



30620183, 2007

**Energie-eiland,
haalbaarheidsstudie fase 1**

Management samenvatting

Arnhem, 2 juli 2007

KEMA Consulting
Raadgevend ingenieursbureau Lieveense

In opdracht van Delta, Eneco, E.ON Benelux, EPZ, Essent, Nuon, TenneT

Subsidie van Stichting We@Sea



© KEMA Nederland B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door KEMA verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, bijkomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

De inhoud van dit rapport mag slechts als één geheel aan derden kenbaar worden gemaakt, voorzien van bovengenoemde aanduidingen met betrekking tot auteursrechten, aansprakelijkheid, aanpassingen en rechtsgeldigheid.

INHOUD

	blz.
1	Elektriciteitsopslag en windenergie op zee is een prima combinatie 4
2	Leveringstechnische analyse: 2.000-2.500 MW / 30 GWh is optimale grootte opslagsysteem..... 6
3	Economische analyse: grootschalige elektriciteitsopslag bespaart operationele kosten en reduceert jaarlijkse CO ₂ -emissie 8
4	Drie opties voor opslag nader bekeken: Valmeercentrale, CAES en NorNed 10
4.1	Energie-eiland met PAC (valmeercentrale) 10
4.2	CAES, samengeperste lucht in een zoutkoepel 12
4.3	NorNed-verbinding, uitgebreid met een (fictieve) 2e kabel..... 12
4.4	Extra piekcentrale als referentie voor de drie opslagsystemen 12
5	Toevoegen opslag aan centrale elektriciteits-productie is veel gunstiger voor de BV Nederland dan toevoegen piekcentrales 13
6	Energie-eiland is aantrekkelijke optie voor grootschalige elektriciteitsopslag 17
7	De volgende stap naar een innovatief, Nederlands product..... 18

1 **ELEKTRICITEITSOPSLAG EN WINDENERGIE OP ZEE IS EEN PRIMA COMBINATIE**

Tijdelijke opslag van elektriciteit wordt al jarenlang toegepast. Zo zijn er goede ervaringen met stuwmeren (pumped storage) in Duitsland, Oostenrijk, Engeland en de Verenigde Staten. Ook in Nederland staat elektriciteitsopslag steeds meer in de belangstelling; het is bijvoorbeeld een actueel thema van het Transitieplatform Duurzame Elektriciteitsvoorziening.

Elektriciteitsopslag heeft een grote toegevoegde waarde voor de energiesector. Zo verhoogt opslag de technische betrouwbaarheid van de energievoorziening, stabiliseert het de kostprijs van elektriciteit en draagt het bij aan de vermindering van de CO₂-uitstoot.

Het toevoegen van elektriciteitsopslag in het elektriciteitsnet heeft veel milieuvoordelen voor “de B.V. Nederland”, vooral in combinatie met veel windenergie in het elektriciteitssysteem. Een dergelijke situatie zal naar verwachting omstreeks 2020 ook gelden voor Nederland. Elektriciteitscentrales hoeven dan vooral 's nachts minder vaak te worden afgeschakeld of op een laag vermogen, met een relatief laag rendement, te draaien. Overdag kan de opgeslagen elektriciteit worden benut waardoor er geen extra piekcentrale ingezet hoeft te worden. Dit verhoogt de energie-efficiency van de conventionele centrales. De productie van windenergie kan bovendien op elk moment worden benut, waarmee de CO₂ uitstoot van de totale elektriciteitsproductie in Nederland wordt gereduceerd. En, last but not least, in plaats van een bestaande piekcentrale te vervangen (of een nieuwe te bouwen) kan ook worden geïnvesteerd in een grootschalig opslagsysteem.

Nederland is een land van water, wind en hoogwaardige kennis. KEMA en Bureau Lieveense hebben, in samenwerking met Gebr. Das, deze kwaliteiten gebundeld. Ze hebben een eerste ontwerp gemaakt van een energie-eiland voor de Nederlandse kust, een innovatief concept voor grootschalige energieopslag. Dit eiland biedt daarnaast nog vele andere mogelijkheden, variërend van kustbescherming tot havens en van aquatische biomassa tot toerisme.

In opdracht van bedrijven uit de energiesector¹ hebben KEMA en Bureau Lieveense een studie uitgevoerd naar de technische en economische haalbaarheid van grootschalige elektriciteitsopslag (op zee). Daarbij is het opslagsysteem van een Energie-eiland – een Pomp Accumulatie Centrale (PAC) in de vorm van een “valmeercentrale” – vergeleken met opslag op basis van samengeperste lucht (CAES: compressed air energy storage) en een uitbreiding van de NorNed-verbinding met een fictieve 2^e kabel (waarbij de waterkrachtcentrales/stuwmeren in Noorwegen dienen als opslagsysteem).

¹ Delta, Eneco, E.ON Benelux, EPZ, Essent, Nuon en TenneT

Het concept van het Energie-eiland is als volgt. Er wordt een kunstmatig eiland gecreëerd met opslagsysteem dat werkt als een omgekeerd stuwmeer ofwel een “valmeercentrale”. Bij een overschot aan elektriciteit wordt zeewater uit het meer in de omringende zee gepompt, bij een tekort stroomt zeewater in het meer waarmee een generator wordt aangedreven.

