



Omslagpunt grootschalige batterijopslag

Achtergrondrapport



CE Delft

Committed to the Environment

Omslagpunt grootschalige batterijopslag

Achtergrondrapport

Dit rapport is geschreven door:
Chris Jongsma, Lucas van Cappellen, Joeri Vendrik

Delft, CE Delft, december 2021

Publicatienummer: 21.210361.169b

Energievoorziening / Hernieuwbare energie / Batterijen / Opslag / Capaciteit / Kosten / Rendement / Beleid

Opdrachtgever: Enexis Groep en TKI Urban Energy

Deze opdracht is uitgevoerd in opdracht van RVO.nl voor de Topsector Energie op verzoek van TKI Urban Energy en Enexis Groep.



Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Chris Jongsma (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

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 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



Inhoud

	Over dit achtergrondrapport	3
1	Modellering van de day-aheadmarkt	4
	1.1 Elektriciteitsvraag	4
	1.2 Hernieuwbare opwek	5
	1.3 Vermogens centrales en verbod op kolenstook	6
	1.4 Inzet overige flexmiddelen	6
	1.5 Energie- en CO ₂ -prijzen	7
2	Modellering van de batterij-inzet	9
	2.1 Day-ahead	9
	2.2 FCR	10
	2.3 aFRR	11
	2.4 Intraday	12
	2.5 Onbalansmarkt	13
	2.6 Congestiemarkt	14
3	Combineren van verdienmodellen	17
	3.1 Day-aheadmarkt, onbalansmarkt binnen één uur en congestiemarkt	17
	3.2 Optimalisatie per dag van day-ahead-, FCR-, aFRR- en congestiemarkt	17
	3.3 Onbalans- en congestiemarkt	17
4	Uitwerking beleidsmaatregelen	19
	4.1 Korting op transportafhankelijk tarief	19
	4.2 Investeringssubsidie batterijen	20
	4.3 Goedkopere financiering	21
5	Extra: verzwaren tenzij... batterij?	22
6	Literatuur	24

Over dit achtergrondrapport

Dit achtergrondrapport is aanvullend op het hoofdrapport ‘Omslagpunt grootschalige batterijopslag’ en gaat in meer detail in op de methode. In het hoofdrapport staat de methode slechts zeer beknopt beschreven vanwege de leesbaarheid. In dit achtergrondrapport gaan we dieper in op de aannames en de berekenmethodiek. Daarnaast presenteren we de doorrekening van enkele beleidsvarianten op hoofdlijnen en verkennen we hoe een batterij zich verhoudt tot netverzwaring.

1 Modelling van de day-ahead-markt

We modelleren de elektriciteitsmarkt in 2025 en 2030 met het Powerflex-model van CE Delft. Voor 2019 gebruiken we historische data. Voor zowel de vraag als het aanbod volgen we het advies van de Stuurgroep Extra Opgave. Dit is een ambitieus scenario dat beduidend verder gaat dan de scenario's die PBL hanteert in de Klimaat- en Energie-verkenning (KEV) (PBL, 2020, PBL, 2021).

1.1 Elektriciteitsvraag

De Stuurgroep Extra Opgave gaat uit van 42 TWh/j extra vraag vanuit de industrie. Voor 2030 nemen we de cijfers uit het 'Hoog'-scenario van de Stuurgroep over.

De extra vraag vanuit andere sectoren dan de industrie is nog niet door de Stuurgroep in beeld gebracht, maar zullen we meenemen op basis van het 'Maximaal'-scenario uit onze elektrificatiestudie voor TenneT (CE Delft, 2020). Deze studie is opgesteld voor de Green Deal, het 'Maximaal'-scenario sluit aan bij een hogere ambitie en meer elektrificatie.

Voor het extra elektriciteitsverbruik in 2025 nemen we 20% van de extra elektriciteitsvraag in 2030, tenzij we een nauwkeuriger schatting hebben.

Tabel 1 - Overzicht van de aangenomen elektriciteitsvraag

	2019	2025	2030
Gebouwde omgeving	Niet onderverdeeld, historische data	1,1	5,7
Glastuinbouw		0,5	2,6
Mobiliteit		2,5	12,3
Industrie		7,9	42
- Power-to-Heat basislast		1,1	5,3
- Power-to-Heat flexibel		4,5*	21,3*
- Elektrolyse		2,3*	15,4*
Datacenters		6	15
Totaal elektrificatie		18 TWh	77,6
Basisvraag, incl. 0,9%/j efficiëntiewinst ¹		107 TWh	102 TWh
Totale vraag	113,4	125 TWh	180 TWh

* Zie paragraaf 'inzet overige flexmiddelen'.

