

# Delta21: Energetisch- economische analyse

Valmeer als onderdeel van duurzaam  
energiesysteem



# Delta21: Energetisch-economische analyse

Valmeer als onderdeel van duurzaam energiesysteem

Dit rapport is geschreven door:

Lucas van Cappellen, Charley Bakker, Michiel Bongaerts, Pascal Bouwman en Joeri Vendrik

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 23.230192.182

Energieopslag | Energiemarkten | Netcongestie | Leveringszekerheid | Businesscase | Beleid

Opdrachtgever studie 2023: Verboon Maasland

Opdrachtgever vervolgstudie 2024: Provincie Zuid-Holland

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Lucas van Cappellen (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

Deze studie is in 2023 uitgevoerd voor Delta21 en Verboon Maasland B.V., als onderdeel van een subsidie van 'Kansen voor West 2', een Europese subsidie voor mkb-bedrijven in Zuid-Holland. In 2024 is een update uitgevoerd met Provincie Zuid-Holland als opdrachtgever.



**EUROPESE UNIE**  
Europees Fonds voor Regionale Ontwikkeling.  
Mede gefinancierd in het kader van de respons  
van de Unie op de COVID-19-pandemie.



**Kansen voor West I**

**CE Delft**

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



# Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	8
	1.1 Beschrijving Delta21	8
	1.2 Doel studie	9
	1.3 Maatschappelijke waarden Delta21	9
	1.4 Leeswijzer	10
2	Configuraties valmeer, kosten en potentiële inkomsten	11
	2.1 Configuraties en technische eigenschappen	11
	2.2 Kosten aannames: Delta21 en nettarieven	12
	Aannames kosten Delta21	12
	Aannames ontwikkeling nettarieven	13
	2.3 Jaarlasten 2035	14
	2.4 Verdienmodellen valmeer	15
3	Businesscase: Energiebalancerings	23
	3.1 Businesscase: Inkomsten day-aheadmarkt	23
	3.2 Businesscase: Overige energiemarkten	30
	3.3 Dunkelflaute	30
	3.4 Black start	31
	3.5 Conclusie businesscase energiebalancerings	31
4	Businesscase: Netcongestie	35
	4.1 Situatie zonder Delta21	35
	4.2 Inzet valmeer voor netcongestiemanagement	39
	4.3 Businesscase netcongestie én energiebalancerings	42
5	Vergelijking valmeer met andere flexibiliteitsbronnen	45
	5.1 Overzicht flexibiliteitsbronnen	45
	5.2 Rol flexibele bronnen in het energiesysteem	46
	5.3 Levelised costs of storage van verschillende bronnen	49
	5.4 Overige afwegingen tussen flexibele bronnen	54
	5.5 Conclusie vergelijking flexibiliteitstechnieken	58
6	Maatschappelijke waarde	60
	6.1 Maatschappelijke effecten	60
	6.2 Totale maatschappelijke waarde voor energiesysteem	67
	6.3 Financierbaarheid Delta21	68
	6.4 Mogelijke rol overheid	73
7	Conclusies en aanbevelingen	75
	7.1 Conclusies	75



	7.2 Aanbevelingen	78
	Referenties	79
A	Methode	81
	A.1 Aannames modellering day-aheadmarkt	81
	A.2 Onbalansmarkt	83
	A.3 aFRR-markt	83
B	Aannames vergelijking flexibiliteitstechnieken	84
	B.1 Algemene methode	84
	B.2 Waterstofcentrales	84
	B.3 Lithium-ion-batterij	85
	B.4 Flowbatterijen	85

# Samenvatting

## Conclusies studie

Deze studie omvat een energetische analyse van Delta21 om de businesscase en maatschappelijke waarde van het project te bepalen. De belangrijkste conclusies zijn:

- Met inzet op de energiemarkten is er voor het valmeer in 2035 mogelijk een rendabele businesscase. Dit geldt echter alleen bij hoge elektriciteitsprijzen, gunstige financieringsparameters en nettarietkorting voor opslag. In veel gevallen is er dus een onrendabele businesscase en we concluderen dat er in ieder geval nog veel onzekerheid is. Flexibiliteit kent in het algemeen een onvoldoende businesscase voor het vereist vermogen. Hiervoor zou extra beleid nodig zijn.
- Uit de kostenvergelijking (levelised cost of storage) blijkt dat Delta21 bij een voordelige financiering naar verwachting kostencompetitief is met andere technieken. Bij een financiering met hogere rente zijn andere technieken naar verwachting financieel voordeliger.
- Het valmeer kan netverzwaring voorkomen in de regio Rotterdam, indien het op een netgunstige manier ingezet wordt. Hiervoor wordt een vergoeding betaald door TenneT, wat de businesscase verder kan verbeteren. Om te voorkomen dat inzet van het valmeer nieuwe netcongestie veroorzaakt moet de inzet op sommige uren beperkt worden, wat ten koste kan gaan van de businesscase.
- Naast deze verdiensten kan het valmeer resulteren in maatschappelijke waarde:
  - Lagere vereist opgesteld vermogen in hernieuwbare energie zoals zon en wind. Dit resulteert niet in extra kostenbesparing, aangezien deze al in de berekende energieprijzen terugkomen. Er is wel bijvoorbeeld een ruimtelijke besparing. In 2035 kan met de 2 GW configuratie van het valmeer 0,5 tot 2 GW wind op zee of 3,5 tot 17 GW zon-pv uitgespaard worden. Bij de 6 GW-configuratie kan 1 tot 4,5 GW wind op zee of 5 tot 28 GW zon-pv uitgespaard worden.
  - Lagere energiekosten tot maximaal € 1,8 miljard per jaar voor huishoudens en bedrijven, en dus lagere inkomsten voor energieleveranciers van € 1,8 miljard euro. Dit is dus een maatschappelijke waarde van € 0 euro, maar een waardeoverdracht tussen twee partijen die wel resulteert in een lagere energierekening.
  - Netverzwaring in de rest van Nederland voorkomen op het hoogspanningsnet.
  - De inpassing van wind op zee te bevorderen en bijdragen aan de leveringszekerheid.
- De financiering van het valmeer is een belangrijk aandachtspunt, vanwege de onbekendheid met de techniek, onzekerheid over marktontwikkelingen én de hoge investeringskosten. Mogelijk is overheidsparticipatie vereist om dit project mogelijk te maken. Er is nog onzekerheid over de exacte kosten van het Valmeer, onder andere vanwege risicoposten.

Deze conclusies worden in de verdere management samenvatting verder toegelicht.

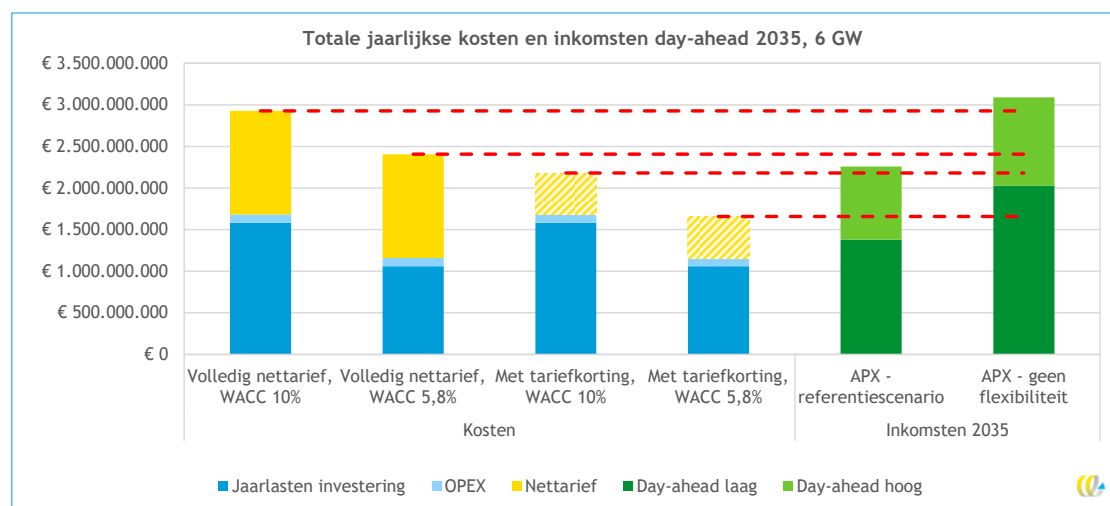
## Aanleiding en doel onderzoek

Delta21 is een valmeer voor de Haringvlietmonding, bij Rotterdam. Het valmeer kan ingezet worden als middel voor energieopslag door water omhoog te pompen of te turbineren (water stroomt naar beneden door de pompen, en elektriciteit wordt opgewekt). Dit onderzoek omvat de energetische inzet, de inzet op energiemarkten, de rol als alternatief voor netverzwaren en de maatschappelijke waarde voor het energiesysteem van Delta21. De mogelijke waterveiligheidsfunctie en natuurherstelfunctie van Delta21 zijn buiten de scope van dit onderzoek. Er zijn twee varianten met een vermogen van 2 en 6 GW aan pompen, in combinatie met een valmeer met een energie-inhoud van 34 GWh.

## Delta21 businesscase elektriciteitsmarkten

De businesscase is berekend voor 2035 voor drie van de belangrijkste elektriciteitsmarkten, namelijk de day-ahead-, onbalans- en aFRR-markt. Vanwege de grote onzekerheden, is er niet gekeken naar tijdstippen na 2035<sup>1</sup>. De businesscase voor de 6 GW-configuratie is beter, omdat de kosten minder sterk toenemen dan de inkomsten in vergelijking met de 2 GW-variant. Bij een lagere verhouding vermogen (GW) ten opzichte van opslagvolume (GWh) leidt dit dus tot een betere businesscase. De uitkomsten voor de day-aheadmarkt zijn voor de 6 GW-variant weergegeven in Figuur 1. In totaliteit is er naar verwachting op de huidige energiemarkten mogelijk een businesscase. Maar alleen in het scenario met tariefkorting en hoge energieprijzen wordt een positieve businesscase verwacht. In scenario's met lagere prijzen en/of hogere investeringslasten zijn de huidige markten onvoldoende voor een rendabele businesscase. Een andere onzekerheid is de exacte omvang van de kosten, aangezien uit de prijsprojecties van Horvat & Partners hogere kosten volgen. Dit is voornamelijk vanwege verschillende risicoposten.

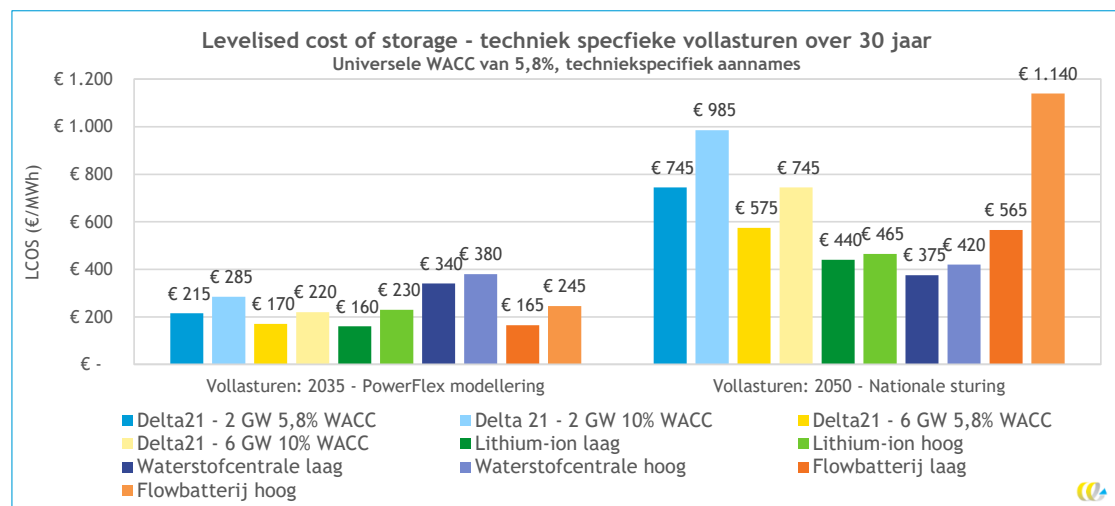
Figuur 1 - Resultaat businesscasemodellering voor 2035 voor 6 GW, afschrijftermijn 30 jaar met verschillende WACC's en prijsscenario's over marktontwikkeling. De groene balken geven de verwachte inkomsten weer tussen het laag- en hoogscenario, oftewel de verwachte range



<sup>1</sup> Het is onzeker of de inkomsten na 2035 toe- of afnemen. Door verdere toename van hernieuwbare opwek zullen er naar verwachting nog meer momenten met overschotten en lage prijzen ontstaan, wat ten goede komt van inkomsten. Maar dalende waterstofprijzen en toenemende inzet van overige flexibele bronnen hebben een negatieve impact op de inkomsten. De netto impact van deze ontwikkeling op de inkomsten is onzeker.

Voor een inschatting van de concurrentiepositie van het valmeer ten opzichte van andere flexibele bronnen is een vergelijking gemaakt gebaseerd op de levelised cost of storage (LCOS), oftewel de kosten per geleverde MWh<sup>2</sup>. Deze vergelijking is weergegeven in Figuur 2 voor twee scenario's voor het aantal uren dat de techniek wordt ingezet. Uit de figuur komt naar voren dat de LCOS van Delta21 kostencompetitief is met een lage financieringsrente van 5,8% ten opzichte van de lage prijsontwikkeling van technieken. We gaan daarbij uit van het door ons verwachte aantal vollasturen in 2035, links in het figuur. Bij een duurdere vorm van financiering van Delta21 is de concurrentiepositie minder goed, maar is Delta21 nog mogelijk kostencompetitief bij de hogeprijsscenario's van de andere technieken. Een belangrijke parameter daarin is het aantal uren dat de technieken ingezet worden. Als het valmeer weinig uren ingezet wordt, is de concurrentiepositie veel minder goed (te zien in scenario rechts). Het valmeer kan daarnaast nog voordelen hebben ten opzichte van andere technieken zoals grondstofgebruik, waterveiligheid en CO<sub>2</sub>-impact van productie, maar deze zijn alleen globaal onderzocht in deze studie.

**Figuur 2 - Resultaten levelised cost of storage, zichtperiode 30 jaar in twee van de scenario's.** Als voorbeeld geeft de donkergele staaf de kosten weer van 170 €/MWh voor de 6 GW-configuratie van Delta21 met een WACC van 5,8%. Deze kosten zijn lager dan de kosten voor een hoge kostprijsontwikkeling (dus minder snelle verwachte kostendaling) van lithium-ionbatterijen in lichtgroen



## Delta21 als alternatief voor netverzwaring

Het valmeer van Delta21 wordt voorzien in de regio Rotterdam. De rol van elektriciteit zal daar flink toenemen in de komende decennia, waardoor er fors meer transport van elektriciteit via het hoogspanningsnet noodzakelijk is. Rotterdam is uniek ten opzichte van andere regio's in Nederland, aangezien er naar verwachting knelpunten ontstaan voor zowel afvoer (bij overschotten van wind op zee) als aanvoer van elektriciteit (bij veel vraag en weinig productie van wind op zee). Dan ontstaat er een meerwaarde voor het valmeer, aangezien opslag zowel overschotten als tekorten op het lokale net kan opvangen, in tegenstelling tot flexibiliteitsbronnen, die alleen elektriciteit kunnen afnemen of invoeden.

<sup>2</sup> Dit geeft een indicatie van de businesscase na 2035. Het is de verwachting dat na 2035 een forse hoeveelheid flexibiliteit nodig is, waar een businesscase voor nodig is. Als het valmeer op kosten kan concurreren met andere bronnen, dan zal hier (mogelijk met additioneel beleid) naar verwachting een businesscase voor komen.

Het valmeer kan ingezet worden om (een groot deel van) de overbelasting op de 380 kV-verbindingen op te vangen middels redispatch, waardoor geen verzwaringen noodzakelijk zijn. Hiervoor ontvangt de investeerder van het valmeer een vergoeding van TenneT. De geschatte vergoeding ligt op € 80-100 miljoen per jaar voor de 2 GW-configuratie en € 120-150 miljoen per jaar voor de 6 GW-configuratie. Hiervoor moet het valmeer ongeveer 600 uur per jaar (6% van het jaar) ingezet worden voor netcongestiemanagement. Deze inkomsten zijn deels additioneel ten opzichte van de inkomsten op elektriciteitsmarkten.

Het valmeer zal niet alleen ingezet worden voor netcongestiemanagement, maar ook voor handel op elektriciteitsmarkten. Bij inzet van het valmeer op elektriciteitsmarkten worden de knelpunten niet opgelost en kan de belasting op de 380 kV-verbindingen zelfs toenemen. Voor een maatschappelijk optimale toepassing van het valmeer moet de inzet geoptimaliseerd worden voor zowel netcongestiemanagement als handel op elektriciteitsmarkten. Deze beperking kan erin resulteren dat de totale inkomsten afnemen, afhankelijk van de ontwikkeling van de lokale netsituatie.

## Maatschappelijke waarde

Inzet van het valmeer kan leiden tot positieve maatschappelijke effecten voor het energiesysteem. Zo leidt het valmeer tot lagere elektriciteitskosten van € 1,8 miljard en zijn minder investeringen in hernieuwbare opwek en/of regelbare centrales noodzakelijk. Het grootste deel van de maatschappelijke effecten worden gewaardeerd in de businesscase van het valmeer. De 2 GW-variant kan 0,5 tot 2 GW wind op zee of 3,5 tot 17 GW zon-pv uitsparen. Bij de 6 GW-configuratie kan in het scenario 1 tot 4,5 GW wind op zee of 5 tot 28 GW zon-pv uitgespaard worden. De kosten hiervoor vinden we terug in de businesscase van Delta21 en de lagere businesscase en zijn dus geen additionele maatschappelijke baten. De uitgespaarde ruimte voor zon en wind bijvoorbeeld wel. Daarnaast zijn sommige effecten geen netto maatschappelijke waarde, maar een economische verschuiving: de lagere energiekosten voor woningen betekenen lagere inkomsten voor energieleveranciers. Dit is dus een waardeoverdracht, maar kan wel bijdragen aan economische draagkracht van woningen en bedrijven.

Maar er zijn ook effecten die niet (volledig) gewaardeerd worden in de businesscase. Zo kan het valmeer een gunstige impact hebben op de belasting van overige delen van het hoogspanningsnet (buiten de regio Rotterdam) en op de inpassing van wind op zee. Daarnaast kan het valmeer in potentie een grote maatschappelijke waarde hebben in langdurige periodes met veel elektriciteitsvraag en weinig hernieuwbare opwek, de zogeheten Dunkelflautes. In deze periodes kan de leveringszekerheid in het geding komen, wat grote maatschappelijke kosten kan opleveren. Er zullen CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales nodig zijn om gedurende die periodes elektriciteit te leveren. Maar ook het valmeer kan een bijdrage leveren aan het leveren van elektriciteit gedurende deze periode. Het valmeer kan regelbare centrales vervangen die slechts eens in de paar jaar nodig zijn. In het meest extreme geval, als er onvoldoende andere flexibele bronnen zijn die een black-out van het elektriciteitssysteem kunnen voorkomen, kan het valmeer stroomuitval (deels) voorkomen.

De volgende stappen zijn een concrete uitwerking van het ontwerp van Delta21, gesprekken over de financiering van het project met overheid/netbeheerders/marktpartijen en vergunningen voor de bouw van Delta21.

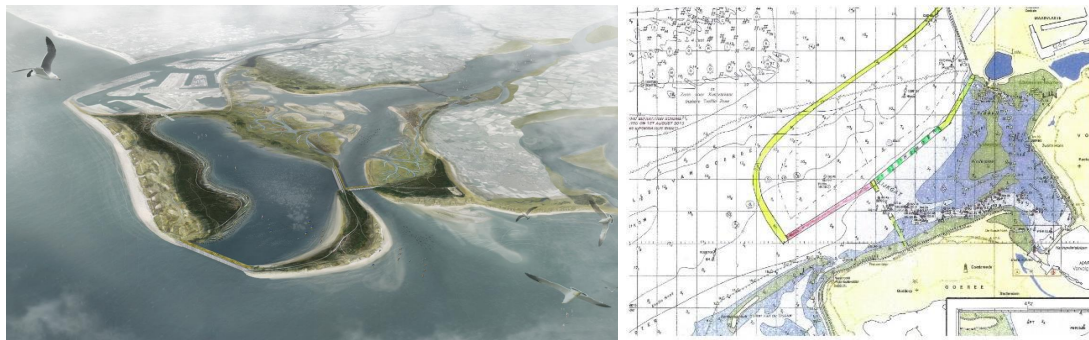
# 1 Inleiding

## 1.1 Beschrijving Delta21

Delta21 is een potentieel project voor de Hollandse kust in het diepe Westelijke deel van de Haringvlietmonding, bij Rotterdam. Het is een grote dijk met verschillende grote pompen, wat gezamenlijk een valmeer vormt. Het hele valmeer omvat een gebied van 50 km<sup>2</sup> waarvan het watergedeelte ruim 40 km<sup>2</sup> is. Het valmeer betekent dat het waterniveau door pompen verlaagd kan worden tot onder het waterniveau van het omliggende water. Het waterpeil in het valmeer is 3 tot 28 meter lager dan het waterniveau rond het valmeer.

Het valmeer kan uitgebreid worden met allerlei extra voorzieningen zoals duurzame opwek, batterijen, datacenters, etc. In deze studie gaan we uit van de simpelste configuratie: alleen het valmeer bestaande uit de te creëren dijk met pompen. De opslagcapaciteit van het valmeer is 34 GWh, bepaald door de grootte van het meer. Het vermogen is afhankelijk van de hoeveelheid pompen. Deze studie omvat twee configuraties: 2 GW en 6 GW.

Figuur 3 - Mogelijke vormgeving Delta21



Bron: (Delta21, 2023).

Het Delta21 project heeft drie mogelijke functies:

1. **Energetische functie:** Het valmeer kan energie opslaan door water uit het valmeer te pompen en elektriciteit te leveren door water via pompen het valmeer in te laten stromen. Daarmee kan het acteren als een zeer groot energieopslag medium.
2. **Waterveiligheidsfunctie:** De pompen kunnen ook ingezet worden om water weg te voeren van de rivieren naar de zee. Hiervoor is wel een overlaat als afsluitbare doorlaat vereist. Bij een langdurige zware storm en/of een hoge rivierafvoer kan Delta21 volgens de initiatiefnemers hoogwater in het binnenland voorkomen en daarmee mogelijk dijkversterkingen en -verhogingen voorkomen.
3. **Natuurherstelfunctie:** Delta21 is gepland in een Natura 2000-gebied maar kan volgens de initiatiefnemers veel bijdragen aan natuurherstel. Door Delta21 kan dichtslibben en verzanding van het Haringvliet voorkomen worden en een brak (mix zoet en zout water) gerealiseerd worden, beide goed voor de diersoorten in het gebied.

Dit onderzoek richt zich puur op de energetische functie van Delta21. De andere functies worden toegelicht in documenten van Delta21 en worden niet verder behandeld in dit rapport. Deze functies kunnen wel economisch en maatschappelijke waarde vertegenwoordigen maar dit is dus niet opgenomen in de resultaten van deze studie. De andere

functies vereisen een aanpassing van het ontwerp. Naast dat ze extra inkomsten bieden kan het ook betekenen dat het valmeer minder ingezet kan worden voor de energetische functies, en dus dat de inkomsten lager zijn voor de inzet op de energiemarkten.

## 1.2 Doel studie

De hoofdvraag die dit onderzoek beantwoordt is: Welke rollen kan Delta21 vervullen in het energiesysteem en wat is de toekomstige businesscase en maatschappelijke waarde van verschillende configuraties van het valmeer voor deze verschillende rollen?

Het doel is om te onderbouwen wat de maatschappelijke waarde van Delta21 is voor twee onderdelen van het elektriciteitssysteem: elektriciteitsbalancering en netcapaciteit. Elektriciteitsbalancering betekent het matchen van vraag en aanbod op ieder moment. Het valmeer kan leiden tot lagere maatschappelijke kosten voor de elektriciteitsvoorziening doordat er goedkope energie opgeslagen kan worden en daarmee dure productie uit gascentrales voorkomen kan worden. Daarnaast hoeft er wellicht minder vermogen van windmolens, zonnepanelen en batterijen gebouwd te worden en minder inzet en wellicht zelfs minder vermogen aan gascentrales. Het valmeer kan er mogelijk ook in resulteren dat er minder netverzwaring gerealiseerd hoeft te worden in de omgeving Rotterdam door TenneT, waardoor de maatschappelijke kosten lager zijn.

Voor zowel elektriciteitsbalancering als voor netcongestie is de potentie van Delta21 onderzocht. Deze studie geeft daarmee inzicht in de maatschappelijke waarde en in de inkomsten die met het valmeer gerealiseerd kunnen worden. Onderdeel daarvan is een vergelijking van het valmeer met andere bronnen van flexibiliteit om de concurrentiepositie te bepalen én de maatschappelijke waarde van het valmeer ten opzichte van deze andere bronnen.

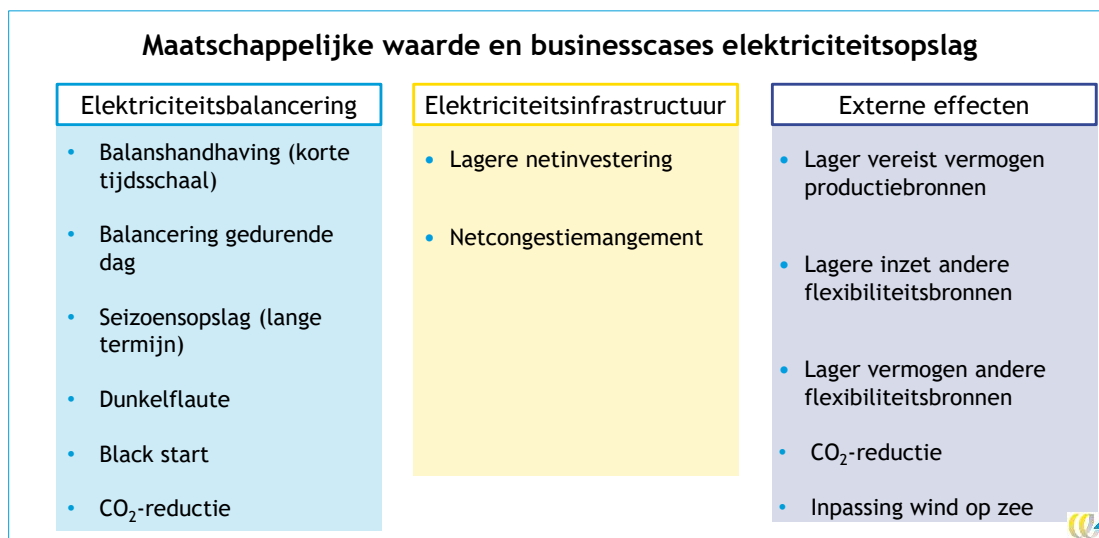
### Tekstkader 1 - Aannames studie CE Delft

De aannames in deze studie over Delta21 zijn gebaseerd op informatie die is aangeleverd door Delta21, onder andere in de vorm van eerdere rapportages (Delta21, 2023) en een technische analyse van Horvat en partners (Horvat & Partners, 2023). CE Delft heeft deze aannames overgenomen en is deze globaal nagegaan. De aannames van Delta21 zijn opgenomen in Hoofdstuk 2.

## 1.3 Maatschappelijke waarden Delta21

De belangrijkste maatschappelijke waarden voor Delta21 en energieopslag in het algemeen hebben we onderverdeeld in drie thema's: elektriciteitsbalancering, elektriciteitsinfrastructuur en externe effecten. Deze waarden zijn weergegeven in Figuur 4. Deze waarden resulteren vaak in inkomsten voor het project. Sommige waarden komen echter niet terug in de businesscase van Delta21 of de waarde komt slechts gedeeltelijk terug in de businesscase. Dit rapport omvat zowel de businesscase als de maatschappelijke waarde die niet terugkomen in de businesscase. De andere functies van Delta21 (natuurherstel en waterveiligheid) zijn geen onderdeel van dit figuur.

Figuur 4 - Overzicht maatschappelijke waarde en businesscase elektriciteitsopslag



## 1.4 Leeswijzer

Dit rapport bestaat uit de volgende hoofdstukken:

- Hoofdstuk 2: omvat een beschrijving van het Delta21 project en de aannames over het project. Daarnaast beschrijft het de kosten met jaarlasten en de potentiële verdienmodellen.
- Hoofdstuk 3 omvat de inzet van het valmeer op de elektriciteitsmarkten en de businesscase van deze inzet in 2035.
- Hoofdstuk 4 bevat de potentie van Delta21 om netverzwaring te voorkomen op het elektriciteitsnetwerk van TenneT en de economische waarde daarvan.
- Hoofdstuk 5 omvat een vergelijking tussen vier technieken die flexibiliteit in het elektriciteitsstelsel kunnen leveren: Delta21, waterstofcentrales, lithium-ion-batterijen en flowbatterijen. Deze technieken zijn vergeleken op rol in het energiesysteem, kosten en verschillende overige effecten.
- Hoofdstuk 6 omschrijft de maatschappelijke waarden van het valmeer en een doorrekening waar mogelijk. Dit zijn de waarden additioneel naast de berekende businesscase op de elektriciteitsmarkten en als alternatief voor netverzwaring.

Deze studie is in 2023 uitgevoerd voor Delta21 en Verboon Maasland B.V., als onderdeel van een subsidie van ‘Kansen voor West 2’, een Europese subsidie voor mkb-bedrijven in Zuid-Holland. In 2024 is een update uitgevoerd met Provincie Zuid-Holland als opdrachtgever.



## 2 Configuraties valmeer, kosten en potentiële inkomsten

### 2.1 Configuraties en technische eigenschappen

In deze studie onderzoeken we twee configuraties voor Delta21, waarbij alleen het aantal pompen verschilt tussen de twee configuraties. Iedere pomp heeft een maximaal vermogen van 20 MW. Door meer pompen te installeren kan Delta21 met een hoger vermogen energie opslaan (pompen) of energie leveren (turbineren). Aangezien het totale volume van Delta21 constant blijft, betekent dat een configuratie met een hoger vermogen het valmeer sneller vol of leeg zal zijn. De volgende twee configuraties worden onderzocht:

- Configuratie 1: 100 pompen, met een totaal opgesteld vermogen van 2 GW.
- Configuratie 2: 300 pompen, met een totaal opgesteld vermogen van 6 GW.

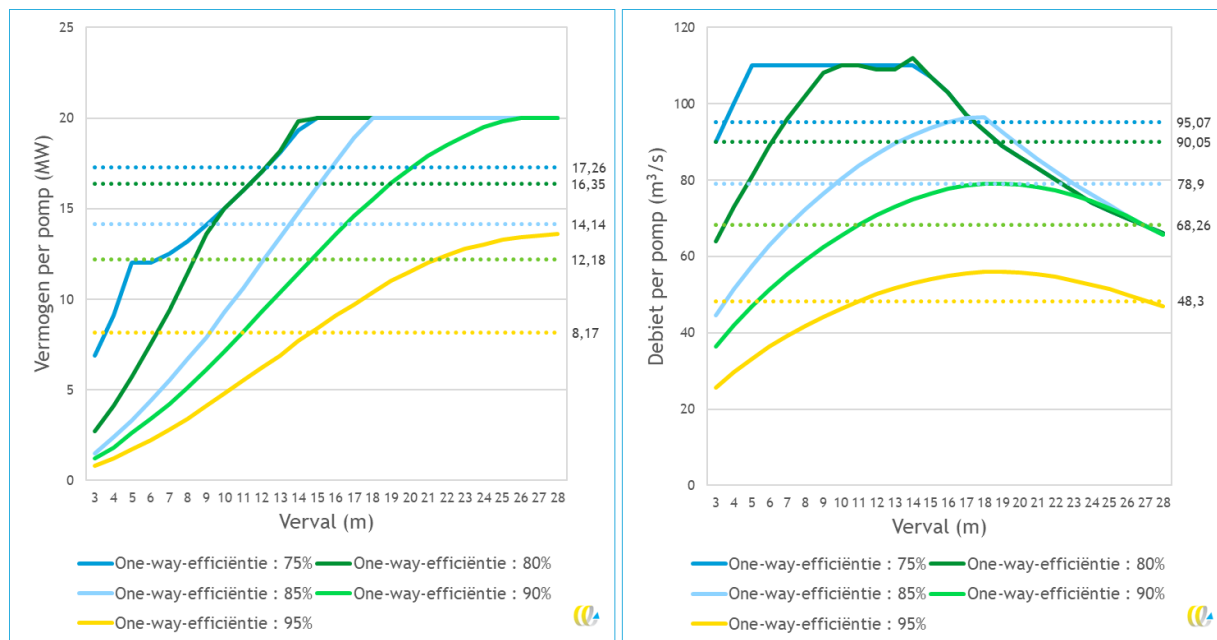
Het vermogen dat een pomp op een bepaald moment kan leveren is echter afhankelijk van twee parameters; het huidige verval (de afstand tussen de waterstand binnen en buiten Delta21) en het ingestelde toerental. Door te kiezen voor een hoger toerental van de pompen stroomt er meer debiet door de pompen, wat weer leidt tot een hoger (benodigd) vermogen. Echter, een hoger toerental leidt ook tot meer energieverlies in de pomp, waardoor de one-way-efficiëntie van het pompen naar beneden gaat. Het toerental kan zo ingesteld worden dat voor een ieder verval de one-way-efficiëntie op een gemiddelde uitkomt.

Figuur 5 laat de krommes (verhouding vermogen/debiet) zien voor het vermogen en debiet voor drie verschillende one-way-efficiënties waarbij de gemiddelde efficiëntie 75, 85 en 95% is. We zien dat een sturen op een hogere efficiëntie leidt tot een afname in het maximale vermogen dat geleverd kan worden. Andersom geredeneerd, leidt het richten op een hogere (gemiddelde) efficiëntie tot een afname van het debiet, waardoor, over het algemeen, het langer duurt om Delta21 leeg te pompen en vol te laten lopen (oftewel turbineren). Voor deze studie nemen we aan dat het maximale verval 28 m is, en dat het totale oppervlakte van het water 40 km<sup>2</sup> bedraagt.

#### Tekstkader 2 - Aannames studie CE Delft

De aannames in deze studie over Delta21 zijn gebaseerd op informatie die is aangeleverd door Delta21, onder andere in de vorm van eerdere rapportages (Delta21, 2023) en de studie van Horvat & Partners (Horvat & Partners, 2023). CE Delft heeft deze aannames overgenomen en is deze globaal nagegaan. Deze studie omvat dus de meest recente inzichten in de eigenschappen en kosten van december 2023.

Figuur 5 - Het vermogen, debiet en efficiëntie zijn afhankelijk van het ingestelde toerental, en het huidige verval van Delta21. Door het toerental van de pomp hoger in te stellen, neemt het debiet toe, waardoor ook het vermogen toeneemt. Echter, dit leidt ook tot hogere energieverliezen waardoor de one-way-efficiëntie afneemt. We gaan hierbij uit van 20 MW pompen en het huidige ontwerp van Delta21, andere pompen of een ander ontwerp resulteert in andere vermogenscurves



Bron: (Delta21, 2023).

## 2.2 Kosten aannames: Delta21 en nettarieven

### Aannames kosten Delta21

De kostenaannames in deze studie zijn gebaseerd op het rapport van Delta21 (Delta21, 2023) en Horvat en Partners (Horvat & Partners, 2023). Er heeft een los onderzoek plaatsgevonden naar de verwachte kosten door een ander extern bureau, die zijn gebruikt als aannames in deze studie. Horvat en Partners volgt een hogere inschatting naar voren voor vooral risicoreserveringen en meer engineerkosten, die Delta21 als onrealistisch ziet. In het referentiescenario zijn de aannames zoals geschat door Delta21, overgenomen uit de Horvat-studie, oftewel de lagere risico-aannames. Daarnaast is een gevoeligheidsanalyse opgenomen met de aannames zoals exact in de Horvat-studie naar voren zijn gekomen.

Tabel 1 - Overzicht kostenaannames (Horvat & Partners, 2023), gebaseerd op input van Delta21 (Delta21, 2023)

Configuraties		Configuratie 1: 2 GW	Configuratie 2: 6 GW	Eenheid
Investeringskosten	Totaal	€ 7.884.000.000	€ 14.916.000.000	€
Operationele kosten	Jaarlijkse operationele kosten (OPEX) - van 0 tot 50 jaar	€ 60.000.000	€ 100.000.000	€/jaar
	Jaarlijkse operationele kosten (OPEX) - 50 tot 100 jaar	€ 120.000.000	€ 200.000.000	€/jaar



We voeren een gevoeligheidsanalyse uit met deze hogere kosten uit de Horvat-studie, weergegeven Tabel 2.

Tabel 2 - Overzicht kostenaannames Delta21

Configuraties		Configuratie 1: 2 GW	Configuratie 2: 6 GW	Eenheid
Investeringskosten	Totaal	€ 9.870.000.000	€ 18.021.000.000	€
Operationele kosten	Jaarlijkse operationele kosten (OPEX) - van 0 tot 50 jaar	€ 100.000.000	€ 200.000.000	€/jaar
	Jaarlijkse operationele kosten (OPEX) - 50 tot 100 jaar	€ 200.000.000	€ 400.000.000	€/jaar

Bron: (Horvat & Partners, 2023).