Het basisontwerp van het Energie-eiland bestaat uit een gesloten ringvormige dijk van ca. 6 x 10 km die met behulp van bentoniet wanden waterdicht wordt gemaakt. Om te voorkomen dat het grondwater onder het eiland in het valmeer terechtkomt, dient het Energie-eiland te worden gepositioneerd op een locatie waar een kleilaag van enkele tientallen meters aanwezig is. Het niveau van het “valmeer” gelegen binnen de ringdijk varieert van 32 tot 40 meter onder het waterniveau van de omliggende Noordzee. Het meer heeft een wateroppervlak van ca. 40 km².

De opslagcapaciteit is ruim 20 GWh, voldoende om gedurende minimaal 12 uur een vermogen van gemiddeld 1.500 MW aan het landelijke koppelnet te leveren. Er is tevens een grotere variant met 50% meer capaciteit doorgerekend.



Figuur 1 Schets van het Energie-eiland.

In de studie is eerst de optimale grootte van het opslagsysteem vastgesteld vanuit leverings-technisch oogpunt. Vervolgens is voor een aantal scenario's van de te verwachten situatie in 2015 en 2020 berekend welke opslagcapaciteit de meeste kostenbesparing oplevert voor de “BV Nederland” en wat het milieuvoordeel is in termen van lagere CO₂-emissies.

De studie is uitgevoerd in opdracht van Delta, Eneco, E.ON Benelux, EPZ, Essent, Nuon en TenneT, een financiële bijdrage van Bureau Lieveense en subsidie van Stichting We@Sea. De opdrachtgevers hadden een vertegenwoordiger in de klankbordgroep.

2 **LEVERINGSTECHNISCHE ANALYSE: 2.000-2.500 MW / 30 GWH IS OPTIMALE GROOTTE OPSLAGSYSTEEM**

De kosten van grootschalige elektriciteitsopslag worden voor een belangrijk deel bepaald door de gewenste capaciteit en dito vermogen van een opslagsysteem. KEMA heeft de optimale dimensie van dit systeem vastgesteld door de benodigde capaciteit te berekenen voor vijf toepassingsmogelijkheden van een opslagsysteem:

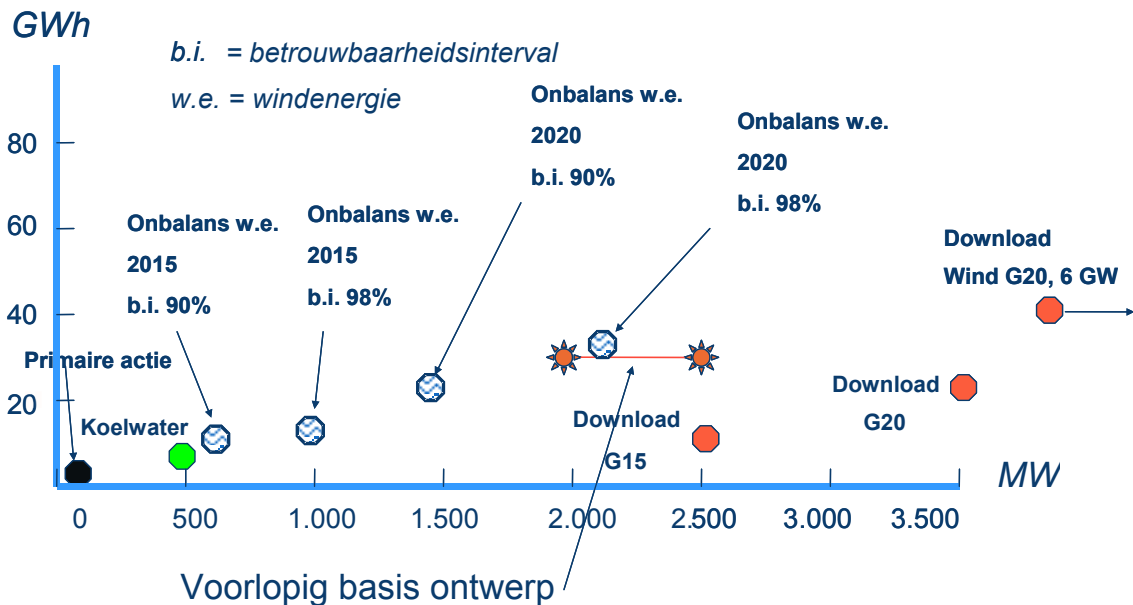
1. Regel- en reservevermogen (RRV) voor onbalansreductie met of zonder windenergie voor programmaverantwoordelijke partijen (PV's) en / of TenneT (variabel in te zetten),
2. Download capaciteit voor basislasteenheden gedurende de (nachtelijke) uren met weinig vraag naar elektriciteit, gekoppeld aan extra productiecapaciteit tijdens piekbelasting,
3. Download capaciteit 's nachts bij veel windenergie,
4. Extra productiecapaciteit bij een tijdelijk verbod op het lozen van koelwater,
5. Het leveren van primaire actie.

In de berekeningen is uitgegaan van bestaande groeiscenario's van windenergie² en idem voor de groei van het centraal opgestelde elektriciteitsvermogen in Nederland, uitgaande van 2% jaarlijkse groei van de elektriciteitsvraag. Ook voor andere parameters zoals gas- en kolenprijzen zijn we zoveel mogelijk uitgegaan van gegevens die ook door anderen worden gebruikt in scenariostudies.

