorwegen hebben reeds een groot aantal pompaccumulatiecentrales in bedrijf. De meeste worden gebruikt om 's nachts de elektriciteit afkomstig van kerncentrales op te slaan, maar het concept leent zich ook goed voor het bufferen van een windenergieoverschot. Een centrale kan namelijk binnen enkele minuten vanuit de productiestand overschakelen op de pompmodus, zodat kortstondige schommelingen in het windaanbod op te vangen zijn. 'Bovendien hebben pompaccumulatiecentrales doorgaans een grote capaciteit en een fors vermogen', zegt Kleimaier. Pumpspeicher-Kraftwerk Goldisthal in het oosten van Duitsland heeft bijvoorbeeld een capaciteit van 8480 MWh, waarmee de installatie acht uur lang het piekvermogen van 1060 MW kan leveren. Ook het cycluserendement ligt met ongeveer 80 % relatief hoog.

'Het aantal locaties dat zich leent voor de bouw van een pompaccumulatiecentrale is echter beperkt', stelt Kleimaier. 'Er zijn eenvoudigweg niet heel veel plekken waar twee grote



bekkens op verschillende hoogten zijn aan te leggen. Ongeveer 65 % van de geschikte locaties in Europa is reeds ontwikkeld.' Het idee om van Zwitserland en Noorwegen grote batterijen voor Europa te maken gaat mank, vult Dötsch van Fraunhofer aan. 'Wanneer Europa het geplande vermogen aan windenergie daadwerkelijk installeert, dan is de capaciteit van dergelijke batterijen allerminst toereikend.'

Nederland is bij gebrek aan serieuze hoogteverschillen praktisch ongeschikt. Toch liggen er twee plannen voor de bouw van pompcentrales. Het eerste plan komt uit de koker van ingenieursbureau Lieveense in samenwerking met KEMA, en behelst de bouw van een kunstmatig valmeer in de Noordzee. Het waterpeil in het bedijkte bekken is lager dan dat van de zee. Een turbinestation in de dijk zet de potentiële energie om in elektriciteit, of slaat een stroomoverschot op door het reservoir leeg te pompen. 'De optimale capaciteit bedraagt ongeveer 20 GWh bij een vermogen van 1500 MW', zegt Verheij van KEMA, dat betrokken was bij een haalbaarheidsstudie naar het concept. Hiermee zijn windarme perioden van ruim twaalf uur te overbruggen. KEMA en Lieveense ramen de bouwkosten op circa 2,4 miljard euro.

De ontwikkeling van de Ondergrondse Pomp Accumulatie Centrale (OPAC), het andere Nederlandse plan, is met 1,1 miljard euro aanzienlijk goedkoper, stelt initiatiefnemer Sogecom. Het bedrijf werkt samen met onder meer Royal Haskoning, de provincie Limburg en enkele energiebedrijven. De crux van de OPAC zit in de bouw van een ondergronds reser-

voir. 'Dit bassin moet samen met het turbinestation op een diepte van ongeveer 1400 m komen te liggen, terwijl het tweede reservoir op maaiveldniveau komt', vertelt prof.dr.ir. Han Vrijling van de TU Delft, die eveneens bij het project betrokken is. 'Door het grote hoogteverschil volstaan kleine bekkens en compacte turbines. Het bescheiden formaat draagt bij aan de lage bouwkosten.' Royal Haskoning becijfert het optimale formaat op een capaciteit van 9 GWh bij een piekvermogen van 1400 MW, waarmee het OPAC-concept kleiner is dan het plan van KEMA en Lieveense. In verhouding tot de betreffende opslagcapaciteit zijn de investeringskosten voor de twee concepten van dezelfde orde.

Hoewel technisch uitvoerbaar, vormen de hoge investeringskosten een struikelblok voor de ontwikkeling van de onorthodoxe concepten. Gezien de lange tijd dat beide plannen in de pijplijn zitten – zowel het energie-eiland in de Noordzee als de OPAC vinden hun oorsprong in de jaren tachtig – is het twijfelachtig of de centrales er op korte termijn echt komen.