Voor het vaststellen van de financieringsparameters gaan we uit van een economische levensduur van 30 jaar, omdat dit de gewenste terugverdientijd is van een investeerder. De technische levensduur is 100 jaar. Voor de businesscase gaan we uit van twee financieringsscenario's:

1. **Markt financiert - WACC 10%:** Er vindt een volledige financiering vanuit de markt plaats en marktpartijen dragen de risico's. Er is geen ondersteunend beleid vanuit de overheid, zoals bijvoorbeeld een subsidie-instrument of garantiefonds.
2. **Markt en overheid delen risico's - WACC 5,8%:** De overheid deelt de risico's door ondersteuning van het valmeer. Dit kan zijn specifiek voor het valmeer of door middel van algemene ondersteuning van flexibiliteit. Een voorbeeld is een vorm van een contract for difference of garantiefonds. We nemen de WACC aan zoals deze nu is vastgesteld voor SDE++-projecten.

## Aannames ontwikkeling nettarieven

Als uitgangspunt zijn de tarieven van 2024 gehanteerd. De tarieven zijn de afgelopen jaren sterk gestegen door voornamelijk hogere elektriciteitsprijzen. TenneT verwacht voor 2024 en 2025 een stijging van de nettarieven door hogere investeringen van 15%. We hebben in eerdere studies aangenomen dat de tarieven tussen 2025 en 2030 niet stijgen in totaliteit. Een stijging door hogere investeringen wordt ongeveer tenietgedaan door verwachte lagere elektriciteitsprijzen, en dus lagere kosten voor TenneT voor energieverliezen en balanceringsdiensten.

De tariefstijging tussen 2030 en 2050 is gebaseerd op een studie van PwC over de vereiste investeringen door de netbeheerders en het effect op de tarieven (PwC, 2021). Voor TenneT loopt de prognose niet verder dan 2030, maar wel voor de regionale netbeheerders. We nemen aan dat dezelfde trend in de nettarieven geldt voor TenneT als voor de regionale netbeheerders. Dit betekent een stijging van 30% tussen 2030 en 2050, oftewel 1,3% per jaar. Dit resulteert in de aannames zoals opgenomen in Tabel 3 en de nettarieven zoals opgenomen in Tabel 4.

Tabel 3 - Aannames jaarlijkse toename nettarieven

	Jaarlijkse toename nettarieven
Toename 2024-2030	0%
Toename 2030-2050	1,3% (inschatting gebaseerd op (PwC, 2021))
Toename 2050 >	0%

Tabel 4 - Inschatting nettarieven

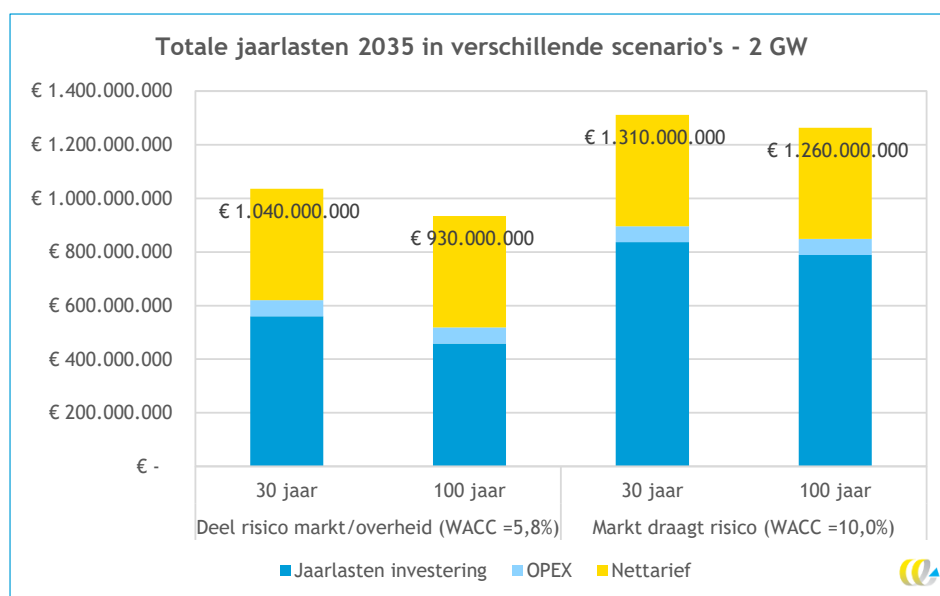
Nettarief EHS		2024	2030	2035	2050
Volledig nettatarief EHS	kWcontract (€/kW/jaar)	€ 61	€ 90	€ 97	€ 121
	kWmax (€/kW/jaar)	€ 83	€ 123	€ 133	€ 166
Tarief met 60% korting	kWcontract (€/kW/jaar)	€ 24	€ 36	€ 36	€ 36
	kWmax (€/kW/jaar)	€ 33	€ 49	€ 49	€ 49

TenneT werkt aan een nieuwe tariefvorm die tijdsafhankelijk is en een specifieke tariefvorm voor energieopslag. Dit tarief kan resulteren in een tariefkorting van 65% voor energieopslag (ESNL, 2023). We rekenen daarom in principe met een tariefkorting van 60%. Dit percentage is iets lager omdat het tarief afhangt van op welk moment het valmeer handelt. Een volledige benutting van de korting zal niet mogelijk zijn, omdat het valmeer soms ook op momenten handelt dat het nettatarief hoger is. Daarom rekenen met 60% als aanname.

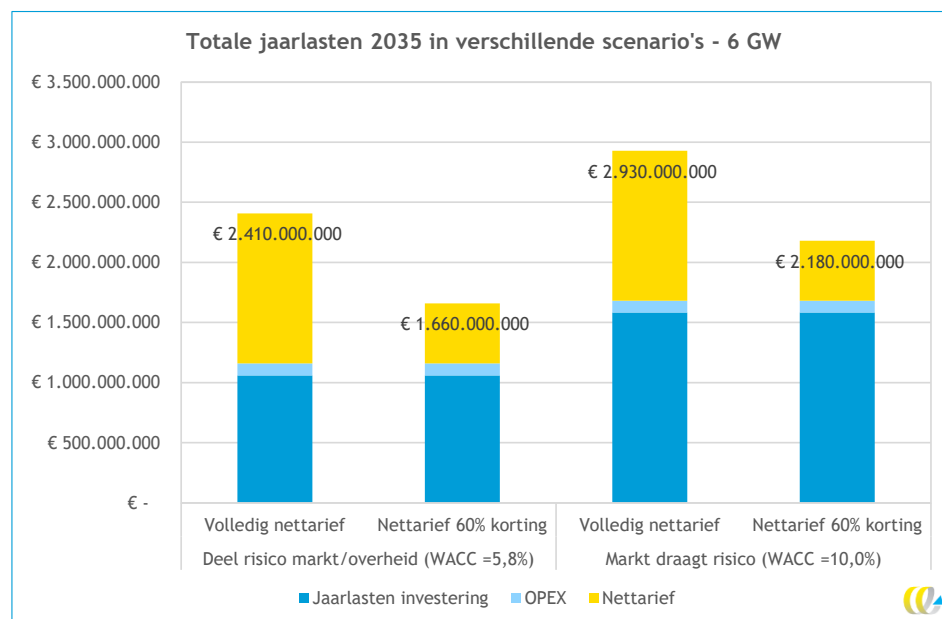
## 2.3 Jaarlasten 2035

De totale jaarlasten bestaan uit de jaarlasten van de investering, de operationele kosten (OPEX) en het nettatarief. De resultaten zijn weergegeven voor beide financieringsscenario's en nettariafaanname in Figuur 6 en Figuur 7. De jaarlasten zijn een groot onderdeel van de totale kosten met totale jaarlijkse kosten van € 460 miljoen tot € 840 miljoen voor de 2 GW-configuratie en € 860 miljoen tot € 1.580 miljoen voor de 6 GW-configuratie (afhankelijk van het financieringsscenario). De operationele kosten zijn € 60 miljoen en € 100 miljoen voor de 2 en 6 GW-configuratie respectievelijk. Het nettatarief voor de 2 GW-configuratie is geschat op € 415 miljoen bij een volledig tarief en € 170 miljoen bij een tarief met 60% korting. Voor de 6 GW-configuraties is dit € 1.250 miljoen of € 500 miljoen.

Figuur 6 - Totale jaarlasten 2035 in verschillende scenario's - 2 GW



Figuur 7 - Totale jaarlasten 2035 in verschillende scenario's - 6 GW



De afschrijvingen hangen ook af van de afschrijfstermijn. Deze is aangenomen op 30 jaar, maar de technische levensduur is 100 jaar. In Tabel 5 zijn de jaarlasten van de investering weergegeven voor verschillende afschrijfstermijnen en WACC-percentages.

Tabel 5 - Jaarlasten investering voor verschillende afschrijfstermijnen en WACC-percentages

Jaarlasten investering	Afschrijfstermijn 30 jaar		Afschrijfstermijn 100 jaar	
	WACC 5,8%	WACC 10%	WACC 5,8%	WACC 10%
2 GW-configuratie	€ 560 mln.	€ 840 mln.	€ 460 mln.	€ 790 mln.
6 GW-configuratie	€ 1.060 mln.	€ 1.580 mln.	€ 870 mln.	€ 1.490 mln.

## 2.4 Verdienmodellen valmeer

### 2.4.1 Netcongestie: alternatief netverzwaring

Naast netverzwaring kan flexibiliteit (waaronder energieopslag) ingezet worden om netbelasting te verlagen. Flexibiliteit kan daarmee voorkomen dat het net verzwafd moet worden of erin resulteren dat het net minder uitgebreid hoeft te worden. Volgens EU Richtlijn 2019/944 dienen netbeheerders in de netontwikkeling ook expliciet rekening te houden met vraagrespon, energie-efficiëntie, energieopslag of andere bronnen als alternatief voor netverzwaring. In deze studie kijken we voor netcongestie naar de lokale situatie in 2050, waarbij flexibiliteit wordt ingezet als alternatief voor netverzwaring en dus niet als tijdelijke maatregel binnen congestiemanagement.

In Nederland is dit vormgegeven in het ‘Afwegingskader Verzwaren tenzij’ (Overlegtafel Energievoorziening, 2018). Het stuk beschrijft een afwegingsmethode voor netbeheerders om voor iedere investering in het net een overweging te maken voor klassieke verzwaring of een methode met flexibiliteit. ‘Verzwaren tenzij’ is tot stand gekomen in overleg tussen netbeheerders, belangenorganisaties en enkele energieleveranciers. ACM en EZK hebben als toehoorder deelgenomen aan de totstandkoming. De netbeheerder beoordeelt per casus of het knelpunt potentie heeft voor de toepassing van flex alvorens deze flexibiliteit aan de markt uit te vragen. Kostenefficiëntie en leveringszekerheid zijn de hoekstenen van de te maken afweging. Helaas blijkt in de praktijk dat, op enkele pilots na, de netbeheerders structureel tot de conclusie komen dat verzwaren altijd beter is dan de inzet van flexibiliteit. In deze studie analyseren we in Hoofdstuk 4 het technisch potentieel en het financiële potentieel van deze oplossing.

## 2.4.2 Energiebalancering: elektriciteitsmarkten

In Nederland bestaan de volgende markten:

- **Langetermijnmarkten:** Net als bij veel andere producten is er bij elektriciteit de mogelijkheid om (bilateraal) langetermijncontracten af te sluiten; een optie die voor een afnemer en de opwekker aantrekkelijk kan zijn om een bepaalde zekerheid te hebben. Deze contracten worden langer dan een dag voor daadwerkelijke levering afgesloten.
- **Day-aheadmarkt en intradaymarkt:** Elektriciteit kan verhandeld worden op de (korte-termijn-) spotmarkt, welke bestaat uit de day-aheadmarkt en de intradaymarkt. De day-aheadmarkt vindt (zoals de naam doet vermoeden) een dag van tevoren plaats, en de intradaymarkt vindt vijftien minuten voor de transactie van elektriciteit plaats. De partijen die deelnemen aan de langetermijnmarkt en/of de spotmarkt zijn zogenaamde BRPs (Balance Responsible Parties). Zij hebben daarmee de verantwoordelijkheid om de balans in hun eigen portfolio te handhaven.
- **Balanshandhaving:** Ondanks deze markten, zullen er alsnog mismatches zijn tussen de vraag en het aanbod. TenneT heeft daarom nog andere manieren om de balans op het net te handhaven, namelijk via de zogenaamde real-time balanceringsmarkt (bestaande uit drie onderdelen) en via de onbalansmarkt.
  - Als er real-time een mismatch is, wordt het eerste onderdeel van de balanceringsmarkt ingeschakeld: de **FCR** (Frequency Containment Reserve). Deelnemers van de FCR-markt zijn apart gecontracteerde partijen (BSPs, Balance Service Providers) die zeer snel (binnen 30 sec.) kunnen af- of opschakelen. Dit zijn vaak gascentrales, wkk’s en batterijen. De FCR heeft echter typisch een beperkt vermogen en kan daardoor maar voor beperkte tijd worden ingezet.
  - TenneT contracteert vermogen voor de iets langere tijdsschaal via de **aFRR** (automatic Frequency Restoration Reserve) en de **mFRR** (manual Frequency Restoration Reserve). Deze markten zorgen voor balans op minuut- en kwartierschaal en kunnen respectievelijk langer vermogen leveren, opnieuw door middel van BSP’s.
  - Daarnaast is er de **onbalansmarkt**, wat inhoudt dat de BRP’s de onbalans kunnen oplossen door op- of juist af te schakelen. Partijen kunnen onbalans oplossen door minder of meer energie van het netwerk af te nemen of in te voeden. De onbalans die in de onbalansmarkt niet opgelost wordt, wordt opgelost door partijen te activeren in de aFRR- en mFRR-markten.

## Omvang markten voor energieopslag

Het valmeer kent een grote omvang en groot vermogen: 2 of 6 GW afhankelijk van de configuratie. Daarom is het ook van belang om te kijken naar de omvang van de markten. De omvang van de markt bepaalt hoeveel flexibiliteit kan acteren op die markt en dus of het valmeer hier winst kan maken. De omvang van de markten is geschat gebaseerd op de huidige omvang in relatie tot de energievraag en onbalans. Dit is vervolgens geëxtrapoleerd gebaseerd op de elektriciteitsvraag en verwachte onbalans in 2035 en 2050.

Tabel 6 - Geschatte omvang markten in 2030 en 2050. De omvang van deze markten kunnen grotendeels bij elkaar opgeteld worden. Sommige markten kunnen door dezelfde bronnen voorzien worden naast elkaar, maar over het algemeen zijn de in deze tabel weergegeven omvang van de markten naast elkaar vereist

Markt	Geschatte omvang markten 2035 <sup>3</sup>	Rendabel opslag in 2030-2035 (CE Delft, 2023)	Geschatte omvang markten 2050
FCR	140 MW	Ja, maar verzadigd	220 MW
aFRR + mFRR	1.400 MW	Ja	2.000 MW
Onbalans	800 MW	Deels	1.700 MW
Intraday	1.600 MW	Nee	3.400 MW
Day-ahead <sup>4</sup>	Rendabel potentieel 2 cycli/dag	Nee	5.100 MW
	Rendabel potentieel 1 cycli/dag	Nee	16.000 MW

De omvang van de FCR-markt staat vast door regulering. Voor de omvang van de aFRR-markt gebruiken we een formule van de ENTSO-e (ENTSO-E, s.d.) gebaseerd op de maximale vraag en aanbod. Voor de intraday- en onbalansmarkt zijn we uitgegaan van een voorspelfout van het vermogen van 5% voor vraag en 10% voor opwek dat door deze markten opgelost moet worden. We nemen aan dat 67% van de maximale voorspelfout wordt opgelost op de intradaymarkt en 33% op de onbalansmarkt. Voor de day-aheadmarkt zijn we uitgegaan van de elektriciteitsvraag en -aanbod gebaseerd op de scenario's. Vervolgens hebben we bepaald hoeveel opslag er kan acteren met één of twee laadcycli per dag, aangezien dit ongeveer vereist is om rendabel te kunnen acteren.

De omvang van de markten betekent dat sommige markten niet goed toepasbaar zijn voor Delta21. Richting 2035 zijn sommige markten al verzadigd zoals de FCR, aFRR en onbalansmarkt. Het volume van die markten is ook niet erg groot, namelijk kleiner dan of ongeveer de grootte van het vermogen van Delta21. Kijkend naar de omvang van de markten is de day-aheadmarkt de belangrijkste markt voor Delta21, eventueel aangevuld met extra (gedeeltelijke) inzet op de andere elektriciteitsmarkten.

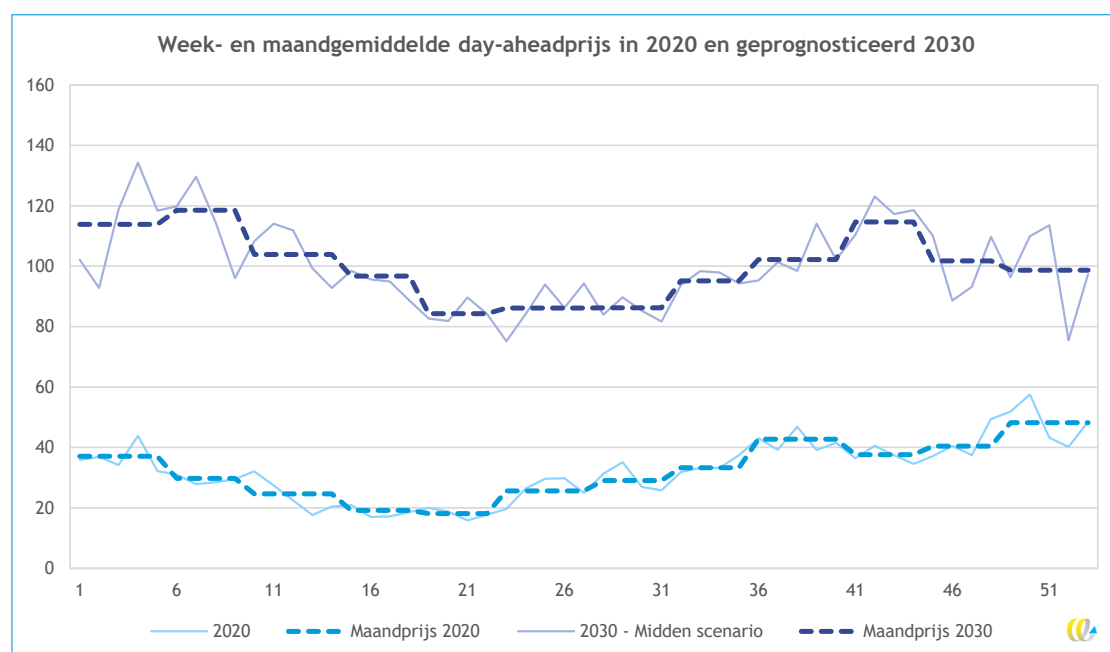
<sup>3</sup> Deze waarden zijn afgestemd met TenneT.

<sup>4</sup> Deze twee omvang groottes zijn niet bij elkaar op te tellen. Per techniek zal het afhangen hoeveel cycli vereist zijn voor een rendabele businesscase. Voor sommige technieken is er dus een grotere markt als er minder cycli vereist zijn. Daarom zijn beide groottes weergegeven.

### 2.4.3 Energiebalancering: seizoensopslag

Seizoensopslag betekent dat er elektriciteit wordt opgeslagen gedurende periodes met overschotten en geleverd als er tekorten zijn. De verschillen in seizoenen zijn een overschot in de zomermaanden en een tekort in de wintermaanden. Dit komt doordat er in de zomer een lagere vraag is en veel meer opwek door zon. Dit betekent dat seizoensopslag dus maar één tot twee cycli per jaar zal maken. En dus maar zeer beperkt inkomsten kan realiseren. De week- en daggemiddelde elektriciteitsprijs in Figuur 8 geeft een beeld van de prijsverschillen over de seizoenen. Ervan uitgaande dat het valmeer opgeladen kan worden tegen zeer lage elektriciteitsprijzen in de zomer en ontladend in de winter, is de spread ongeveer 140 €/MWh. Dit is een vrij beperkt prijsverschil. Vooral vanwege het lage aantal cycli voor seizoensopslag lijkt de inzet van het valmeer voor seizoensopslag niet wenselijk.

Figuur 8 - Elektriciteitsprijzen in 2020 en geprognosticeerde prijzen in 2030, week- en maandgemiddelde



### 2.4.4 Energiebalancering: Dunkelflaute

Een energiesysteem dat hoofdzakelijk afhankelijk is van zonne- of windenergie loopt het risico gedurende periodes met weinig zon en wind, gedurende een aantal dagen vrijwel geen hernieuwbare opwek te realiseren. Dit fenomeen wordt 'Dunkelflaute' genoemd. Tijdens deze periodes met weinig hernieuwbare opwek kan de leveringszekerheid in het geding komen. Als er te weinig flexibiliteit is in het elektriciteitssysteem, dan is er op die momenten te weinig elektriciteit om de vraag te faciliteren en kan er aan een deel van de afnemers in Nederland geen elektriciteit geleverd worden. Dit heet ook wel de 'lost load' en kent grote economische gevolgen (Ecorys, 2022).

Om dit probleem aan te pakken, worden diverse oplossingen onderzocht. Voor het overbruggen van de periode van een Dunkelflaute zijn in ieder geval regelbare elektriciteitscentrales noodzakelijk. Deze produceren elektriciteit op de momenten dat er tekorten zijn. In een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem draaien deze centrales naar verwachting op waterstof, welke wordt geproduceerd tijdens periodes van overvloedige hernieuwbare opwek. Daarnaast kan diversificatie van energiebronnen (in Nederland en omliggende landen) en uitwisseling van elektriciteit met het buitenland helpen om de continuïteit van de stroomvoorziening te waarborgen. Een flexibel en intelligent netwerk dat in staat is om de energievraag te sturen en te reageren op veranderende omstandigheden, speelt ook een cruciale rol bij het handhaven van een stabiele energievoorziening tijdens van binnenlandse Dunkelflaute-periodes, door de vraag op die momenten te reduceren.

Maar ook energieopslagtechnieken, zoals het valmeer van Delta21, kunnen bijdragen aan de leveringszekerheid gedurende periodes van Dunkelflaute. Het valmeer kan de energie tijdens periodes van overvloedige opwek opslaan en deze weer vrij geven wanneer er energietekorten zijn. In deze paragraaf bespreken we de potentiële rol van het valmeer van Delta21 bij Dunkelflautes.

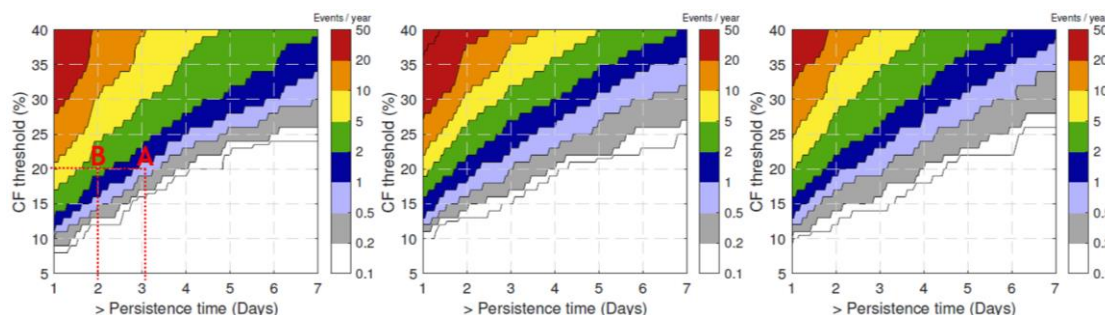
Om de potentiële rol van het valmeer bij een Dunkelflaute te bepalen, is het eerst van belang om te bepalen wat een Dunkelflaute precies inhoudt. Voor de definitie van Dunkelflaute, zijn twee zaken van belang.

- Ten eerste moet worden bepaald wat ‘weinig’ zon- en wind betekent. Hiervoor wordt de grootte ‘capaciteitsfactor (CF)’ gebruikt. De capaciteitsfactor is gedefinieerd als de fractie van het nominale vermogen van een energie producerende eenheid. Bijvoorbeeld bij een windmolen met een nominaal vermogen 5 MWp, die op een bepaald uur gemiddeld 1 MW levert, dan is de capaciteitsfactor  $1 \text{ MW} / 5 \text{ MW} = 0,2$  (of 20%).
- Ten tweede moet voor het bepalen van de definitie ‘Dunkelflaute’, een minimaal aantal uur van de lage primaire opwekking worden bepaald. De definitie van Dunkelflaute in de literatuur varieert van een periode van minimaal één tot twee dagen, gekenmerkt door een capaciteitsfactor van minder dan 6 tot 20%. (Kaspar et al., 2019; Li et al., 2021; Mockert et al., 2023).

In de eerder benoemde studies is gekeken naar de frequentie van bepaalde perioden (één tot meerdere dagen) van weinig zon en wind, gekenmerkt door verschillende capaciteitsfactoren. Een voorbeeld van zo’n analyse is weergegeven in Figuur 9. Hierin is voor drie landen in Europa, weergegeven hoe vaak (aangegeven door de kleurenschaal) een periode van weinig zon en wind (aangegeven door de capaciteitsfactor op de y-as) voorkomt voor een periode van een bepaald aantal dagen (aangegeven op de x-as).

Bijvoorbeeld in het linker figuur (Duitsland) komt het gemiddeld één keer per jaar voor (grens tussen de twee blauwe vakken) dat voor een periode van drie dagen, de gemiddelde capaciteitsfactor van zon- en windenergie ongeveer 20% bedraagt (Punt A). Voor dezelfde capaciteitsfactor van 20%, komt het zo’n twee à drie keer voor dat zo’n periode twee dagen duurt (Punt B). Ook is te zien dat de frequentie en mate van Dunkelflautes in alle drie de landen nauwelijks verschillen. Gezien Nederland tussen deze drie landen inligt, kan worden aangenomen dat de situatie van Nederland soortgelijk is. In een volledig hernieuwbaar energiesysteem afhankelijk van zon- en windenergie, is het van cruciaal belang dat tijdens periodes van onvoldoende energieopwekking er voldoende flexibele capaciteit beschikbaar is om de tekorten op te vullen.

Figuur 9 - De frequentie van Dunkelflaute-gebeurtenissen voor respectievelijk Duitsland (linkerpaneel), Noorwegen (middenpaneel) en het Verenigd Koninkrijk (rechterpaneel), waarbij verschillende drempels voor capaciteitsfactoren en tijdsduur worden gebruikt. De onderliggende gegevens, die betrekking hebben op de jaren 1985 tot 2016, werden gegenereerd met behulp van de Renewables.ninja tool



Bron: (Li et al., 2021).

## Dunkelflaute en Delta21

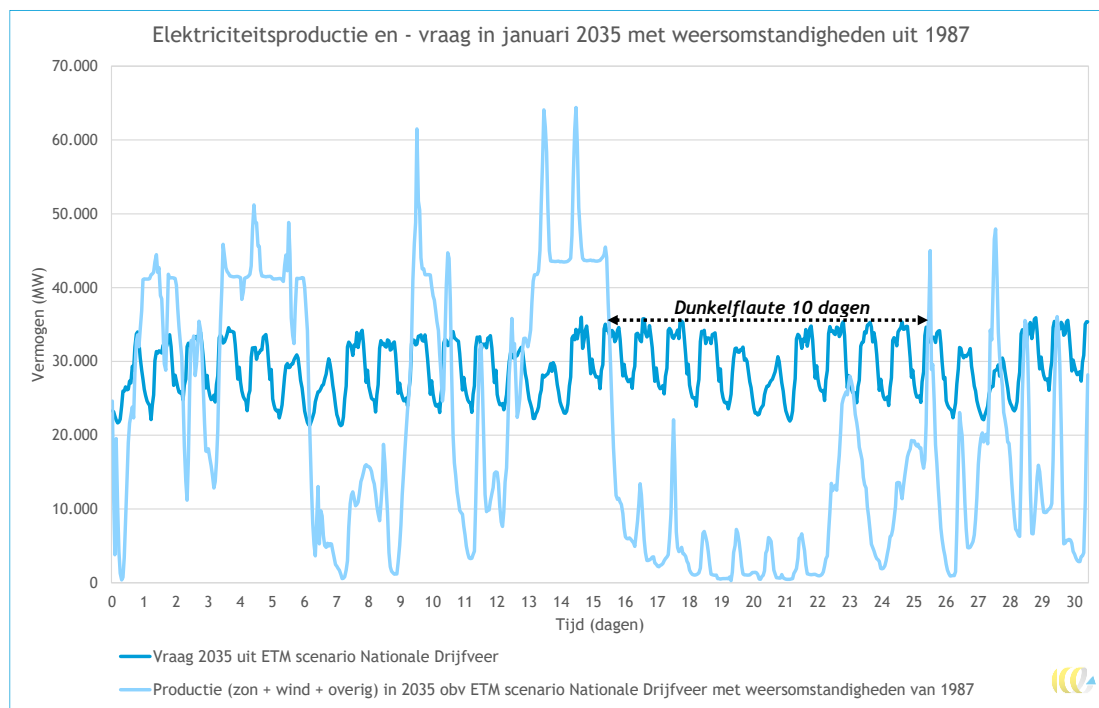
Delta21 kan bijdragen aan de energiebalancering tijdens perioden van Dunkelflaute. Voor een inschatting van de potentiële bijdrage hebben we een extreme periode van Dunkelflaute in Nederland onderzocht. In 1987 was er van 6 tot 21 januari een zeer koude periode in Nederland, waarbij de gemiddelde buitentemperatuur in De Bilt zo'n  $-6,5^{\circ}\text{C}$  was. In deze periode was er amper wind en zon. Ook in de toekomst kunnen zulke extreme weersomstandigheden plaatsvinden. We hebben vraag en hernieuwbaar aanbod van elektriciteit in 2035 met deze extreme weersomstandigheden van 1987 in kaart gebracht<sup>5</sup>. Voor de ontwikkelingen tot 2035 gaan we uit van het scenario Nationale Drijfveer 2035 (Netbeheer Nederland, 2023a). Dit scenario gaat uit van hoge mate van nationale zelfvoorziening wat betreft zon- en wind productie, welke de basis zullen vormen voor het energiesysteem. Er is een sterke focus op elektrificatie in alle vraagsectoren, terwijl energiebesparingen en efficiëntieverbeteringen de totale energievraag verminderen.

In Figuur 10 is te zien dat de totale hernieuwbare productie van wind op zee, wind op land en zon-pv structureel lager is dan de vraag voor een periode van ongeveer tien dagen. De gemiddelde elektriciteitsvraag gedurende deze tien dagen was 30 GW en de productie was 8,5 GW, dus een gemiddeld tekort van 21,5 GW. Een volledig gevuld valmeer kan gedurende de eerste dag van de Dunkelflaute zo'n 7% van het totale tekort in Nederland invullen. Gedurende de volledige periode van tien dagen kan het valmeer minder dan 1% van het tekort aan elektriciteit in Nederland invullen. Dit betekent dat het valmeer slechts een kleine bijdrage kan leveren aan het opvangen van tekorten van elektriciteit gedurende een Dunkelflaute periode en dit benadrukt dat andere flexibele bronnen (met name regelbare centrales) nodig zijn.

Het valmeer van Delta21 kan er naar verwachting wel voor zorgen dat minder vermogen aan regelbare centrales noodzakelijk is. De grootste pieken van tekorten aan elektriciteit, ruim 34 GW, komen slechts enkele uren voor. De 2 GW-configuratie van het valmeer kan zorgen dat ruim 1 GW minder piekcapaciteit noodzakelijk is tijdens de Dunkelflaute periode. De 6 GW-configuratie van het valmeer kan ervoor zorgen dat ruim 3 GW minder piekcapaciteit nodig is.

<sup>5</sup> Dit betekent dat we uitgaan van de verwachte vermogens van vraag en aanbod in 2035, maar dat we uurprofielen voor de weersomstandigheden in 1987 gebruiken. Dit geeft een inschatting van de impact van een potentiële Dunkelflaute periode in een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem.

**Figuur 10 - Gemodelleerde vraag en energieproductie in 2035, uitgaande van de weersomstandigheden uit het Dunkelflaute jaar van 1987, welke gekenmerkt wordt door een zeer koude maand januari met een zeer lage energieproductie gedurende tien dagen. De elektriciteitsproductie is gebaseerd op het verwachte opgesteld vermogen in 2035**



### 2.4.5 Energiebalancering: Black start

In de situatie van een black-out van het elektriciteitsnet, zijn herstelvoorzieningen nodig die een spanningsloos net onder spanning kunnen brengen en vermogen kunnen leveren in een situatie dat (een groot deel van) het landelijk hoogspanningsnet spanningsloos is. Een opwekfaciliteit die zelfstandig kan opstarten tijdens zo'n black-out, wordt een 'black start'-faciliteit genoemd. Een belangrijke voorwaarde voor zo'n black-startfaciliteit is dat er tenminste twee productie-eenheden van elk minimaal 200 MW op de locatie aanwezig zijn, die als onderdeel van de herstelvoorziening kunnen worden ingezet. Ongeacht onderhoud of andere onderbrekingen van een van de productievoorziening, moet de black-startfaciliteit te allen tijde minimaal 200 MW vermogen beschikbaar hebben. Daarnaast moet de black-startfaciliteit binnen vier uur na afroep van TenneT, gedurende 24 uur onafgebroken in bedrijf te blijven. Afhankelijk van het met TenneT overeengekomen vermogen, moet de black-startfaciliteit een bepaalde capaciteit te allen tijde kunnen garanderen.

In het geval van Delta21, met een maximale capaciteit van 34 GWh, zou het potentieel tussen de 200 en 1.400 MW aan vermogen kunnen aanbieden voor de black-startvoorziening. Echter valt de primaire energiebalanceringsfunctie van Delta21 bij het uiterste vermogen van 1.400 MW bijna geheel weg, aangezien dit vermogen altijd beschikbaar moet zijn en daarmee niet kan bijdragen aan energiebalancering. Een realistischere configuratie is dus het beschikbaar stellen van een lager vermogen, bijvoorbeeld 200 MW. Met deze configuratie zou er permanent ongeveer 5 GWh aan capaciteit moeten worden gereserveerd, om de black-startvoorziening gedurende 24 uur te kunnen garanderen. De impact op de energiebalancering bij deze reservering is niet verder onderzocht, omdat de baten van het aanbieden van Delta21 als black-startvoorziening ook niet zijn achterhaald gedurende dit onderzoek. Daarnaast zijn er andere technische en organisatorische voorwaarden,

in totaal achttien, die TenneT in 2015 heeft gepubliceerd (TenneT, 2015). Hieronder volgt een selectie van een aantal belangrijke technische voorwaarden, die verder moeten worden onderzocht om te kunnen beoordelen of Delta21 hieraan zou kunnen voldoen:

- De productie-eenheden van de herstelvoorziening en verbonden net moeten bestand zijn tegen de inrushstroom als gevolg van het bijschakelen van de eerstvolgende koppeltransformatoren in het net of er moet een mogelijkheid zijn om deze koppeltransformatoren op te spannen.
- De productie-eenheid van de herstelvoorziening is in staat zo nodig een spanningsloos net direct op nominale spanning en frequentie te brengen of een netsectie met nominale netfrequentie op te spannen en daarna het benodigde werk- en blindvermogen te leveren.
- De verbonden productie-eenheid is in staat na het koppelen met de hoogspanningsrail onder regie van TenneT op toerenregeling te blijven staan en vervolgens bij gekoppeld bedrijf onder regie van TenneT op vermogensregeling met voldoende frequentiegevoeligheid.
- De productie-eenheden van de herstelvoorziening zijn verder in staat voldoende werk- en blindvermogen te leveren tijdens het hele opregeltraject van 0 tot 100% van het maximale vermogen en ook daarna. De belasting bijschakeling zal tot aan het stabiele vermogen van de eenheid in nauw overleg plaatsvinden met de producent. Boven deze grens zal in stappen tot 5% van het maximaal vermogen worden bijgeschakeld.

Indien Delta21 voldoet aan deze en de overige voorwaarden van TenneT, kan het als black-startfaciliteit dienen. Het beschikbaar stellen van Delta21 als black-startfaciliteit, levert in op de bijdrage aan de functies voor energiebalancering en waterveiligheid, doordat er minder capaciteit en dus volume aan water beschikbaar is voor deze taken.

# 3 Businesscase: Energiebalancering

De verschillende energiemarkten zijn beschreven in Paragraaf 2.4.2. We concluderen daar dat de belangrijkste elektriciteitsmarkt de day-aheadmarkt is, omdat de omvang groot genoeg is voor het valmeer. Deze inkomsten beschrijven we in Paragraaf 3.1. De businesscase kan aangevuld worden met een gedeeltelijke inzet op onder andere de onbalans- en aFRR-markt, welke we behandelen in Paragraaf 3.2. We behandelen het potentieel voor een rol gedurende de Dunkelflaute en als black-startfaciliteit in respectievelijk Paragraaf 3.3 en Paragraaf 3.4, resulterend in de conclusies in Paragraaf 3.5.