In figuur 2 is het resultaat van de berekeningen weergegeven. Elke cirkel geeft aan wat de benodigde opslagcapaciteit is voor de aangegeven toepassing. Het simultane optreden van twee of meerdere toepassingen kan hieruit worden afgeleid. Het basisontwerp van de valmeercentrale – met 2.000-2.500 MW vermogen en ca. 30 GWh capaciteit – lijkt redelijk goed geschikt voor de download capaciteit van conventionele productie (toepassing nr. 2) en zeker voor de onbalansreductie van windenergie (nr. 1). Deze toepassingen zullen naar verwachting ook veel worden gebruikt als een opslagsysteem beschikbaar is. Mogelijk zal

ook toepassing nr. 3 veel worden toegepast: het opslaan van windvermogen tijdens de nachtelijke uren. Het basisontwerp is te klein om al de beschikbare windenergie te kunnen opvangen. Uit de economische analyse zal echter blijken dat een groter ontwerp niet rendabel is.

Voor de andere twee toepassingen is beduidend minder opslagcapaciteit nodig. Deze zijn dus niet maatgevend voor de grootte van het opslagsysteem.



Figuur 2 Optimale grootte opslagsysteem in leveringstechnische zin (voorspelling energieopbrengst windparken 6 uur vooraf). Het benodigde vermogen is uitgedrukt in megawatt (horizontale as), de gewenste opslagcapaciteit is uitgedrukt in gigawatt uur (1 GWh = 1.000 MWh, verticale as).

² 4.600 MW opgesteld windvermogen in 2015 en 9.000 MW in 2020. Dit is het gemiddelde tussen het 'laag' en het 'hoog' scenario uit de Connect-II studie, in 2005 door KEMA uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken.

3 **ECONOMISCHE ANALYSE: GROOTSCHALIGE ELEKTRICITEITSOPSLAG BESPAART OPERATIONELE KOSTEN EN REDUCEERT JAARLIJKSE CO₂-EMISSIE**

Uit de hiervoor gepresenteerde resultaten is een indruk gegeven van de optimale grootte van het opslagsysteem vanuit leveringstechnisch oogpunt. De economie speelt een minstens zo belangrijke rol bij het vaststellen van de optimale grootte. In onze studie is bepaald welk type opslag en welke grootte van het opslagsysteem het meest gunstige effect heeft op de totale jaarlijkse kosten van de Nederlandse elektriciteitsproductie. Onze economische analyse is feitelijk een analyse van het kostenvoordeel van een opslagsysteem ten opzichte van de situatie waarin geen opslag in het totale elektriciteitssysteem aanwezig is.

De berekeningen zijn uitgevoerd met het simulatieprogramma ProSym. Daarmee kan de meest economische inzet van de beschikbare productie-eenheden worden bepaald op basis van de marginale kosten van brandstof (gas, kolen, wind etc.), de start-/stop kosten van conventionele centrales, de bedrijfsvoering en het onderhoud. Uit de berekening is op te maken wat de kostenvoordelen zijn – en hoeveel CO₂-emissie kan worden bespaard – als een opslagsysteem wordt ingezet.

Tabel 1 Toegepaste kolen- en gasprijzen, incl. en excl. CO₂

Prijzen excl. CO₂	Basis prijsscenario (prijs in EUR/GJ)	Hoog prijsscenario (prijs in EUR/GJ)
Gas	5,00	7,90
Kolen	2,10	2,10
Prijzen incl. CO₂ (EUR 20/ton CO₂)		
Gas	5,56	8,46
Kolen	3,04	3,04

In de ProSym berekeningen zijn twee opslagtypes vergeleken: de valmeercentrale in twee varianten (valmeer 1: 1.500 MW / 20 GWh en een 50% groter valmeer 2: 2.250 MW / 30 GWh) en een CAES systeem van 1.500 MW / 20 GWh. Een dergelijk groot CAES systeem is ons niet bekend. Om een goede vergelijking te kunnen maken, zijn daarom vijf modules van 300 MW / 3-4 GWh ‘gebundeld’ tot een gezamenlijk vermogen van 1.500 MW en een capaciteit van 20 GWh.

Aansluitend zijn voor enkele scenario’s in 2020 de Life Cycle Costs (LCC) bepaald van deze opslagsystemen. Daarin is tevens een vergelijking gemaakt met een uitbreiding van de NorNed-verbinding met een (fictieve) 2^e kabel, waardoor een opslagvermogen van

1.400 MW beschikbaar is. In de LCC berekeningen zijn de investeringskosten van de verschillende opslagsystemen verwerkt.

In totaal zijn 10 scenario's met ProSym doorgerekend voor het jaar 2015 en nog eens 10 scenario's voor 2020. Het basisscenario is de situatie zonder windenergie en zonder opslag in het Nederlandse elektriciteitssysteem. Vervolgens zijn scenario's zonder wind en met opslag doorgerekend, waarmee het effect van download capaciteit voor conventionele productie gedurende nachtelijke uren inzichtelijk kon worden gemaakt. De volgende serie van berekeningen zijn uitgevoerd met windenergie om het effect van download van windenergie 's nachts en de kosten van onbalansreductie te kunnen bepalen.

Aanvullend heeft KEMA nog varianten doorgerekend als gevoeligheidsanalyse, zoals lage en hoge gasprijs, verschillende prijzen voor CO₂-emissies en varianten in het toekomstig aandeel kolen-gasvermogen in de centrale elektriciteitsproductie. Om de complexiteit niet te groot te maken, is de import van elektriciteit voor het laden van de opslagsystemen op nul gesteld. De uitgangspunten zijn in overleg met E.ON Benelux en TenneT vastgesteld. Beide bedrijven gebruiken het programma Powersym voor hun eigen scenariostudies.