De totale elektriciteitsvraag is met 180 TWh in 2030 een stuk hoger dan de huidige vraag en ook hoger dan veel eerdere projecties, maar staat niet op zichzelf. De NVDE gaat bijvoorbeeld ook uit van 180 TWh totale vraag in 2030 (Energeia, 2021).

¹ Gerekend vanaf de elektriciteitsvraag van 2019 van 113,4 TWh, omdat de elektriciteitsvraag in 2020 lager was door COVID.

De extra vraag modelleren we met een profiel dat specifiek is voor iedere toepassing.

1.2 Hernieuwbare opwek

Het Klimaatakkoord gaat uit van 91 TWh duurzame productie in 2030 in het 49% basispakket, zie onderstaande figuur. Daarvan is 7 TWh zon-pv kleinschalig, 49 TWh wind op zee en 35 TWh grootschalige opwek op land. In het Klimaatakkoord is een verhoogde ambitie opgenomen van 120 TWh hernieuwbare opwek voor het geval de uitstoot met 55% gereduceerd moet worden. Inmiddels is de Europese Green Deal aangenomen, dus gaan we uit van een verhoogde opgave.

Tabel 2 - Ambities hernieuwbare opwek in 2030 uit het Klimaatakkoord

	49% basispakket	55%
Wind op Zee	49 TWh	
Hernieuwbaar op land (>15 kW)	35 TWh	
Overige hernieuwbare opties (incl. CO ₂ -vrij regelbaar vermogen)	PM	
Totaal	84 TWh	120 TWh

De Stuurgroep Extra Opgave heeft becijferd dat er behoefte is aan 45 TWh extra hernieuwbare opwek bovenop de 84 TWh uit het Klimaatakkoord. De onderverdeling is nog niet verder gespecificeerd. Daarom is aangenomen dat de verdeling over de technologieën gelijk is als in de KEV 2020 (PBL, 2020). De totale opwek is gebaseerd op de getallen uit het Klimaatakkoord plus 7 TWh kleinschalige zon-pv. We beschikken alleen de verdeling onder de technieken zodat kleinschalige zon-pv organisch meegroeit zonder tot een hoger totaal te leiden.

Het gekozen scenario staat in Tabel 3 als 'Extra opgave'.

Tabel 3 - Scenario's hernieuwbare opwek

	49% basispakket	KEV '20	55% Klimaatakkoord	Extra opgave
Wind op Zee	49 TWh	48 TWh	69 TWh	74 TWh
Hernieuwbaar op land (> 15 kW)	35 TWh	34 TWh	48 TWh	52 TWh
- Waarvan zon	n.b.	17 TWh	24 TWh	26 TWh
- Waarvan wind	n.b.	17 TWh	24 TWh	26 TWh
Overig hernieuwbaar	PM	PM	PM	PM
Totaal grootschalig	84 TWh	82 TWh	117 TWh	125 TWh
Kleinschalig zon	7 TWh	7 TWh	10 TWh	11 TWh
Totaal	91 TWh	84 TWh	127 TWh	136 TWh

We gaan ervan uit dat de extra opwek ten opzichte van het 49% basispakket in zijn geheel na 2025 gerealiseerd zal worden. Voor 2025 gaan we dus uit van de bestaande raming uit de KEV 2020.

1.3 Vermogens centrales en verbod op kolenstook

Voor de vermogens van de niet-hernieuwbare opwek in thermische centrales nemen we de meest recente ontwikkelingen mee.

Een belangrijk punt van aandacht is de uitfasering van de kolencentrales. Er is nog veel onzekerheid over hoe de situatie is na uitfasering van de kolenstook: sluiten de centrales zonder vervanging, worden de centrales omgebouwd naar biomassa of worden de centrales (deels) vervangen door gascentrales? 1 januari 2030 is dan ook een omslagpunt in de energiemarkt.