## 3.1 Businesscase: Inkomsten day-aheadmarkt

### 3.1.1 Methode day-aheadmarkt

Om de jaarlijkse opbrengsten op de energiemarkt te bepalen, maken we gebruik van energieprijsscenario's en een model dat de inzet van Delta21 op ieder uur bepaalt. De prijs-scenario's voor 2035 zijn gemodelleerd met behulp van PowerFlex<sup>6</sup>. PowerFlex simuleert de elektriciteitsmarkt en de inzet van verschillende types centrales en energiebronnen op basis van marginale kosten en scenario-aannames over de elektriciteitsvoorziening. Door verschillende aannames te doen, kunnen diverse prijsscenario's opgesteld worden, waardoor een bandbreedte-analyse kan worden uitgevoerd. De inzet van Delta21 is bepaald door een model dat CE Delft heeft ontwikkeld, die de winst maximaliseert door op momenten met lage energieprijzen energie op te slaan, en op momenten met hoge energieprijzen energie te leveren aan de markt.

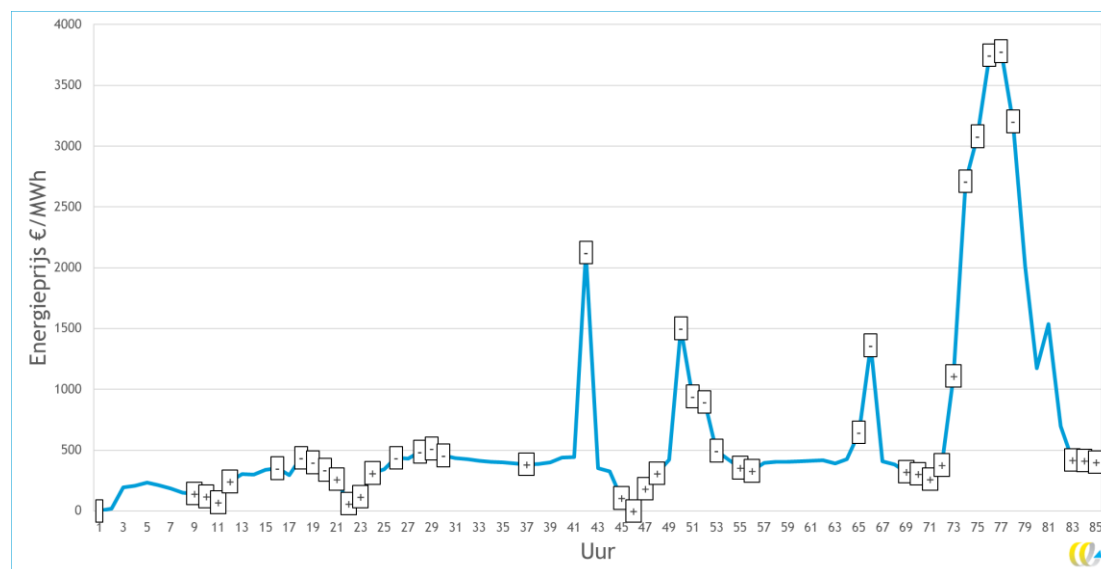
#### Methode inzet valmeer

Door Delta21 te laten pompen op momenten met lage energieprijzen, en te laten turbineren op momenten met hoge(re) energieprijzen, kan winst gemaakt worden. CE Delft heeft een model ontwikkeld dat aan de hand van een energieprijscurve de optimale momenten van pompen (opladen) en turbineren (ontladen) bepaalt, zodat de opbrengsten gemaximaliseerd worden (zie Figuur 11). Het model houdt ook rekening met de energieverliezen die ontstaan door de round-trip-efficiëntie, waardoor sommige prijsverschillen (tussen lage - en hoge energieprijzen) niet rendabel zullen zijn. In onze analyse nemen we aan dat de btw op energie 0% is, en de energiebelasting 0 €/MWh bedraagt.

---

<sup>6</sup> Meer informatie over het PowerFlex-model via: [www.ce.nl/publicaties/het-powerflex-model/](http://www.ce.nl/publicaties/het-powerflex-model/)

Figuur 11 - Illustratie van handelen op de energiemarkt met Delta21. '+'-symbolen geven de momenten aan wanneer Delta21 gaat pompen (opladen), en '-'-symbolen geven de momenten weer waarop Delta21 gaat turbineren (ontladen)



Omdat de one-way-efficiënties van de pompen/turbineren ingesteld kunnen worden, komt er een extra parameter beschikbaar waardoor bijvoorbeeld met een hogere efficiëntie kleinere prijsverschillen toch rendabel kunnen worden. Merk op, dat bij een hogere efficiëntie er wel minder vermogen beschikbaar is (zie Figuur 5), waardoor er op momenten met een hogere prijs er ook minder geld verdient kan worden. Een lager vermogen betekent ook een lager debiet dat in/uit Delta21 stroomt, waardoor het totaal aantal uur dat Delta21 kan acteren voordat het leeg of vol is ook hoger is. Voor deze analyse hebben we ervoor gekozen om voor vijf verschillende instellingen het effect op de jaarlijkse opbrengsten te onderzoeken. Deze vijf instellingen zijn weergegeven in Tabel 7.

Tabel 7 - Overzicht van verschillende instellingen voor de bandbreedte-analyse. Aanname voor oppervlakte Delta21 40 km<sup>2</sup> en een maximaal verval van 28 m

	One-way-efficiëntie	2 GW-configuratie			6 GW-configuratie		
		Gem. vermogen (MW)	Gem. debiet (m <sup>3</sup> /s)	Uurs	Gem. vermogen (GW)	Gem. debiet (m <sup>3</sup> /s)	Uurs
Instelling 1	75%	1.726	9.507	29	5.179	28.521	10
Instelling 2	80%	1.635	9.050	31	4.906	27.151	10
Instelling 3	85%	1.414	7.890	35	4.243	23.671	12
Instelling 4	90%	1.218	6.826	41	3.655	20.479	14
Instelling 5	95%	817	4.830	58	2.450	14.491	19

## Prijsscenario's day-aheadmarkt

Voor het bepalen van de inkomsten op de day-aheadmarkt in 2035, is het noodzakelijk om een inschatting te maken van de toekomstige prijzen op uurbasis. Het is de verwachting dat deze prijzen richting de toekomst een stuk volatieler zullen worden, doordat een steeds groter aandeel van de elektriciteitsvraag ingevuld zal worden door hernieuwbare bronnen, zoals windturbines (op land en op zee) en zon-pv. Op uren met veel productie van hernieuwbare bronnen zullen de prijzen laag zijn. Op uren met weinig productie van hernieuwbare bronnen zal een deel van de vraag in een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem ingevuld moeten worden met CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales, naar verwachting op waterstof. Deze centrales hebben hoge marginale kosten, waardoor de prijzen op die uren hoog zullen zijn.

Er is echter nog veel onzekerheid over de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen richting de toekomst. De belangrijkste factoren zijn:

- **Ontwikkeling vraag en hernieuwbaar aanbod.** Dit bepaalt op hoeveel uren er een overschot van hernieuwbare elektriciteit is en op hoeveel uren dure waterstofcentrales moeten draaien. We gaan hiervoor uit van het scenario Nationale Drijfveer van de I13050-scenario's van de netbeheerders (Netbeheer Nederland, 2023a).
- **Impact overige flexibele bronnen op day-aheadprijzen.** Naast het valmeer van Delta21 zullen ook overige flexibele bronnen gerealiseerd worden. Deze flexibele bronnen hebben impact op de elektriciteitsprijzen en daarmee op de businesscase van het valmeer. Andere flexibele bronnen zullen zorgen voor minder spread (verschil hoge en lage prijzen) en daarmee een negatieve impact hebben op de businesscase. Hoeveel flexibele bronnen ontwikkeld worden en welke mix van curtailment, batterijen, elektrolyzers en CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales gerealiseerd worden, is onzeker. En ook de precieze impact van de overige flexibele bronnen op de prijzen is lastig te voorspellen. Dit is afhankelijk van de biedingsstrategie van exploitanten van deze flexibele bronnen. Hiervoor moet een inschatting gemaakt worden van de willingness-to-pay. Om de onzekerheid over de impact van overige flexibele bronnen te ondervangen, rekenen we twee uiterste scenario's door:
  1. Eén scenario met alleen curtailment en CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales (en geen overige flexibele bronnen). Hierbij is de spread het grootst.
  2. Eén scenario met ontwikkeling flexibele bronnen volgens het scenario Nationale Drijfveer en een fors dempend effect van deze flexibele bronnen op de day-aheadprijzen (zie Bijlage A.1 voor aannames vermogens flexibele bronnen).
- **Externe prijsontwikkelingen.** De ontwikkeling van brandstofprijzen, zoals waterstof, hebben een impact op de kosten voor elektriciteitsproductie en daarmee ook op de prijzen op de day-aheadmarkt. We nemen een laag en een hoog scenario voor de externe prijsontwikkelingen mee.

Concluderend zijn er twee assen waarin prijsscenario's variëren: de impact van overige flexibele bronnen en de externe prijsontwikkelingen. In totaal zijn er dus vier scenario's:

1. Lage prijzen, weinig impact overige flexibele bronnen<sup>7</sup>.
2. Lage prijzen, veel impact overige flexibele bronnen (referentie-prijsscenario).
3. Hoge prijzen, weinig impact overige flexibele bronnen.
4. Hoge prijzen, veel impact overige flexibele bronnen (referentie-prijsscenario).

---

<sup>7</sup> Weinig impact betekent weinig opgesteld vermogen en een lager effect op de elektriciteitsprijs. Dit wordt veroorzaakt door een lagere willingness-to-pay voor elektriciteit.

De day-aheadprijzen voor deze vier scenario's bepalen we met ons Powerflex-model. Het Powerflex-model is een dispatch model waarbij op uurbasis een inschatting gemaakt wordt van inzet van verschillende productiebronnen en de uitwisseling van elektriciteit met het buitenland. Op basis daarvan wordt een inschatting gemaakt van de day-aheadprijzen. Een uitgebreide omschrijving van de modellering en de gehanteerde aannames voor de verschillende scenario's is te vinden in Bijlage A.1

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de kerncijfers van de prijzen voor de vier scenario's.

Tabel 8 - Kerncijfers day-aheadprijzen

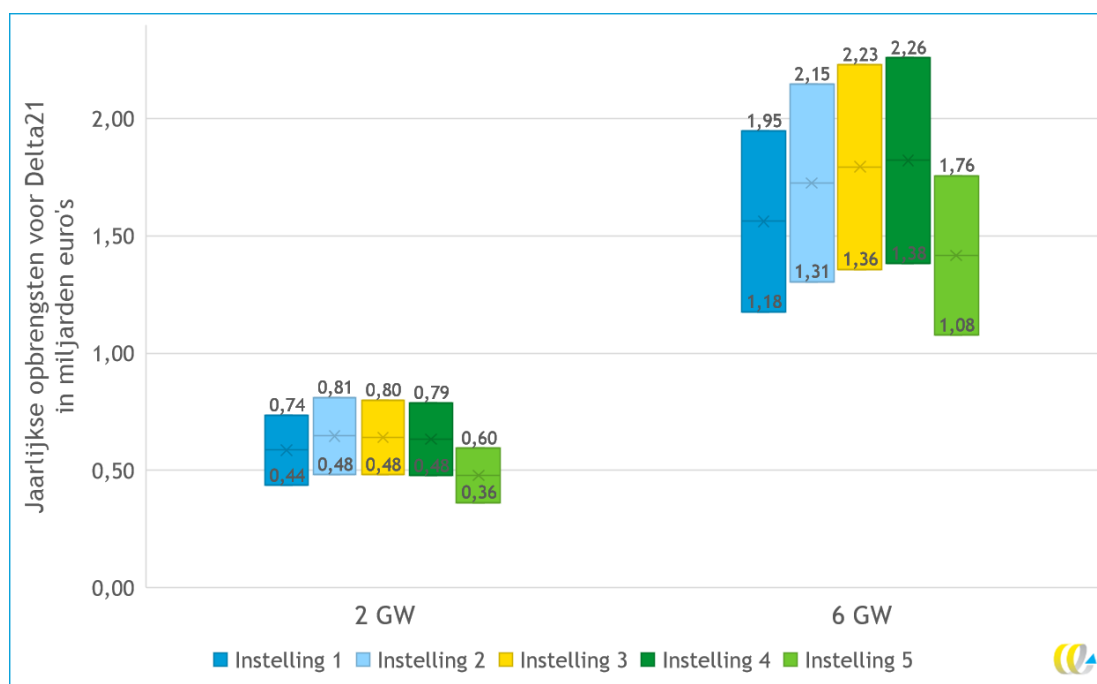
	Lage prijzen, weinig flex	Lage prijzen, veel flex	Hoge prijzen, weinig flex	Hoge prijzen, veel flex
Gemiddelde prijs	€ 125/MWh	€ 105/MWh	€ 190/MWh	€ 155/MWh
Gemiddelde prijs dure uren	€ 280/MWh	€ 240/MWh	€ 425/MWh	€ 380/MWh
Gemiddelde prijs goedkope uren	€ 0/MWh	€ 20/MWh	€ 0/MWh	€ 20/MWh
Aantal uren lage prijzen (< € 30/MWh)	4.900 (56%)	4.800 (55%)	4.900 (56%)	4.800 (55%)

### 3.1.2 Resultaten day-aheadmarkt

#### Jaarlijkse opbrengsten voor verschillende instellingen

Voor het referentie-prijsscenario en de vijf verschillende instellingen hebben we de inzet van Delta21 bepaald die de jaarlijkse opbrengsten maximaliseert. In onze analyse gaan we ervanuit dat de btw op energie 0% is, en de energiebelasting 0 €/MWh bedraagt voor energieopslag. Deze resultaten zijn weergegeven in Figuur 12.

Figuur 12 - Jaarlijkse opbrengsten voor Delta21, die handelt op de energiemarkt (APX - referentiescenario) voor vijf verschillende instellingen



Uit onze analyse volgt dat Instelling 4 voor de 6 GW-configuratie, waar de one-way-efficiëntie 90% bedraagt, leidt tot de hoogst jaarlijkse opbrengsten (zie Figuur 12). Voor de 2 GW-configuratie lijkt er geen duidelijk optimum zijn, en zal een one-way-efficiëntie tussen de 80 en 90% tot vergelijkbare jaarlijkse opbrengsten leiden. Om meer inzicht te krijgen in hoe de one-way-efficiëntie de jaarlijkse opbrengsten beïnvloedt, moeten we naar drie aspecten kijken:

1. Bij hogere efficiënties stroomt er een lager debiet door de pompen, waardoor Delta21 langer achter elkaar kan acteren op de energiemarkt (zonder leeg of vol te lopen).
2. Bij hogere efficiënties zijn de energieverliezen minder, waardoor ook kleinere prijsverschillen op de energiemarkt rendabel worden. Hierdoor zijn er gedurende het jaar meer momenten die rendabel zijn.
3. Bij hogere efficiënties is het vermogen van ook lager, waardoor op momenten van hoge energieprijzen er minder opbrengsten zijn, en er minder goedkope energie kan worden opgeslagen op momenten van lage prijzen.

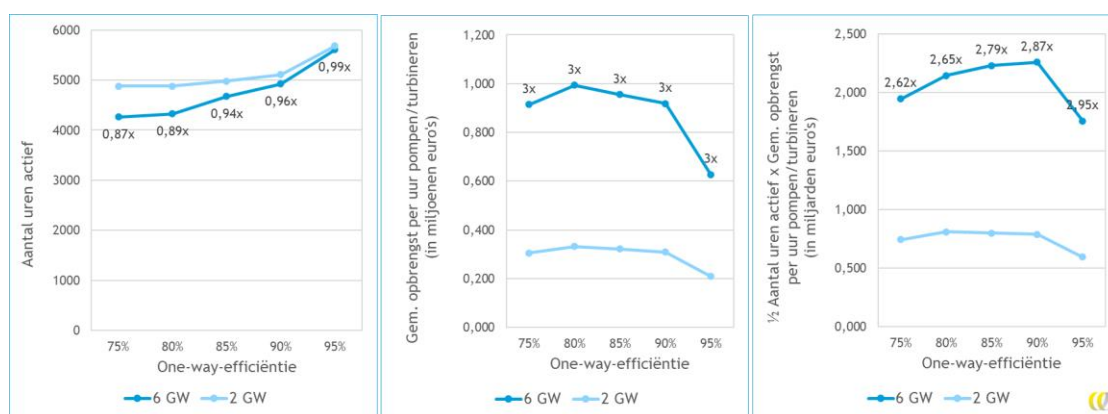
In Figuur 13 hebben we deze drie aspecten zo goed mogelijk proberen te splitsen door het aantal uren dat Delta21 handelt op de energiemarkt weer te geven voor iedere one-way-efficiëntie (linker figuur), en door de gemiddelde opbrengst per uur pompen/turbineren te bepalen (midden figuur). Zoals verwacht, zien we dat het aantal uren dat Delta21 handelt toeneemt voor hogere efficiënties (linker figuur). Verder valt het op dat rond een one-way-efficiëntie van 80% er een optimum lijkt te zijn als we kijken naar de gemiddelde opbrengst per uur pompen/turbineren. Door de gemiddelde prijs per uur pompen/turbineren te vermenigvuldigen met de helft van het aantal uren dat Delta21 handelt, verkrijgen we de jaarlijkse opbrengsten (rechter figuur). Voor de 6GW-configuratie resulteert dit in de hoogste opbrengsten voor Instelling 4, waar dus de afname in gemiddelde opbrengsten per uur pompen/turbineren ruimschoots gecompenseerd wordt door een verhoging in het aantal uren dat Delta21 acteert op de energiemarkt. Voor de 2 GW-configuratie zien we dat de

afname in vermogen bij hogere efficiëntie en de toename in het aantal uren dat Delta21 handelt, elkaar ongeveer compenseren, waardoor er netto weinig verschil is in jaarlijkse opbrengsten voor one-way-efficiënties 80 t/m 90%.

De jaarlijkse opbrengsten voor de 6 GW-configuratie zijn circa drie keer hoger dan voor de 2 GW-configuratie (zie Figuur 12). Doordat de 6 GW-configuratie met een drie keer hoger vermogen kan turbineren, zijn de opbrengsten op momenten dat de energieprijzen hoog zijn ook drie keer hoger (zie Figuur 13, midden figuur en datalabels). Merk wel op dat het totaal aantal uur dat de 6 GW-configuratie kan acteren wel een stuk lager is dan de 2 GW-configuratie (zie Figuur 13, linkerfiguur en datalabels). Dat komt doordat de 2 GW-configuratie langer achter elkaar kan acteren op de energiemarkt, waardoor ook de momenten met kleinere prijsverschillen bijdragen aan de jaarlijkse opbrengst. Echter, de reductie in het aantal uur dat Delta21 handelt voor de 6 GW-configuratie (ten opzichte van de 2 GW-configuratie) is gering in vergelijking met de verhoging van de gemiddelde opbrengsten. Het resultaat is dat de jaarlijkse opbrengsten circa drie keer hoger zijn voor de 6 GW-configuratie.

Ten slotte valt het op dat voor Instelling 5 het aantal uren dat Delta21 handelt voor zowel de 6 GW-configuratie als de 2 GW-configuratie nagenoeg hetzelfde zijn. Dit suggereert dat er een begrenzing zit aan het aantal uren dat Delta21 achter elkaar kan acteren op de energiemarkt, en er dus geen meerwaarde is om langer te kunnen acteren. Dit kunnen we begrijpen door ons te realiseren dat er een beperkt aantal rendabele prijsverschillen (een moment van een lage prijs met een hoge prijs) zijn per jaar. Als er op alle deze rendabele prijsverschillen gehandeld wordt dan is het maximaal dus bereikt.

**Figuur 13 - Links: Het aantal uren dat Delta21 (actief) handelt op de energiemarkt. Midden: De gemiddelde opbrengst per uur pompen en turbineren. Rechts: De jaarlijkse opbrengst is het product van de gemiddelde opbrengst per uur pompen/turbineren met 50% van het aantal uren dat Delta21 actief handelt op de energiemarkt. Deze analyse is gedaan voor de 6 GW-configuratie en de 2 GW-configuratie met het hoge APX - referentiescenario. De datalabels op de curve van de 6 GW-configuratie (donkerblauw) geven de factoren waarmee de 6 GW - configuratie hoger of lager is in waarde ten opzichte van de 2 GW-configuratie**



Het aantal uren dat Delta21 handelt op de energiemarkt (in 2035) voor de verschillende configuraties en scenario's is weergegeven in Tabel 9.



Tabel 9 - Het aantal uren dat Delta21 handelt op de energiemarkt voor twee prijsscenario's inclusief flexibiliteit en de vijf verschillende instellingen

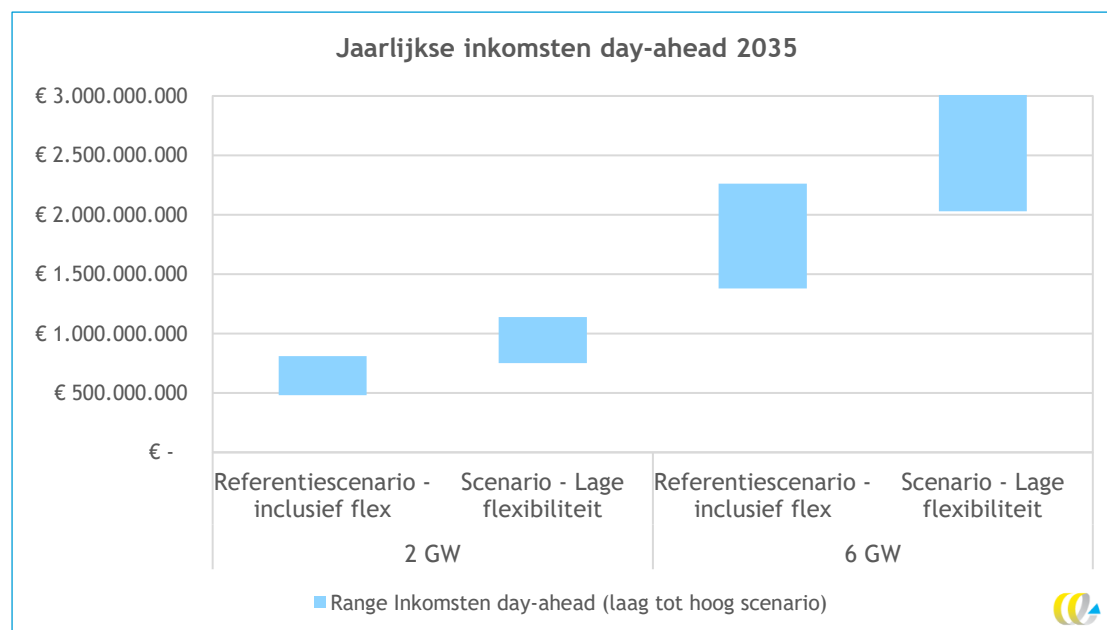
	Instelling	2035 - laag-prijsscenario, inclusief flexibiliteit	2035 - hoog-prijsscenario, inclusief flexibiliteit
2 GW-configuratie	1	4.825	4.832
	2	4.908	4.883
	3	5.019	4.982
	4	5.175	5.112
	5	5.708	5.679
6 GW-configuratie	1	4.321	4.262
	2	4.407	4.324
	3	4.753	4.674
	4	5.044	4.924
	5	5.684	5.610

## Gevoeligheidsanalyse voor jaarlijkse opbrengsten

CE Delft heeft een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd voor de jaarlijkse opbrengsten door twee extra prijsscenario's door te rekenen voor de optimale Instelling 3 van Delta21 (Instelling 3, zie instellingen in Tabel 7). Deze resultaten zijn weergegeven in Figuur 14.

Voor het prijsscenario zonder flexibiliteit zien we dat de jaarlijkse opbrengsten circa 1,5 keer hoger liggen. Dit scenario gaat uit van een lagere hoeveelheid flexibiliteit die gerealiseerd wordt en dat het prijseffect van flexibiliteit lager is, zoals toegelicht in Paragraaf 3.1.1. Er is minder flexibiliteit in het systeem en het prijsverlagende effect van flexibiliteit is lager aangenomen. Hieronder zijn de inkomsten van Delta21 hoger. Dit scenario benadert dus een situatie waarin er te weinig flexibiliteit wordt ontwikkeld en Delta21 daarmee dus een gat invult.

Figuur 14 - Jaarlijkse opbrengsten voor Delta21, die handelt op de energiemarkt, voor twee verschillende prijsscenario's en meest rendabele instelling (80% one-way-efficiency voor 2 GW en 90% voor 6 GW)

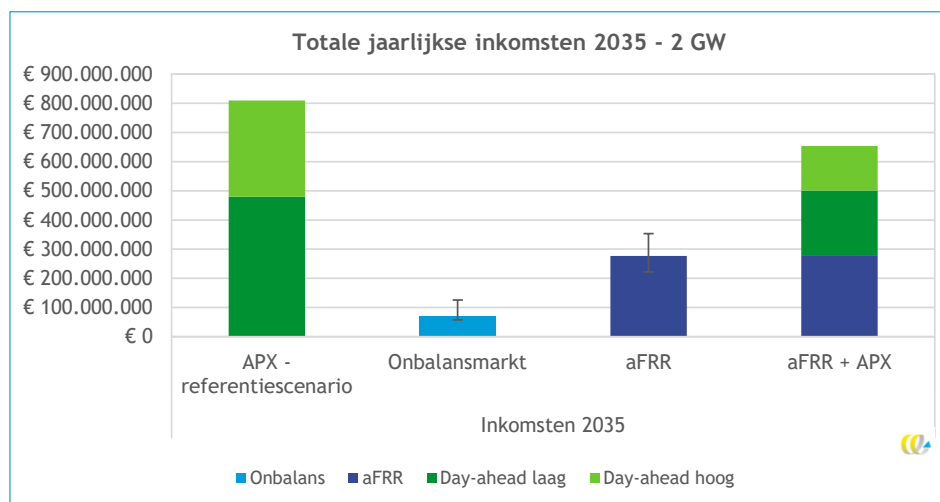


## 3.2 Businesscase: Overige energiemarkten

De overige energiemarkten die in kaart zijn gebracht, zijn de aFRR-markt en de onbalansmarkt. Dit zijn naast de day-aheadmarkt twee grotere markten. De aFRR (inclusief mFRR-markt) schatten we op zo'n 900 MW in 2035 en de onbalansmarkt zo'n 800 MW. Dit betekent dat het vermogen van Delta21 significant groter is dan het vermogen van die markten in 2035. Daarom zijn de inkomsten ook relatief lager voor het volledige project.

De inkomsten uit de verschillende markten zijn weergegeven in Figuur 15. De methode en aannames staan beschreven in Bijlage A in Bijlage A.2 en A.3. De resultaten zijn onze inschatting gebaseerd op onze algoritme, mogelijk zijn er door verdere optimalisatie hogere inkomsten mogelijk. Voor de aFRR-markt is de capaciteitsvergoeding meegenomen.

Figuur 15 - Inkomsten 2035 voor 2 GW-configuratie, situatie met hoge impact flexibiliteit



De hoogste inkomsten kunnen gerealiseerd worden op de APX-markt, hier weergegeven voor het referentiescenario. De onzekerheidsbalken geven het laag- en hoog-prijsscenario weer. De onbalansmarkt en aFRR-markt bieden minder inkomsten. Dit komt onder andere doordat de marktomvang van deze markten kleiner is en dus maar slechts een gedeelte van het volledig vermogen ingezet kan worden. Er is daarom ook een combinatie gemaakt tussen de aFRR en day-aheadmarkt om te bepalen of deze combinatie voordeliger is. We zijn er daarbij van uitgegaan dat het vermogen dat niet ingezet kan worden op de aFRR-markt, wordt ingezet op de day-aheadmarkt. Hiermee zijn de totale inkomsten dus ongeveer gelijk aan de inzet op alleen de day-aheadmarkt.

## 3.3 Dunkelflaute

Het valmeer van Delta 21 kan ingezet worden voor energiebalancering tijdens een Dunkelflaute. In Paragraaf 2.4.4 is staat een voorbeeld van een Dunkelflauteperiode. De elektriciteitsprijzen tijdens een Dunkelflaute zijn zeer hoog, gezien het structurele tekort aan opwek. Het valmeer kan naar verwachting ruim € 12 miljoen verdienen door het leveren van stroom tijdens zo'n periode. Deze inkomsten komen terug in de verdiensten op de day-aheadmarkt (zie Paragraaf 3.1.2). Het voorzien in de leveringszekerheid tijdens Dunkelflauteperiodes levert op dit moment nog geen additionele inkomsten op boven op de inkomsten op de day-aheadmarkt. Het valmeer kan dus ook een relatief beperkt aantal uren achter elkaar ingezet worden. Voor Dunkelflaute zijn dus vooral elektriciteitsproductiecentrales vereist (waterstof- of andere gascentrales).

### 3.4 Black start

Tijdens een black-out van het elektriciteitsnet kan Delta21 als black-startfaciliteit dienen. Om aan de voorwaarden te voldoen voor een black-startfaciliteit, dient de installatie daar technisch geschikt voor te zijn en bovendien te allen tijde gereed te staan om een black start te faciliteren. De installatie dient regelmatig te worden getest en de netbeheerder moet altijd op de hoogte gehouden worden van onderhoud. Dit kan aanpassing vereisen aan de installatie en/of aan de bedrijfsvoering, waarvoor de eigenaar van de black-startfaciliteit wordt gecompenseerd. De compensatie voor het beschikbaar stellen van een opwekfaciliteit tijdens een black start in Nederland, wordt uitgekeerd door de netbeheerder. Er zijn echter geen bronnen gevonden waaruit de hoogte van deze compensatie blijkt. In een bron van de Britse netbeheerder National Grid Electricity System Operator (National Grid ESO, 2021) staat een breakdown van de totale kosten, die uit vijf componenten bestaat:

1. Beschikbaar stellen van installatie.
2. Kapitale investeringen.
3. Haalbaarheidsstudies.
4. Testen.
5. Opwarmen.

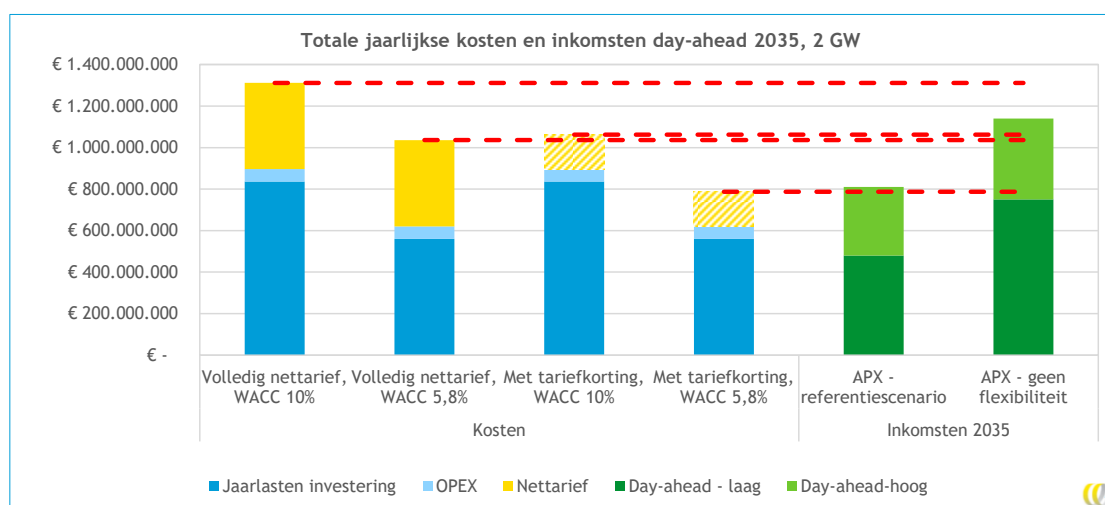
Naar verwachting zullen dezelfde componenten terugkomen in de compensatie in Nederland.

### 3.5 Conclusie businesscase energiebalancing

De kosten van het valmeer zijn behandeld in Paragraaf 2.2 en de inkomsten in dit hoofdstuk. De totale inkomsten voor de 2 GW-configuratie is weergegeven in Figuur 16 voor de uitgangssituatie (afschrijftermijn 30 jaar, prijsscenario inclusief flexibiliteit) en WACC van 5,8 en 10%. Met een lage WACC, een tariefkorting en hoge prijzen op de day-aheadmarkt is er mogelijk een businesscase in de referentiesituatie. In de situatie met lage flexibiliteit is er in meer scenario's een rendabele businesscase, namelijk ook bij hoge prijzen met een volledig nettatarief met lage WACC of met hoge WACC en tariefkorting. Bij lage prijzen op de day-aheadmarkt is geen businesscase voor alleen de energiefunctie.

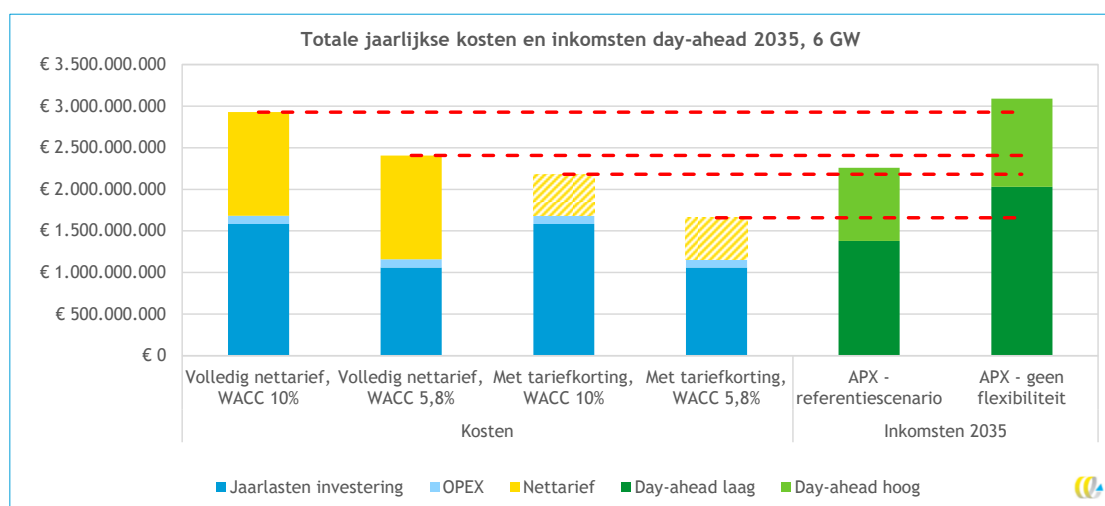
In het algemeen zien we dat er nog grote onzekerheid is over de ontwikkeling van de inkomsten op de day-aheadmarkt, weergegeven door het grote verschil in inkomsten in het laag- en hoog-scenario. Dit is voornamelijk afhankelijk van de waterstofprijs die bepaalt wat de prijs op de day-aheadmarkt is tijdens momenten met een tekort aan elektriciteitsproductie.

**Figuur 16 - Resultaten businesscasemodellering 2 GW met WACC 5,8 en 10%. De rode lijnen geven de kosten-niveaus voor verschillende configuraties weer**



Daarnaast zijn de inkomsten voor de 6 GW-configuratie bepaald en weergegeven in Figuur 17. De kosten voor de 6 GW-configuratie zijn 2,3 keer hoger dan de 2 GW-configuratie met een volledig tarief en 2,0 keer hoger met de tariefkorting. De inkomsten nemen relatief meer toe, namelijk een factor 2,7 in het referentiescenario. Dit betekent dat de onrendabele top van de 6 GW-configuratie kleiner is dan van de 2 GW-configuratie. In het scenario met een tariefkorting en voordelige WACC is er naar verwachting een rendabele businesscase in het laag-prijsscenario. We zien dat het aantal scenario's met een rendabele businesscase is toegenomen.

**Figuur 17 - Resultaten businesscasemodellering day-aheadmarkt 6 GW met WACC 5,8 en 10%. De rode lijnen geven de kosten-niveaus voor verschillende configuraties weer**



Deze modellering omvat dus het jaar 2035. Een analyse van 2050 is niet opgenomen in deze studie omdat er te veel onzekerheden zijn. De prijzen zullen dan veranderen door een andere productiemix, mogelijke efficiëntere of andere technieken en een lagere waterstofprijis. Een beter inzicht kan gegeven worden door de flexibiliteitstechnieken met elkaar te vergelijken, wat is uitgevoerd in Hoofdstuk 5 voor 2050.

Deze studie heeft zich puur gericht op de businesscase van energiebalancering voor Delta21 met de huidige voorgestelde configuraties. Een optimalisatie is mogelijk door een andere vormgeving van Delta21, zoals kleinere vormgeving, andere verhouding tussen GW en GWh, andere pompen, etc. De businesscase kan daarnaast mogelijk verbeterd worden door het toevoegen van meer componenten, zoals opwek en andere faciliteiten. De businesscase die we hebben berekend omvat dus alleen de energetische kant, en niet mogelijke baten door verbeteren van waterveiligheid of milieu.

#### Tekstkader 3 - Noodzaak voor additioneel beleid voor flexibiliteit

In eerdere studies<sup>8</sup> hebben we al verschillen geïdentificeerd tussen het geschatte benodigde potentieel aan flexibiliteit en het rendabele potentieel op de energiemarkten. Voor grootschalige batterijen concludeerden we bijvoorbeeld dat er een rendabel potentieel van 1 tot 2 GW is op de elektriciteitsmarkten (CE Delft, 2023), terwijl er naar verwachting een groter vermogen aan flexibiliteit is. De conclusies voor Delta21 zijn dus in lijn met eerdere vergelijkbare businesscase-studies.