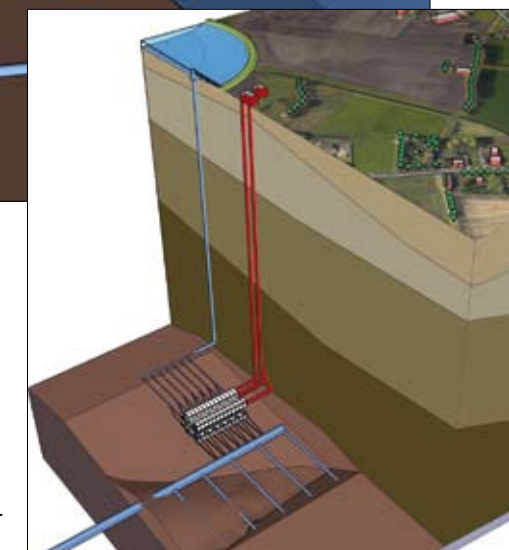
Een sterk afwijkende opslagmethode gebruikt lucht in plaats van water als buffermedium en leent zich in theorie beter voor het vlakke Nederland. *Compressed air energy storage* (CAES) wendt een elektriciteitsoverschot aan voor de compressie van lucht, dat ondergronds in een natuurlijk poreuze laag of caverne wordt gepompt. De productie van elektriciteit vindt plaats met een conventionele gasturbine, die op aardgas draait. Het CAES-concept elimineert de compressiestap, die

een gasturbine normaliter zelf voor zijn rekening neemt.

Wereldwijd draaien er twee CAES-centrales. Bij het Duitse Huntorf staat een 32 jaar oude installatie met een piekvermogen van 290 MW en in de Verenigde

Staten is sinds 1991 bij het plaatsje McIntosh in de staat Alabama een 110 MW-centrale operationeel. Technisch is het concept valide, maar de blijvende afhankelijkheid van gas geldt als belangrijk nadeel. 'Daarnaast is het cycluserendement erg laag', stelt Dötsch van Fraunhofer. 'Huntorf scoort met een rendement van 42 % ronduit slecht. De Amerikaanse centrale presteert iets beter. Het energieverlies zit er voornamelijk in dat de warmte die ontstaat bij de compressie, verloren gaat.' Een verbeterde variant, *advanced adiabatic compressed air energy storage* (AA-CAES), slaat ook de compressiewarmte op, om de expanderende lucht tijdens productiebedrijf weer op te warmen. Deze techniek bevindt zich echter nog in de laboratoriumfase. Proeven wijzen uit dat een cycluserendement van 70 % haalbaar is.

In het OPAC-concept bevinden de turbines en generatoren zich op 1400 m diepte. De inzet is een impressie van de Ondergrondse Pomp Accumulatie Centrale OPAC.



Amerikaanse centrale presteert iets beter. Het energieverlies zit er voornamelijk in dat de warmte die ontstaat bij de compressie, verloren gaat.' Een verbeterde variant, *advanced adiabatic compressed air energy storage* (AA-CAES), slaat ook de compressiewarmte op, om de expanderende lucht tijdens productiebedrijf weer op te warmen. Deze techniek bevindt zich echter nog in de laboratoriumfase. Proeven wijzen uit dat een cycluserendement van 70 % haalbaar is.

### WATERSTOF

Maar de opslag van compressiewarmte neemt niet weg dat de opslagcapaciteit van een CAES-installatie beperkt blijft. De energiedichtheid van gecomprimeerde lucht is simpelweg niet heel groot. Een alternatief dat al meer dan een decennium als mogelijke basis voor een nieuwe energie-economie de ronde doet onder wetenschappers, is waterstof. 'Waterstof heeft een

# HYBRIDECENTRALE DRAAIT ALTIJD

Opslag van een elektriciteitsoverschot in de vorm van waterstof geldt weliswaar als een interessant concept, voorlopig is de bouw van een dergelijke buffer nog niet in zicht. Geen enkel bedrijf heeft concrete plannen in die richting. Wel werkt het Duitse energieconcern Enertrag, dat ruim vierhonderd windturbines onder zijn hoede heeft, aan een variant op het waterstofconcept. Nabij het plaatsje Prenzlau bouwt het concern een hybridecentrale, die een overschot aan windstroom door elektrolyse van water omzet in waterstof en zuivere zuurstof. De elektrolyse-eenheid krijgt een piekvermogen van 500 kW en moet per uur maximaal 120 m<sup>3</sup> wa-

terstof kunnen produceren. Het gas gaat na een compressieslag naar een set tanks met een capaciteit van 1350 kg. Naast de waterstoftanks krijgt de installatie een biogastank. Wanneer de drie bij het project betrokken windturbines niet in de elektriciteitsbehoefte kunnen voorzien, mengt de centrale het waterstof met biogas, waarna het mengsel naar twee gasturbines gaat. Elke turbine drijft een generator van 350 kW aan, die de op-

gewekte elektriciteit weer aan het net levert. Met de hybridecentrale wil Enertrag in de eerste plaats aantonen dat windturbines en leveringszekerheid elkaar niet uitsluiten. Het concern gaat de installatie op vier manieren inzetten. In de basislastmodus is een continue