De belangrijkste ProSym resultaten voor het jaar 2020 zijn weergegeven in onderstaande tabellen. De waarden tonen het verschil van een elektriciteitsvoorziening met opslag ten opzichte van de referentiesituatie: een elektriciteitsvoorziening zonder opslag en met een draaiende reserve van (minimaal) 1.400 MW geleverd door conventionele snelle eenheden.

Tabel 2. Méérkosten en toename CO₂-emissie voor een elektrisch systeem met opslagcapaciteit ten opzichte van een systeem zonder opslag.

Basis prijsscenario voor gas en kolen, prijs CO₂: 20€/ton	Totale méérkosten (in k€/jr)	Toename CO₂-emissie (in kton/jr)
CAES: 1.500 MW / 20 GWh	-89.444	-1.041
Valmeer 1: 1.500 MW / 20 GWh	-93.759	-840
Valmeer 2: 2.250 MW / 30 GWh	-95.695	-644

Hoge prijs scenario voor gas en kolen, prijs CO₂: 20€/ton	Totale méérkosten (in k€/jr)	Toename CO₂-emissie (in kton/jr)
CAES: 1.500 MW / 20 GWh	-91.950	-630
Valmeer 1: 1.500 MW / 20 GWh	-166.783	-502
Valmeer 2: 2.250 MW / 30 GWh	-190.508	-354

De negatieve waarden geven aan dat het toevoegen van een opslagsysteem leidt tot besparing van de totale kosten en een reductie van de CO₂-emissie van het totaal aan centraal opgestelde elektriciteitsproductie-eenheden.

Bij lage gasprijzen (basisscenario) en een opgesteld windvermogen van 6.000 MW offshore en 3.000 MW op land zijn de kostenvoordelen voor de valmeercentrale (ca. 95 M€/jr) en voor CAES (ca. 90 M€/jr) vergelijkbaar. De CO₂-uitstoot wordt significant verminderd, in de orde van 2,5% van de uitstoot van de centrale³ elektriciteitsproductie in Nederland, waarbij CAES een iets grotere besparing oplevert dan de valmeercentrale.

Als de gasprijs voor deze situatie volgens het hoge scenario verloopt, heeft dat nauwelijks invloed op het kostenvoordeel voor CAES. Het kostenvoordeel voor de valmeercentrale is dan echter aanzienlijk, oplopend tot 190 M€/jr. De vermeden uitstoot van CO₂ is in dit geval minder dan bij de lage gasprijs, omdat het opslagsysteem 's nachts naast windvermogen ook met vermogen van kolencentrales wordt geladen wat de uitstoot weer doet toenemen. De reductie van CO₂ ten gevolge van opslag van windvermogen houdt echter de overhand; totale reductie ca. 1,5% van de uitstoot van de centrale elektriciteitsproductie in Nederland.

4 DRIE OPTIES VOOR OPSLAG NADER BEKEKEN: VALMEERCENTRALE, CAES EN NORNED

In deze studie zijn drie alternatieven voor grootschalige elektriciteitsopslag beschreven. Als er in de toekomstige situatie (2020) in Nederland – met relatief veel windenergie in het systeem – geen grootschalige elektrische opslag wordt opgenomen, is de extra inzet van een of meerdere snelle regeleenheden nodig. Hiervoor is gekozen voor een CCGT (Combined Cycle Gas Turbine). Deze systemen worden kort beschreven.

4.1 Energie-eiland met PAC (valmeercentrale)

De investeringskosten van het Energie-eiland met een Pomp Accumulatie Centrale zijn op te splitsen in de kosten voor het bouwen van het 'kale' eiland (het civieltechnische deel) en die voor het opslagsysteem, inclusief installaties en netaansluiting (het energietechnische deel):

³ Eenheden behorend tot Essent, EPZ, E.ON Benelux, Delta, Eneco, Nuon en Electrabel

- baggeren;
- aanleg van de bouwput, inclusief de bentoniet wanden;
- turbines (pompgeneratoren), inclusief de constructie en de bouw van de inlaatwerken en de 60 meter hoge waterdichte bentonietwand van ca. 32 km lang,
- diverse mechanische en elektrische componenten,
- hoogspanningskabel, inclusief legkosten en netaansluiting.

De eerste twee componenten vormen het civieltechnische deel, de laatste drie componenten vormen samen het energietechnische deel van het Energie-eiland. De kosten voor de elektrische infrastructuur zijn hoog omdat we er in onze business case vanuit zijn gegaan dat de AC-hoogspanningskabel ook op het land gedeelte ondergronds moet worden aangelegd.

Tabel 3. Investeringskosten voor de realisatie van het Energie-eiland, uitgedrukt in miljarden euro's. Kleine verschillen in de opsomming worden veroorzaakt door afronding.

Kostenposten (bedragen in EUR x miljard)	Valmeer 1 (1.500 MW / 20 GWh)	Valmeer 2 (2.250 MW / 30 GWh)
Baggeren	0,65	0,80
Aanleg bouwput en bentoniet wanden	0,15	0,20
<i>Subtotaal civieltechnisch</i>	<i>0,80</i>	<i>1,00</i>
Behuizing pompgeneratoren met inlaatwerken	0,90	1,30
Pompgeneratoren, inclusief mechanische en elektrische componenten	0,50	0,85
HS kabel + netaansluiting	0,25	0,25
<i>Subtotaal elektrotechnisch</i>	<i>1,65</i>	<i>2,40</i>
Totaal	2,45	3,40

De totale bouwtijd voor beide varianten bedraagt ongeveer 6 jaar.