Er is daarom naar verwachting additioneel beleid vereist om dit gat te overbruggen. Dit kan in de vorm van subsidies, markthervormingen of normeringen/verplichtingen zijn. Dit beleid voor flexibiliteit kan ook bijdragen aan een positievere businesscase voor Delta21. Er is nog te weinig inzicht in het tekort aan flexibiliteit en het effect van mogelijke beleidsmaatregelen.

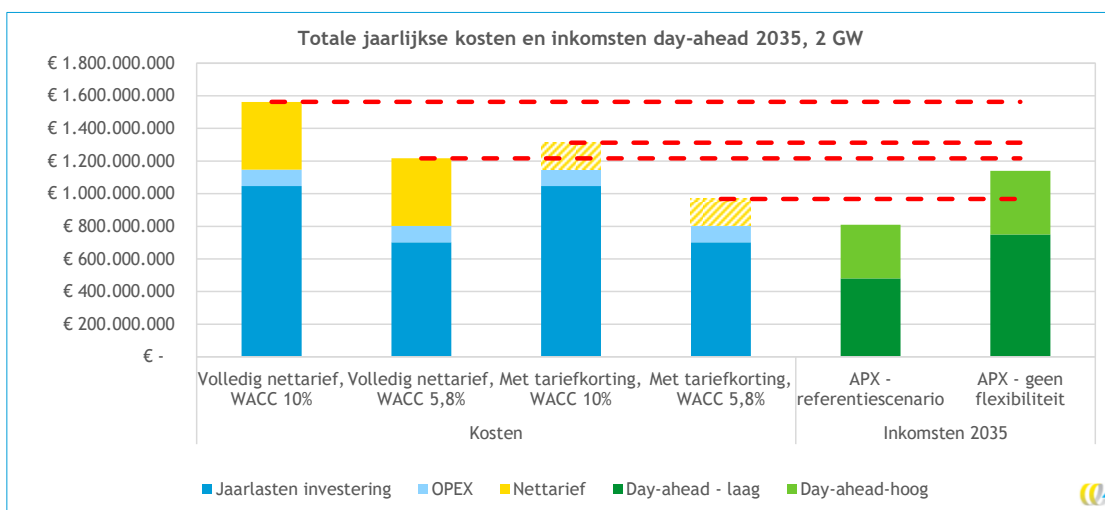
### 3.5.1 Businesscase met hogere kosten

Uit de technische analyse van het concept kwam naar voren dat het project potentieel hogere kosten kent. Daarom is een gevoeligheidsanalyse uitgewerkt met deze hogere kosten, zoals opgenomen in Paragraaf 2.2. De resultaten voor de 2 GW- en 6 GW-configuratie zijn opgenomen in Figuur 18 en Figuur 19. Door de hogere investeringskosten en operationele kosten zijn de totale jaarlijkse kosten € 440.000 hoger in de 6 GW-configuratie en € 250.000 hoger in de 2 GW-configuratie bij een WACC van 10%. Bij een WACC van 5,8% is dit respectievelijk € 370.000 en € 190.000 per jaar. Dit resulteert in een hoger kostenpeil, waardoor de 2 GW-configuratie nog maar in één scenario potentieel rendabel wordt, namelijk bij hoge prijzen, weinig flexibiliteit, lage WACC en nettarietkorting. De 6 GW-configuratie wordt ook minder rendabel, maar blijft in meer scenario's een positieve businesscase houden, al moet hier ook nog aan veel voorwaarden voldaan worden.

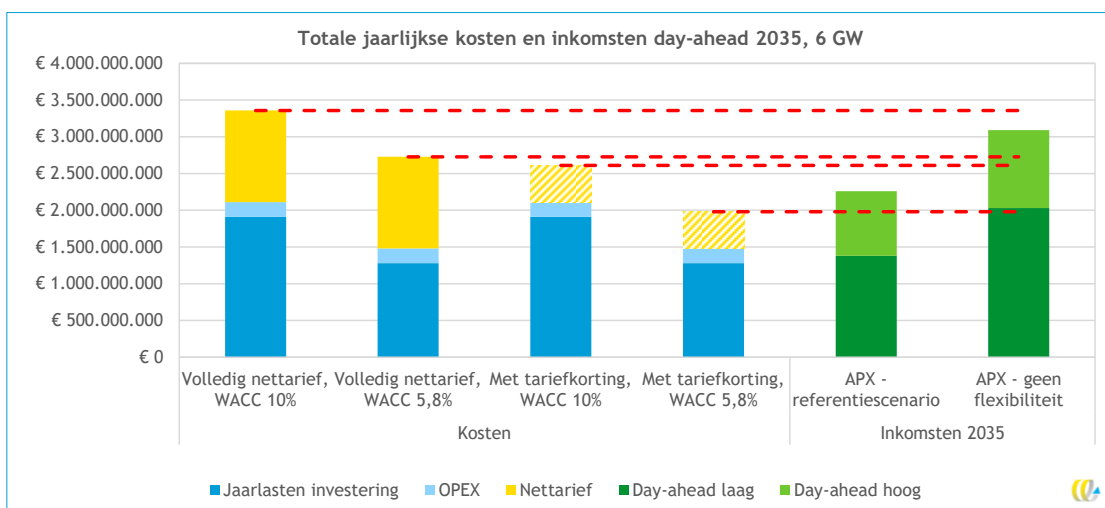
<sup>8</sup> Zie onder andere studies over batterijopslag ([Rapport 1](#), [Rapport 2](#)), studie over [CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035](#) en notitie over [marktontwerp voor CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit](#).



**Figuur 18 - Resultaten businesscasemodellering day-aheadmarkt 2 GW met WACC 5,8 en 10% én hogere aannames voor kosten. De rode lijnen geven de kostenniveaus voor verschillende configuraties weer.**



**Figuur 19 - Resultaten businesscasemodellering day-aheadmarkt 6 GW met WACC 5,8 en 10% én hogere aannames voor kosten. De rode lijnen geven de kostenniveaus voor verschillende configuraties weer.**



## 4 Businesscase: Netcongestie

In dit hoofdstuk beschouwen we de potentiële rol van het valmeer van Delta21 voor netcongestiemanagement. Eerst geven we een overzicht van de verwachte ontwikkelingen rondom vraag, aanbod en de netbelasting zonder inzet van het valmeer. Vervolgens maken we een inschatting van de potentiële impact van het valmeer op de netbelasting en de inkomsten voor netcongestiemanagement.

We werken dit uit voor de situatie in 2050, aangezien de huidige investeringsplannen van TenneT naar verwachting voldoende zijn om knelpunten op het hoogspanningsnet tot 2035 op te lossen. Dit betekent dat er in 2035 naar verwachting geen verdienmodel is voor het leveren van netcongestiemanagement. Na 2035 ontstaan naar verwachting wel weer knelpunten en kunnen wel inkomsten gegenereerd worden door netcongestiemanagement met het valmeer.

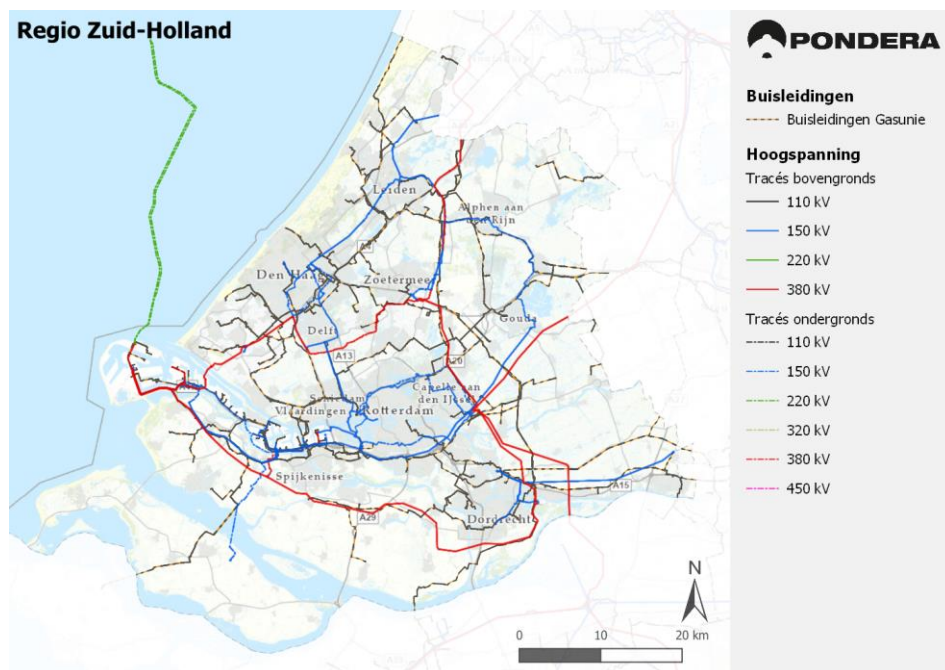
### 4.1 Situatie zonder Delta21

Het valmeer van Delta21 kan potentieel een bijdrage leveren aan het verminderen van de belasting op het hoogspanningsnet. Door de omvang van het valmeer zal deze naar verwachting aangesloten worden op het hoogste spanningsniveau, het 380 kV-net. Het valmeer kan dan bijdragen aan het verminderen van de belasting op de 380 kV-verbindingen rond Rotterdam, en mogelijk ook voor 380 kV-verbindingen in de rest van Nederland. Het valmeer zal naar verwachting geen impact hebben op lagere netvlakken en de 380/150 kV-stations<sup>9</sup>.

Figuur 20 geeft een overzicht van het hoogspanningsnet in de regio Rotterdam. Vanaf de Maasvlakte lopen twee 380 kV-circuits richting Wateringen en Bleiswijk en twee circuits via Simonshaven en Crayestein naar Krimpen. In totaal zijn er dus vier 380 kV-circuits die stroom af- of aanvoeren. Daarnaast komen elektriciteitskabels vanaf windparken op de Noordzee aan land in Rotterdam (tot 2031 op de Maasvlakte, daarna mogelijk ook bij andere stations in de regio) en komt de BritNed (interconnectie met Groot-Brittannië) aan land bij de Maasvlakte.

<sup>9</sup> Dit komt door pocketvorming op het hoogspanningsnet. In hun visie op het toekomstige hoogspanningsnet voorziet TenneT dat ze de 150 kV-netten opsplitsen in kleine deelnetjes, die elk verbonden zijn met één 380 kV-station. Zo is er minder transport via de lagere spanningsniveaus noodzakelijk, doordat de stroom snel afgevoerd kan worden naar het 380 kV- of 220 kV-net. De belasting van de 150 kV-verbindingen en het 380 kV-station in een pocket wordt alleen beïnvloed door vraag, aanbod en opslag binnen die pocket.

Figuur 20 - Hoogspanningsinfrastructuur cluster Rotterdam



Bron: (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

Het havenindustriële cluster is het grootste energiecluster van Nederland, met grote hoeveelheden import, export, vraag en productie van energie. Het elektriciteitssysteem in de regio Rotterdam zal flink veranderen in de komende decennia. De elektriciteitsvraag zal fors toenemen door elektrificatie van met name de industrie en er zal naar verwachting ook flexibele vraag komen van elektrolyzers, power-to-heat en vraagsturing in de industrie. En ook aan de aanbodzijde zal veel veranderen. Tot 2031 zal al 7,4 GW elektriciteit van windparken op zee aanlanden op de Maasvlakte (Ministerie van EZK, 2023) en dit kan nog verder toenemen. Daarnaast is de Maasvlakte een van de waarborgingslocaties voor kernenergie en worden de huidige fossiele gas- en kolencentrales mogelijk vervangen door waterstofcentrales.

Deze ontwikkelingen hebben impact op de belasting van de 380 kV-verbindingen. We hebben een inschatting gemaakt van de belasting op de 380 kV-verbinding voor het scenario 2050 Nationaal Leiderschap van de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (Netbeheer Nederland, 2023a), ook wel I13050 genoemd. In deze scenario's zijn aannames gemaakt over de ontwikkeling van vraag en aanbod van elektriciteit, per sector en op uur-basis, wat we vertaald hebben naar een inschatting van de belasting (zie Tekstkader 4).

Het valmeer van Delta21 is niet de enige flexibele bron die kan bijdragen aan netcongestie-management in de regio Rotterdam. Ook elektrolyzers, power-to-heat, vraagsturing van de industrie, import/export van elektriciteit en mogelijk batterijen kunnen hieraan bijdragen en deze bronnen kunnen voor netcongestie-management concurreren met het valmeer. Voor de analyses nemen we de concurrentie met overige flexibele bronnen niet mee (dit volgt in Hoofdstuk 5) en kijken we naar de situatie waar de volledige behoefte voor congestie-management ingevuld wordt door het valmeer. Echter, het is niet realistisch om de impact van overige flexibele bronnen helemaal buiten beschouwing te laten. In de praktijk

zullen in de regio Rotterdam in ieder geval elektrolyzers gerealiseerd worden<sup>10</sup> en zal er import en export plaatsvinden via de Britned kabel (capaciteit 1 GW). Maar de omvang en precieze inzet van deze flexibele bronnen is onzeker, en ook afhankelijk van het valmeer. Daarom rekenen we drie varianten van het scenario 2050 Nationaal Leiderschap<sup>11</sup> door:

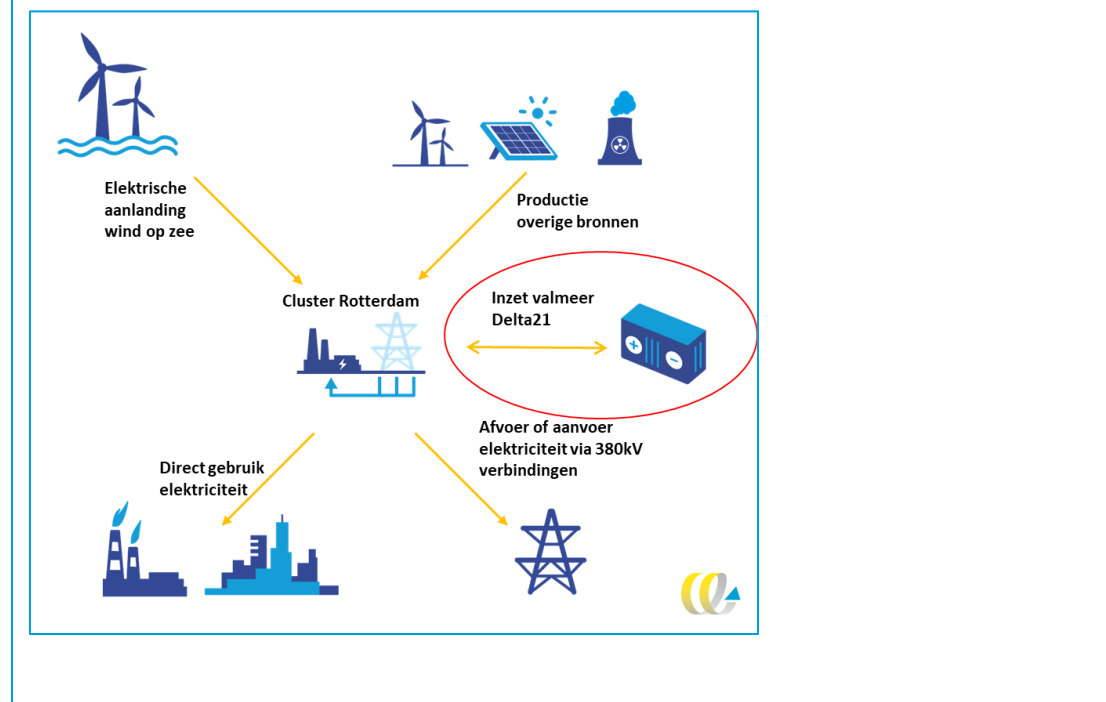
1. Geen overige flexibele bronnen.
2. Alleen elektrolyzers, inzet en vermogen volgens I13050 Nationaal Leiderschap<sup>12</sup>.
3. Elektrolyzers en interconnectie, inzet volgens I13050 Nationaal Leiderschap.

#### Tekstkader 4 - Inschatting belasting 380 kV-verbindingen

Om een goede inschatting te maken van de transportstromen over de 380 kV-verbindingen en de impact van het valmeer hierop, is een integrale doorrekening door TenneT noodzakelijk. Er is binnen dit onderzoek is geen tijd voor integrale netdoorrekeningen van TenneT. Daarom is gekozen voor een alternatieve benadering.

Op basis van een modellering van uurlijkse vraag en aanbod van elektriciteit in de regio Rotterdam (volgend uit I13050) maken we een inschatting van de hoeveelheid elektriciteit die elk uur aangevoerd of afgevoerd moet worden met de 380 kV-verbindingen. We vergelijken de transportbehoefte met de transportcapaciteit van deze verbindingen om een inschatting te maken van de omvang van de overbelasting, voor elk uur in het jaar. Deze methodiek illustreren we in onderstaande figuur.

Figuur 21 - Illustratie elektriciteitsstromen 380 kV-verbindingen



<sup>10</sup> De aanlandingslocaties van wind op zee zijn in het (ontwerp-) Programma Energiehoofdstructuur aangewezen als voorkeurslocatie voor elektrolyzers. In het Programma Verbindingen Aanlanding Wind op Zee 2031-2040 (pVAWOZ) wordt daarom ook actief gezocht naar locaties voor elektrolyzers bij aanlandingen.

<sup>11</sup> Dit 2050-scenario ligt in lijn met het scenario Nationale Drijfveer voor 2035.

<sup>12</sup> Het scenario 2050 Nationaal Leiderschap gaat uit van 4,2 GW aan elektrolyzers in de regio Rotterdam. De elektrolyzers worden ingezet om overschotten van elektriciteit op te vangen. Meer over de modellering van de inzet van elektrolyzers is te vinden in het scenariorapport van I13050 (Netbeheer Nederland, 2023b)

In de analyse is aangenomen dat de regio Rotterdam op een uitloper van het 380 kV-net ligt en dat er geen doorvoer van elektriciteit is. Echter, in de praktijk zal er naar verwachting ook doorvoer van elektriciteit zijn. Daarnaast wordt een versimpelde aanname gedaan om te corrigeren voor de beschikbare transportcapaciteit in periodes van onderhoud<sup>13</sup>.

Vanwege de bovenstaande beperkingen geeft de gekozen methodiek geen exacte inschatting van de belasting op de 380 kV-verbindingen. Maar deze benadering is goed genoeg voor het doel van dit onderzoek, namelijk inzicht geven in de impact van de flexibele bronnen op de 380 kV-verbindingen en de afweging tussen inzet van flexibele bronnen en verzwaringen.

Tabel 10 geeft een overzicht van de belangrijkste kerncijfers voor de belasting op de 380 kV-verbindingen. We geven bij de overschrijding de Energy Not Transported (ENT). Dit geeft aan hoeveel elektriciteit op jaarbasis niet getransporteerd kan worden, waarmee zowel de omvang van de overschrijdingen als de duur meegenomen worden. Wat opvalt aan de onderstaande cijfers is dat er in de regio Rotterdam zowel knelpunten voorkomen door afvoer van elektriciteit in periodes van lokale overschotten als door aanvoer van elektriciteit in periodes van lokale tekorten<sup>14</sup>. Daarin is Rotterdam uniek ten opzichte van andere regio's in Nederland en dat is ook een meerwaarde voor het valmeer, aangezien opslag (in tegenstelling tot bijvoorbeeld curtailment, elektrolyse en waterstofcentrales) zowel overschotten als tekorten kan opvangen. Deze conclusie volgt ook uit de integrale doorrekeningen van de hoogspanningsinfrastructuur in de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 I13050 (Netbeheer Nederland, 2023b).

Tabel 10 - Kerncijfers belasting 380 kV-verbindingen

	Capaciteit verbindingen	Piekbelasting	Overschrijding (ENT)	Aantal uren per jaar overschrijding
<b>Geen overige flexibele bronnen</b>				
Afvoer	6,6 GW <sup>15</sup>	7,7 GW (1,1 GW overschrijding)	0,21 TWh	690 (8% van het jaar)
Aanvoer	6,6 GW	6,6 GW (geen overschrijding)	Geen overschrijding	0 (0% van het jaar)
<b>Alleen elektrolyzers</b>				
Afvoer	6,6 GW	7,5 GW (0,9 GW overschrijding)	0,001 TWh	15 (0,2% van het jaar)
Aanvoer	6,6 GW	9,9 GW (3,3 GW overschrijding)	0,25 TWh	240 (3% van het jaar)
<b>Elektrolyzers en interconnectie</b>				
Afvoer	6,6 GW	7,9 GW (1,3 GW overschrijding)	0,02 TWh	30 (0,3% van het jaar)
Aanvoer	6,6 GW	10,9 GW (4,3 GW overschrijding)	0,57 TWh	550 (6% van het jaar)

<sup>13</sup> Het hoogspanningsnet moet bij normaal gebruik N-1 uitgelegd zijn. Echter, in periodes van onderhoud is ook N-1 redundantie noodzakelijk, doordat in die periodes minder transportcapaciteit beschikbaar is. Om dit mee te nemen, is een correctie uitgevoerd op de beschikbare transportcapaciteit (uitgegaan van N-1,5), maar dit is een versimpeling van de werkelijkheid.

<sup>14</sup> De knelpunten door aanvoer van elektriciteit worden naar verwachting groter door inzet van elektrolyse, doordat elektrolyzers ingezet worden op momenten met weinig productie van wind op zee en veel productie van zon-pv. Op die momenten zijn er op lokaal niveau al tekorten, die groter worden door inzet van elektrolyzers.

<sup>15</sup> Uitgaande van vier verbindingen, 2.650 MW per verbinding en n-1,5 redundantie (zie Tekstkader 4).

## 4.2 Inzet valmeer voor netcongestiemanagement

### 4.2.1 Potentiële impact op netbelasting

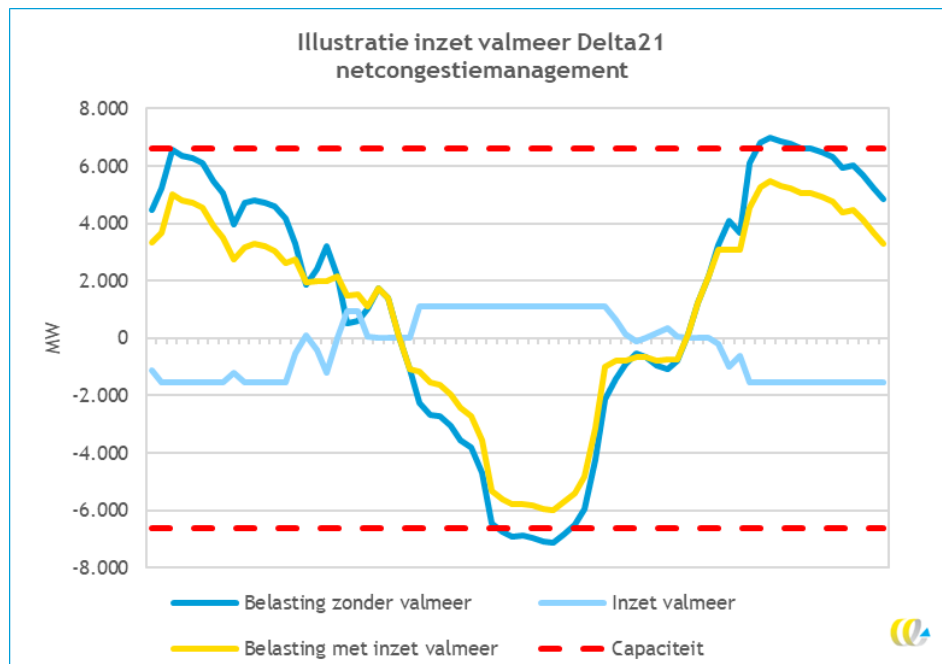
Door Delta21 te laten pompen op momenten van energieoverschotten, en te laten turbineren op momenten van energietekorten, kan Delta21 bijdragen aan het oplossen van netcongestie.

Voor ieder scenario hebben we de optimale inzet van het valmeer bepaald voor netcongestiemanagement, voor de 2 GW- en de 6 GW-configuratie van Delta21. Voor deze analyse hebben we een aantal aannames gedaan voor de modellering:

- De pompen zijn afgesteld op een one-way-efficiëntie van 85%. Deze efficiëntie geldt voor zowel pompen als turbineren, waardoor de round-trip-efficiëntie 72% is.
- Het maximale vermogen dat op een bepaald uur geleverd kan worden, is het gemiddelde vermogen. Voor de 2 GW-configuratie bedraagt dit 1,4 GW, en voor de 6 GW-configuratie is dit 4,2 GW. Dit zijn de gemiddelde vermogens voor pompen met een one-way-efficiëntie van 85% (zie Figuur 5).

We hebben de optimale inzet van het valmeer voor netcongestiemanagement bepaald. De onderstaande figuur illustreert de inzet voor netcongestiemanagement, voor een specifieke periode van drie dagen. De positieve waarden komen overeen met aanvoer van elektriciteit bij lokale tekorten, negatieve waarden met afvoer van elektriciteit bij lokale overschotten. De figuur illustreert dat het valmeer zowel overbelasting door aanvoer als afvoer kan oplossen.

Figuur 22 - Illustratie inzet valmeer netcongestiemanagement



Tabel 11 geeft een overzicht van de impact van de inzet van het valmeer op de piekbelasting en de overschrijding op de 380 kV-verbindingen. Bij de piekbelasting gaat het om de hoogste belasting door afvoer of aanvoer. Bij de overschrijding is de totale overschrijding door afvoer en aanvoer opgeteld.

Tabel 11 - Impact valmeer op belasting 380 kV-verbindingen, optimale inzet netcongestiemanagement

	Piekbelasting		Overschrijding (ENT)		Typering overbelasting
	Zonder valmeer	Met valmeer	Zonder valmeer	Met valmeer	
<b>2 GW-configuratie</b>					
Geen overige flexibele bronnen	7,7 GW (1,1 GW-overschrijding)	6,6 GW (geen overschrijding)	0,21 TWh	Geen overschrijding	Voorafvoer (lokale overschotten)
Alleen elektrolyzers	9,9 GW (3,3 GW-overschrijding)	8,8 GW (2,2 GW-overschrijding)	0,25 TWh	0,07 TWh	Voorafvoer (lokale tekorten)
Elektrolyzers en interconnectie	10,9 GW (4,3 GW-overschrijding)	9,8 GW (3,1 GW-overschrijding)	0,59 TWh	0,22 TWh	Voorafvoer (lokale tekorten)
<b>6 GW-configuratie</b>					
Geen overige flexibele bronnen	7,7 GW (1,1 GW-overschrijding)	6,6 GW (geen overschrijding)	0,21 TWh	Geen overschrijding	Voorafvoer (lokale overschotten)
Alleen elektrolyzers	9,9 GW (3,3 GW-overschrijding)	7,1 GW (0,5 GW-overschrijding)	0,25 TWh	Geen overschrijding	Voorafvoer (lokale tekorten)
Elektrolyzers en interconnectie	10,9 GW (4,3 GW-overschrijding)	9,0 GW (2,4 GW-overschrijding)	0,59 TWh	0,02 TWh	Voorafvoer (lokale tekorten)

In de bovenstaande analyses zijn we uitgegaan van de optimale inzet voor congestie-management. Maar het valmeer zal ook ingezet worden voor energiebalancering door handel op elektriciteitsmarkten (zie Hoofdstuk 3). Idealiter lopen deze functies hand in hand, maar dat is niet per definitie het geval. Dit komt doordat de nationale elektriciteitsbalans niet altijd gelijk is aan de lokale situatie. Een voorbeeld is dat het valmeer elektriciteit opslaat op momenten met lage prijzen door productie van zon-pv en weinig wind-op-zee, terwijl in Rotterdam op dat moment al tekorten zijn. Er is dan nationaal behoefte aan veel elektriciteitsvraag, maar lokaal ontstaan er extra pieken op het net door extra vraag.

We hebben daarom ook de impact van het valmeer op de belasting van de 380 kV-verbindingen bepaald, bij optimale inzet voor energiebalancering. Dit hebben we gedaan voor de 2 GW-configuratie. De onderstaande tabel geeft hiervan de resultaten. Hierbij geven we ook aan op hoeveel uren van het jaar inzet van het valmeer voor energiebalancering leidt tot extra netcongestie.

Tabel 12 - Impact valmeer op belasting 380 kV-verbindingen, optimale inzet energiebalancering

	Piekbelasting		Overschrijding (ENT)		Aantal uren extra congestie
	Zonder valmeer	Met valmeer	Zonder valmeer	Met valmeer	
<b>2 GW-configuratie</b>					
Geen overige flexibele bronnen	7,7 GW (1,1 GW-overschrijding)	7,7 GW (1,1 GW-overschrijding)	0,21 TWh	0,09 TWh	25 uur per jaar (< 1% van het jaar)
Alleen elektrolyzers	9,9 GW (3,3 GW-overschrijding)	11,2 GW (4,6 GW-overschrijding)	0,25 TWh	0,56 TWh	400 uur per jaar (4% van het jaar)
Elektrolyzers en interconnectie	10,9 GW (4,3 GW-overschrijding)	12,2 GW (5,6 GW-overschrijding)	0,59 TWh	1,05 TWh	650 uur per jaar (7% van het jaar)
<b>6 GW-configuratie</b>					
Elektrolyzers en interconnectie	10,9 GW (4,3 GW-overschrijding)	15,4 GW (8,7 GW-overschrijding)	0,59 TWh	2,93 TWh	1.100 uren per jaar (13% van het jaar)

- De belangrijkste conclusies over de impact van het valmeer op de netbelasting, zijn:
- Het valmeer kan bijdragen aan het verminderen van de overschrijdingen op 380 kV-verbindingen, bij optimale inzet van het valmeer voor netcongestiemanagement.
  - Zonder inzet van overige flexibele bronnen ontstaan vooral knelpunten voor afvoer van lokale overschotten. Het valmeer kan in dat geval, zowel bij de 2 GW- als 6 GW-configuratie, alle knelpunten oplossen.
  - Door de inzet van elektrolyse en interconnectie ontstaan naar verwachting nieuwe knelpunten voor aanvoer van elektriciteit (lokale tekorten) die niet volledig opgelost kunnen worden door inzet van het valmeer.
  - De 6 GW-configuratie van het valmeer kan meer bijdragen aan het verminderen van de piekbelasting en de overschrijding dan de 2 GW-configuratie, doordat grotere pieken opgevangen kunnen worden.
  - Het valmeer hoeft slechts een deel van het jaar ingezet te worden voor netcongestiemanagement (700 uur bij geen overige flex, 250 uur bij alleen elektrolyse, 600 uur bij elektrolyse en interconnectie). Op de overige uren kan het valmeer ingezet worden voor handel op elektriciteitsmarkten (energiebalancerings). Maar bij de inzet op die uren moet wel rekening gehouden worden met de beschikbare transportcapaciteit, om te voorkomen dat het valmeer op die uren nieuwe netcongestie veroorzaakt. Hiervoor moet de inzet van het valmeer 1 tot 7% van het jaar beperkt worden bij de 2 GW-configuratie. Bij de 6 GW-configuratie moet het valmeer tot 13% van het jaar beperkt worden.
  - Als het valmeer alleen optimaal ingezet wordt voor energiebalancerings, dan lost het valmeer de knelpunten op de 380 kV-verbindingen niet op. Naar verwachting zal inzet van het valmeer, gecombineerd met elektrolyzers in Rotterdam, er zelfs toe leiden dat de knelpunten voor aanvoer van elektriciteit toenemen. Voor een maatschappelijk optimale toepassing van het valmeer moet de inzet geoptimaliseerd worden voor zowel netcongestiemanagement als energiebalancerings (meer hierover in Paragraaf 4.3).
  - Bovenstaande diensten kunnen ook geleverd worden door andere flexibele bronnen, zoals batterijen. Dit is niet meegenomen in de analyses. De concurrentie met andere flexibele bronnen wordt besproken in Hoofdstuk 5.

#### 4.2.2 Inkomsten netcongestiemanagement

Het valmeer kan inkomsten krijgen voor netcongestiemanagement doordat ze opereren op de redispatchmarkt. Op deze markt betaalt TenneT een vergoeding voor het oplossen van knelpunten op het hoogspanningsnet. Indien de verwachte knelpunten op een bepaalde verbinding of transformator te fors zijn, dan worden deze knelpunten niet meer met redispatch opgelost, maar wordt geïnvesteerd in netuitbreidingen (aangezien redispatch in dat geval te duur wordt). In dat geval zal het valmeer naar verwachting niet meer ingezet worden als alternatief voor netverzwaring. De grens ligt naar verwachting rond de 0,5 TWh ENT per jaar. Dit betekent dat het valmeer in Rotterdam naar verwachting wel ingezet kan worden als alternatief voor verzwaring (Pondera Consult & CE Delft, 2023).

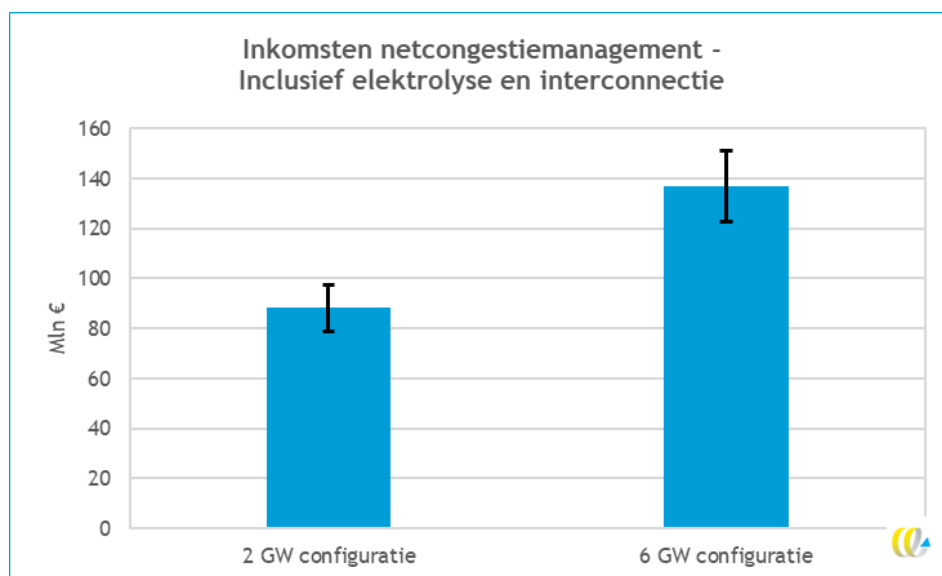
De vergoeding van TenneT voor redispatch richting de toekomst is onzeker. Dit is afhankelijk van de marginale kosten van de duurste eenheden die deze diensten leveren. We gaan uit van redispatchkosten tussen de € 250 en 300 per MWh in 2050. We hebben hierbij aangenomen dat deze redispatchkosten overeenkomen met de marginale kosten van waterstofcentrales (zie Paragraaf B.2).

#### Tekstkader 5 - Inkomsten afhankelijk van omvang overschrijdingen

We hebben voor het bepalen van de inkomsten een inschatting gemaakt van de overschrijdingen op de 380 kV-verbindingen rondom Rotterdam, die met redispatch opgelost moeten worden. Dit is gebaseerd op aannames over vraag en aanbod in de regio Rotterdam, maar in de praktijk zullen deze ontwikkelingen niet precies gelijk zijn aan dit scenario. Dit heeft effect op de omvang van de overschrijdingen en daarmee ook op de inkomsten voor netcongestiemanagement. We verwachten dat de onderstaande inschattingen een bovengrens aangeven van de inkomsten voor netcongestiemanagement, aangezien bij grotere overschrijdingen naar verwachting gekozen wordt voor uitbreidingen van de 380 kV-verbindingen in plaats van toepassing van redispatch.

De onderstaande figuur geeft de inkomsten voor netcongestiemanagement voor de 2 GW- en 6 GW-configuratie, bij de optimale inzet voor netcongestiemanagement. We gaan daarbij uit van de variant met interconnectie en elektrolyse, aangezien we die als het meest waarschijnlijk achten. Bij deze variant zijn de inkomsten € 80-100 miljoen voor de 2 GW-configuratie en € 120-150 miljoen voor de 6 GW-configuratie. Hiervoor moet het valmeer 580 uur per jaar (6% van het jaar) ingezet worden voor netcongestiemanagement.

Figuur 23 - Inkomsten netcongestiemanagement, variant inclusief elektrolyse en interconnectie en optimale inzet congestiemanagement



### 4.3 Businesscase netcongestie én energiebalancering

In Hoofdstuk 3 is een inschatting gemaakt van de businesscase van het valmeer voor energiebalancering. Hierbij is geen rekening gehouden met de lokale netsituatie. De inzet van het valmeer wordt, bij een congestieneutrale inzet, beperkt door de beschikbare netcapaciteit. Dit gaat ten koste van de inkomsten van het valmeer en daarmee van de businesscase. Maar inzet van het valmeer voor netcongestiemanagement kan ook extra inkomsten opleveren. In deze paragraaf gaan we op beide effecten in.