elektriciteitsproductie het uitgangspunt. Wanneer de wind tijdelijk wegvalt, springen de gasturbines bij, terwijl bij harde wind en weinig vraag het waterstof naar de tanks gaat. Daarnaast gaat Enertrag onderzoeken of de proefinstallatie het economische rendement van

windturbines kan verbeteren. Hierbij is het idee dat windstroom bij een lage elektriciteitsprijs wordt omgezet in waterstof, waarna de centrale bij een hogere prijs stroom aan het net levert. Het prijsverschil moet dan wel groot zijn, omdat bij de conversieslagen ongeveer 70 % van de energie verloren gaat. Tot slot gaat het energiebedrijf onderzoeken of de installatie rendabel is in te zetten als waterstofproducent, waarbij het gas voor andere toepassingen wordt ingezet. Hiertoe combineert Enertrag het demonstratieproject met een tankstation. Waarschijnlijk gaat het bedrijf dan zelf

met voertuigen op waterstof rijden. Het merendeel van het gas zal echter naar bedrijven gaan die waterstof voor hun productieproces nodig hebben. Speciaal ontwikkelde software vormt een cruciaal onderdeel van de hybridecentrale. Het computerprogramma bepaalt op basis van de gewenste modus onder meer de hoeveelheid te produceren waterstof, het vermogen van de gasturbines en de verhouding waterstof-biogas, maar neemt ook de elektriciteitsprijs in beschouwing. Met de software moet de centrale nagenoeg autonoom kunnen functioneren. Enertrag verwacht de proefinstallatie in 2012 operationeel te hebben.

enorm hoge energiedichtheid', licht Dötsch toe. 'In vergelijking tot lucht ligt de dichtheid een factor 65 hoger. Overeenkomstig heeft een waterstofbuffer van vergelijkbaar formaat een grotere capaciteit.'

Een opslaginstallatie op basis van waterstof produceert gas door elektrolyse van water, comprimeert het vervolgens en buffert het in bovengrondse tanks of onderaardse cavernes. Bij een tekort aan elektriciteit gaat het waterstof naar een gasturbine of brandstofcel. Hoewel het concept nog nergens op commerciële schaal draait – het Duitse concern Enertrag bouwt wel een hybridevariant (zie het kader 'Hybridecentrale draait altijd') – lijken er technisch geen grote hindernissen voor de ontwikkeling van een waterstofbuffer. Dötsch: 'Alleen het lage cycluserendement vormt vooralsnog een inherent manco. Bij zowel de productie als de verbranding van het waterstof gaat veel energie verloren. Het cycluserendement komt hierdoor uit op ongeveer 30 %. Door toepassing van brandstofcellen valt misschien 40 % te bereiken, maar daarmee houdt het wel op. Dit maakt waterstofopslag relatief duur.'

## LANGDURIG

Ondanks het lage rendement vormt waterstofopslag toch een interessante optie. 'Vanuit het oogpunt van capaciteit geldt waterstof eigenlijk als de enige mogelijkheid', zegt Dötsch. 'In het scenario dat windturbines op termijn volledig in de Europese elektriciteitsvraag voorzien, is een buffer van zo'n 200 TWh vereist. Alleen met waterstof is een dergelijke capaciteit realiseerbaar.' Nederland zou volgens het scenario waarin windturbines de volledige elektriciteitsproductie voor hun rekening nemen, 3 TWh aan opslagcapaciteit nodig hebben, rekent De Bruijn van ECN voor. 'Hiertoe dient in verband met de ver-



De CAES-centrale bij het Duitse Hünthausen slaat gecomprimeerde lucht op in twee cavernes. De luchtputten zijn bovenin de foto zichtbaar.

liezen waterstof met een calorische waarde van 6 TWh beschikbaar te zijn. Dit komt neer op 180 miljoen kg waterstof, dat bij een druk van 100 bar een volume van 20 miljoen m<sup>3</sup> heeft. Dergelijke volumes zijn al heel gebruikelijk bij de ondergrondse opslag van aardgas om in de piekvraag te voorzien.'

De combinatie van een laag cycluserendement met een grote capaciteit maakt waterstofopslag geschikt voor het overbruggen van een langdurig elektriciteitstekort. Het gaat dan om windarme perioden van enkele dagen, die zich een paar keer per jaar voordoen, en tekorten ten gevolge van seizoensvaria-

drijfsvoering is het essentieel onderscheid te maken tussen de verschillende variaties in het elektriciteitsaanbod', aldus Kleimaier.