De levensduur van het eiland is in de orde van 80 jaar. In deze studie is gerekend met 40 jaar om de vergelijking met de andere systemen eenvoudig te houden.

4.2 CAES, samengeperste lucht in een zoutkoepel

Op basis van een eerder door KEMA uitgevoerde studie naar de toepassingsmogelijkheden van CAES in lege zoutkoepels zijn de geschatte investeringskosten voor een 300 MW / 3,6 GWh eenheid met een eenvoudige compressor EUR 150 miljoen (EUR 500 per kW), exclusief de elektrische infrastructuur. De totale kosten van vijf CAES modules komen daarmee op ongeveer EUR 760 miljoen (5 x EUR 150 miljoen plus EUR 10 miljoen voor de kosten van de elektrische infrastructuur en netaansluiting).

De totale bouwtijd van dit systeem wordt geschat op 3 tot 4 jaar.

In onze berekeningen hebben we geen herinvestering meegenomen binnen de 40 jaar, omdat de praktijk al heeft aangetoond dat een CAES systeem minimaal 30 jaar mee kan gaan.

4.3 NorNed-verbinding, uitgebreid met een (fictieve) 2e kabel

De in aanbouw zijnde NorNed-kabel is een 580 kilometer lange, onderzeese, kabel die de Noorse en de Nederlandse elektriciteitsnetten met elkaar verbindt. De transportcapaciteit is tenminste 700 Megawatt (MW). De totale kosten bedragen 600 miljoen euro.

Voor de tweede NorNed kabel à 700 MW worden dezelfde kosten aangenomen. Het is lastig deze optie goed te vergelijken met de twee andere opslagsystemen. Ten eerste omdat we niet weten wat eventuele (extra) kosten voor de hydrocentrales zijn en ten tweede omdat niet bekend is hoe de kosten en opbrengsten tussen Noorwegen en Nederland worden verdeeld. We hebben aangenomen dat de investering 'beperkt' is tot de kosten van de kabel (dit is waarschijnlijk een te positieve aanname) en dat het kostenvoordeel gelijk is aan dat van valmeer 1. Tevens veronderstellen we dat de investering en het kostenvoordeel evenredig wordt verdeeld tussen Noorwegen en Nederland.

We nemen aan dat de levensduur van deze kabels minimaal 40 jaar bedraagt.

4.4 Extra piekcentrale als referentie voor de drie opslagsystemen

De hiervoor beschreven opslagsystemen worden vergeleken met een snelle eenheid. Hiervoor wordt een Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) gekozen. Als investeringskosten wordt hiervoor EUR 500 per kW aangenomen. Om de vergelijking met valmeer 1 en met

valmeer 2 te kunnen maken, zijn twee CCGT varianten met verschillende grootte gekozen: 1.500 MW en 2.250 MW (modulair op te bouwen).

De kosten voor de netaansluiting van beide varianten is ongeveer EUR 10 miljoen. Dit leidt tot de volgende investeringskosten voor de CCGT centrale: EUR 760 miljoen (1.500 MW) respectievelijk EUR 1.135 miljoen (2.250 MW).

Omdat de gemiddelde levensduur van een CCGT wordt geschat op 30 jaar en omdat de belasting van deze CCGT hoger is door het vele regelen ten gevolge van de onbalansreductie van windenergie, is in deze studie uitgegaan van volledige herinvestering van een CCGT-eenheid na 20 jaar.

5 **TOEVOEGEN OPSLAG AAN CENTRALE ELEKTRICITEITS-PRODUCTIE IS VEEL GUNSTIGER VOOR DE BV NEDERLAND DAN TOEVOEGEN PIEKCENTRALES**

Het toevoegen van opslagcapaciteit kan aantrekkelijk zijn voor het elektriciteitssysteem in Nederland. In deze studie is dat onder andere uitgedrukt in de hoeveelheid bespaarde kosten ten opzichte van een systeem zonder elektriciteitsopslag. Deze waarde is verschillend, afhankelijk van het gezichtspunt dat wordt gekozen:

- Voor de consument / de “BV Nederland” worden zowel de totale kosten als de totale CO₂-emissie van de elektriciteitsproductie lager,
- De PV's (programmaverantwoordelijke partijen) hoeven minder draaiende reserve achter de hand te houden, hebben lagere start-/stopkosten voor hun conventionele centrales, beschikken over een extra piekeenheid en over extra download capaciteit gedurende de nachtelijke uren en kunnen hun primaire bijdrage vervangen,
- Netbeheerder TenneT kan gebruik maken van extra regel- en reservevermogen.

Het voordeel voor de “BV Nederland” diende als uitgangspunt voor de LCC berekeningen. In alle berekeningen is de situatie in 2020 aangehouden met daarin 9.000 MW aan opgesteld windvermogen.

De LCC berekeningen zijn uitgevoerd voor de drie genoemde opslagsystemen op basis van de investeringskosten, de bouwtijd, levensduur, rekenrente, jaarlijkse exploitatiekosten en het jaarlijkse kostenvoordeel. Om de resultaten te kunnen vergelijken, is de Netto Contante

Waarde (NCW) van elk systeem berekend over de levensduur van 40 jaar uitgaande van een minimaal rendement op de investering⁴.