We stellen voor om de situatie te modelleren van 31 december 2029, waarbij de kolencentrales nog beschikbaar zijn. Het energieverbruik en de hernieuwbare opwek zijn dan op het niveau van 2030, maar de kolencentrales zijn nog wel beschikbaar. Op deze manier zijn er geen schoksgewijze veranderingen in de energiemarkt tussen 2025 en 2030 en kunnen de conclusies beter geïnterpoleerd worden.

Op 30 november 2021 werd bekend dat de Riverstone kolencentrale van 700 MW in Rotterdam versneld gaat sluiten. Deze wijziging hebben wij niet meer kunnen verwerken in de studie.

1.4 Inzet overige flexmiddelen

Tabel 4 - Overzicht Power-to-Gas, Power-to-Heat

Parameter	Opgesteld vermogen (GW)			Vollasturen (h/j)		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Power-to-Heat	0	1,5	7,1	N.v.t.	3.000	3.000
Power-to-Gas	0,06	0,65	4,4	3.500	3.500	3.500

Voor de overige flexmiddelen beschouwen we de flexibele inzet van Power-to-Heat en Power-to-Gas. Voor 2030 volgen we het 'Hoog'-scenario van de Stuurgroep Extra Opgave.

In het Klimaatakkoord staan geen vermogens genoemd voor Power-to-Heat. Voor 2030 schat de stuurgroep extra opgave een capaciteit van 7,1 GW flexibele Power-to-Heat in met 3.000 vollasturen. Dit aantal vollasturen komt overeen met het SDE++-advies voor grootschalige elektrische boilers. Voor 2025 nemen we aan dat er 1,5 GW aan flexibele Power-to-Heat gerealiseerd is. Ter referentie: in de najaarsronde van de SDE++ in 2020 zijn 9 projecten voor elektrische boilers goedgekeurd met een totaal vermogen van 310 MW (SolarMagazine, 2021a).

In 2021 is de Power-to-Gas-capaciteit in Nederland geschat op 60 MW (SolarMagazine, 2021b). Voor 2030 schat de Stuurgroep Extra Opgave een capaciteit van 4,4 GW elektrolyse met 3.500 vollasturen. Deze vollasturen komen overeen met het gemiddelde van net-gekoppelde elektrolyse (3.000 u/j) en direct koppeling met een windpark (4.000 u/j) volgens het SDE++-advies (PBL et al., 2021). In het Klimaatakkoord zijn doelstellingen voor elektrolyse voor 2025 en 2030 opgenomen, deze zijn 500 MW en 3 tot 4 GW respectievelijk. Voor 2025 schalen we de doelstelling van 500 MW uit het Klimaatakkoord met dezelfde factor 4,4/3,5 als de verhouding tussen de capaciteit in 2030 uit het Klimaatakkoord en de raming van de Stuurgroep. Zodoende komen we op 650 MW elektrolyse in 2025.

1.5 Energie- en CO₂-prijzen

We gaan uit van de prijzen in Tabel 5.

Tabel 5 - Overzicht prijzen

Parameter	Eenheid	2020	2025	2030	Bron
Aardgas	€/MWh	13,46 ²	19,34	26,16	(PBL, 2020)
	€/Nm ³	0,12	0,17	0,23	(PBL, 2020)
Kolen	€/t	56,85 ³	57	65	(PBL, 2020)
CO ₂	€/ton	24,61	65	90	Eigen projectie o.b.v. (EC, 2021)

Aardgas en kolenprijs

Voor de prijzen van aardgas en kolen volgen we de KEV 2020 van het PBL, (2020).

CO₂-prijs

De CO₂-prijs bedroeg in 2020 gemiddeld 24,61 €/ton (NEa, 2021).

Voor de CO₂-prijs in 2025 en 2030 is het niet realistisch om de KEV 2021 te volgen, omdat de gevolgen van de Green Deal daarin nog niet volledig zijn meegenomen. De waarden uit de KEV 2021 kunnen dus gezien worden als ondergrens. Daarom bepalen we zelf een waarschijnlijke CO₂-prijs voor 2025 en 2030.

Voor 2030 worden waarden tussen de 50 en 90 voorspeld door de Europese Commissie zelf en diverse analisten (EC, 2021). Voor de periode van 2026-2030 wordt een gemiddelde prijs van 55-60 €/ton voorspeld.