#### 4.3.1 Congestieneutraal: lagere inkomsten door voorkomen extra piekbelasting

Bij het bepalen van de inkomsten van het valmeer op de verschillende elektriciteitsmarkten (energiebalancering, zie Hoofdstuk 3) is de optimale inzet van het valmeer op de verschil-

lende markten bepaald, waarbij geen rekening gehouden is met de beschikbare netcapaciteit. Maar met de optimale inzet van het valmeer op elektriciteitsmarkten veroorzaakt het valmeer een deel van het jaar nieuwe netcongestie (tot 7% van het jaar voor de 2 GW-configuratie, tot 13% van het jaar voor de 6 GW-configuratie). Vanuit maatschappelijk perspectief is een congestieneutrale inpassing van het valmeer wenselijk. Dit betekent dat de inzet van het valmeer op elektriciteitsmarkten op bepaalde uren, als het valmeer extra netcongestie kan veroorzaken, beperkt moet worden. Dit heeft impact op de inkomsten van het valmeer voor energiebalancering. Mogelijk staat hier een korting op de nettarieven, als vergoeding van de beperking van de inzet, tegenover.

Binnen dit onderzoek was het niet mogelijk, vanwege doorlooptijd, om een inschatting te maken van de optimale inzet van het valmeer binnen de beperkingen van de netcapaciteit. We hebben een inschatting gemaakt dat van het deel van de inkomsten op de day-aheadmarkt dat bij een congestieneutrale inzet misgelopen wordt door beperkingen op bepaalde uren. Bij de 2 GW-configuratie loopt het valmeer hiermee tussen de 1% (variant zonder overige flex) en 15% (variant met elektrolyse en interconnectie) mis, bij de 6 GW-configuratie gaat het om 10% (variant zonder flex) tot 25% (variant met elektrolyse en interconnectie). Echter, een deel van deze gemiste inkomsten zal gecompenseerd worden doordat het valmeer op andere uren (waarin het geen netcongestie veroorzaakt) extra ingezet kan worden. Daarmee zal de impact van congestieneutrale inzet van het valmeer op de inkomsten van de day-aheadmarkt kleiner zijn. Daarnaast hoeft niet per se het valmeer op die uren beperkt te worden. Op uren met tekorten worden vaak elektrolysers ingezet, die beperkt kunnen worden en op uren met overschotten kan ook opwek teruggeschaald worden. Dit betekent dat de gemiste inkomsten naar verwachting lager liggen dan 1-15% bij de 2 GW-configuratie en 10-25% bij de 6 GW-configuratie. Maar bovenstaande analyse geeft wel een indicatie dat de beperkingen een significante impact hebben op de inkomsten, met name bij de 6 GW-configuratie. Dit congestieneutraal aansluiten wordt gerealiseerd door middel van de nettarieven, waar eerder over gesproken is. Dit non-firmtarief kent lagere kosten dan het firm-nettarief, zoals is opgenomen in de businesscasemodellering.

#### 4.3.2 Combinatie businesscase: Netcongestiemanagement en energiemarkten

Inzet van het valmeer voor energiebalancering op de elektriciteitsmarkten, en dan met name de day-aheadmarkt, is de belangrijkste potentiële bron van inkomsten voor Delta21. Echter, met netcongestiemanagement kunnen nog extra inkomsten gerealiseerd worden, wat de businesscase kan verbeteren. De inkomsten op de elektriciteitsmarkten en de inkomsten voor netcongestiemanagement kunnen echter niet direct opgeteld worden, vanwege de volgende redenen:

- **Overlap inzet.** De inzet van het valmeer op de day-aheadmarkt en voor netcongestiemanagement overlappen deels. In dat geval krijgt het valmeer niet zowel een vergoeding voor de day-aheadmarkt als voor netcongestiemanagement, aangezien congestiemanagement pas na de biedingen op de day-aheadmarkt toegepast wordt. Er wordt een vergoeding voor congestiemanagement betaald om het gedrag aan te passen, maar dit zal niet het geval zijn als het valmeer op de day-aheadmarkt al gunstig ingezet wordt voor het verminderen van de netbelasting. Op ongeveer 30% van de uren waarin het valmeer ingezet zou kunnen worden voor netcongestiemanagement, zal het valmeer naar verwachting al opereren op de day-aheadmarkt. Op die uren zijn er dus geen additionele opbrengsten voor netcongestiemanagement. Dit betekent dat de netcongestiemanagementopbrengsten bij de gecombineerde businesscase hierdoor 30% lager liggen. Dit geldt voor zowel de 2 GW- als de 6 GW-configuratie.
- **Gecombineerde inzet fysiek niet altijd mogelijk.** In principe levert de inzet van het valmeer van netcongestiemanagement op de uren zonder overlap additionele inkomsten op, boven op de inkomsten voor inzet op elektriciteitsmarkten. Echter, op sommige

uren is de gewenste inzet voor netcongestiemanagement naar verwachting fysiek niet mogelijk naast de inzet op elektriciteitsmarkten, aangezien het valmeer dan te vol of te leeg is. In dit onderzoek is dit niet verder onderzocht, maar de verwachting is dat de additionele inkomsten voor netcongestiemanagement hierdoor lager zijn.

De onderstaande tabel geeft een totaaloverzicht van de inkomsten voor energiebalancering en netcongestiemanagement. Op het eerste oog lijkt het erop dat het meewegen van de lokale netsituatie de businesscase verslechtert. Dit komt doordat de additionele inkomsten voor netcongestiemanagement lager zijn dan de negatieve impact van beperking van de capaciteit op de inkomsten op elektriciteitsmarkten. Maar de gemiste inkomsten zullen naar verwachting in de praktijk minder zijn, zoals eerder benoemd in Paragraaf 4.3.1. Er is verder onderzoek nodig naar de gecombineerde businesscase van het valmeer op elektriciteitsmarkten en netcongestiemanagement.

Tabel 13 - Gecombineerde inkomsten netcongestie én energiebalancering per jaar

	2 GW-configuratie	6 GW-configuratie	Opmerking
Elektriciteitsmarkten	€ 500-800 mln.	€ 1.400-2.250 mln.	Op day-aheadmarkt, referentiescenario (zie Paragraaf 3.5).
Additionele inkomsten congestiemanagement	€ 55-65 mln.	€ 85-105 mln.	In praktijk naar verwachting lager, door fysieke beperking gecombineerde inzet.
<i>Verminderde inkomsten elektriciteitsmarkten door beperkingen transportcapaciteit</i>	<i>Minus maximaal € 5-125 mln.</i>	<i>Minus maximaal € 250-550 mln.</i>	In praktijk naar verwachting minder gemiste inkomsten (zie Paragraaf 4.3.1).

# 5 Vergelijking valmeer met andere flexibiliteitsbronnen

Flexibiliteitsbronnen zijn een cruciaal onderdeel van het energiesysteem. Ze kunnen ervoor zorgen dat op momenten van grote energievraag, er meer elektriciteit wordt opgewekt of juist de vraag wordt gereduceerd. Andersom kan de flexibiliteitsbron op momenten van hoge energieopwek (bijvoorbeeld op een hele zonnige dag) en lage vraag, de overtollige energie opslaan om deze later weer af te geven. Niet elke flexibiliteitsbronnen zijn in staat om beide richtingen op te werken. Ook verschillen de flexibiliteitsbronnen in tijdschaal van levering van flexibiliteit en in hun efficiëntie van energieopslag. Door deze verschillen heeft iedere flexibiliteitsbron zijn voor- en nadelen en zal daarom een andere rol hebben binnen het energiesysteem. In Hoofdstuk 5 wordt onderzocht welke rol Delta21 kan vervullen in het energiesysteem en in welke mate deze concurrerend of juist complementair kan zijn met andere flexibiliteitsbronnen.

In Paragraaf 5.1 staat een overzicht van een aantal relevante flexibiliteitsbronnen ten opzichte van het Delta21 valmeer. In Paragraaf 5.2 wordt beschouwd hoe Delta21 zich verhoudt tot de andere flexibiliteitsbronnen en onderzocht welke rol Delta21 in het toekomstige energiesysteem kan vervullen. Bij bronnen die concurrerend zijn met Delta21, wordt in Paragraaf 5.3 een vergelijking gemaakt van de levelised cost of storage (LCOS) tussen de concurrerende flexibiliteitsbronnen. In Paragraaf 5.4 worden de overige afwegingen tussen de flexibiliteitsbronnen beschouwd.

## 5.1 Overzicht flexibiliteitsbronnen

In Tabel 14 staat een beschrijving van de belangrijkste bronnen die flexibiliteit voor het elektriciteitssysteem zullen leveren in de toekomst. Deze flexibiliteitsbronnen kunnen net als Delta21 bijdragen aan het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit.

Tabel 14 - Omschrijving flexibiliteitsbronnen

Flexibiliteitsbron	Beschrijving
Valmeer Delta21	Het valmeer kan energie opslaan door water uit het valmeer te pompen en elektriciteit te leveren door water via pompen het valmeer in te laten stromen. Daarmee kan het acteren als een zeer groot energieopslagmedium.
Redox-flowbatterij	Dit type batterij slaat energie op in een vloeistof. De vloeistof is een chemische verbinding die een opgeladen en ontladen toestand heeft. De opgeladen en de ontladen vloeistof worden in aparte tanks opgeslagen. De batterij wordt opgeladen en ontladen door de twee vloeistoffen door een membraan te pompen, waar onder invloed van elektriciteit moleculen worden uitgewisseld. Het grote voordeel van flowbatterijen is dat de capaciteit (MWh) en het vermogen (MW) onafhankelijk van elkaar schaalbaar zijn. Het vermogen wordt bepaald door het oppervlak van het membraan. De capaciteit wordt bepaald door de grootte van de opslagtanks. De vloeistof en tanks zijn relatief goedkoop, dus de meerkosten voor een langere opslagduur zijn beperkt. Er zijn vele verschillende types flowbatterijen. Enkele van de meest bekende zijn de lithium-bromide-batterij (LiBr) en de vanadium redox-flowbatterij (VRFB). De gebruikte vloeistoffen in deze batterijen zijn schadelijk voor het milieu. Er zijn veel flowbatterijen in ontwikkeling die gebruik maken van organische verbindingen die onschadelijk zijn voor het milieu.

Flexibiliteitsbron	Beschrijving
Lithium-ion-batterij	Deze batterij is momenteel het meest gangbaar en momenteel voor de meeste toepassingen het goedkoopst. In dit type batterij wordt energie opgeslagen in de elektroden van de batterij, door middel van reversibele chemische reactie. Lithium-ion kent een hoge round-trip-efficiëntie en heeft bovendien een zeer hoge energiedichtheid, waardoor deze veel wordt toegepast in mobiliteitstoepassingen. Bij oudere Li-ion is brandveiligheid een aandachtspunt. Daarnaast is beschikbaarheid van materialen een aandachtspunt door de enorme toename van Li-ion batterijen.
Elektrolyse (en transport en opslag waterstof)	De opwek van waterstof gebeurt door middel van elektrolyse (splitsing) van water, ook wel Power-to-Gas genoemd. Hierbij wordt hernieuwbare elektriciteit gebruikt om de chemische verbinding in water te breken, waarbij waterstof, zuurstof en zuren en/of basen ontstaan, afhankelijk van het type elektrolyser. De geproduceerde waterstof wordt opgeslagen in zoutcavernes, lege gasvelden of bovengrondse opslagtanks. De opslagcapaciteit van waterstof is vrijwel onbeperkt in omvang, waardoor het een gunstige energiedrager maakt voor seizoensopslag (NP RES & CE Delft, 2022). Vanuit opslag wordt waterstof via een pijpleiding getransporteerd naar een regelbare elektriciteitscentrale die de waterstof vervolgens weer omzet in elektriciteit op momenten dat er veel vraag is. Elektriciteit omzetten naar waterstof wordt ook wel waterstofconversie genoemd.
Waterstofcentrales	Er zijn verschillende soorten regelbare centrales. Zo is er de grootschalige Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)-centrale, die waterstof met de hoogste efficiëntie om kan zetten, maar het minst flexibel in regelbaarheid is. Meer flexibelere regelbare centrales zijn zogenoemde Open Cycle Gas Turbines (OCGT), die kunnen bijspringen op momenten van veel elektriciteitsvraag, maar met een lagere efficiëntie.  Waterstofcentrales kunnen draaien op waterstof die in Nederland middels elektrolyse geproduceerd is, waarmee het voor langetermijnopslag van elektriciteit zorgt. Maar waterstofcentrales kunnen ook op geïmporteerde waterstof of waterstofderivaten draaien.
Vraagsturing industrie	Dit is een flexibiliteitsmiddel waarbij de vraag van de industrie kan worden aangepast, op momenten waarbij er te veel of te weinig hernieuwbare elektriciteit opwek is. Sommige industrie kan bij vraagpieken afschakelen, door middel van marktwerking of via een contract met de netbeheerder. Hierbij wordt het net ontlast en draagt deze maatregel bij aan een stabiel elektriciteitsnet. Ook kunnen industriële processen juist worden opgestart bij grote overschotten van duurzame elektriciteit op het net, zodat de piekvraag aansluit op de piekopwek en hiermee de stabiliteit van het net vergroot (Netbeheer Nederland, 2023a).
Curtailement	Dit is een flexibiliteitsmiddel door middel van aanbodsturing, dat door de energiemarkt of een netbedrijf kan worden ingezet. Hierbij wordt de afname van opgewekte hernieuwbare elektriciteit beperkt, door middel van een marktprijsprikkel of op basis van aansturing vanuit een netsignaal. Dit kan plaatsvinden op momenten waarbij er een te groot aanbod is, wat kan leiden tot instabiliteit van het net. Door het beperken van de elektriciteitsvraag bij de afnemer, kan het overvragen van het net worden voorkomen (Netbeheer Nederland, 2023a).

## 5.2 Rol flexibele bronnen in het energiesysteem

Bovenstaande bronnen van flexibele bronnen kunnen elk invulling geven aan de toekomstige behoefte aan flexibiliteit in Nederland. Er is energiebalancering nodig op verschillende tijdschalen, aangezien vraag en aanbod van elektriciteit op elk moment van het jaar in balans moeten zijn. Vraag en aanbod moeten dus gebalanceerd worden op de schaal van secondes tot minuten, binnen dagen en ook op langere termijn (dagen, maanden).

Om vraag en aanbod te kunnen balanceren, moeten flexibele bronnen beide kanten op flexibiliteit kunnen leveren. Er moet flexibiliteit geleverd worden op momenten dat er een overschot is aan aanbod. Op die momenten zijn bronnen nodig, die zorgen voor extra vraag of minder opwek op die momenten. Daarnaast moet flexibiliteit geleverd kunnen worden dat er juist een tekort is aan aanbod. Op die momenten zijn bronnen nodig die zorgen voor verlaging van de vraag of die extra aanbod realiseren.

Tabel 15 geeft voor elk van de onderzochte bronnen van flexibele bronnen aan op welke wijze deze flexibiliteit kunnen leveren, of het flexibiliteit levert bij tekorten of overschotten en op welke tijdschalen het flexibiliteit levert. Alle flexibele bronnen kunnen binnen bepaalde grenzen bijdragen aan energiebalanceren. Er zijn echter geen bronnen van flexibiliteit die beide kanten op flexibiliteit kunnen leveren en bovendien op elke tijdschaal. Daarom zijn verschillende flexibele bronnen nodig die complementair acteren. Zo zijn elektrolyzers en waterstofcentrales complementair, aangezien elektrolyzers acteren bij overschotten en waterstofcentrales bij tekorten. Maar er zijn ook bronnen die dezelfde vorm van flexibiliteit leveren, zoals batterijen en vraagsturing in de industrie. Deze bronnen van flexibiliteit concurreren dus met elkaar voor het invullen van de flexibiliteitsbehoefte. In dat geval zullen kosten en de businesscase van verschillende bronnen doorslaggevend zijn voor de bronnen die daadwerkelijk gerealiseerd worden. Daarbij is het leveren van flexibiliteit door het aanpassen van het vraag- of opwekprofiel, zoals vraagsturing in de industrie, slim laden of curtailment, laaghangend fruit.

Tabel 15 - Vergelijking energetische en technische eigenschappen flexibiliteitsbronnen

Flexibiliteitsbron	Wijze van levering	Richting levering flexibiliteit (overschotten, tekorten of beide)	Reactietijd van levering flexibiliteit	Tijdsduur levering flexibiliteit	Round trip efficiency (%) (NP RES & CE Delft, 2022)
Valmeer Delta21	Potentiële energieopslag	Beide	5 seconden	Uren tot dagen	72,3%
Redox-flowbatterij	Chemische energieopslag	Beide	Milliseconden - seconden <sup>16</sup>	Uren tot dagen	70%
Lithium-ion-batterij	Chemische energieopslag	Beide	Milliseconden - seconden <sup>17</sup>	Minuten tot uren	85%
Elektrolyse	Power to gas	Overschotten	Seconden - minuten	Dagen tot maanden	40% (combinatie elektrolyse en waterstofcentrale)
Waterstofcentrales	Gas to power	Tekorten	Minuten	Dagen tot maanden	40% (combinatie elektrolyse en waterstofcentrale)
Vraagsturing industrie	Aanbod- of vraagsturing	Beide	Minuten	Minuten tot uren	N.v.t.
Curtailement	Aanbodsturing	Overschotten	Minuten	Minuten tot uren	N.v.t.

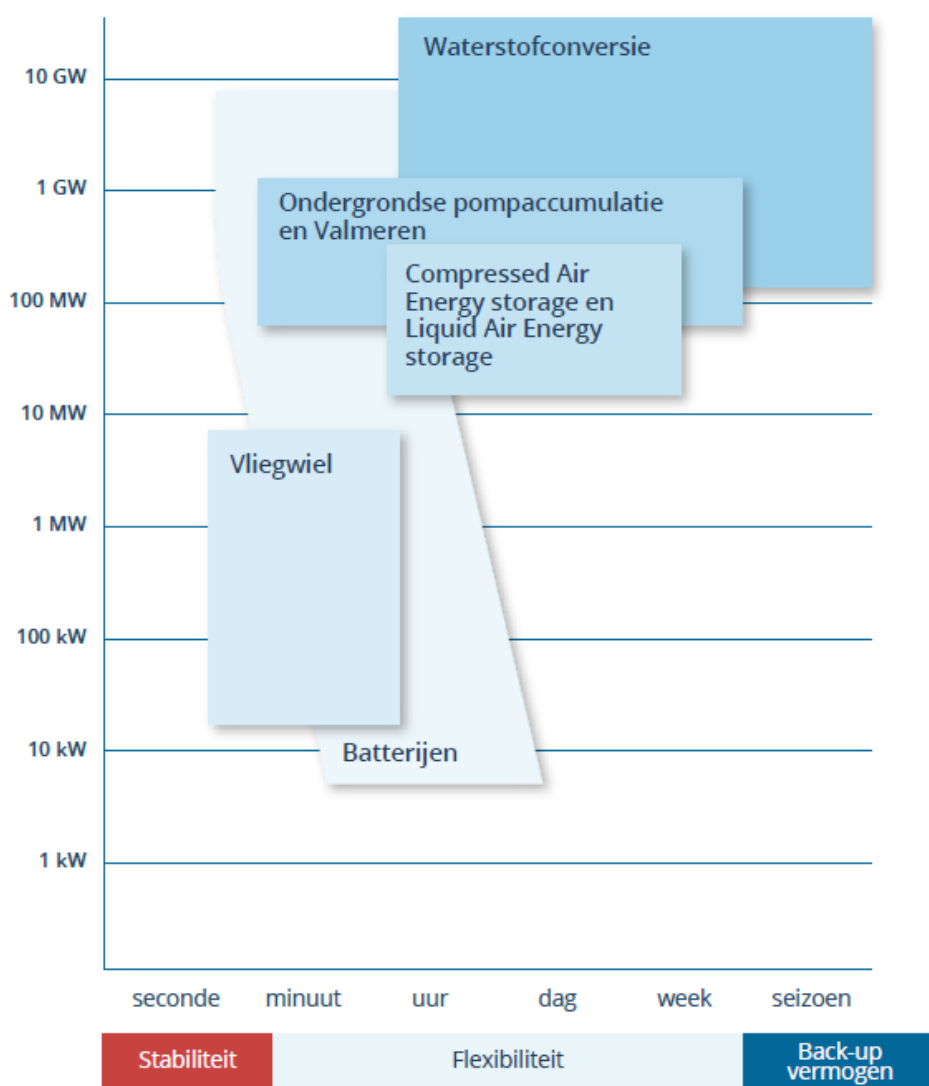
Uit Tabel 15 blijkt dat de flexibiliteitsbronnen verschillende wijze van leveringen hebben. De flexibiliteitsbronnen slaan goedkope overschotten van hernieuwbare opwek op in chemische (batterijen, waterstof) of potentiële energie (Delta21 valmeer), om deze later bij tekorten weer om te zetten en als elektriciteit te verkopen. Bij vraagsturing industrie en curtailement komt de flexibiliteit niet door middel van energieopslag, maar door vraag- of aanbodsturing. Bij vraagsturing industrie kunnen industriële processen op- of afschakelen wat betreft elektriciteitsgebruik. Hierdoor kunnen tekorten of overschotten op het net worden beperkt en daarbij bijdragen aan flexibiliteit. Bij curtailement wordt de opwek van duurzame elektriciteit beperkt, zoals het geval is bij nieuw aangesloten door SDE++-gesubsidieerde zonneparken. Alle flexbronnen, behalve curtailement, kunnen zowel acteren op overschotten als tekorten op het elektriciteitsnet.

<sup>16</sup> Op basis van twee commercieel verkrijgbare redox-flowsystemen: [www.energystoragesolutions.com/documents/Datasheet-E22-250kW.pdf](http://www.energystoragesolutions.com/documents/Datasheet-E22-250kW.pdf) en <https://invinity.com/flow-battery-response-time/>

<sup>17</sup> [www.zerocarbon.vc/post/grid-scale-storage-technologies-technical-view](http://www.zerocarbon.vc/post/grid-scale-storage-technologies-technical-view)

De tijdsduur van levering houdt in hoe lang de flexibiliteitsbron zijn flexibiliteit technisch kan leveren, maar daarbij ook impliciet rekening houdt met de businesscase van de flexibiliteitsbron. Zo is er bijvoorbeeld geen rendabele businesscase te maken voor waterstofconversie voor kortetermijnflexibiliteit, aangezien batterijen een veel hogere efficiëntie kennen en daardoor vele malen geschikter zijn. Andersom is er voor batterijen geen rendabele businesscase te maken voor seizoensopslag, gezien de enorme kosten die gepaard gaan met de batterijopslagcapaciteit die benodigd is voor seizoensopslag. Bij vraagsturing en curtailment is alleen flexibiliteit op korte termijn van toepassing. Flexibiliteitsbronnen vervullen dus verschillende functies binnen het energiesysteem, voor korte termijn (minuten tot uren) en lange termijn (dagen tot maanden). In Figuur 24 is een overzicht te zien van het typische vermogen dat verschillende vormen van elektriciteitsopslag kunnen leveren over een bepaalde tijdsduur.

Figuur 24 - Typische vermogen per type opslagsysteem uitgezet tegen de tijdsduur van levering



Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

### 5.2.1 Samenhang van Delta21 met andere flexibiliteitsbronnen

Delta21 maakt grootschalige energieopslag mogelijk en is qua tijdschaal van levering het meest verwant aan redox-flowbatterijen, die voor enkele uren tot dagen energie kunnen leveren, afhankelijk van de dimensionering van het batterijsysteem. Het vermogen (MW) van een flowbatterij is onafhankelijk schaalbaar van de capaciteit (MWh), en andersom. Qua efficiëntie zijn redox-flowbatterijen en Delta21 vergelijkbaar.

Een fundamenteel verschil van redox-flowbatterijen ten opzichte van Delta21 is de kortere reactiesnelheid tussen het overschakelen van op- en ontladen. Redox-flowbatterijen worden getypeerd door een zeer snelle omschakeltijd tussen op- en ontladen, waarbij sommige commerciële systemen beweren slechts 100 ms nodig te hebben. De turbines van Delta21 hebben zo'n vijf seconden nodig voor de omschakeling van op- naar ontladen en andersom. Redox-flowbatterijen zullen echter niet veel voordeel ondervinden van de snelle omschakeling, aangezien beide systemen naar verwachting het meest toepasbaar zullen zijn bij levering met een tijdsduur in de orde van grootte van uren tot enkele dagen. De reactietijd is hierbij minder van belang dan bijvoorbeeld energiehandel op seconden- of minutenbasis.

Bij korte tijdsduur en snelle inzet van flexibiliteit zullen Li-ion batterijen een grote rol spelen, aangezien deze technologie in deze context momenteel het meest concurrerend is qua kosten en efficiëntie (CE Delft, 2023). Ook zijn vraagsturing industrie en curtailment maatregelen die op korte termijn flexibiliteit kunnen leveren.

Redox-flowbatterijen en Delta21 zullen bij grotere flexibele capaciteitsbehoefte (MWh) meer kunnen profiteren van schaalvoordeel en daarmee dus meer worden toegepast voor elektriciteitsbalancering en dus een andere rol krijgen dan Li-ion.

Waterstofconversie zal worden toegepast voor seizoensopslag. Vraagsturing industrie en curtailment zijn flexibiliteitsbronnen die op korte termijn kunnen worden toegepast, in de orde grootte van enkele uren en daarmee vooral in hetzelfde speelveld zitten als Li-ion batterijopslag. Delta21 zal concurrerend zijn met batterijopslag.

## 5.3 Levelised costs of storage van verschillende bronnen

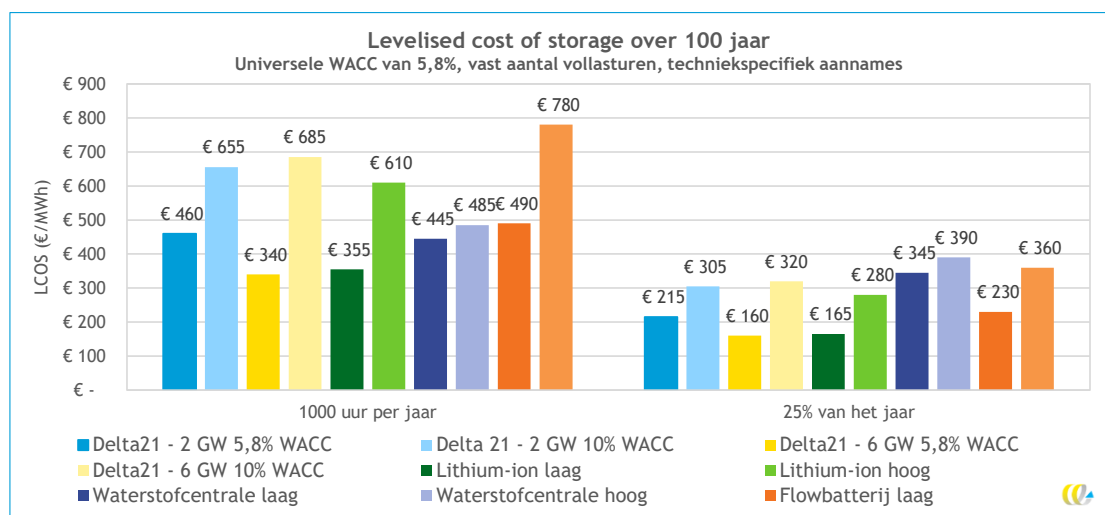
Voor de vergelijking op kosten van verschillende flexibiliteitsbronnen gebruiken we de levelised cost of storage (LCOS). Dit is een methode die gebruikelijk gehanteerd wordt om objectief verschillende opslagmedia te vergelijken. We vergelijken kwantitatief vier technieken: Delta21, lithium-ion-batterijen, flowbatterijen en waterstofcentrales. De aannames voor Delta21 zijn gelijk aan de businesscaseberekening en de aannames en methode zijn verder opgenomen in Bijlage B. De LCOS wordt berekend over een periode van 100 jaar, de levensduur van Delta21. De LCOS is een prijs per MWh en is de totale kosten gedeeld door geleverde elektriciteit, allen in netto contante waarde.

### 5.3.1 LCOS voor gelijk aantal vollasturen en 100 jaar

De verschillende technieken concurreren met elkaar op de energiemarkten. Daarom bepaalt de prijsverhouding ook het aantal vollasturen dat gerealiseerd kan worden. Er is dus een sterk onderling verband. Daarom bepalen we eerste de LCOS voor een gelijk aantal vollasturen. Dit doen we voor twee verschillende hoeveelheden uren per jaar: 1.000 uur inzet per jaar en 2.190 vollasturen (25% van het jaar).

Er is gerekend met één universele WACC van 5,8% en de analyse overspant een periode van 100 jaar. De resultaten hiervan zijn weergegeven in Figuur 25. Voor Delta21 is één prijs-scenario gehanteerd met twee WACC's. Voor lithium-ion-batterijen, flowbatterijen en waterstofcentrales zijn twee prijsscenario's opgenomen die mogelijke ontwikkeling van de prijzen weergeven, gebaseerd op verschillende onderzoeken.

**Figuur 25 - Resultaten LCOS voor 100 jaar en vast aantal vollasturen**



Ten eerste valt het effect van de verschillende WACC's op in de resultaten van Delta21. Bij een inzet voor 1.000 uur per jaar is de LCOS voor de 2 GW-configuratie 460 of 655 €/MWh, afhankelijk van de WACC. De 6 GW-configuratie is goedkoper dan de 2 GW-configuratie door relatief lagere investeringskosten. Delta21 (uitgaande van een WACC van 5,8%) is net iets duurder dan lithium-ion-batterij en goedkoper dan lithium-ion in hun respectievelijke hogeprijsscenario. Afhankelijk van de prijsontwikkeling van de andere technologieën is Delta21 naar verwachting kostencompetitief of heeft het een kostenvoordeel ten opzichte van de andere technieken. Deze kans is echter significant kleiner bij hogere financieringslasten door een hogere WACC. Bij een WACC van 10% zien we dat het valmeer duurder is dan de waterstofcentrale bij 1.000 uur inzet en de kans reëel is dat de lithium-ion-batterij ook goedkoper is. De flowbatterij heeft naar verwachting hogere kosten dan de andere technieken.

Bij 2.190 vollasturen (25% van de uren van het jaar) verschilt de verhouding voornamelijk tussen de batterijen/Delta21 en de waterstofcentrale. De waterstofcentrale kent hogere operationele kosten voor waterstof. De andere technieken kennen veel lagere operationele kosten, namelijk alleen voor energieverliezen en standaard operationele kosten. De concurrentiepositie voor waterstofcentrales is dus beter als deze centrales een laag aantal uren per jaar ingezet worden. Voor flexibiliteitsbronnen die veel uren ingezet worden, zijn batterijen voordeliger. Uit onze analyse blijkt dat de mogelijke range in LCOS van de technieken overlapt, maar dat Delta21 naar verwachting kostencompetitief is. Met een financiering met een WACC van 5,8% ligt Delta21 aan de onderkant van de verwachte range van andere technieken en met een WACC van 10% boven in de range.

Uit deze analyse blijkt dat een 6 GW-configuratie voordeliger is. Dit komt omdat de kosten minder sterk stijgen dan het vermogen. Bij een gelijk aantal vollasturen is de LCOS daarvoor logischerwijs lager.

### 5.3.2 LCOS bij 100 jaar met techniek specifiek aantal vollasturen

#### Aantal vollasturen per techniek

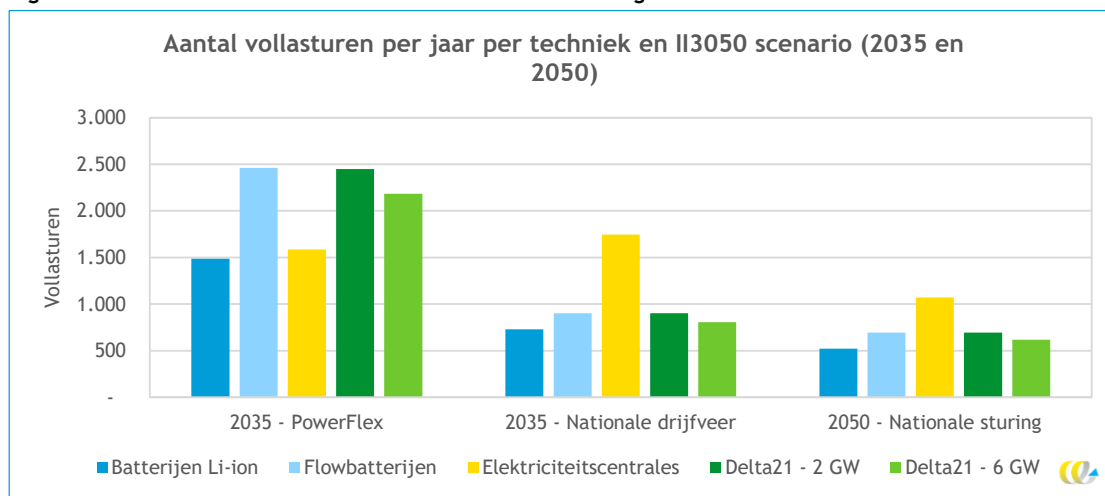
Een belangrijke parameter is hoeveel elektriciteit er geleverd wordt. Dit hangt af van de duur waarover een techniek kan leveren en is een economische optimalisatie tegen welke prijs de techniek kan leveren. Gezamenlijk bepaalt dit hoeveel uren per jaar de flexibiliteitstechniek levert. In de vorige paragraaf zijn de technieken vergeleken met een gelijk aantal vollasturen. Echter zal het aantal vollasturen verschillen, gebaseerd op de prijzen en de energiec capaciteit. Bijvoorbeeld batterijen met een grotere energiec capaciteit kunnen meer vollasturen realiseren doordat er meer uren achter elkaar stroom afgenomen kan worden of kan worden geleverd.

In Figuur 16 is het aantal vollasturen opgenomen in verschillende scenario's:

- **2035 - PowerFlex:** Dit is onze modellering van hoeveel uren de verschillende flexibiliteitsbronnen ingezet worden in deze scenario's. Dit is gebaseerd op een inzet per uur op de day-aheadmarkt en is dus een economische optimalisatie. De vraag en productieprofielen zijn gebaseerd op het II3050-scenario Nationale Drijfveer voor 2035.
- **2035 - II3050 Nationale Drijfveer:** Dit scenario van de II3050-studie (Netbeheer Nederland, 2023a) omvat een technische analyse van de hoeveelheid flexibiliteit en de inzet van de flexibiliteitsbronnen. Dit is dus geen economische optimalisatie zoals in het PowerFlex-model. Voor de II3050-scenario's is geen informatie opgenomen over Delta21, het systeem is namelijk niet gemodelleerd. Voor Delta21 gaan we uit van een gelijk aantal vollasturen voor de 2 GW-configuratie aan de flowbatterij. We schalen het aantal vollasturen voor de 6 GW-variant gebaseerd op de flowbatterij, met de verhouding in onze eigen PowerFlex-modellering.
- **2050 - II3050 Nationale Sturing:** Eén van de scenario's van 2050 met opnieuw een technische optimalisatie van de flexibiliteitsbronnen.

Uit Figuur 16 lijkt een opvallend groot verschil voor 2035 tussen de modellering van II3050 en de PowerFlex-modellering. Een mogelijke verklaring is het verschil tussen de economische en technische optimalisatie. We gaan voor 2035 uit van de marktmodellering via PowerFlex. Er is geen economische marktdoorrekening gedaan van de elektriciteitsprijzen en inzet van flexibiliteitsbronnen in 2050; die data is dus niet beschikbaar. Dit is een economische optimalisatie van de inzet van de assets die gerealiseerd zullen worden, die in onze ogen de verhouding tussen de technieken het beste weergeeft. Voor 2050 nemen we het II3050-scenario aan, met daarbij de notitie dat een economische optimalisatie mogelijk leidt tot een ander aantal vollasturen per techniek.

Figuur 26 - Aantal vollasturen in II3050-scenario's en inzet volgens PowerFlex-model



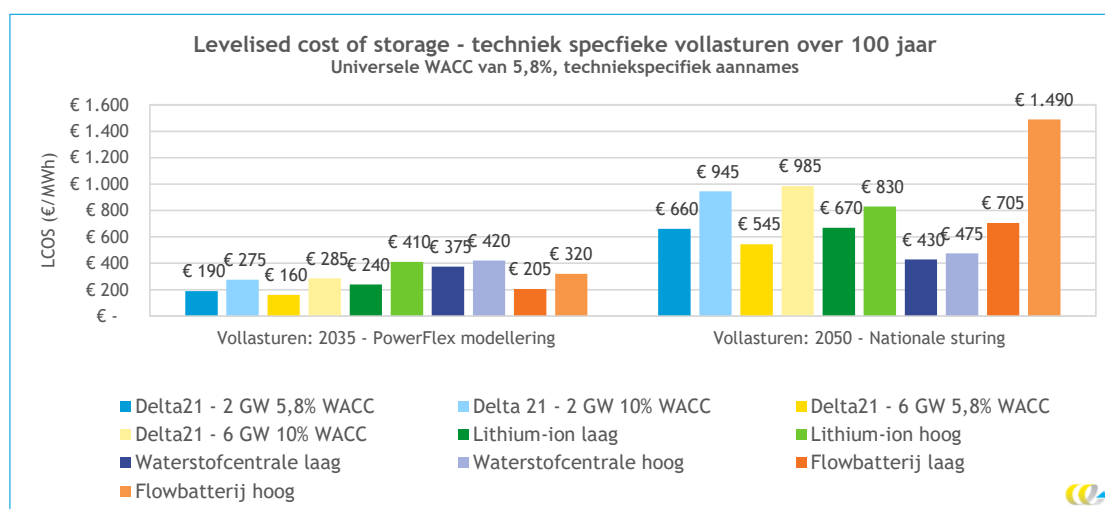
## Resultaten LCOS bij techniek specifieke vollasturen

Er zijn twee aantal vollasturen meegenomen, zoals weergegeven in Figuur 27. In de PowerFlex-modellering worden flowbatterijen en Delta21 meer dan 2.000 uur per jaar ingezet voor energielevering en lithium-ion-batterijen en waterstofcentrales zo'n 1.500 uur. In het II3050-scenario is deze verhouding behoorlijk anders. In dat scenario wordt de waterstofcentrale relatief meer vollasturen ingezet.