Over het rendement van grootschalige energieopslagsystemen bestaat overigens weinig duidelijkheid. Het merendeel van de pompaccumulatiecentrales in Frankrijk, Groot-Brittannië en Duitsland is ontwikkeld voor de opslag van relatief goedkope atoomstroom gedurende de nachtelijke daluren. In deze toepassing doorlopen de installaties elk etmaal de laadproductiecyclus, waardoor ze een hoge benuttingsgraad bereiken en er goed geld mee te verdienen valt. In combinatie met windturbines komt het businessmodel er anders uit te zien. Een veel lagere benuttingsgraad is dan praktisch onvermijdelijk, waardoor er minder geld mee valt te verdienen.

'Uiteindelijk betreft het een economisch vraagstuk', geeft Ummels van Siemens aan. 'Grote verschillen in de elektriciteitsprijs gedurende langere tijd rechtvaardigen de bouw van grootschalige opslagsystemen. Problematisch is echter dat de ontwikkeling van opslagcapaciteit ook direct zijn weerslag heeft op de elektriciteitsprijs. Een toename van de capaciteit leidt tot kleinere prijsverschillen, wat de rentabiliteit van een opslagsysteem negatief beïnvloedt.' Vrijling van de TU Delft acht de Limburgse OPAC commercieel een haalbare kaart.

ties. CAES-installaties en de efficiënte pompaccumulatiecentrales lenen zich juist beter voor het pareren van aanbodtekorten met een duur van enkele uren tot een etmaal. 'Voor een winstgevende be-

'Negatieve prijzen komen nu geregeld voor. Alleen al voor het opslaan van energie ontvangt de exploitant dan geld. De prijsverschillen zijn dusdanig dat de OPAC mogelijk met alleen privaat geld te ontwikkelen is.'

'Het businessmodel valt te maken, maar het hangt sterk af van welke aannames een bedrijf hanteert', nuanceert Verheij van KEMA. In opdracht van een aantal energiebedrijven voerde het energieadviesbureau recent een studie uit naar de integratie van windenergie en de potentie van omvangrijke buffers. Deze studie belicht niet zozeer de vraag hoe een aanbodtekort zich laat opvangen, maar richt zich vooral op het opvangen van een elektriciteitsoverschot.

De mogelijkheid dat Nederland met inzet van grote opslagsystemen en zonder conventionele centrales uiteindelijk volledig op windenergie zal draaien, lijkt echter uitgesloten. Verheij: 'In het onderzoek is onder meer gekeken naar het scenario met 9 GW aan windturbines in Nederland, ongeveer de beoogde situatie in 2020. Bij zo'n windpark bedraagt de optimale grootte van een opslagfaciliteit ongeveer 16 GWh met een piekvermogen van 2000 MW. Met dit opslagsysteem volstaat weliswaar een kleiner aantal conventionele centrales, maar die conventionele back-up blijft noodzakelijk. De bouw van meer opslagcapaciteit zou een onevenredig grote investering vergen, die zich economisch niet laat rechtvaardigen.' Daartegenover staat dat een opslagsysteem van bescheiden formaat nauwelijks een rol kan spelen bij het overbruggen van windstille perioden. Energieopslag gaat zeker een rol spelen in de toekomstige elektriciteitsvoorziening, maar windenergie kan het eenvoudigweg niet zonder conventionele centrales stellen. ●

		Redoxaccu	Natrium-zwavel-accu	Pomp-accumulatie	CAES	AA-CAES	Waterstof
Cycluserendement	%	90	90-95	75-80	42-54	70	30-40
Kosten bij 180 cycli/jaar *1	€/KWh	0,25	0,18	0,06	0,12	0,09	0,14
Kosten bij 360 cycli/jaar *1	€/KWh	0,15	0,12	0,04	0,11	0,07	0,13
Dichtheid	KWh/m <sup>3</sup>	25	150	0,7 *2	2,9	2,9	187

\*1 Bij elektriciteitsprijs van € 0,04/kWh

\*2 Hoogteverschil 300 m

Overzicht van de kosten voor verschillende opslagsystemen.

## INTERNETBRONNEN

[www.kema.com](http://www.kema.com)

Energieadviesbureau KEMA heeft de integratie van windenergie onderzocht en bedacht samen met ingenieursbureau Lievens het energieopslageiland.

[www.lievens.com](http://www.lievens.com)

Ingenieursbureau Lievens.

[www.o-pac.nl](http://www.o-pac.nl)

De Ondergrondse Pomp Accumulatie Centrale (OPAC) is een concept voor de opslag van energie in Limburg.

[www.vde.com](http://www.vde.com)

Duitse branchevereniging voor elektrotechniek.

[www.ecn.nl](http://www.ecn.nl)

Energieonderzoekscentrum ECN.

## Het Dossier ENERGIEOPSLAG

Stroom op voorraad als het niet waait