Om een kostentechnische analyse te kunnen maken, worden de hiervoor beschreven opslagsystemen – als onderdeel van de elektriciteitsvoorziening – vergeleken met een CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) centrale.

Om een eerlijke vergelijking van de opslagsystemen te kunnen maken zijn de baggerkosten van het Energie-eiland (het eerste deel van de civieltechnische werkzaamheden, feitelijk de investeringskosten voor de aanleg van het ‘kale’ eiland) in eerste instantie niet meegenomen in de berekening. Uitgangspunt is dat dit deel van de kosten moet worden terugverdiend door het toevoegen van andere functies aan het eiland, zoals een alternatief voor (extra) kustbescherming, havens, opslag van gevaarlijke stoffen of andere risicovolle industriële activiteiten, toerisme, aquatische biomassa en/of windturbines op en in het eiland, verkoop van uitgebaggerd zand etc. Het maken van de bouwput en de aanleg van de bentoniet wanden worden wel toegerekend aan het opslagsysteem.

Tabel 4. Kostenvoordeel van een opslagsysteem ten opzichte van een snelle regeleenheid (CCGT) over een periode van 40 jaar, uitgaande van basis en hoog prijsscenario voor gas (en kolen). Voordeel is netto contant gemaakt en uitgedrukt in miljarden euro's. De investeringskosten voor de valmeercentrale zijn exclusief baggerkosten.

Kostenvoordeel van opslagsysteem ten opzichte van CCGT-centrale (NCW over 40 jaar in miljarden euro's)	Basis prijsscenario (lage gas-kolen prijs)	Hoog prijsscenario (hoge gas-kolen prijs)
CAES	+1,5	+1,5
Valmeer 1 (1.500 MWe / 20 GWh)	+0,3	+1,3
Valmeer 2 (2.250 MWe / 30 GWh)	-0,6	+0,8
NorNed uitbreiding met 2 ^{de} kabel	+1.1	+1.6

Uit de berekeningen blijkt dat het vervangen van een snelle regeleenheid door een groot opslagsysteem in de geprognosticeerde situatie in 2020 duidelijke kostenvoordelen heeft, vooral in het hoge prijsscenario (hoge gas-kolen prijs). Voor de valmeercentrale is de kleinere uitvoering van 1.500 MW / 20 GWh duidelijk het gunstigste. CAES en NorNed zijn

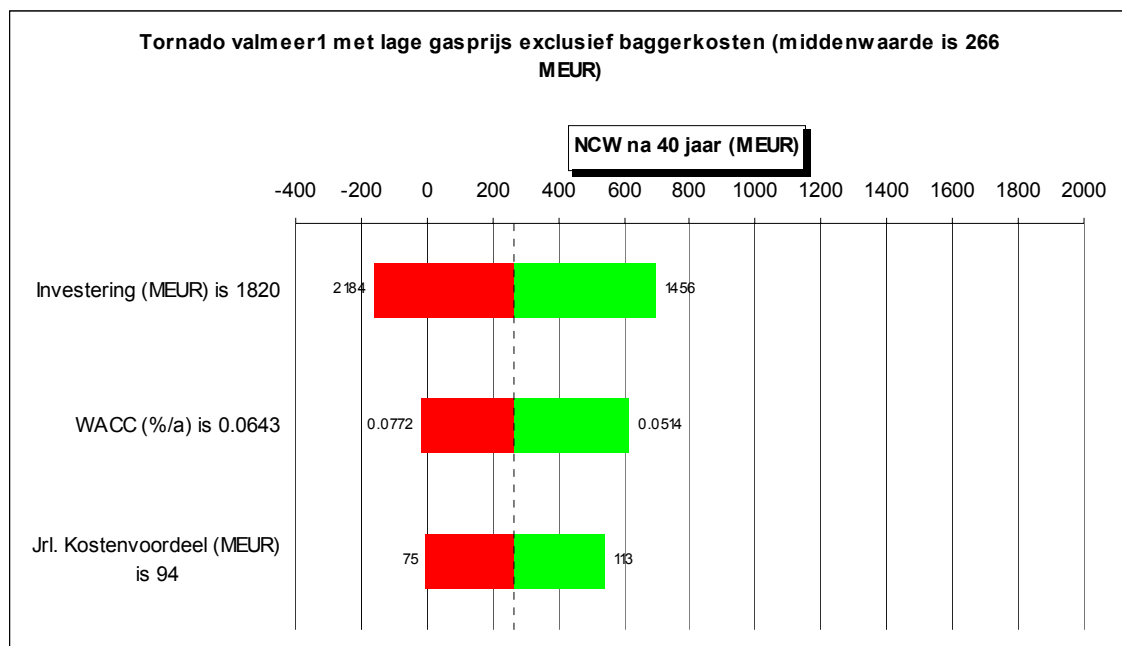
⁴ Gemiddelde nominale WACC na belastingen van 6,43%, waarbij is aangenomen dat de “BV Nederland” de investering doet. Participatie door bedrijven resulteert in hogere rentabiliteitseisen.

het meest aantrekkelijk, al wordt het verschil met de valmeercentrale snel kleiner als de gasprijs stijgt. Gezien de grote onzekerheid over de gasprijs (en de prijs voor CO₂-emissie) voor de wat langere termijn, dienen deze berekende kostenvoordelen als indicatieve resultaten te worden beschouwd.