De resultaten met de twee techniek specifieke aantallen vollasturen is weergegeven in Figuur 27. Voor de PowerFlex-modellering zien we dat Delta21 met een WACC van 5,8% de laagste LCOS kent van de technieken. Met een WACC van 10% is de LCOS van Delta21 vergelijkbaar met de kosten in het laag-scenario van sommige andere technieken.

In het scenario II3050 Nationale Sturing is de waterstofcentrale de goedkoopste optie. Dit komt doordat de waterstofcentrale meer vollasturen maakt dan de andere energie-opslagtechnieken. Omdat de andere technieken hoge vaste kosten kennen, zijn de kosten per MWh dan lager. Delta21 met een WACC van 5,8% is nog wel voordeliger dan de lithium-ion- en flowbatterij. De waterstofcentrale blijft wel voordeliger.

Figuur 27 - Resultaten LCOS voor 100 jaar en techniek specifiek aantal vollasturen



### 5.3.3 LCOS bij 30 jaar

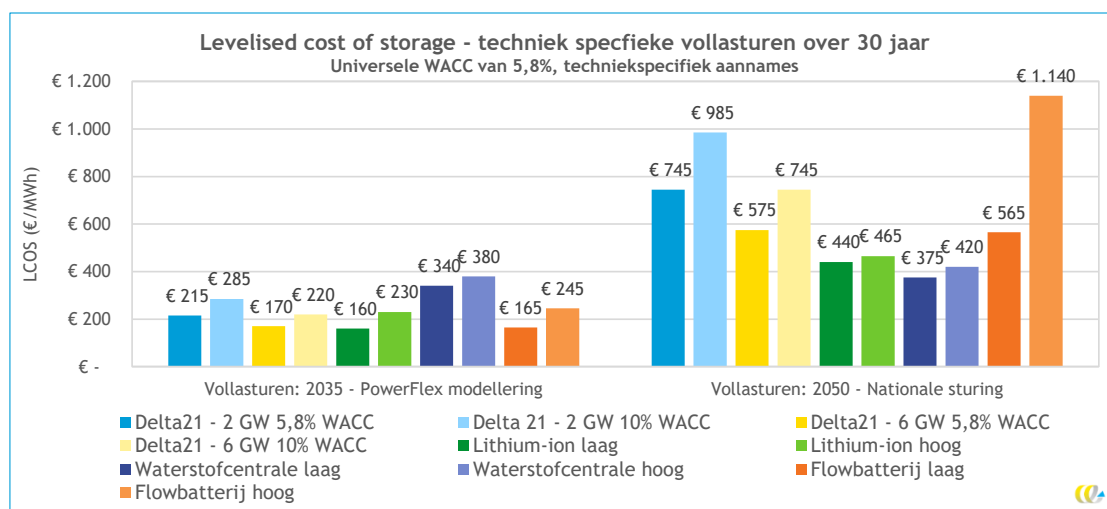
Dezelfde analyse is uitgevoerd voor een periode van 30 jaar; oftewel van 2035 tot 2064. Dit komt overeen met de economische levensduur van Delta21, waar 100 jaar de technische levensduur is. Dit betekent dat er tussentijds éénmaal opnieuw geïnvesteerd wordt in de lithium-ion-batterij en er geen nieuwe installaties voor de flowbatterij en waterstofcentrale vereist zijn.

De resultaten voor 30 jaar bij een techniekspecifiek aantal vollasturen is weergegeven in Figuur 28. De concurrentiepositie van Delta21 is verslechterd ten opzichte van de LCOS-berekening over 100 jaar. Dit is ook weergegeven in Figuur 29 waarbij de LCOS is berekend voor een zichtperiode van 30 en 100 jaar. Voor een periode van 30 jaar geldt dat voornamelijk de lithium-ion-batterij en flowbatterij dalen in LCOS. Dit komt doordat ze hoge investeringskosten hebben en dat deze minder vaak gedaan hoeven te worden vanwege de kortere periode. Voor Delta21 veranderen de kosten nauwelijks (geen ander resultaat door afronding) of nemen ze toe in de situatie met een WACC van 10%. Hierdoor wordt de kostenvergelijkingssituatie sterk anders.

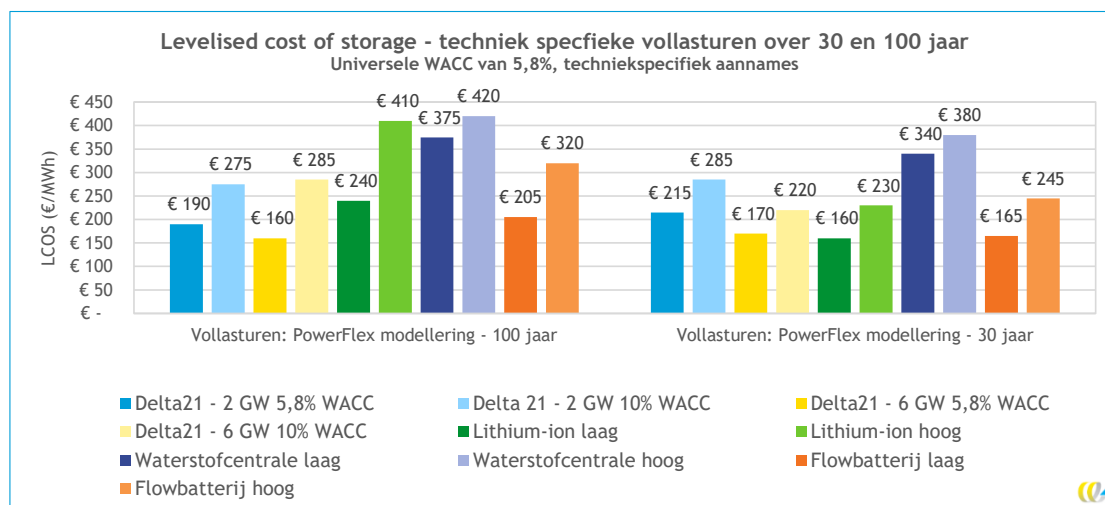
In het meest gunstige geval (6 GW met 5,8% WACC) in het PowerFlex-scenario blijft Delta21 naar verwachting kostencompetitief met andere technieken, ook als prijzen dalen. Bij een WACC van 10% komen de kosten van Delta21 overeen met de bovenkant van de range van lithium-ion-batterijen, maar is de techniek wel kostencompetitief ten opzichte van de waterstofcentrale en flowbatterij. De 2 GW-configuratie is minder kostencompetitief en is naar verwachting duurder dan batterijen.

In een scenario met minder vollasturen voor de energieopslagstechnieken, scenario I13050 in Figuur 28, zijn waterstofcentrales de goedkoopste optie. Dit komt doordat deze techniek vooral operationele kosten kent en de verdeling van vaste kosten over minder vollasturen dus een minder groot effect heeft op de totale kosten. Onze verwachting is dus echter dat elektriciteitsopslag (zoals batterijen en Delta21) meer uren actief zullen zijn dan gemodelleerd in het I13050-scenario. Als dit scenario zich echter voordoet, is de lithium-ion-batterij goedkoper in alle scenario's. Delta21 kent dan nog wel een lagere LCOS ten opzichte van flowbatterijen.

Figuur 28 - Resultaten LCOS voor 30 jaar en techniekspecifiek aantal vollasturen



Figuur 29 - Vergelijking LCOS tussen 30 en 100 jaar met techniek specifieke vollasturen



## 5.4 Overige afwegingen tussen flexibele bronnen

In de vergelijking van flexibiliteitstechnieken is een brede afweging belangrijk. De inzet op de energiemarkten en rentabiliteit wordt grotendeels bepaald door kosten, maar ook andere criteria zijn van belang. Zo zijn er voor elke technologie verschillende materialen nodig, waar soms een grote afhankelijkheid bestaat van één of een paar landen en daarmee een risico vormt voor de leveringszekerheid. Daarnaast hebben de technieken verschillende CO<sub>2</sub>-effecten tijdens de realisatie en gebruiksfase. Ook zijn er grote verschillen in het ruimtegebruik van de technieken, wat ook invloed heeft op de ecologie. Ten slotte wordt de technische beschikbaarheid van de technieken beschouwd en het mogelijke voordeel van Delta21 op waterveiligheid in de regio.

### Gebruik kritische materialen

Het verschil in materiaalgebruik bij Delta21 en andere flexibiliteitsbronnen is aanzienlijk. Bij Delta21 is vooral een zeer grote hoeveelheid bagger- en opspuitwerk nodig voor de uitgraving van het meer en de constructies van de duinen, naar inschatting zo'n 420 miljoen m<sup>3</sup>. Ook is een grote hoeveelheid pompturbines nodig, zo'n 100 of 300, afhankelijk van de configuratie. De pompturbines bevatten veel staal en composietmateriaal. De generatoren van Delta21 bevatten veel geleidende materialen en magneten om de elektriciteit op te kunnen wekken. Een veelgebruikte magneet voor generatoren, is neodmium, welke op de 'Critical raw materials (CRM)''-lijst van de Europese Unie staat (EC, 2023). Materialen die op deze lijst staan, worden gekenmerkt door een hoog belang voor de EU en een groot risico wat betreft de levering. Daarnaast is een grote hoeveelheid beton en staal nodig voor de civiele constructies.

Bij redox-flowbatterijen worden vloeistoffen gebruikt die onder invloed van elektriciteit moleculen kunnen uitwisselen. Eén van de meest gebruikte vloeistoffen is vanadium, welke op de CRM-lijst staat van de Europese Unie (EC, 2023). Er zijn alternatieve redox-flowvloeistoffen in ontwikkeling, die minder gebruik maken van kritische materialen, echter zijn deze nog niet commercieel inzetbaar. De tanks benodigd voor redox flow bevatten geen kritische materialen en zijn relatief goedkoop (NP RES & CE Delft, 2022). De civiele werken benodigd voor batterijsystemen zijn relatief beperkt ten opzichte van Delta21.

Voor kortetermijnsopslag zullen Li-ion batterijen voornamelijk worden gebruikt, welke verschillende CRMs bevatten. Deze CRMs zijn in grote hoeveelheden benodigd bij een opslagcapaciteit die vergelijkbaar is met Delta21. Dit brengt een aanzienlijk leveringsrisico met zich mee, des te meer omdat er een explosieve toename van de toepassing van Li-ion batterijen in verschillende sectoren is, zoals mobiliteit en consumentenelektronica, wat de druk op de materialen benodigd voor Li-ion toenemend zal verhogen.

Naast batterijopslag kan waterstofconversie ook een deel van de flexibilitateitsbehoefte van het energiesysteem invullen. Voor de opwek van waterstof zijn elektrolyzers nodig, die verschillende componenten bevatten, zoals de elektroden. Deze elektroden kunnen gemaakt zijn van platina en grafiet, die op de Europese lijst van CRMs staan, maar ook uit beter beschikbare materialen, zoals ijzer en nikkel (Mulder et al., 2017). De elektrolyt kan bestaan uit een waterige oplossing, maar ook uit polymeren, zoals bij de PEM-elektrolyser. De waterstof wordt getransporteerd via gasleidingen, waarvoor het oude gasnetwerk na aanpassing gebruikt kan worden, en opgeslagen in grote volumes zoals oude zoutcavernes, gasvelden, of in gastanks voor kleinschaligere en transporteerbare opslag. Naast opwek, transport en opslag, is voor het leveren van flexibiliteit bij tekorten ook waterstofconversie nodig, waar waterstofgas wordt omgezet in elektriciteit. Hiervoor zijn gascentrales of brandstofcellen nodig.

Batterijen en Delta21 zijn concurrerend wat betreft technische eigenschappen en toepassing in het energiesysteem. Het materiaalgebruik is daarom een belangrijke factor voor de keuze van flexibilitateitsbron, wat invloed heeft op onder andere de kosten en afhankelijkheid van andere landen voor de levering van materialen. Een vervolgonderzoek over het materiaalgebruik van Delta21 tegenover een vergelijkbaar formaat batterijsystemen is nodig om inzicht te geven over de leveringsrisico's tijdens de realisatie van deze flexibilitateitsbronnen. Deze analyse valt buiten de scope van dit onderzoek.

## CO<sub>2</sub>-impact van realisatie technieken

Flexibilitateitsbronnen kunnen bijdragen aan een CO<sub>2</sub>-reductie in het elektriciteitssysteem, maar resulteren ook in CO<sub>2</sub>-emissies gedurende de realisatie van de technieken. Aangezien er verschillen kunnen bestaan in de CO<sub>2</sub>-uitstoot tijdens de realisatie van de flexibilitateitsbronnen, is dit een belangrijke afweging in de keuze van flexibilitateitsbronnen. Alle flexibilitateitsbronnen die in dit onderzoek worden beschouwd, kennen geen directe emissies, ook wel Scope 1-emissies genoemd. Tijdens de exploitatiefase kunnen echter wel Scope 2-emissies vrijkomen, wat veroorzaakt wordt door het energieverlies tijdens de omzetting van niet volledige CO<sub>2</sub>-neutrale opgewekte elektriciteit naar een andere energiedrager en vice versa. Deze behoren tot Scope 2-emissies, omdat ze indirect van aard zijn. Zoals aangegeven in Tabel 15, leveren de technieken flexibiliteit met verschillende efficiënties. De omzetting van elektriciteit naar waterstof en andersom, heeft de laagste efficiëntie en dus de meeste energieverliezen, wat resulteert in de hoogste Scope 2-emissies van de flexibilitateitsbronnen. Li-ion-batterijen kunnen flexibiliteit leveren met de hoogste efficiëntie, gevolgd door redox-flowbatterijen en Delta21. Indien de elektriciteit volledig CO<sub>2</sub>-neutraal is opgewekt, vinden er geen Scope 2-emissies plaats tijdens de exploitatiefase.

Scope 3-emissies zijn gedefinieerd als emissies die vrijkomen tijdens de productie van de flexibilitateitsbron, zoals de batterij, elektrolyser of waterstofcentrale. De uitstoot die gepaard gaat met de productie van Lithium-ion-batterijen, ook wel de Global Warming Potential (GWP) genoemd, is zo'n 40 tot 200 kg CO<sub>2</sub>-eq./kWh (Massachusetts Institute of Technology, 2022). Voor redox-flowbatterijen is de GWP zo'n 75 tot 160 kg CO<sub>2</sub>-eq./kWh (Fraunhofer, 2023). Voor het bepalen van de uitstoot die gepaard gaat met de bouw van

Delta21, is een uitgebreide analyse nodig en dit valt niet binnen de scope van dit project. Dit zal verder moeten worden onderzocht om de verschillende flexibiliteitsbronnen op CO<sub>2</sub>-impact met elkaar te kunnen vergelijken.

## Ruimtelijke impact

Delta21 vereist een aanzienlijk oppervlak, zo'n 50 km<sup>2</sup> in de zee voor Rotterdam. In Tabel 16 staan de oppervlakten die benodigd zijn voor batterijopslag met dezelfde energieopslagcapaciteit als Delta21. Grofweg is maar 1% van de oppervlakte van Delta21 nodig om dezelfde capaciteit elektriciteit op te slaan in batterijen. Echter zou het Delta21-valmeer gecombineerd kunnen worden met andere technieken zoals windturbines, zonnepanelen, zoutwaterbatterijen en als natuurgebied voor mens en dier. Hiermee kan de benodigde oppervlakte beter worden benut.

De ruimte die Delta21 inneemt op zee heeft als voordeel dat deze ruimte minder schaars is dan bijvoorbeeld de ruimte die benodigd is voor batterijsystemen op land. Door de schaarste aan ruimte op land kan het voor ontwikkelaars grote uitdagingen opleveren om genoeg batterijcapaciteit op land te benutten. Dit is in het bijzonder het geval bij de haven van Rotterdam, waar de bedrijvigheid veel ruimte vereist. Het Delta21-valmeer kan ruimte benutten die niet direct in concurrentie staat met andere bedrijven of sectoren die een stuk land in de haven vereisen. Echter kan Delta21 wel invloed hebben op de scheepvaart bij de Haringvlietmonding, wat verder zal moeten worden onderzocht.

Daarnaast kan e hoeveelheid baggerwerkzaamheden die vereist zijn in de Haringvlietmondig afnemen door Delta21. Door de aanleg van Delta21 zal de golfwerking verminderen en de getijstromingen in de vaargeul iets toenemen, waardoor praktisch geen zand meer langs de Goerese kust in Noordoostelijke richting naar de Kwade Hoek zal worden aangevoerd en daardoor zal een verbrede en verdiepte vaargeul naar Stellendam nauwelijks of geen onderhoudsbaggerwerk meer vereisen.

Tabel 16 - Benodigde oppervlakten per flexibiliteitsbron

Flexibiliteitsbronnen	Ruimtegebruik [m <sup>2</sup> /MWh]	Oppervlak benodigd voor capaciteit van Delta21 [km <sup>2</sup> ]	Oppervlakte benodigd t.o.v. Delta21 [%]
Li-ion	25	0,85	1,7
Redox flow	10	0,34	0,7

Bron: (NP RES & CE Delft, 2022).

## Ecologische Impact

Delta21 bevindt zich in een Natura 2000-gebied, waar bepaalde dieren, planten en hun natuurlijke leefomgeving beschermd worden om de biodiversiteit (soortenrijkdom) te behouden. Er zijn zowel risico's als ook kansen die Delta21 kan hebben op de ecologisch balans in het gebied. Delta21 vereist een groot oppervlak, waar de ecologische gevolgen op dit gebied nog beperkt in kaart zijn gebracht (Delta21, 2023). De impact van Delta21 op dit gebied moet daarom uitgebreider worden onderzocht. De betrokkenheid van alle belanghebbenden is hierbij van groot belang om genoeg draagvlak te creëren. Een uitgebreide analyse van ecologisch impact van Delta21 is geen onderdeel van dit project.

## Technische beschikbaarheid flexibiliteitsbronnen

Voor het vaststellen van de noodzaak van Delta21 is het belangrijk om in te schatten of de flexibiliteitstechnieken voldoende aanwezig zijn in 2035 en 2050. Als er onvoldoende vermogen beschikbaar is, is dit een extra reden om het portfolio divers te maken en bijvoorbeeld een valmeer te realiseren.

Van de flexibiliteitsbronnen zijn Li-ion batterijen en waterstofconversie technisch het meest ontwikkeld. Voor waterstofcentrales is de beschikbaarheid van voldoende duurzame waterstof nog de grootste onzekerheid. Bij waterstofconversie en waterstofcentrales is daarnaast de opslag van waterstof nog een aandachtspunt, aangezien dit op dit moment nog niet op grote schaal gebeurt. Er wordt voorzien dat waterstof in de toekomst in zoutcavernes en mogelijk in lege gasvelden of gasopslagen opgeslagen kan worden, maar hier is nog onderzoek naar nodig. Redox-flowbatterijen is een bewezen techniek, echter wordt deze alleen nog op relatief kleine schaal toegepast. Delta21 is een vorm van pumped-hydro, dat wereldwijd de meest toegepaste vorm is van energieopslag en dus technisch zeer ontwikkeld is. De kunstmatige aanleg van het valmeer zal naar verwachting geen uitzonderlijke uitdaging opleveren voor de baggerindustrie in Nederland, die hier gespecialiseerd in is. Andere flexibiliteitsbronnen, zoals vraagsturing industrie, is technisch gezien al mogelijk, echter is de toepassing ervan nog gering. TenneT schat in dat op dit moment slechts 10% van het beschikbare flexibele vermogen wordt benut (TenneT, 2023). Kortom, de technieken voor levering van flexibiliteit zijn er gedeeltelijk al, de toepassing ervan is echter nog gering.

Naast de technische volwassenheid van de verschillende flexibiliteitsbronnen, is de levensduur ook een belangrijk aspect. Bij Delta21 wordt uitgegaan van een levensduur van 100 jaar, tegenover de batterijtechnieken van Li-ion (15 jaar) en flowbatterijen (25-30 jaar). In dit opzicht heeft Delta21 dus een aanzienlijk voordeel.

## Waterveiligheid

Aan de energiefunctie van Delta21 kan eenvoudig een veiligheidsfunctie worden toegevoegd. Het valmeer biedt een enorme bergingscapaciteit van circa 1.100 M m<sup>3</sup> en de pompturbines zijn bovendien in staat ook nog eens gemiddeld 10.000 m<sup>3</sup>/s overtollig rivierwater naar zee af te voeren. Daarvoor moet een overlaat als verbinding tussen het Getijmeer en het energieopslagmeer (EOM) worden toegevoegd om het rivierwater uit het Haringvliet naar het valmeer te laten stromen en ook moet het getijmeer gedurende korte tijd kunnen worden afgesloten van de zee. Daardoor kan in het hele benedenstroomse gebied op dijkversterking en dijkverhoging over een lengte van totaal circa 600 km aanzienlijk worden bespaard. Een uitgebreide analyse van de invloed van Delta21 zal in een later onderzoek verder worden uitgewerkt.

## Schaalbaarheid en herhaalbaarheid

Kleinschaligere flexibele bronnen, zoals batterijen, hebben het voordeel dat deze schaalbaar zijn. Dit geeft de mogelijkheid om met kleinschalige projecten te starten, daarvan te leren en vervolgens op te schalen, wat ook zal leiden tot kostendalingen. Daarnaast is er bij schaalbare oplossingen meer flexibiliteit om installaties optimaal te dimensioneren. Deze mogelijkheden zijn er minder bij een grootschalig systeem als het valmeer van Delta21. Dit zorgt voor meer financiële en technische risico's, wat ervoor zorgt dat het lastiger is om het systeem te financieren (meer hierover in Paragraaf 6.3).

Daarnaast hebben technieken als batterijen en elektrolyzers het voordeel dat deze in principe bijna overal in Nederland toegepast kunnen worden. Oftewel, de herhaalbaarheid is groot. Bij het valmeer van Delta21 is dit niet het geval. Herhaalbaarheid van andere technieken zal naar verwachting zorgen voor kostendalingen. Een valmeer als die van Delta21 kan mogelijk wel in andere landen toegepast worden, en voor een groot deel komt de techniek overeen met pumped-hydro, welke wereldwijd de meest toepaste vorm is van energieopslag en dus technisch zeer ontwikkeld is.

## Exportpotentie

In tegenstelling tot andere flexibiliteitstechnieken is het valmeer van Delta21 een volledig Nederlands product. Wereldwijd zijn er veel meer laaggelegen en dichtbevolkte gebieden langs de zee, waar Delta21 mogelijk ook een bijdrage kan leveren aan waterveiligheid en de energietransitie. Dit betekent dat het valmeer potentieel een interessant exportproduct kan zijn.

## 5.5 Conclusie vergelijking flexibiliteitstechnieken

Dit hoofdstuk omvat een technisch-economisch analyse van de vergelijking op energetisch vlak van verschillende flexibiliteitstechnieken. De toekomstige ontwikkeling van deze technieken is echter behoorlijk onzeker. De ontwikkeling van technieken bepaalt de kosten, het vermogen en het verwachte aantal uren dat de techniek wordt ingezet. Gezamenlijk bepalen die de rol in het energiesysteem en de concurrentiepositie.

We concluderen dat Delta21 kostencompetitief kan zijn ten opzichte van de andere flexibiliteitstechnieken. Bij een zichtstermijn van 100 jaar is de concurrentiepositie behoorlijk positief voor Delta21, bij een analyse van 30 jaar is Delta21 mogelijk kostencompetitief, maar meer aan de bovenkant van de range van kostenontwikkeling van andere technieken. De andere belangrijkste afhankelijkheid zijn de financieringsparameters. Bij een WACC van 5,8% is de concurrentiepositie veel beter dan bij een financiering met een WACC van 10%. Met voordeligere financiering zijn de kosten lager en kunnen er naar verwachting meer vollasturen gerealiseerd worden, en daardoor dalen de kosten per MWh. Het is echter nog onzeker met welke rente het project gefinancierd kan worden, vanwege het mogelijke hogere risico. Qua ontwerp is de 6 GW-variant voordeliger. Deze variant heeft minder vollasturen dan de 2 GW-variant, maar de kostendaling is groter.

Ook zijn overige aspecten een belangrijk onderdeel van de vergelijking, zoals materiaalgebruik, CO<sub>2</sub>-emissie tijdens realisatie, ecologische impact, technische beschikbaarheid en waterveiligheid. Delta21 heeft een zeer grote energieopslagcapaciteit, die bij even grote toepassing van grootschalige batterijen zoals lithium-ion- en vanadium-redox-flow-batterijen en grote leveringsrisico's met zich meebrengt. De genoemde batterijen bevatten kritische grondstoffen, wat impliceert dat er een zeker leveringsrisico is. Er zijn op het gebied van grootschalige batterijen technische ontwikkelingen, waardoor minder of geen kritische grondstoffen worden gebruikt, echter zijn deze technieken over het algemeen nog niet voldoende ontwikkeld voor grootschalige toepassing. Naast het materiaalgebruik zijn CO<sub>2</sub> en ecologische impact belangrijke aspecten die verder onderzocht moeten worden om gedegen vergelijkingen te kunnen maken. Ook zijn ruimtegebruik en waterveiligheid belangrijke afwegingen, waar grote verschillen bestaan tussen de flexibiliteitsbronnen. Batterijtechnieken vereisen namelijk ongeveer 1% van het ruimtegebruik van Delta21, voor gelijke opslagcapaciteit. Op gebied van waterveiligheid zou Delta21 enorme voordelen kunnen bieden, die niet van toepassing zijn bij de beschouwde batterijtechnologieën. Kortom, er bestaan grote verschillen, die van groot maatschappelijk en technisch belang zijn.

Additioneel onderzoek naar de verdere vergelijking tussen Delta21 en andere flexibiliteits-technieken is aangeraden, zoals voor de andere functies (waterveiligheid en natuur) als gebruik van materialen en CO<sub>2</sub>-impact van de technieken.

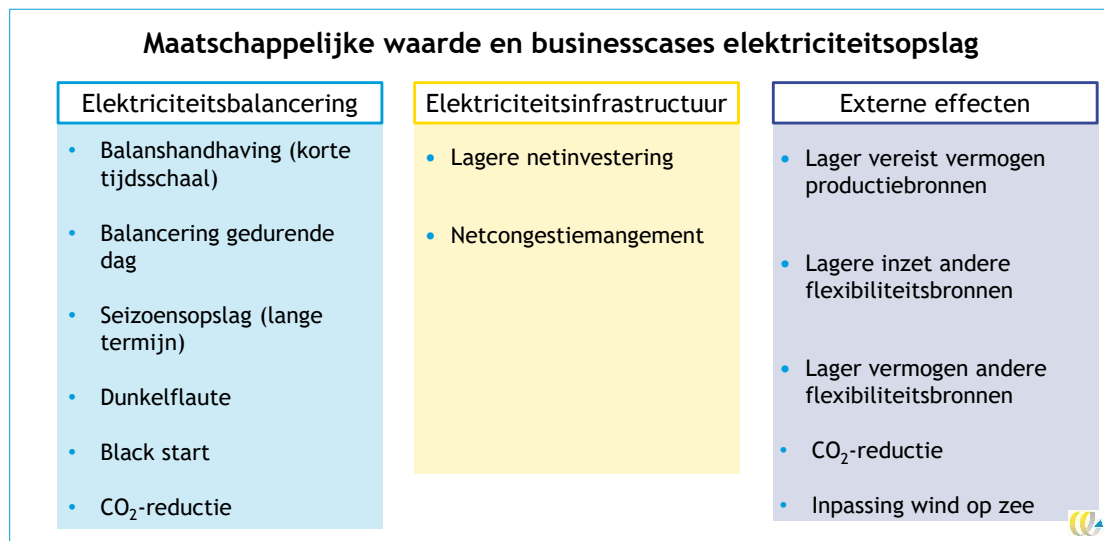


# 6 Maatschappelijke waarde

In dit hoofdstuk kijken we naar de totale maatschappelijke waarde van het valmeer van Delta21. Een deel van de maatschappelijke waarde van het valmeer komt tot uiting in de businesscase, door inzet van het valmeer op verschillende elektriciteitsmarkten en voor netcongestiemanagement. In dat geval wordt de maatschappelijke waarde van het valmeer gemonetariseerd in de businesscase. Maar het valmeer kan ook andere baten voor het energiesysteem opleveren, die niet terugkomen in de businesscase. Dit beschouwen we als externe effecten (zie Figuur 30). Daarnaast kan het valmeer nog maatschappelijke waarde hebben voor natuurherstel en waterveiligheid, maar dit is buiten scope van deze studie en dus het figuur.

In dit hoofdstuk bespreken we maatschappelijke effecten van het valmeer voor het energiesysteem en geven we, indien mogelijk, hier een waarde aan. We geven daarbij aan of deze maatschappelijke effecten gewaardeerd worden in één van de verdienmodellen of dat het externe effecten zijn. Daarna gaan we in op de totale maatschappelijke waarde van het valmeer, zowel het deel dat terugkomt in de businesscase als de externe effecten.

Figuur 30 - Overzicht maatschappelijke waarde en businesscases elektriciteitsopslag



## 6.1 Maatschappelijke effecten

### 6.1.1 Meer benutting van hernieuwbare opwek

Inzet van flexibele bronnen, zoals het valmeer van Delta21, zorgt voor balancering van vraag en aanbod van elektriciteit en leidt daarmee tot meer benutting van hernieuwbare opwek. Op momenten met veel aanbod van hernieuwbare elektriciteit kunnen overschotten opgeslagen worden. Op een moment met weinig hernieuwbare opwek kan deze elektriciteit weer geleverd worden.

Meer benutting van hernieuwbare opwek kan twee effecten hebben. Bij een gelijk opgesteld vermogen aan hernieuwbare opwek leidt dit ertoe dat minder opwek van regelbare

centrales nodig is. Maar het is ook mogelijk om minder zon-pv en/of windmolens te realiseren. Hierna gaan we uitgebreider op beide opties in.

Of opslag van het valmeer uiteindelijk leidt tot lagere maatschappelijke kosten, is afhankelijk van de kosten van inzet van het valmeer ten opzichte van de kosten van regelbare centrales (zie Paragraaf 5.3) of het plaatsen van extra hernieuwbare opwek.

Het valmeer verdient geldt aan het leveren van deze diensten door inzet op verschillende elektriciteitsmarkten. Deze maatschappelijke baten worden dus gewaardeerd in de businesscase en zijn niet additioneel.

## Minder opwek door regelbare centrales

In de toekomst zijn CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales, naar verwachting op waterstof, nodig om te zorgen dat op elk moment in het jaar aan de vraag naar elektriciteit voldaan kan worden. Een deel van deze centrales zal slechts een beperkt deel van het jaar, minder dan 1.000 uur per jaar, nodig zijn. De investeringen in deze centrales leveren hoge maatschappelijke kosten op.

Inzet van het valmeer heeft impact op de inzet van CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales. We hebben de impact van het valmeer bepaald door de inzet van deze centrales zonder en met inzet van het valmeer te bepalen. De inzet van de centrales hebben we bepaald door op uurbasis vraag, aanbod en inzet van overige flexibele bronnen te bepalen, gebaseerd op scenario 2035 Nationale Drijfveer (Netbeheer Nederland, 2023a). De tekorten aan elektriciteit moeten worden ingevuld door regelbare centrales. We hebben bij deze analyse geen inzet van overige bronnen van opslag (zoals batterijen) meegenomen, aangezien deze concurreren met het valmeer.

Inzet van het valmeer heeft op twee manieren impact op CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales:

1. **Minder inzet van centrales.** Inzet van het valmeer kan een deel van de inzet van de regelbare centrales vervangen, doordat het valmeer elektriciteit kan leveren op momenten met tekorten aan elektriciteit. De 2 GW-configuratie kan naar verwachting ongeveer 2 TWh inzet van centrales vervangen en de 6 GW-configuratie 5 TWh.
2. **Minder geïnstalleerd vermogen.** Door inzet van het valmeer is minder vermogen aan regelbare centrales nodig. De 2 GW-configuratie kan in een gemiddeld jaar naar verwachting ongeveer 1 GW regelbare centrales vervangen, de 6 GW-configuratie 3,5 GW regelbare centrales. Maar ook in extreme jaren, met forse Dunkelflautes, moet voldoende capaciteit beschikbaar zijn, en in die jaren zal meer inzet van regelbare centrales noodzakelijk zijn. Daarom moet niet naar een gemiddeld jaar, maar naar de meest extreme situatie gekeken worden. In een extreem weerjaar kan de 2 GW-configuratie van het valmeer 1 GW regelbare centrales vervangen en de 6 GW-configuratie 3,5 GW regelbare centrales. Tijdens een extreem weerjaar is er in totaal meer vermogen nodig van regelbare centrales, en kan het valmeer dus een gelijke hoeveelheid van dat vermogen reduceren.

De investeringskosten van regelbare centrales zullen naar verwachting meegenomen worden in de prijzen waarvoor de centrales inbieden en daarmee terugkomen in de businesscase van het valmeer. Maar de investeringskosten van centrales die maar één keer in de paar jaar nodig zijn, zullen naar verwachting niet, en in ieder geval niet volledig, terugkomen in de day-aheadprijzen. Daarom zien we het voorkomen van deze centrales als additionele externe baten van het valmeer. De jaarlijkse baten voor het voorkomen van investeringen in de regelbare centrales schatten we in op ongeveer € 100 miljoen voor de 2 GW-configuratie en € 350 miljoen voor de 6 GW-configuratie (zie Bijlage B.2 voor kostenaannames.)

Het voorkomen van inzet van regelbare centrales kan nog een ander maatschappelijk voordeel hebben. Er is namelijk nog onzekerheid over de (tijdige) ontwikkeling van het waterstofsysteem. Als dit niet gerealiseerd wordt voor 2035 dan zijn alternatieven nodig, zoals inzet van fossiele gascentrales. Dit bespreken we verder in Paragraaf 6.1.6.

## Minder investeringen in wind en zon

Inzet van het valmeer van Delta21 zorgt ervoor dat extra elektriciteit geproduceerd door windmolens en zon-pv benut kan worden en zal minder curtailment plaatsvinden. Hierdoor is minder overdimensionering van windmolens en zon-pv noodzakelijk<sup>18</sup>, waardoor investeringen in windmolens en zon-pv potentieel uitgespaard kunnen worden.

We hebben geanalyseerd hoeveel MW minder windmolens op zee en zon-pv nodig zijn door inzet van het valmeer. Net als bij de analyses voor regelbare centrales hebben we op uur basis vraag, aanbod en inzet van overige flexibele bronnen (exclusief opslag) bepaald op basis van het scenario 2035 Nationale Drijfveer (Netbeheer Nederland, 2023a). En wederom hebben we een situatie zonder inzet van het valmeer vergeleken met een situatie met inzet van het valmeer. Vervolgens hebben we bepaald hoeveel minder hernieuwbare opwek nodig is door inzet van het valmeer, waarbij we het aandeel van de elektriciteitsvraag dat ingevuld wordt door hernieuwbare elektriciteitsbronnen gelijk hebben gehouden ten opzichte van de situatie zonder inzet van het valmeer.

Bij de 2 GW-configuratie van het valmeer kan 2 tot 3 TWh extra hernieuwbare opwek benut worden. Hiermee kan volgens bovenstaande analyse in het scenario Nationale Drijfveer 2035<sup>19</sup> 0,5 tot 2 GW wind op zee of 3,5 tot 17 GW zon-pv uitgespaard worden<sup>20</sup>. Bij de 6 GW-configuratie kan in het scenario 1 tot 4,5 GW wind op zee of 5 tot 28 GW zon-pv uitgespaard worden. Daarbij moet benoemd worden dat door de lagere vermogens aan hernieuwbare opwek ook minder overschotten geproduceerd worden, die (deels) nuttig benut kunnen worden voor bijvoorbeeld elektrolyse of door opslag met batterijen.

Er zijn vier primaire effecten van lagere hoeveelheden zon en wind:

1. Geen netto-effect voor kosten: Er zijn minder investeringen nodig in zon en wind. Dit resulteert echter tot lagere energiekosten zoals beschreven in Paragraaf 6.1.2 en de businesscase van Delta21 in Hoofdstuk 3. Deze lagere investeringen zijn dus geen extra maatschappelijke waarde, maar vallen daarbinnen.
2. Minder materiaalgebruik: Minder zon en wind betekent minder gebruik van materialen, hiervoor is dus wel het materiaalgebruik voor de bouw van Delta21 vereist.
3. Minder ruimtegebruik: Er is voor zon en wind minder ruimtegebruik nodig, wat een maatschappelijk voordeel kan zijn voor onder andere draagvlak van de energietransitie. Wel is hier het ruimtegebruik voor Delta21 voor nodig.

<sup>18</sup> Naar verwachting zal in een klimaatneutraal elektriciteitssysteem een groter vermogen aan hernieuwbare productiebronnen gerealiseerd worden dan de piek in de vraag, zodat op een groter aantal uren in het jaar voldoende elektriciteit geproduceerd wordt met deze bronnen. Dit noemen we overdimensionering.