De huidige CO₂-prijs (oktober 2021) schommelt tussen de 55 en 65 €/ton en is dus al hoger dan de raming voor 2025. Een panel van analisten voorspelde in juli 2021 een sterke stijging ten opzichte van 2020, met gemiddelde prijzen over 2021 van € 52,01, € 62,26 in 2022 en € 67,27 in 2023 (Twidale, 2021). In dit licht kiezen we voor een basisscenario met prijzen aan de bovenkant van de voorspelling van de EU: 90 €/t in 2030 en 65 €/t in 2025.

Sommige analisten voorspellen hogere prijzen dan de Europese Commissie, soms zelfs fors hoger. We hanteren daarom ook een onzekerheidsscenario met een hogere CO₂-prijs van 80 €/ton in 2025 en 130 €/t in 2030.

² Leveringsprijs niet-huishoudens in 2020 bedroeg 3,738 €/GJ.

³ [CBS: Aardgas en elektriciteit, gemiddelde prijzen van eindverbruikers](#)

³ [Compendium voor de Leefomgeving: Energieprijzen voor enkele energiedragers, 2010-2020](#)



Tabel 6 - Overzicht CO₂-prijzen uit de literatuur

2025 €/ton	2030 €/ton	Bron
39	62	(PBL, 2021)
47,25 gemiddeld voor 2021-2025	58,26 gemiddeld voor 2026-2030	(IETA, 2021)
56,2 in 2023		(Twidale, 2021)
	90	(Euractiv, 2021)
	108	(BloombergNEF, 2021)
	130	(PIK Potsdam, 2021)
	45-70 gemiddeld voor 2026-2030 50-85 in 2030	(EC, 2021)
65	90	Gekozen basisscenario
80	130	Onzekerheidsscenario hoge CO ₂ -prijs

2 Modelling van de batterij-inzet

2.1 Day-ahead

De day-aheadmarkt bepaalt de prijs voor elektriciteit die de volgende dag wordt geleverd en verbruikt. Prijsvorming op de day-aheadmarkt werkt via het merit-order mechanisme. Dit betekent dat de prijs op een bepaald uur gelijk aan de hoogste productiebeding die noodzakelijk is om aan de vraag te voldoen. Bij voldoende aanbod is de prijs is ongeveer gelijk aan de marginale kosten van die productie-eenheid.

Modelling en opbrengsten

Batterijen kunnen geld verdienen door op te laden op uren met een lage elektriciteitsprijs en te ontladen op uren met een hoge elektriciteitsprijs. We hebben de elektriciteitsmarkt in 2025 en 2030 gemodelleerd met het Powerflex-model van CE Delft. Voor 2019 gebruiken we historische data. In Hoofdstuk 1 staan de belangrijkste aannames voor de modellering van de energiemarkt vermeld: de elektriciteitsvraag, de inzet van overige flexmiddelen (P2H/P2G)⁴ en de brandstof- en CO₂-prijzen. We kiezen voor een ambitieus scenario met een hogere elektriciteitsvraag en meer hernieuwbare opwek, conform het advies van de Stuurgroep Extra Opgave. Deze aannames zijn getoetst met de externe technische experts.

Op dit moment zetten fossiele centrales meestal de prijs op de day-aheadmarkt. De prijs is dus sterk afhankelijk van de kosten voor gas, kolen en CO₂-rechten. In de toekomst zullen er steeds meer momenten komen met zeer lage prijzen door overaanbod van hernieuwbare energiebronnen, tegelijkertijd wordt de inzet van fossiele centrales duurder door een stijgende CO₂-prijs. Het prijsverschil tussen momenten met veel en weinig hernieuwbare opwek neemt daarmee flink toe. Dit betekent dat het verdienpotentieel voor handelen op de day-aheadmarkt steeds groter wordt.

Op basis van een optimalisatiealgoritme bepalen we de ideale inzet van een batterij voor arbitrage op de day-aheadmarkt. Op uren met lage prijzen gaat de batterij opladen. Vervolgens ontladt de batterij weer op uren met hoge prijzen. Tabel 7 geeft een overzicht van de jaarlijkse inkomsten bij arbitrage op de day-aheadmarkt, per MW batterijvermogen voor de gridbatterij. De potentiële inkomsten nemen fors toe door de toename van de volatiliteit van de prijzen op de day-aheadmarkt.