Het kostenvoordeel blijkt erg gevoelig voor parameters zoals investeringskosten, jaarlijkse kostenvoordeel en rekenrente (WACC). Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd voor het jaar 2020 waarbij deze parameters met ±20% zijn gevarieerd voor de 1.500 MW / 20 GWh valmeercentrale (valmeer 1). De netto contante waarde wordt groter naarmate:

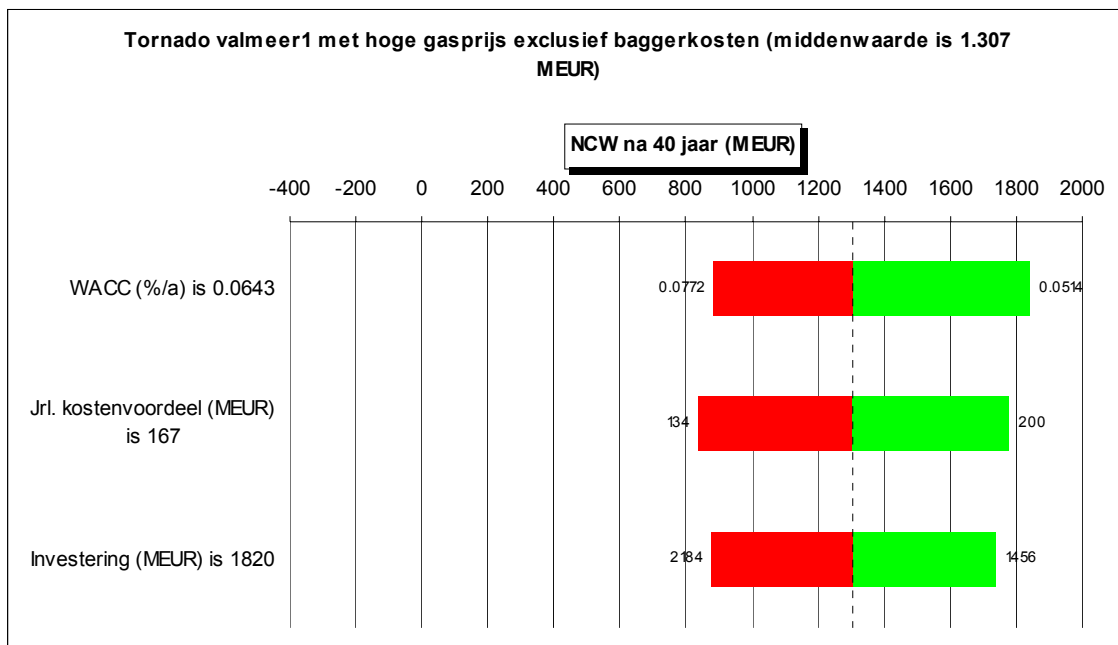
- de investeringskosten dalen;
- er een lagere WACC kan worden toegepast;
- het jaarlijkse kostenvoordeel toeneemt.

Het resultaat van de toegepaste variaties is in tornadodiagrammen weergegeven.



Figuur 3a Variaties in de NCW (netto contante waarde) van het kostenvoordeel van de 1.500 MW / 20 GWh valmeercentrale ten opzichte van een CCGT centrale indien de investeringskosten, de WACC of het jaarlijks kostenvoordeel met ±20% wordt gevarieerd voor het lage gasprijsscenario. De NCW is berekend over een periode van 40 jaar,

bedragen zijn in miljoenen euro's. Resultaten voor een laag gasprijsscenario.



Figuur 3b Variaties in de NCW (netto contante waarde) van het kostenvoordeel van de 1.500 MW / 20 GWh valmeercentrale ten opzichte van een CCGT centrale indien de investeringskosten, de WACC of het jaarlijks kostenvoordeel met $\pm 20\%$ wordt gevarieerd voor het hoge gasprijsscenario. De NCW is berekend over een periode van 40 jaar, bedragen zijn in miljoenen euro's.

Omdat de relatieve afwijking voor elke invoerparameter hetzelfde is, geeft de breedte van het balkje de mate van invloed aan op de totale NCW (gevoeligheid). In de tornadodiagrammen is te zien dat voor het lage gasprijsscenario, de investering de grootste invloed heeft op de NCW van de valmeercentrale en het kostenvoordeel de laagste invloed. In het hoge prijsscenario (groter verschil tussen gas- en kolenprijs) is de gevoeligheid van de drie parameters ongeveer even groot.

6 **ENERGIE-EILAND IS AANTREKKELIJKE OPTIE VOOR GROOTSCHALIGE ELEKTRICITEITSOPSLAG**

De uitgevoerde haalbaarheidsstudie maakt duidelijk dat een grootschalig opslagsysteem in de vorm van een Energie-eiland technisch haalbaar is. Ten eerste dankzij de aanwezigheid van een dikke kleilaag op enkele tientallen meters diepte onder de bodem van de Noordzee en ten tweede dankzij bewezen technieken voor het aanleggen van een dergelijk eiland. De benodigde pompgeneratoren zijn beschikbaar.

Voor de situatie in 2020 is een valmeercentrale van ca. 2.250 MW / 30 GWh vanuit leveringstechnisch oogpunt de optimale grootte. Vanuit kostentechnisch oogpunt is een kleinere centrale van 1.500 MW / 20 GWh aantrekkelijker.