<sup>19</sup> Bij een andere verhouding tussen hernieuwbare opwek en de elektriciteitsvraag zullen deze resultaten verschillen.

<sup>20</sup> Bij de ondergrens nemen we ook flexibele vraag met vraagsturing, power-to-heat en elektrolyse mee. Hierdoor kan een groter deel van de productie van hernieuwbare opwek benut worden. Zonder deze flexibele vraag, bij de bovengrens, wordt een kleiner deel van de productie van hernieuwbare bronnen benut en is meer extra opgesteld vermogen nodig per TWh extra invulling van de elektriciteitsvraag. Aangezien we verwachten dat er richting 2035 flexibele vraag zal komen, zien we de ondergrens als realistischer.

- Minder realiseren infrastructuur: Het aanleggen van elektriciteitsinfrastructuur voor wind op zee kost bijvoorbeeld 1,5 miljard per GW in de periode tussen 2024 en 2031. Deze netverzwaringen kunnen uitgespaard worden. Voor een eerlijke vergelijking is het wel van belang om de totale netverzwaring voor wind op zee en Delta21 mee te nemen. Bij een vrije inzet van Delta21 is er ook meer netbelasting zoals beschreven in Paragraaf 4.3 op het TenneT-net en moet er dus mogelijk ook verzwafd worden.

## 6.1.2 Impact op elektriciteitskosten

Balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit en meer benutting van hernieuwbare opwek heeft impact op de totale kosten voor elektriciteit voor afnemers. Het zorgt voor lagere prijzen op de day-aheadmarkt, waardoor afnemers minder betalen voor hun elektriciteit. Daarnaast zorgt het voor lagere balanceringskosten, waar uiteindelijk ook afnemers voor betalen. Hieronder gaan we op beide maatschappelijke effecten in. De maatschappelijke effecten voor lagere kosten voor elektriciteit komen terug in de inkomsten van het valmeer voor energiebalancing. Deze maatschappelijke baten worden dus gewaardeerd in de businesscase en zijn geen additionele externe effecten.

### Lagere prijzen day-aheadmarkt

Inzet van flexibele bronnen, zoals het valmeer van Delta21, zorgt door balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit voor stabielere elektriciteitsprijzen. Op de dure uren, met veel vraag en weinig hernieuwbare opwek, kunnen soms duurdere centrales uit door levering van elektriciteit van het valmeer, waardoor de prijzen lager worden. Op de goedkope uren, met veel hernieuwbare opwek, wordt extra vraag gegenereerd, waardoor de prijs opgestuwd wordt. Daarnaast zijn er uren waarop door inzet van het valmeer geen regelbare centrales meer hoeven te draaien. In totaal leidt dit ertoe dat de gemiddelde prijs van elektriciteit op de day-aheadmarkt daalt. Hierdoor hoeven afnemers minder te betalen voor elektriciteit. Daarnaast wordt de businesscase voor hernieuwbare opwek naar verwachting beter, doordat de prijzen hoger worden op momenten met overschotten. De businesscase voor regelbare centrales verslechtert door de lagere prijzen op momenten met tekorten.

Tabel 17 geeft een overzicht van de impact van het valmeer op de elektriciteitsprijs en de totale kosten voor afname van elektriciteit. We hebben dit gedaan voor het scenario ‘Lage prijzen, weinig impact overige flexibele bronnen’ (zie Paragraaf 3.1.1).

Tabel 17 - Impact valmeer Delta21 op elektriciteitsprijzen en totale kosten elektriciteit in 2035

	Zonder valmeer	2 GW-configuratie	6-GW configuratie
Gemiddelde elektriciteitsprijs	€ 124/MWh	€ 120/MWh	€ 117/MWh
Totale kosten elektriciteit	€ 28,1 mld. per jaar	€ 27,1 mld. per jaar	€ 26,3 mld. per jaar
Vershil door inzet valmeer (waardeoverdracht elektriciteitsproducenten naar afnemers)		€ 1,0 mld. per jaar	€ 1,8 mld. per jaar

Bij inzet van overige flexibele bronnen, zoals batterijen en elektrolyzers, is het effect van het valmeer op de day-aheadprijzen en de totale kosten voor elektriciteit beperkt. Dit komt doordat de prijzen dan al lager en stabiel zijn door inzet van de overige bronnen.

Het stabiliserende effect van het valmeer op de elektriciteitsprijzen gaat ten koste van de eigen businesscase. Dit is zichtbaar in Figuur 14 in Paragraaf 3.1.2. Deze figuur laat zien dat de inkomsten van het valmeer lager worden door inzet van flexibele bronnen. Ook andere elektriciteitsproducenten zullen minder geld verdienen, mits zij hun biedingsstrategie niet aanpassen.

De impact van het valmeer op de elektriciteitsprijzen wordt veroorzaakt door inzet van het valmeer op elektriciteitsmarkten. De inzet van het valmeer op deze markten is de basis voor de businesscase van Delta21. Dit betekent dat deze maatschappelijke baten worden gewaardeerd in de businesscase en dat dit geen additionele externe effecten zijn. Wel betekent de lagere energierekening van huishoudens dat zij meer economische draagkracht hebben en voor bedrijven dat het vestigingsklimaat aantrekkelijker kan zijn.

### Lagere balanceringskosten

De mismatch zijn tussen de vraag en het aanbod, na handel op de day-aheadmarkt en de intradaymarkt, wordt opgevangen via de zogenaamde real-time balanceringsmarkt (bestaande uit drie onderdelen) en de onbalansmarkt. Deze mismatch moet opgevangen worden door flexibele bronnen. De vergoeding voor het acteren op de balanceringsmarkt en de onbalansmarkt is afhankelijk van de marginale kosten van de duurste eenheid die de balanceringsdienst moet leveren. Het valmeer van Delta21 kan tegen relatief beperkte kosten (ten opzichte van bijvoorbeeld regelbare centrales) balanceringsdiensten leveren, wat leidt tot lagere balanceringskosten. Aangezien deze balanceringskosten gesocialiseerd worden, levert dit lagere kosten op voor afnemers.

Net als bij de day-aheadmarkt gaat dit ten koste van de eigen businesscase van het valmeer en geldt dat ook andere flexibele bronnen, zoals batterijen, tot lagere balanceringskosten kunnen leiden. En ook hier geldt dat deze maatschappelijke baten reeds tot uiting komen in de businesscase.

### 6.1.3 Dunkelflaute

Delta21 kan bijdragen aan de energiebalancing tijdens Dunkelflaute. De directe inkomsten die hiermee zijn gemoeid, zijn beschreven in Paragraaf 3.3. Behalve de directe inkomsten van deze energiebalancing, zou Delta21 als flexibiliteitsbron kunnen bijdragen aan het voorkomen van een black-out van het elektriciteitsstelsel. Tijdens periodes van Dunkelflaute is er zeer weinig tot geen opwek van hernieuwbare energie, wat in het geval van een tekort aan voldoende flexibiliteit en regelbare opwek zou kunnen leiden tot een black-out van het elektriciteitsnet.

Een black-out van het elektriciteitsstelsel heeft zeer grote consequenties op de maatschappij, aangezien bijvoorbeeld industriële processen stilvallen of dienstverlening zoals het openbaar vervoer niet meer functioneert. De maximale elektriciteitsprijs (€/MWh) die afnemers bereid zijn te betalen om stroomonderbreking te voorkomen, wordt de 'Value of Lost Load (VoLL)' genoemd (Ecorys, 2022). De prijs die afnemers bereid zijn te betalen, verschilt per sector. Er is onderzocht wat de VoLL is voor een eenmalige stroomonderbreking van één uur op een doordeweekse winteravond, waarbij de waarschuwingsperiode een dag van tevoren is en de totale omvang van de stroomonderbreking 10% van de totale consumptie in Nederland is. Hieruit is gebleken dat de gemiddelde VoLL sectorbreed zo'n € 68,887/MWh bedraagt. Voor de bovengenoemde fictieve situatie komt dit overeen met een totale economische schade van € 87 miljoen.

In Paragraaf 6.1.1 hebben we besproken dat het valmeer ervoor kan zorgen dat het regelbare centrales kan vervangen en dat daarmee investeringskosten uitgespaard kunnen worden. Echter, voor deze regelbare centrales die eens in de paar jaar nodig zijn, zal met de huidige marktomstandigheden geen businesscase zijn. Dus in het meest extreme geval, als deze centrales niet gerealiseerd worden en er ook onvoldoende andere flexibele bronnen zijn die een black-out van het elektriciteitssysteem kunnen voorkomen, kan het valmeer stroomuitval (deels) voorkomen. In dat geval is de maatschappelijke waarde van het valmeer nog vele malen groter. Met zijn volledige capaciteit van 34 GWh kan het valmeer dan € 2 miljard aan maatschappelijke kosten besparen tijdens een Dunkelflaute. Dit zal in de praktijk naar verwachting niet het geval zijn, aangezien er ook andere flexibele bronnen ontwikkeld zullen worden, maar dit illustreert wel de enorme waarde van het hebben van voldoende regelbare capaciteit om Dunkelflautes op te vangen.

Deels komt deze waarde ook al terug in de businesscase, aangezien de elektriciteitsprijzen op de day-aheadmarkt op de uren van een Dunkelflaute hoog zullen zijn. De inkomsten op de day-aheadmarkt (€ 12 miljoen per jaar, zie Paragraaf 3.3) zijn echter een stuk minder dan de potentiële waarde voor het voorkomen van loss of load.

#### 6.1.4 Impact op overige delen hoogspanningsnet

Het valmeer van Delta21 kan, indien het valmeer op een voor het net gunstige manier ingezet wordt, bijdragen aan het verminderen van de belasting op het hoogspanningsnet. Een investeerder van het valmeer ontvangt een vergoeding voor het opvangen van overschrijding op de 380 kV-verbindingen middels redispatch (zie Paragraaf 4.2.2). Dit is dus onderdeel van de businesscase van het valmeer.

Maar inzet van het valmeer kan ook een gunstige impact hebben op de belasting van het hoogspanningsnet dieper landinwaarts, doordat de pieken van het transport van en naar Rotterdam afgevlakt worden. Hierdoor zijn landinwaarts mogelijk minder uitbreidingen aan het 380 kV-net noodzakelijk. Dit is ook een potentiële maatschappelijke waarde van het valmeer, die niet in de businesscase terugkomt. Het is binnen dit onderzoek niet mogelijk om dit externe effect te kwantificeren, aangezien het niet mogelijk is om de effecten van het valmeer op het volledige hoogspanningsnet te bepalen. Hiervoor is een integrale net-doorrekening door TenneT noodzakelijk.

#### 6.1.5 Inpassing wind op zee

Rotterdam is een belangrijke aanlandlocatie voor elektriciteit van windparken op de Noordzee. Tot 2031 zal volgens de bestaande plannen ongeveer 7,5 GW aan elektrische verbindingen aanlanden op de Maasvlakte. Tussen 2031 en 2050 moet nog 49 GW wind op zee ontwikkeld worden en al deze energie moet getransporteerd worden richting het vasteland en vervolgens verder getransporteerd worden via de energie-infrastructuur op land. Een aanzienlijk deel van deze energie zal als elektriciteit aan land komen. Het inpassen van deze grote hoeveelheden elektriciteit in het elektriciteitssysteem op land is een forse opgave. Er is een beperkt aantal potentiële locaties voor het aanlanden van elektriciteit van windparken op zee, waarvan enkele in de regio Rotterdam liggen. Het valmeer van Delta21 kan er, indien het valmeer op een voor het net gunstige manier ingezet wordt, voor zorgen dat extra elektrische aanlanding van wind op zee in Rotterdam gerealiseerd kan worden voordat forse uitbreidingen aan het 380 kV-net noodzakelijk zijn.

We hebben voor het scenario Nationaal Leiderschap 2050 een inschatting gemaakt hoeveel elektrische aanlanding van wind op zee mogelijk is in de regio Rotterdam, voordat nieuwe

hoogspanningsverbindingen noodzakelijk zijn<sup>21</sup> voor de 2 GW-variant. In het scenario wordt standaard uitgegaan van 12,5 GW elektrische aanlanding. Naar verwachting is in dit scenario (bij toepassing van elektrolyzers) 14,5 GW elektrische aanlanding in de regio Rotterdam mogelijk. Bij een netefficiënte inzet van het valmeer kan naar verwachting 2 GW extra elektrische aanlanding van wind op zee gerealiseerd worden, dus 16,5 GW in totaal.

Het mogelijk maken van extra elektrische aanlanding van wind op zee kan op verschillende manieren maatschappelijke waarde opleveren:

- **Voorkomen verzwaringen aan het hoogspanningsnet (in regio Rotterdam of bij andere aanlandingslocaties).** Zoals eerder benoemd kan met inzet van het valmeer meer elektrische aanlanding gerealiseerd worden in de regio Rotterdam, voordat nieuwe 380 kV-verbindingen noodzakelijk zijn. Bij extra aanlanding in Rotterdam is minder aanlanding in andere regio's in Nederland nodig, waardoor mogelijk daar minder uitbreidingen aan het hoogspanningsnet nodig zijn. Deze maatschappelijke waarde, het potentieel voorkomen van verzwaringen aan het hoogspanningsnet, komt overeen met de waarde die we in Paragraaf 6.1.4 al behandeld hebben.
- **Tijdig realiseren aanlandingen.** Tijdige beschikbaarheid van voldoende capaciteit op het hoogspanningsnet is een cruciale factor bij het realiseren van elektrische aanlanding van wind op zee. Zeker in de periode 2030-2040 kan dit een beperkende factor zijn, aangezien enkele grote geplande uitbreidingsprojecten aan het hoogspanningsnet die nodig zijn voor de aanlanding van wind op zee pas na 2030 worden afgerond. Indien, door inzet van het valmeer, extra elektrische aanlanding gerealiseerd kan worden binnen de huidige infrastructuur dan kan dit vertraging van de uitrol van wind op zee voorkomen. De voorwaarde is dan wel dat het valmeer rond 2035 gerealiseerd is. Deze waarde komt niet terug in de businesscase en is dus een extern effect.
- **Meer keuzevrijheid om negatieve effecten aanlanding wind op zee te verminderen.** In het pVAWOZ wordt een integrale afweging gemaakt tussen potentiële verbindingen vanaf windparken op zee naar aanlandlocaties. Hierbij wordt onder meer gekeken naar effecten op milieu, natuur, ruimte en kosten. Door inzet van het valmeer zijn er meer opties voor aanlandingen en kan gekozen worden voor een verbinding met zo min mogelijk negatieve impact op de omgeving. Deze waarde komt ook niet terug in de businesscase en is dus ook een extern effect.

### 6.1.6 CO<sub>2</sub>-reductie elektriciteitsproductie

Momenteel wordt een groot deel van de elektriciteit geproduceerd met fossiele centrales op aardgas en steenkool. Deze centrales vullen het deel van de elektriciteitsvraag in, dat niet ingevuld kan worden met windmolens en zonnepanelen. Door opslag van elektriciteit neemt de directe benutting van elektriciteit van windmolens en zonnepanelen toe, waardoor minder inzet van regelbare centrales nodig is (zie Paragraaf 6.1.1).

Op dit moment kan dat leiden tot CO<sub>2</sub>-reductie, maar het is de verwachting dat het valmeer op zijn vroegst in 2035 gerealiseerd zal worden. In 2035 moet alle elektriciteitsproductie CO<sub>2</sub>-vrij zijn, wat betekent dat inzet van het valmeer dan ook niet meer leidt tot CO<sub>2</sub>-reductie.

Daarbij moet wel benoemd worden dat het realiseren van een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035 nog een forse uitdaging is. Hiervoor zal een forse uitbreiding van de productie van wind en zon nodig zijn. Daarnaast is het voor een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem nodig dat alle fossiele centrales omgebouwd worden naar CO<sub>2</sub>-vrije centrales, naar verwachting op groene waterstof. Op dit moment wordt er nog amper groene waterstof geproduceerd en het volledige systeem van productie, import, transport en opslag van waterstof moet nog

<sup>21</sup> We zijn hierbij uitgegaan van een grens van 0,5 TWh (zie Paragraaf 4.2.1).

opgebouwd worden. Mogelijk kan blauwe waterstof in de tussenperiode een oplossing zijn, maar dit is ook nog onzeker. Dit betekent dat er onzekerheid is over de tijdige haalbaarheid van een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem. Als een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035 niet gerealiseerd is, en de productie op momenten van tekorten geleverd wordt met fossiele gascentrales, dan zal het valmeer wel leiden tot CO<sub>2</sub>-reductie doordat het inzet van deze centrales kan voorkomen (zie Paragraaf 6.1.1).

## 6.2 Totale maatschappelijke waarde voor energiesysteem

Tabel 18 geeft een overzicht van de totale maatschappelijke waarde van het valmeer voor het energiesysteem per jaar. Hierbij kijken we naar de waarde die tot uiting komt in de businesscase en de additionele externe effecten, die we zoveel mogelijk kwantificeren. De tabel laat zien dat het grootste deel van de waarde naar verwachting terugkomt in de businesscase door de verdiensten op elektriciteitsmarkten.

Hierbij kijken we alleen naar de waarde van het valmeer van Delta21 voor het energiesysteem. Het valmeer kan ook potentiële meerwaarde hebben voor natuur en waterveiligheid. Naar verwachting zal inzet van het valmeer voor waterveiligheid impact hebben op de potentiële inzet voor het energiesysteem en er daarmee voor zorgen dat de inkomsten voor het energiesysteem minder worden. Er is verder onderzoek nodig naar de verschillende toepassingen van het valmeer en de totale maatschappelijke waarde.

Tabel 18 - Totale maatschappelijke waarde valmeer voor energiesysteem per jaar

	2 GW-configuratie	6 GW-configuratie	Opmerking
<b>Businesscase</b>			
Elektriciteitsmarkten	€ 500-800 mln.	€ 1.400-2.250 mln.	Op day-aheadmarkt, referentiescenario (zie Paragraaf 3.5). <sup>22</sup>
Additionele inkomsten congestiemanagement	€ 55-65 mln.	€ 85-105 mln.	In praktijk naar verwachting later, door fysieke beperking gecombineerde inzet.
<i>Verminderde inkomsten elektriciteitsmarkten door beperkingen transport-capaciteit</i>	<i>Minus maximaal € 5-125 mln.</i>	<i>Minus maximaal € 250-550 mln.</i>	In praktijk naar verwachting minder gemiste inkomsten (zie Paragraaf 4.3.1).
Black start	Niet gekwantificeerd, want geen inzicht in mogelijke inkomsten.		Black-startfaciliteit moet te allen tijde capaciteit beschikbaar hebben. Dus gaat ten koste van overige verdienmodellen.
<b>Externe effecten</b>			
Minder investeringen in regelbare centrales	€ 0-€ 100 mln.	€ 0-€ 350 mln.	Voor centrales die eens in paar jaar nodig zijn. Niet additioneel ten opzichte van Dunkelflaute, maar of/of.

<sup>22</sup> Dit is niet een directe maatschappelijke waarde maar een waardeoverdracht: het betekent lagere winsten voor energieleveranciers en lagere kosten voor verbruikers. Dit resulteert in meer economische draagkracht voor huishoudens en bedrijven.

	2 GW-configuratie	6 GW-configuratie	Opmerking
Minder investeringen in wind en zon	Maatschappelijke waarde komt tot uiting in verdienmodel energiebalancing. 2 GW configuratie kan resulteren in 0,5 tot 2 GW minder wind op zee of 3,5 tot 17 GW zon-pv uitgespaard worden. Bij de 6 GW-configuratie kan in het scenario 1 tot 4,5 GW wind op zee of 5 tot 28 GW zon-pv uitgespaard worden.		Of minder inzet regelbare centrales, of minder investeringen in wind/zon.
Minder investering elektriciteitsinfrastructuur WOZ (wind op zee)	Als er WOZ vervangen wordt, dalen de kosten voor het net op zee. Kosten zijn 1,5 miljard per GW vermogen wind op zee.		Alleen geldig mits WOZ vervangen wordt en niet centrales of zon.
Lagere energiekosten	Maatschappelijke waarde komt tot uiting in verdienmodel energiebalancing.		Zorgt voor minder goede businesscase voor valmeer. Alleen bij (weinig) inzet overige flexibele bronnen.
Lagere balanceringskosten			
Düнкelflaute	In potentie grote maatschappelijke waarde voor voorkomen black-out bij onvoldoende realisatie regelbare centrales en overige flexibele bronnen.		Niet additioneel ten opzichte van minder regelbare centrales, maar of/of.
Impact overige delen hoogspanningsnet	Potentieel positief effect op belasting rest van het hoogspanningsnet (buiten regio Rotterdam). Niet gekwantificeerd.		Alleen bij netgunstige inzet valmeer.
Inpassing wind op zee	Potentieel positief effect op tijdige realisatie aanlandingen en minimaliseren negatieve effecten. Niet gekwantificeerd.		Alleen bij netgunstige inzet valmeer.
CO <sub>2</sub> -reductie	Geen impact, aangezien we kijken naar CO <sub>2</sub> -vrij elektriciteitssysteem in 2035.		Wel potentiële positieve impact als doelstelling niet gehaald wordt.

## 6.3 Financierbaarheid Delta21

In deze paragraaf analyseren we de financierbaarheid van Delta21. Om een uitspraak te kunnen doen over de financierbaarheid van Delta21 zijn interviews gevoerd met potentiële investeerders. Daarnaast is gekeken naar de investeringscase van kernenergie, omdat deze veel gelijkenissen met Delta21 vertoont. In deze paragraaf bespreken we de beperkingen rondom de financierbaarheid van Delta21, mogelijke financieringsconstructies die deze beperkingen kunnen wegnemen, en de rol die de overheid kan spelen bij het financieren van Delta21.

### 6.3.1 Uitdagingen rondom financierbaarheid

Uit het verkennende onderzoek van CE Delft naar de businesscase van Delta21 is gebleken dat het valmeer, in verschillende scenario's van prijsontwikkelingen en techniekontwikkelingen, kan concurreren met alternatieve energieopslagtechnieken (bijvoorbeeld lithium-batterijen). Om meer inzicht te krijgen in de financieringsmogelijkheden van Delta21 hebben we vier potentiële investeerders geïnterviewd. Uit deze interviews is gebleken dat een aantal factoren invloed hebben op de financierbaarheid van de techniek, namelijk de kapitaalintensiteit, gebrek aan specifiek expertise, de lange realisatietijd, de onzekerheid van het verdienmodel en de opportuniteitskosten. In deze paragraaf lichten we deze factoren verder toe.

## Kapitaalintensiteit

De investering voor Delta21 wordt geraamd op € 8 miljard voor de 2 GW-variant en € 15 miljard voor de 6 GW-configuratie. De investeringspartijen op de energiemarkt zien Delta21 als een kapitaalintensief project. De investeringsvraag van het valmeer is namelijk van een veel grotere omvang in één keer. Een deel van de investeringspartijen zijn daarom enigszins terughoudend om te investeren in Delta21, en anderzijds kunnen ze, vanwege het hoge investeringsbedrag, vaak maar een deel van de investering op zich nemen. De verwachting is dat het valmeer voor de financiering afhankelijk is van partijen met veel kapitaal of een consortium van investeerders. Mogelijke relevante marktpartijen zijn bijvoorbeeld aan institutionele beleggers, baggeraars, multinationals, pensioenfondsen en overheden. Partijen met een dergelijke kapitaalomvang zijn echter schaars in Nederland. Het kan daarom lonen om ook in het buitenland op zoek te gaan naar potentiële investeerders.

## Gebrek aan specifieke expertise

Delta21 vraagt daarnaast specifieke expertise. Uit de interviews is naar voren gekomen dat de gesproken investeringspartijen weinig ervaring hebben met het realiseren van waterwerken. Vanwege het gebrek aan ervaring met dergelijke projecten is de investeringsbereidheid beperkt. Investeringspartijen zien vooral een rol voor waterkundige bedrijven, aangezien deze bedrijven de risico's bij de realisatie van een valmeer beter kunnen inschatten. Daarnaast kunnen deze waterkundige bedrijven tevens een rol spelen bij de bouw van het valmeer, waardoor ze direct invloed kunnen uitoefenen op het bouwproces van Delta21.

## Lange realisatietijd

Een derde beperkende factor is de realisatietijd (zeven jaar) van het valmeer. Veel investeringspartijen zien dit als een lange doorlooptijd. Zij geven aan dat, vanwege deze lange doorlooptijd, de kans op vertragingen bij het realiseren van de bouw van het valmeer groter is dan bij projecten met een korte doorlooptijd. Verder kan het vergunnings-traject meer tijd in beslag nemen dan initieel geschat. Dit risico wordt als aanzienlijk gezien, omdat het valmeer gerealiseerd dient te worden in een Natura 2000-gebied. De doorlooptijd van Delta21 is relevant voor investeringspartijen, omdat de kapitaalvraag tijdens de bouw van Delta21 groot terwijl de inkomsten nihil zijn. Veel partijen zijn vaak niet bereid om te investeren in een project waarbij de eerste baten pas na zeven jaar zijn te zien. Dit heeft als gevolg dat er gekeken moet worden naar een andere financieringsconstructie.

## Onzeker verdienmodel en energiemarkten

Het vinden van een partij die het valmeer na realisatie wil overnemen is lastig aangezien het verdienmodel van Delta21 nog onzeker is. Het verdienmodel van het Delta21 is afhankelijk van: 1) de mate waarin de energiemix wordt geëlektrificeerd en 2) het aanbod van flexopties waarmee het energieaanbod uitgebalanceerd kan worden. Deze studie geeft een goed eerste beeld van de mogelijke businesscase onder goede voorwaarden, maar de energiemarkten blijven onzeker vanwege deze ontwikkelingen. Een duidelijker ontwerp van Delta21, een verdiepende studie en transparant overheidsbeleid zou deze onzekerheid kunnen reduceren.

## Opportunitetskosten

Tot slot ontstaan er door de langdurige kapitaalvraag van Delta21 mogelijk opportunitetskosten. Deze opportunitetskosten reflecteren de kosten van een investering door deze investering te vergelijken met het beste alternatief. Doordat het geïnvesteerde kapitaal voor een lange periode vaststaat, verliest de marktpartij de flexibiliteit om hun middelen te investeren in technologieën die in de nabije toekomst aanzienlijke kostendalingen kunnen ondergaan. Bij grootschalige batterijen is de kans groot dat de kostprijs nog gaat dalen. Batterijen worden geproduceerd in een herhalend proces, waardoor leereffecten en schaalvoordelen bij grootschalige inzet kunnen leiden tot een lagere kostprijs.

## Hoge rendementseisen en risicoaversie

Investeringspartijen nemen hun rendementseisen en risicovoorkeur mee bij de overweging om te investeren in Delta21. De rendementseisen en risicovoorkeur van een investeerder zijn afhankelijk van het risicoprofiel van het project, alsmede het type financier. Private investeringspartijen hanteren in veel gevallen een rendementseis van 7 tot 10% voor investeringsprojecten. Een investering in Delta21 lijkt daarmee tot mogelijkheden te behoren (met een WACC van 5,8 tot 10%).<sup>23</sup> Grote institutionele investeerders hanteren een lagere rendementseis (circa 5 à 6%), maar kiezen vaak voor projecten met een laag risicoprofiel. Grote institutionele investeerders zijn mogelijk bereid om te investeren in Delta21 wanneer de bouw van het valmeer reeds gerealiseerd is. De meeste risico's zijn immers gerelateerd aan het ontwerp, vergunnings- en bouwproces van het valmeer. Durfkapitaalinvesteerders hanteren hogere rendementseisen (20 tot 30%), de kans is dus kleiner dat zij Delta21 zullen financieren.

## Vergunningsverleningsproces

Een vergunningstraject van ongeveer van 3 tot 5 jaar is voor Delta21 een reële optie. Het vergunningsproces is bij Delta21 namelijk aan veel onzekerheid onderhevig wat het (financierings)proces kan bemoeilijken. De verwachting is dat de Wet Natuurbescherming van grote invloed zal zijn op het vergunningstraject. Deze wet beschermt Nederlandse natuurgebieden en planten- en diersoorten, waaronder Natura 2000-gebieden. De Voordelta is een groot deel van het realisatiegebied van Delta21, maar tevens ook Natura 2000-gebied (Deltado, 2020). Mogelijke stikstofuitstoot bij de bouw van het valmeer kan het vergunningsverleningstraject bemoeilijken. Daarnaast bestaan er strenge eisen ten aanzien van de waterkwaliteit in Natura 2000-gebieden (Rijksoverheid, 2023). Ook dit kan het vergunningstraject vertragen en zorgen voor additionele kosten.

### 6.3.2 Financieringsconstructies voor Delta21

Eerder in deze paragraaf is gekeken naar de factoren die van invloed zijn op de financierbaarheid van de businesscase van Delta21. Een deel van deze onzekerheden kan eventueel worden weggenomen met financieringsconstructies. Om meer inzicht te krijgen in de handelingsperspectieven bij de financiering van Delta21 kijken we in dit onderzoek naar kernenergie. Er is voor deze analogie gekozen, omdat de businesscase van kernenergie veel gelijkenissen heeft met het valmeer. Zo zijn beide technologieën kapitaalintensief, hebben

<sup>23</sup> Een rendementseis is gelijk aan de WACC als de VPB niet relevant is of indien VPB in de kasstroom van de investering is meegenomen. Indien VPB relevant is en niet meegenomen is in de kasstroom van de investering dan is de rendementseis gelijk aan  $WACC/(1-\text{belasting})$ .

ze beiden een lange doorlooptijd met uitlooptijd risico's en kan het worden ingezet als flex-optie om het energieaanbod te balanceren.

De eerdere ervaringen bij de financiering van kerncentrales worden in deze paragraaf verder uiteengezet en kunnen helpen bij het vinden van een passende financieringsconstructie (KPMG, 2021). Bij vrijwel alle praktijkvoorbeelden van kernenergie wordt een financieringsconstructie toegepast waarbij de overheid en/of de leverancier van het bouwproject direct of indirect betrokken is. Naast volledige overheidsfinanciering zijn er verschillende financieringsstructuren mogelijk.

Marktpartijen zijn vaak op zoek naar rendementszekerheid voor hun investeringen. Om dit te bereiken kunnen verschillende financieringsstructuren worden ingezet: Contract For Difference, Power Purchase Agreement en het Mankala-model. Ook tijdens de bouwperiode kan rendementszekerheid geboden worden met het RAB-model. Hierbij wordt tijdens de bouw van het valmeer een vergoeding uitgekeerd (door de overheid) aan de investeerders. Deze verschillende structuren worden hieronder verder toegelicht.

Een andere optie die door stakeholders is aangedragen is het splitsen van het project qua financiering. Dit kan zijn een gedeelte van de totale omvang van het project of een specifiek deel van het project (turbines en valmeer zelf). Twee partijen, waarvan één mogelijk de overheid, kan een deel op zich nemen. Het idee daarbij is dat bijvoorbeeld het waterveiligheids gedeelte aanleiding is voor investering in het valmeer door de overheid, en dat marktpartijen de turbines realiseren om ook de energiefunctie mogelijk te maken.

## Mankala-model

Eén van de mogelijke financieringsstructuren is het Finse coöperatieve Mankala-model. Dit Mankala-model is een kostprijsmodel, waarbij er een consortium wordt gevormd van meerdere private partijen die gezamenlijk een meerderheid van de aandelen in handen hebben. Deze partijen nemen na oplevering van de kerncentrale energie af tegen de kostprijs. De energie wordt veelal gebruikt voor eigen activiteit. Het resterende deel kan verkocht worden aan externe partijen.

Tijdens de bouw wordt een substantieel deel van de financiering verstrekt door de leverancier van het project. Hierdoor ligt het bouwrisico grotendeels bij de ontwikkelaar en de vendor<sup>24</sup>.

## PPA

Andere financieringsmogelijkheden richten zich met name op prijs- en afzetzekerheid. Hierbij wordt hoofdzakelijk gebruikt gemaakt van Power Purchase Agreement (PPA). PPA's voorzien in afspraken tussen de energieleverancier (ofwel de eigenaar van het project) en een grootafnemer van energie. Hierbij worden afspraken gemaakt over de prijs en het afnamevolume. De PPA biedt omzetzekerheid, maar wel pas wanneer een groot deel van het bouwproject is gerealiseerd. PPA's hebben een looptijd van gemiddeld van tien tot vijftien jaar en worden over het algemeen binnen enkele jaren na de realisatie van het project afgesloten. Er worden relatief weinig PPA's afgesloten die pas over zeven jaar

---

<sup>24</sup> Een vendor is een derde partij die wordt betrokken bij het afsluiten van een leasecontract. In de meeste gevallen is de vendor een leverancier van bedrijfsmiddelen of andere goederen. Er kan een onderscheid worden gemaakt tussen diverse vormen van leasing.

starten. De PPA-constructie wordt door de marktpartijen gezien als een realistische optie om een deel van de risico's van Delta21 te mitigeren.

## CFD

Een andere veel gebruikte financieringsconstructie is Contract For Difference (CFD). Een CFD zorgt voor een gegarandeerde afzetprijs. Een CFD wordt vaak afgesloten met een overheidspartij (of met een private afnemer van energie of een CFD-beurshandelaar). Indien de marktprijs onder de gegarandeerde afzetprijs komt, dan vult de overheid het tekort aan. Wanneer de marktprijs boven de gegarandeerde afzetprijs komt, dan betaalt de leverancier het overschot aan de overheid. Dit zorgt voor zekerheid omtrent de verwachte afzetprijs (in onzekere markten). De CFD-constructie wordt door de marktpartijen gezien als een realistische optie om een deel van de risico's van Delta21 te mitigeren.

## RAB-model

De vierde financieringsconstructie is het Regulated Asset Base model (RAB-model). Het RAB-model zorgt voor inkomsten tijdens de bouw van het project. Deze inkomsten beogen een redelijk vergoeding te bieden voor het bouwriskico. De RAB-vergoeding is opgebouwd uit verschillende componenten. Zo dient de vergoeding een deel van de kosten (waaronder afschrijvingslasten en operationele lasten) te dekken en tevens een rendement te bieden op activa. De overheid kan binnen het RAB-model een garantie afgeven, waarbij grootschalige investeringen door de overheid worden gedragen. In dat geval ontvangt de overheid een aandelenbelang voor de investering in het project. De marktpartijen zien het RAB-model als een belangrijk pilaar om de bouw van het valmeer te realiseren. Het is nog onbekend of er private partijen zijn die willen deelnemen aan het RAB-model. De meeste marktpartijen zien een belangrijke taak weggelegd voor de overheid bij het wegnemen van de investeringsrisico's bij de bouw van Delta21.

### 6.3.3 Eventuele noodzaak overheidsingrijpen

De investeringspartijen zien, vanwege de maatschappelijke waarde en de onzekerheid, een belangrijke rol voor de overheid binnen het Delta21-project. Veel van eerdergenoemde financieringsconstructies kijken naar de overheid om een deel van de onzekerheden bij Delta21 weg te nemen. Naast overheids garanties wordt verwacht dat de overheid deelneemt in het project en een deel van de financiering op zich neemt. Het belang van overheidsdeelname lijkt daarmee essentieel om de financiering van Delta21 te realiseren.

#### Tekstkader 6 - Het belang van value stacking energierol en andere rollen

De marktpartijen zien daarnaast een belangrijke rol voor 'value stacking'. Delta21 vertegenwoordigt maatschappelijke waarde. Denk bijvoorbeeld aan de bijdrage van Delta21 omtrent de waterveiligheid in Nederland. Door in Delta21 te investeren, zijn er mogelijk minder dijkverzwaringen nodig. Dit zorgt dus voor minder publieke kosten en vertegenwoordigt dus een maatschappelijke waarde. Door deze maatschappelijke waarde te monetariseren, verbetert de businesscase van Delta21. Het biedt daarnaast ook andere inkomstenbronnen (waterveiligheid ten opzichte van het energetisch verdienmodel). Het hebben van meerdere inkomstenbronnen reduceert de onzekerheid in het Delta21-project. Risicomitigatie wordt gezien als een belangrijke schakel bij het verzamelen van kapitaal. Mogelijkheden voor value stacking moeten verder worden verkend.

De overheid kan bijvoorbeeld het risico voor investeringspartijen verminderen door bankgaranties, minimumprijzen of volumegaranties. Dit zijn directe stimuleringsmaatregelen van de overheid die de kosten voor exploitanten verminderen. In het kader van het Europese recht kunnen deze garanties echter worden gezien als vormen van illegale staatssteun (Thomas, 2005). Ook heeft de Nederlandse overheid eerder verklaard dat zij geen toevlucht zal nemen tot subsidies of andere financiële ondersteuning voor de bouw van een nieuwe energiecentrale (Tweede Kamer, 2011). De vraag rest dus of de overheid wel een rol voor zichzelf ziet bij de financiering van Delta21.

Er zijn ook andere vormen van (indirecte) financiële stimuli denkbaar. Indirecte steun kan bijvoorbeeld in de vorm van publieke deelname aan investeringsprojecten. Overheden nemen (vaak) genoegen met lagere rendementen dan marktpartijen (CE Delft, 2011). Een (gedeeltelijk) door de staat beheerd bedrijf is financieel robuuster, vanwege de mogelijkheid om bepaalde kosten te verhalen op overheden en belastingbetalers, terwijl private investeerders een bedrijf niet zullen toestaan om af te zien van dividendbetalingen. Overheden kunnen ook faillissement voorkomen door hun aandeel in het eigen vermogen te vergroten. Een overheidsdeelname in een project biedt dus meer investeringszekerheid en lagere kapitaalkosten. Ondanks dat het nog onzeker is of de overheid bereid is om deel te nemen aan Delta21, staat het vast dat de overheid een belangrijke rol kan spelen bij het realiseren van het valmeer door investeringsrisico's weg te nemen.

#### 6.3.4 Conclusie financierbaarheid

De financierbaarheid van Delta21 kent verschillende uitdagingen: kapitaalintensiteit, de benodigde expertise, lange realisatietijd, onzekerheid van het verdienmodel, opportuniteitskosten, het onzekere vergunningstraject, de rendementseisen en het risicoprofiel van investeerders. Een deel van deze uitdagingen kan worden weggenomen door te kijken naar verschillende financieringsconstructies zoals het Mankala-model, PPAs, CFD of het RAB-model. Deze financieringsconstructies bieden rendementszekerheid aan de investeerders. Bij het realiseren van de financieringsconstructies en het wegnemen van investeringsrisico's zien de marktpartijen een belangrijke rol weggelegd voor de overheid.

### 6.4 Mogelijke rol overheid

Voor Delta21 zien we twee belangrijke mogelijke rollen vanuit de overheid:

- **Ruimtelijke inpassing:** Dit thema valt buiten de scope van dit onderzoek maar is zeer belangrijk en onderdeel van rijksoverheidsbeleid. Het valmeer wordt gebouwd in een Natura 2000-gebied met impact op het ecosysteem in de omgeving. Dit is een belangrijk aandachtspunt en moet verder onderzocht worden door Delta21 in afstemming met de overheid, maar buiten de scope van dit onderzoek.
- **Ondersteunend beleid in realisatiefase en operationele fase:** Hiervoor zien we twee aanleidingen voor de overheid aansluitend bij Paragraaf 6.3.3:
  - **Beleid voor leveringszekerheid en flexibiliteit:** Richting 2035 en 2050 is er veel meer flexibiliteit vereist, waar mogelijk onvoldoende businesscase voor is zonder extra beleid.
  - **Beleid voor waterveiligheid en natuurherstel:** Naast de functie voor energie is er mogelijk ook een rol voor waterveiligheid en natuurherstel, wat een belangrijke reden kan zijn om te participeren in het project. Dit is echter buiten scope van dit onderzoek, we richten ons dus voor eventueel beleid op het energetische vlak.

## Beleid voor leveringszekerheid en flexibiliteit

We verwachten een gat tussen de rendabele businesscase voor flexibiliteit en de benodigde hoeveelheid flexibiliteit. Dit brengt de leveringszekerheid in gevaar. Dit gaat dan specifiek om regelbaar vermogen dat op een beperkt aantal uren per jaar vereist zijn tijdens momenten met grote tekorten, onrendabele top voor technieken op balanceringsmarkten resulterend in hoge balanceringskosten en onvoldoende investeringszekerheid voor flexibiliteit vanwege de onzekerheden in de balanceringsmarkten.

Hiervoor zal de overheid naar onze verwachting beleid moeten vormen: financiële ondersteuning, hervorming van markten of normeringen of verplichtingen. Financiële ondersteuning kan in de vorm van een subsidie zijn, een concessie/capaciteitsmechanisme voor flexibiliteit of dat de overheid zelf investeert of participeert in het project vanwege de energie-, waterveiligheid- of natuurfunctie.

Voor Delta21 geldt dat het mitigeren van risico's extra belangrijk is, zowel tijdens de realisatiefase en de operationele fase. Dit komt vanwege het hoge investeringsbedrag, de langere bouwtijd en de zeer lange levensduur. Uit de analyses met een lagere WACC, gebaseerd op een lager risico, blijkt dat er een zeer reële kans is dat de techniek goedkoper is dan andere flexibiliteitstechnieken. Dit, in combinatie met de hogere risico's voor de markt, kan een reden zijn voor de overheid om een rol te spelen in het project. De belangrijkste reden in onze ogen is echter het realiseren van voldoende flexibiliteit voor leveringszekerheid.

Een aandachtspunt is de onderbouwing voor de bijdrage van de overheid. Deze studie heeft de economische vergelijking gemaakt. Delta21 biedt potentieel andere voordelen, zoals waterveiligheid en lagere externe effecten dan waterstof en batterijen, zoals materiaalgebruik en afhankelijkheid van andere landen voor materialen. Deze voordelen dienen verder onderzocht te worden voor een onderbouwing voor eventueel overheidsingrijpen.

De overheid zal uiteindelijk zoveel mogelijk techniekneutraal willen stimuleren. De flexibiliteitstechnieken verschillen echter sterk in aard en daardoor ook in vereiste stimulering, niet zo zeer in hoeveel maar vooral in hoe. Daarom komen we tot de volgende aanbevelingen voor de overheid:

- Stel beter het gat vast tussen de behoefte aan flexibiliteit en de hoeveelheid vermogen waarvoor een businesscase is, stel hiervoor het effect op leveringszekerheid vast in lijn met bijvoorbeeld de Monitor leveringszekerheid van TenneT.
- Onderzoek beleid voor extra flexibiliteit. We zien een potentiële rol voor het valmeer daarin, in het ontwerp van het beleid is techniekneutraliteit belangrijk maar moet er naar verwachting ook ruimte zijn voor techniek specifieke eigenschappen. Verschillende vormen van flexibiliteit hebben andere rollen in het energiesysteem en andere eigenschappen en hebben dus andere vormen van beleid nodig.
- Delta21 kan een belangrijke rol spelen in een duurzaam en betrouwbaar energiesysteem en zou daarom in onze ogen verder onderzocht moeten worden, en dus ook meegenomen moeten worden in de analyses van de Rijksoverheid.

# 7 Conclusies en aanbevelingen

In dit onderzoek is het valmeer Delta21 onderzocht, en specifiek de rol in het energiesysteem en de daaraan gekoppelde maatschappelijke baten en businesscase. In deze studie is onderzoek gedaan naar de energetische functie van Delta21 en niet naar de andere twee mogelijke functies:

1. **Waterveiligheidsfunctie:** De pompen kunnen ook ingezet worden om water weg te voeren van de rivieren naar de zee. Hiervoor is wel een overlaat als verbinding vereist. Bij een langdurige zware storm en/of een hoge rivierafvoer kan Delta21 volgens de initiatiefnemers hoogwater in het binnenland voorkomen en daarmee mogelijk dijkversterkingen en -verhogingen voorkomen.
2. **Natuurherstelfunctie:** Delta21 is gepland in een Natura 2000-gebied maar kan volgens de initiatiefnemers veel bijdragen aan natuurherstel. Door Delta21 kan dichtslibben en verzanding van het Haringvliet voorkomen worden en een brak (mix zoet en zout water) gerealiseerd worden, beide goed voor de diersoorten in het gebied.

De hoofdvraag die dit onderzoek beantwoordt is: Welke rollen kan Delta21 vervullen in het energiesysteem en wat is de toekomstige businesscase en maatschappelijke waarde van verschillende configuraties van het valmeer voor deze verschillende rollen? We hebben daarbij gekeken naar drie facetten: elektriciteitsmarkten, netcongestie en de maatschappelijke waarden die niet terugkomen in de businesscase. Als onderdeel van de elektriciteitsmarkten zijn twee methodes toegepast. Er is een businesscasemodellering uitgevoerd voor 2035 en een levelised cost of storage (LCOS)-analyse. De LCOS-analyse is uitgevoerd om beter inzicht te krijgen in de toekomstige concurrentiepositie van Delta21 ten opzichte van alternatieve technieken.

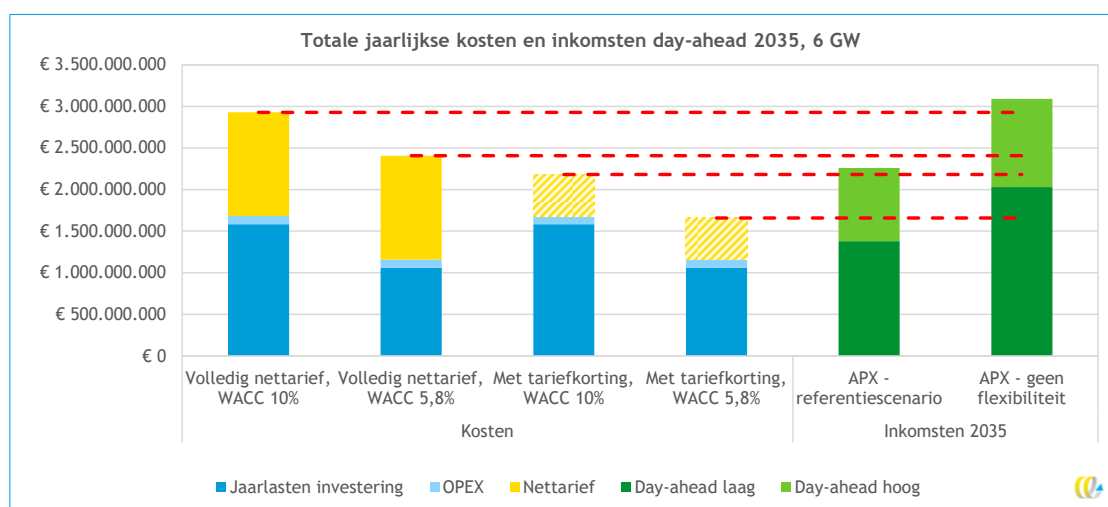
## 7.1 Conclusies

### Delta21 businesscase elektriciteitsmarkten

De businesscase is berekend voor 2035 voor drie van de belangrijkste elektriciteitsmarkten, namelijk de day-ahead-, onbalans- en aFRR-markt. Vanwege de grote onzekerheden, is er niet gekeken naar tijdstippen na 2035. De businesscase voor de 6 GW-configuratie is beter, omdat de kosten minder sterk toenemen dan de inkomsten in vergelijking met de 2 GW-variant. Hieruit blijkt dat een configuratie met een kleinere verhouding GW ten opzichte van GWh tot een betere businesscase leidt. De uitkomsten voor de day-aheadmarkt zijn voor de 6 GW-variant weergegeven in Figuur 31. In totaliteit is er naar verwachting mogelijk een businesscase in gunstige scenario's, maar zijn er ook veel scenario's over kosten- en energieprijzontwikkeling die niet resulteren in een positieve businesscase. De meest gunstige businesscase is in scenario's met tariefkorting, gunstige financiering (5,8%) en hoge prijzen. In scenario's met lagere energieprijzen en/of hogere investeringslasten, zijn de huidige markten onvoldoende voor een rendabele businesscase.



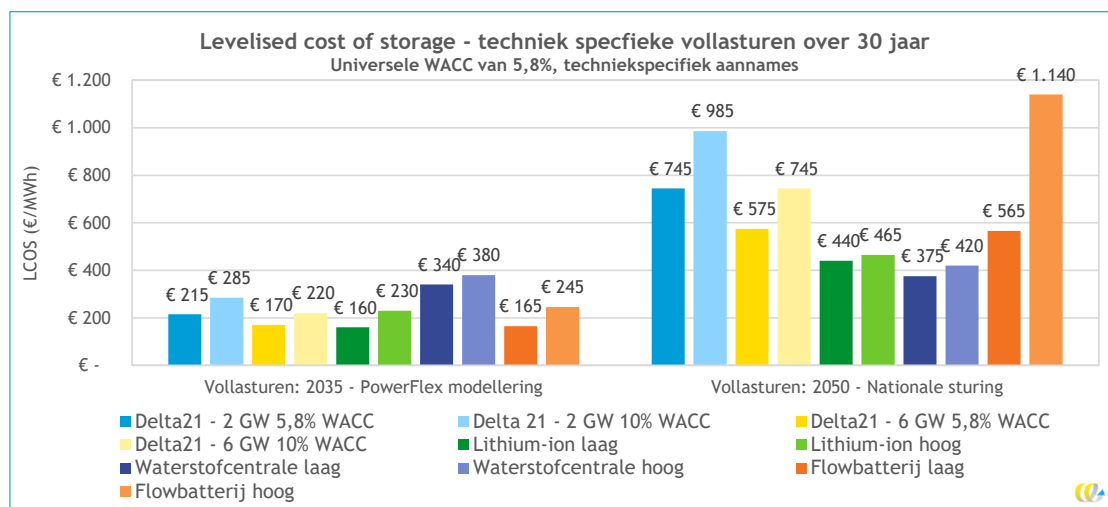
**Figuur 31 - Resultaat businesscasemodellering voor 2035 voor 6 GW, afschrijftermijn 30 jaar met verschillende WACC's en prijsscenario's over marktontwikkeling**



### Vergelijking andere technieken: levelised cost of storage

Er is als duiding voor de businesscase een vergelijking gemaakt met andere bronnen van flexibiliteit gebaseerd op de levelised cost of storage (LCOS), oftewel de kosten per geleverde MWh. Deze vergelijking is weergegeven in Figuur 32 voor twee scenario's qua aantal uren dat de techniek wordt ingezet. Uit de figuur komt naar voren dat de LCOS van Delta21 kostencompetitief is bij een gunstige financiering en een hoog aantal vollasturen (scenario 2035 PowerFlex-modellering). Bij een duurdere vorm van financiering van Delta21 met de geprognosticeerde hoge prijs van alternatieve technieken, is de concurrentiepositie minder goed. Een belangrijke parameter daarin is het aantal uren dat de technieken ingezet worden. Als Delta21 weinig uren wordt gebruikt (Scenario Nationale Sturing uit II3050, rechts in het figuur), is de techniek niet kostencompetitief met lithium-ion-batterijen en waterstofcentrales, maar wel met flowbatterijen.

**Figuur 32 - Resultaten levelised cost of storage, zichtperiode 30 jaar in twee van de scenario's**



## Delta21 als alternatief voor netverzwaring

Het valmeer van Delta21 wordt voorzien in de regio Rotterdam. De rol van elektriciteit zal daar flink toenemen in de komende decennia, waardoor er fors meer transport van elektriciteit via het hoogspanningsnet noodzakelijk is. Rotterdam is uniek ten opzichte van andere regio's in Nederland aangezien er naar verwachting knelpunten ontstaan voor zowel afvoer (bij overschotten van wind op zee) als aanvoer van elektriciteit (bij veel vraag en weinig productie van wind op zee). Dan ontstaat er een meerwaarde voor het valmeer, aangezien opslag zowel overschotten als tekorten kan opvangen, in tegenstelling tot sommige andere flexibele bronnen.

De belangrijkste conclusies over de impact van het valmeer op de netbelasting zijn:

- Het valmeer kan bijdragen aan het verminderen van de overschrijdingen op 380 kV-verbindingen, bij optimale inzet van het valmeer voor netcongestiemanagement.
- Zonder inzet van overige flexibele bronnen ontstaan vooral knelpunten voor afvoer van lokale overschotten. Het valmeer kan in dat geval, zowel bij de 2 GW- als 6 GW-configuratie, alle knelpunten oplossen.
- Door de inzet van elektrolyse en interconnectie ontstaan naar verwachting nieuwe knelpunten voor aanvoer van elektriciteit (lokale tekorten) die niet volledig opgelost kunnen worden door inzet van het valmeer.
- De 6 GW-configuratie van het valmeer kan meer bijdragen aan het verminderen van de piekbelasting en de overschrijding dan de 2 GW-configuratie, doordat grotere pieken opgevangen kunnen worden.
- De investeerder van het valmeer ontvangt een vergoeding van TenneT voor het verminderen van de netbelasting. De geschatte vergoeding ligt op € 80-100 miljoen per jaar voor de 2 GW-configuratie en € 120-150 miljoen per jaar voor de 6 GW-configuratie.
- Het valmeer hoeft slechts een deel van het jaar ingezet te worden voor netcongestiemanagement (700 uur bij geen overige flex, 250 uur bij alleen elektrolyse, 600 uur bij elektrolyse en interconnectie).
- Op de overige uren kan het valmeer ingezet worden voor handel op elektriciteitsmarkten (energiebalancering). Maar bij de inzet op die uren moet wel rekening gehouden worden met de beschikbare transportcapaciteit, om te voorkomen dat het valmeer op die uren nieuwe netcongestie veroorzaakt. Hiervoor moet de inzet van het valmeer 1 tot 7% van het jaar beperkt worden bij de 2 GW-configuratie. Bij de 6 GW-configuratie moet het valmeer tot 13% van het jaar beperkt worden.
- Als het valmeer alleen optimaal ingezet wordt voor energiebalancering, dan lost het valmeer de knelpunten op de 380 kV-verbindingen niet op. Naar verwachting zal inzet van het valmeer, gecombineerd met elektrolyzers in Rotterdam, er zelfs toe leiden dat de knelpunten voor aanvoer van elektriciteit toenemen. Voor een maatschappelijk optimale toepassing van het valmeer moet de inzet geoptimaliseerd worden voor zowel netcongestiemanagement als energiebalancering.

## Maatschappelijke waarde

Inzet van het valmeer kan leiden tot positieve maatschappelijke effecten voor het energiesysteem. Zo leidt het valmeer tot lagere elektriciteitskosten en zijn minder investeringen in hernieuwbare opwek en/of regelbare centrales noodzakelijk. Het grootste deel van de maatschappelijke effecten worden gewaardeerd in de businesscase van het valmeer.

Maar er zijn ook effecten die niet (volledig) gewaardeerd worden in de businesscase. Zo kan het valmeer een gunstige impact hebben op de belasting van overige delen van het hoogspanningsnet (buiten de regio Rotterdam) en op de inpassing van wind op zee. Daarnaast kan het valmeer in potentie een grote maatschappelijke waarde hebben in langdurige

periodes met veel elektriciteitsvraag en weinig hernieuwbare opwek, de zogeheten Dunkelflautes. In deze periodes kan de leveringszekerheid in het geding komen, wat grote maatschappelijke kosten kan opleveren. Het valmeer kan een bijdrage leveren aan het leveren van elektriciteit gedurende deze periode.

In dit onderzoek kijken we alleen naar de waarde van het valmeer van Delta21 voor het energiesysteem. Het valmeer kan ook potentiële meerwaarde hebben voor natuur en waterveiligheid. Naar verwachting zal inzet van het valmeer voor waterveiligheid impact hebben op de potentiële inzet voor het energiesysteem en er daarmee voor zorgen dat de inkomsten voor het energiesysteem minder worden. Er is verder onderzoek nodig naar de verschillende toepassingen van het valmeer en de totale maatschappelijke waarde.

## 7.2 Aanbevelingen

Gebaseerd op onze conclusies komen we tot de volgende aanbevelingen voor Delta21:

- Uitwerken concept: Voor een exacte beoordeling van de rol in het energiesysteem en de inkomsten voor verschillende rollen is een verdere technische uitwerking vereist. Het gaat dan over de eigenschappen van de pompen bijvoorbeeld. Nu zijn er nog verschillende onzekerheden over de exacte eigenschappen.
- Optimaliseren van ontwerp Delta21 kan businesscase en rol energiesysteem verder verbeteren. Denk aan optimalisatie van het vermogen van de pompen omdat de efficiëntie daaraan gerelateerd is, een andere grootte van het meer voor hoeveelheid GWh of aantal pompen voor hoeveelheid GW. Verdere optimalisatie van de businesscase op verschillende markten is dan ook mogelijk.
- Delta21 kan een kosteneffectieve rol spelen in een betrouwbaar en duurzaam energiesysteem. Delta21 zou dus ook in analyses van onder andere de rijksoverheid als optie overwogen kunnen worden. Hierbij speelt een bredere noodzaak voor beleid voor flexibiliteit en leveringszekerheid, waar Delta21 één van de oplossingen voor is maar mogelijk wel specifiek beleid vereist vanwege de langere bouwtijd en grote investering.
- Financierbaarheid is extreem belangrijk voor dit project vanwege de lange realisatieperiode, lange levensduur en onzekerheden. Er is dus een groot belang voor risico beperking door deelname overheid of sluiten van langetermijncontracten voor bijvoorbeeld de lease van een gedeelte van het valmeer. Een optie om risico's te beperken is de bouwfase en realisatiefase qua financiering te splitsen en mogelijk eigenaarschap bij verschillende partijen te leggen.
- Deelname op energiemarkten en specifiek day-ahead is belangrijkste verdienmodel, netcongestiemanagement is een mogelijke bijwinst. Hierop zou gefocust moeten worden.
- De overige functies van Delta21 moeten verder onderzocht worden, aangezien ze significant kunnen bijdragen aan de rentabiliteit van het project. Vooral waterveiligheid kent grote maatschappelijke waarde, welke Delta21 mogelijk kan vervullen.
- Additioneel beleid voor flexibiliteit is vereist. Dit is nodig om onrendabele flexibiliteitsbronnen die wel nodig zijn voor het energiesysteem te realiseren en zo leveringszekerheid te waarborgen.

# Referenties

- CE Delft. (2011). *Nuclear energy : the difference between costs and prices*.
- CE Delft. (2022). *100% CO2-vrije elektriciteit in 2025*.
- CE Delft. (2023). *Beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie*.
- Delta21. (2023). *Delta21 Haalbaarheidsonderzoek naar innovatief en duurzaam energieopslagmeer: Deelrapport 1*.
- Deltado. (2020). *Impact assessment of Delta21 on nature in the Voordelta*.
- EC. (2023). *Critical Raw Materials*. EC. [https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en)
- Ecorys. (2022). *The value of lost load for electricity in the Netherlands*.
- ENTSO-E. (s.d.). *P1 - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]*.
- ESNL. (2023). *Geen doorbraak voor energieopslag in Bestuurlijk Overleg*. ESNL. <https://www.energystoragenl.nl/geen-doorbraak-voor-energieopslag-in-bestuurlijk-overleg/>
- Fraunhofer. (2023). *Alternative Battery Technologies Roadmap 2030+*.
- Horvat & Partners. (2023). *Haalbaarheidsonderzoek energieopslagmeer Delta21*.
- Kaspar, F., Borsche, M., Pfeifroth, U., Trentmann, J., Drücke, J., & Becker, P. (2019). A climatological assessment of balancing effects and shortfall risks of photovoltaics and wind energy in Germany and Europe. *Adv. Sci. Res.*, 16, 119-128. <https://doi.org/10.5194/asr-16-119-2019>
- KPMG. (2021). *Marktconsultatie kernenergie*.
- Li, B., Basu, S., Watson, S. J., & Russchenberg, H. W. J. (2021). A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas. *Energies*, 14(20). <https://doi.org/10.3390/en14206508>
- Massachusetts Institute of Technology. (2022). *How much CO2 is emitted by manufacturing batteries?* MIT MechE. <https://meche.mit.edu/news-media/how-much-co2-emitted-manufacturing-batteries>
- Ministerie van EZK. (2023). *Routekaart Windenergie op zee*.
- Mockert, F., Grams, C. M., Brown, T., & Neumann, F. (2023). Meteorological conditions during periods of low wind speed and insolation in Germany: The role of weather regimes. *Meteorological Applications*, 30(4), e2141. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/met.2141>
- Mulder, F. M., Weninger, B. M. H., Middelkoop, J., Ooms, F. G. B., & Schreuders, H. (2017). Efficient electricity storage with a battolyser, an integrated Ni-Fe battery and electrolyser [10.1039/C6EE02923J]. *Energy & Environmental Science*, 10(3), 756-764. <https://doi.org/10.1039/C6EE02923J>
- National Grid ESO. (2021). *Black Start Allowed Revenu Report 2020/21*.
- Netbeheer Nederland. (2023a). *Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's*.
- Netbeheer Nederland. (2023b). *Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 eindrapport*.
- NP RES, & CE Delft. (2022). *Factsheet Opslag van elektriciteit*.
- NREL. (2023). *Utility-Scale Battery Storage*. NREL. [https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage)
- Overlegtafel Energievoorziening. (2018, mei 2018). *Belemmeringen in nettarieven*. Netbeheer Nederland. [https://www.netbeheernederland.nl/\\_upload/Files/OTE\\_Rapport\\_Belemmeringen\\_in\\_nettarieven\\_127.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/OTE_Rapport_Belemmeringen_in_nettarieven_127.pdf)
- Pondera Consult, & CE Delft. (2023). *Integrale Effectenanalyse Programma Energiehoofdstructuur*.
- PwC. (2021). *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders*.



- Rijksoverheid. (2023). *Natura 2000*. Rijksoverheid.  
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/natuur-en-biodiversiteit/natura-2000>
- TenneT. (2015). *Productinformatie Herstelvoorziening*.
- TenneT. (2023). *Industriële vraagsturing en opslag*. TenneT.  
<https://www.tennet.eu/nl/industriële-vraagsturing-en-opslag>
- Thomas, S. (2005). *The economics of nuclear power: analysis of recent studies*
- TNO. (2020). *Stroom uit water*.
- Tweede Kamer. (2011). *Preconditions for the new power plant*.



# A Methode

## A.1 Aannames modellering day-aheadmarkt

### Energetisch scenario

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de energetische aannames voor de modellering van de day-aheadmarkt, op basis van het scenario Nationale Drijfveer 2035 (Netbeheer Nederland, 2023a). In het ETM is voor dit scenario een inschatting gemaakt van vraag, hernieuwbaar aanbod en inzet van flexibele bronnen op uurbasis. Deze cijfers zijn gebruikt voor de modellering van de day-aheadmarkt.

Tabel 19 - Opgesteld vermogen scenario 2035

	Hoeveelheid	Opmerking
Elektriciteitsvraag basis	214 TWh	Alleen basisvraag, dus exclusief vraag power-to-x en opslag
Zon-pv	98 GW	
Wind op land	13 GW	
Wind op zee (elektrisch)	30 GW	
Batterijen	32 GW	Alleen relevant voor scenario met veel impact overige flexibele bronnen
Elektrolyse	14 GW	
Power-to-heat	9 GW	
Vraagsturing	3 GW	
Interconnectie	14 GW	

### Prijsscenario's

Zoals eerder genoemd zijn twee prijsscenario's gehanteerd. Tabel 20 geeft een overzicht van de aannames voor beide prijsscenario's. Voor Nederland is met name de waterstofprijs van belang, aangezien we van een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem uitgaan en aannemen dat de CO<sub>2</sub>-vrije regelbare scenario's op waterstof draaien. In het buitenland zullen in 2035 nog wel fossiele gas- en kolencentrales draaien, aangezien die landen niet de ambitie hebben voor een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035. Door de uitwisseling van elektriciteit met het buitenland heeft dit ook impact op de Nederlandse day-aheadprijzen. Daarom geven we ook de aannames.

Tabel 20 - Aannames prijzen 2035

	Lage prijzen		Hoge prijzen		Bron
Groene waterstof	€	145/MWh	€	240/MWh	Laag: eigen inschatting
	€	4,5/kg	€	7,5/kg	Hoog: eigen inschatting
CO <sub>2</sub>	€	100/ton	€	150/ton	Laag: (Netbeheer Nederland, 2023a)
					Hoog: (CE Delft, 2023)
Aardgas	€	15/MWh	€	60/MWh	Laag: (Netbeheer Nederland, 2023a)
					Hoog: (CE Delft, 2023)
Groengas	€	190/MWh	€	315/MWh	Laag: (Netbeheer Nederland, 2023a)
					Hoog: meegeschaald met prijs waterstof

De gemiddelde spread in het laag-scenario is € 330 per MWh en € 410 in het hoog-scenario. Deze spread wordt grotendeels bepaald door de waterstofprijs, die volgens onze prognoses nog zeer hoog is in 2035.

## Impact overige flexibele bronnen

Voor het bepalen van de prijzen op de day-aheadmarkt is het van belang of er sprake is van overschotten of tekorten van hernieuwbare elektriciteit:

- Op momenten met overschotten van hernieuwbare elektriciteit moet extra vraag gegenereerd worden en wordt de elektriciteitsprijs bepaald door de flexibele bron met de laagste willingness-to-pay (en wordt ook ingezet).
- Op momenten met tekorten van hernieuwbare elektriciteit moet extra productie gerealiseerd worden, bijvoorbeeld door batterijen of CO<sub>2</sub>-vrije regelbare centrales. De prijs wordt op dit moment bepaald door de eenheid die voor het hoogste bedrag inbiedt (en wel elektriciteit levert). Het biedbedrag is gerelateerd aan de marginale kosten voor inzet van de bron, plus mogelijk een extra bedrag om de investeringskosten terug te verdienen. Bij regelbare centrales zijn de marginale kosten gelijk aan de operationele kosten en de brandstofkosten.

Bij het scenario met weinig impact van overige flexibele bronnen nemen we alleen de inzet van curtailment, regelbare centrales en interconnectie mee. Op momenten met overschotten zijn de prijzen dan gelijk aan € 0/MWh, aangezien we aannemen dat overschotten van elektriciteit in de toekomst gecurtaild worden om negatieve prijzen te voorkomen. Op momenten van tekorten zijn de prijzen gelijk aan de biedprijs van de duurste regelbare centrale. De biedprijs stellen we gelijk aan de marginale kosten.

Bij het scenario met veel impact van overige flexibele bronnen nemen we ook inzet van power-to-heat, elektrolyse en batterijen mee. De inzet van de flexibele bronnen nemen we over van de doorrekening van het scenario Nationale Drijfveer uit het ETM (Netbeheer Nederland, 2023a). Op momenten met overschotten zijn de prijzen daardoor op sommige momenten hoger dan € 0/MWh, aangezien we aannemen dat de prijzen gelijk zijn aan de flexibele bron de laagste willingness-to-pay (en ook wordt ingezet). Tabel 21 geeft een overzicht van de aannames van de willingness-to-pay. Door de inzet van de flexibele bronnen worden de tekorten van elektriciteit minder, waardoor minder inzet van regelbare centrales nodig is en de prijzen op die uren lager worden.

Tabel 21 - Prijzen willingness-to-pay

	Willingness-to-pay	Bron
Curtailment	€ 0/MWh	(Netbeheer Nederland, 2023a)
Elektrolyse	€ 25/MWh	
Power-to-heat	€ 30/MWh	
Batterijen	€ 30/MWh	

Bij beide scenario's nemen we ook interconnectie mee. Dit heeft impact op de overschotten en tekorten en op de prijzen.

## A.2 Onbalansmarkt

Marktpartijen ontvangen een vergoeding van TenneT als zij actief bijdragen aan de vermindering van de onbalans. Deze vergoeding is gebaseerd op de duurste asset die geactiveerd is op de aFRR en mFRR samen. De onbalansprijs is lastig te voorspellen, omdat de onbalans en de acties van alle aangesloten op het netwerk onzeker zijn.

### Modellering

We hebben de onbalansmarkt gemodelleerd gebaseerd op de prijzen 2021, omdat dit een normaler jaar was dan 2022. De prijs van de onbalansmarkt is van tevoren niet bekend en slecht te voorspellen. Om een realistische inzet te bepalen, hebben we een versimpeld algoritme geschreven dat kijkt naar de prijzen op de onbalansmarkt, naar het huidige kwartier en enkele kwartieren vooruit. Als er onbalans op de markt is, beslist het algoritme om te laden of ontladen, gebaseerd op de marktprijs. Ons eenvoudigere algoritme levert ongeveer 70% op van de opbrengsten met perfecte voorkennis. Experts schatten in dat een redelijk onbalansalgoritme 50% van de maximale baten kan realiseren en een goed algoritme 75%. Ons versimpelde algoritme past daarmee goed in deze range. De data is geëxtrapoleerd naar 2035 voor de verschillende prijsscenario's gebaseerd op de gemiddelde prijs op de day-aheadmarkt.

## A.3 aFRR-markt

De aFRR is de markt waarop TenneT de secundaire reserve contracteert. De baten bestaan uit een capaciteitsvergoeding en een additionele vergoeding als de flexibiliteit wordt afgeroepen. De beschikbaarheid wordt per dag geveld en partijen bieden een prijs in. Als een partij wordt gecontracteerd voor die dag, is de beschikbaarheidsvergoeding gelijk aan de geboden prijs, en dus niet de hoogst gegunde bieding.

De activatie vindt plaats gebaseerd op een biedladder. Gecontracteerde partijen kunnen per kwartier aangeven tegen welke prijs zij kunnen op- en/of afregelen. Deze prijs kan gewijzigd worden tot een kwartier van tevoren. De hoeveelheid onbalans gedurende het kwartier bepaalt de hoeveelheid vermogen die geactiveerd wordt. De prijs van de hoogste geactiveerde bieding bepaalt de aFRR-prijs van dat kwartier en daarmee ook de prijs op de onbalansmarkt.

### Modellering

We hebben de capaciteitsvergoeding op aFRR-markt gemodelleerd gebaseerd op de prijzen van 2023 van de maanden januari tot en met oktober, vervolgens is deze data geëxtrapoleerd naar een heel jaar. Er is gekozen voor het jaar 2023, omdat de prijzen lager liggen dan de prijzen van 2022 en daarom als realistischer worden gezien.

Naast de capaciteitsvergoeding genereert Delta21 ook inkomsten bij activatie op de aFRR. De prijzen daarvan komen overeen met de onbalansmarkt. We gaan ervan uit dat Delta21 voor 90% van de onbalans wordt ingeschakeld. De data is geëxtrapoleerd naar 2035 voor de verschillende prijsscenario's, gebaseerd op de gemiddelde prijs op de day-aheadmarkt.

# B Aannames vergelijking flexibiliteitstechnieken

## B.1 Algemene methode

De levelised cost of storage is een methode om technieken onderling te kunnen vergelijken. Over een bepaalde periode worden de kosten van een opslagtechniek in kaart gebracht en daarvan wordt de netto contante waarde bepaald.

Er zijn verschillende techniek-specifieke aannames, zoals toegelicht in Paragraaf 2.2 voor Delta21 en voor de andere technieken in de volgende paragrafen. Voor de berekening van de levelised cost of storage is verder gerekend met uniforme aannames:

- WACC van 5,8%.
- Er wordt een berekening gemaakt over twee tijdsperiodes:
  - De totale levensduur van Delta21 is 100 jaar. Daarom wordt deze periode in beschouwing genomen van 2035 tot 2134.
  - De economische levensduur van Delta21 is 30 jaar. Daarom wordt er een analyse uitgevoerd, waarbij de onderzochte fase 30 jaar beslaat.
- Er worden vier scenario's doorgerekend qua aantal uren elektriciteitslevering. Energieopslagstechnieken kunnen dus maximaal 50% van de uren per jaar elektriciteit leveren, omdat ze deze energie ook moeten afnemen/opslaan:
  - 1.000 vollasturen per jaar voor alle technieken;
  - 25% van de uren per jaar, gebaseerd op een TNO-studie over de inzet van het valmeer (TNO, 2020);
  - aantal vollasturen per techniek volgens I13050-Scenario Nationale Sturing;
  - inzet van de verschillende technieken volgens onze businesscase modellering met PowerFlex in 2035.
- We nemen specifieke kostprijzaannames aan voor 2035 en daarna voor 2050. Voor investering na 2050 gaan we uit van de prijzen van 2050.
- We onderzoeken alleen de productiekosten van de technieken en niet eventuele additionele inkomsten die gerealiseerd kunnen worden. De inzet is gebaseerd op het leveren van elektriciteit om zo de leveringszekerheid te waarborgen.

## B.2 Waterstofcentrales

Voor de waterstofprijs gaan we uit van een prijs van 5,5 €/kg in het laag-scenario en 6,4 €/kg in het hoog-scenario voor 2050. Dit is een prognose van CE Delft gebaseerd op een studie voor marktpartijen over de importprijzen en productieprijs uit Nederlandse wind op zee. Dit komt overeen met een prijs van 165 en 192 €/MWh respectievelijk. De overige aannames zijn gebaseerd op de I13050-studie (Netbeheer Nederland, 2023a) voor 2050. We gaan uit van een efficiëntie van 63%, operationele kosten van 4% van de investeringskosten en een afschrijftermijn van 30 jaar. Voor de investeringskosten in 2035 gaan we uit van een 1.100 €/kW (CE Delft, 2022) en voor 2050 van 728 €/kW (Netbeheer Nederland, 2023a).

### **B.3 Lithium-ion-batterij**

De lithium-ion-prijs is gebaseerd op een NREL studie met prijsprojecties (NREL, 2023). De prijs voor een 4-uursbatterij is ingeschat voor 2030 op 826 tot 1.441 €/kW voor 2030 en voor 2050 op 588 €/kW tot 1.288 €/kW. Dit zijn investeringskosten inclusief installatie. Deze studie neemt een operationele kosten van 2,5% aan en een levensduur van vijftien jaar. We nemen een round-trip efficiency aan van 85%.

### **B.4 Flowbatterijen**

Flowbatterijen bestaan uit een range van technieken. Er is nog veel onzekerheid over wat de prijzen worden, onder andere afhankelijk van welke techniek dominant worden. We gaan uit van flowbatterijen met een opslagcapaciteit van 40 uur. We nemen de kosten-aannames over van de I13050-studie (Netbeheer Nederland, 2023a). Daarin worden de kosten geprognosticeerd op 1.378 tot 2.755 €/kW. We hebben deze kosten vertaald naar 2035 door dezelfde kostprijsontwikkeling aan te nemen als voor lithium-ion-batterijen. Daarmee zijn de investeringskosten 1.935 tot 3.080 €/kW. De operationele kosten nemen we aan op 2,5% van de totale kosten. We gaan uit van een levensduur van 30 jaar.