Een opslagsysteem kan worden ingezet om bij een groot aanbod van windenergie tijdelijke stopzetting van conventionele productie-eenheden te voorkomen. Dit systeem kan op andere momenten weer worden ingezet als "piekcentrale". Met het toevoegen van een systeem voor grootschalige elektriciteitsopslag aan de elektriciteitsvoorziening kan "de B.V. Nederland" dus de bouw van nieuwe (of vervanging van bestaande) piekcentrales uitsparen. Het leveren van regelvermogen door een opslagsysteem voor met name de reductie van onbalans ten gevolge van windenergie is, naast een technische, ook een economische goede oplossing. Het ontlast hiermee de conventionele productie van veel en snelle regelacties. Bovendien kunnen de bestaande productie-eenheden efficiënter worden ingezet.

Het jaarlijkse kostenvoordeel van een opslagsysteem dat wordt gebruikt om 's nachts elektriciteit te laden en overdag te ontladen is sterk afhankelijk van de gas- en kolenprijzen gegeven de gekozen productiesamenstelling. Elektriciteitsopslag wordt economisch aantrekkelijker als het verschil tussen de gas- en kolenprijs hoger is en naarmate er meer windenergie in het systeem aanwezig is.

Uitgaande van de scenario's voor het jaar 2020 bespaart de "BV Nederland" kosten als er elektriciteitsopslag wordt toegevoegd aan het elektriciteitssysteem. Tevens kan de CO₂ uitstoot van het totaal aan centraal opgestelde productie-eenheden met 1,5-2,5% worden gereduceerd.

In het basisscenario met lage gas-kolenprijzen resulteren CAES en de 2^e NorNed kabel over een periode van 40 jaar in een groter kostenvoordeel dan een valmeercentrale. Het jaarlijkse kostenvoordeel van een valmeercentrale is groter, maar de investeringskosten zijn beduidend hoger ten opzichte van de andere twee opslagsystemen. Zo zijn de netaansluitingskosten van het Energie-eiland vele malen hoger dan dat van een CAES systeem en zijn de kosten voor een evenredig deel van de waterkrachtcentrales in

Noorwegen niet meegenomen in de NorNed kabel, wat waarschijnlijk leidt tot een te positief resultaat van het kostenvoordeel van dit opslagsysteem.

In het hoge gasprijsscenario zijn de kostenvoordelen voor de drie opslagsystemen ten opzichte van de inzet van een extra CCGT eenheid vergelijkbaar. Over een levensduur van 40 jaar is dit voordeel EUR 1,3 tot EUR 1,6 miljard.

Het Energie-eiland is daarmee een van de aantrekkelijke opties voor grootschalige elektriciteitsopslag bij hoge gasprijzen en relatief veel opgesteld windvermogen, een situatie die naar alle waarschijnlijkheid op middellange en lange termijn in Nederland van toepassing is. Een belangrijk onderscheid tussen dit innovatieve eiland en andere opslagsystemen zoals CAES en de NorNed kabel is dat het naast elektrische opslag nog andere functies kan vervullen. Voorbeelden zijn: kustbescherming, industriële activiteiten, havens zoals LNG haven, calamiteitenhaven en jachthaven, strand / recreatie, hotels en woningen, aquacultuur, windparken op en in het eiland, energiewinning uit algen die worden gekweekt in het valmeer en de verkoop van opgebaggerd zand. Deze opties voegen uiteenlopende waarden toe aan het Energie-eiland. Een voorwaarde is wel dat ze ook economische waarde toevoegen om de investeringskosten van de aanleg van het 'kale' eiland terug te verdienen. De technische mogelijkheden en de economische waarde van deze aanvullende functies van het eiland dienen nog te worden onderzocht.

7 DE VOLGENDE STAP NAAR EEN INNOVATIEF, NEDERLANDS PRODUCT

Verschillende Nederlandse bouwbedrijven met ervaring in offshore activiteiten hebben al belangstelling getoond voor het ontwerpen en bouwen van het Energie-eiland, of van meerdere eilanden. En ook onze huidige partners willen graag met ons verder. Deze combinatie van partijen is in staat een innovatieve oplossing buiten de kustlijn te realiseren en daarmee letterlijk en figuurlijk een nieuw stukje Nederland op de kaart te zetten.

Zover zijn we echter nog niet. Want wat vindt de BV Nederland van het Energie-eiland; is het maatschappelijk haalbaar? Een positief antwoord op deze vraag is een "go" voor het vervolg op deze studie.

De volgende onderwerpen dienen nog te worden onderzocht (fase 2):

- gedetailleerde locatiestudie, inclusief onderzoek naar de stabiliteit van de kleilaag;
- alternatieven voor de constructie van de pompgeneratoren in deze kleilaag;
- gedetailleerde berekeningen om de economische waarde van opslag onder verschillende omstandigheden beter vast te kunnen stellen (bijvoorbeeld wijzigingen in import en export van elektriciteit, wel of geen verplichtingen van opslag CO₂ voor nieuwe centrales, etc.);
- mogelijke markt- en eigendomsstructuren voor een grootschalig opslagsysteem;
- technische mogelijkheden en een indicatie van de economische waarde voor additionele functies op, in of om het Energie-eiland;
- bestuurlijke en milieutechnische aspecten van grootschalige opslag in het algemeen en van het Energie-eiland in het bijzonder.