Tabel 7 - Opbrengsten day-aheadmarkt gridbatterij

Parameter	Eenheid	2019	2025	2030
Gemiddelde prijs day-aheadmarkt	€/MWh	€ 41	€ 59	€ 65
Gemiddelde prijs opladen	€/MWh	€ 35	€ 48	€ 48
Gemiddelde prijs ontladen	€/MWh	€ 47	€ 68	€ 78
Gemiddeld verschil op-/ontladen	€/MWh	€ 12	€ 20	€ 30
Jaarlijkse inkomsten day-ahead	€/MW/jaar	€ 14.000	€ 27.000	€ 55.000

⁴ Power-to-Heat betreft de omzetting van elektriciteit naar warmte in bijvoorbeeld elektrische boilers.
Power-to-Gas betreft de omzetting van elektriciteit naar duurzame gassen, meestal waterstof.

Marktomvang

De elektriciteitsvraag bedraagt nu ongeveer tussen de 13 en 18 GW. Het is echter niet mogelijk om ditzelfde vermogen aan batterijen in te zetten. Batterijen vereffen alleen uren met hoge en lage prijzen met elkaar. De prijs hangt samen met de hoeveelheid residuele vraag: het gedeelte van de vraag dat door fossiele centrales gedekt moet worden. Batterijen strijken de residuele vraag dus glad en zorgen ervoor dat alleen de meest efficiënte fossiele centrales constant draaien en inzet van dure piekcentrales vermeden wordt.

We hebben berekend hoeveel vermogen aan batterijen er geplaatst kan worden op de day-aheadmarkt door te kijken naar de afwijkingen in de residuele vraag ten opzichte van het gemiddelde van de laatste acht uur. Dit is een maat voor de hoeveelheid overschotten en tekorten die in batterijen met een opslagduur van vier uur kunnen worden opgeslagen. We stellen als randvoorwaarde dat de batterijen gemiddeld tenminste twee cycles per dag maken, zodat de batterij aan het einde van zijn levensduur niet nog veel ongebruikte cycles over heeft. De resulterende omvang bedraagt 500 MW in 2019 en loopt op naar 1,3 GW in 2025 en 1,9 GW in 2030.

2.2 FCR

De FCR is de eerste markt voor regelvermogen en is een veilingmarkt. Aanbieders kunnen inbieden op blokken van 4 uur en de prijs is gelijk aan de hoogste gegunde bieding. De vergoeding is alleen een capaciteitsvergoeding: partijen krijgen betaald om paraat te staan, de geleverde energie wordt niet apart vergoed.

Modellering en opbrengsten

De capaciteitsvergoeding in 2018 en 2020 was in Nederland ongeveer rond de 20 €/MW/h (TenneT, 2021a) en volgens Next-Kraftwerke in 2021 ook rond dit prijsniveau (Next-Kraftwerke, 2021). In 2019 lag de prijs lager. We berekenen de maximale inkomsten die een batterij kan genereren, oftewel als deze ieder blok die bieding wint. Voor de capaciteitsvergoeding gaan we ervan uit dat een batterij symmetrisch moet inbieden. Vanwege de round-trip efficiency van 85% betekent dit dat de batterij maximaal 9,25 MW kan leveren op de FCR-markt.

De prijzen voor FCR zullen naar verwachting gaan zakken, omdat de markt de komende jaren verzadigd raakt met batterijopslag. Aan de hand van interviews nemen we aan dat de prijs convergeert naar de prijs van de Europese FCR-veilingen, die in 2020 iets onder de 10 €/MW/h lag. We nemen aan dat de prijs zakt naar 15 €/MW/h in 2025 en 10 €/MW/h in 2030. De resultaten voor deelname aan de FCR zijn weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8 - Opbrengsten FCR-markt gridbatterij

Parameter	Eenheid	Huidig	2025	2030
Gemiddelde biedingsprijs FCR	€/MW/h	€ 20	€ 15	€ 10
Jaarlijkse maximale inkomsten FCR	€/MW/jaar	€ 162.000	€ 122.000	€ 81.000

Marktomvang

De omvang van de FCR is gerelateerd aan uitval van de grootste opwekker of verbruiker in het Europese netwerk en heeft een vaste waarde van 3.000 MW voor heel Europa, waarvan 114 MW in Nederland. Daarnaast mogen batterijen in Nederland nog voor 100 MW FCR leveren aan buurlanden (TenneT, 2021c). Gezien de historische stabiliteit van de 114 MW, gaan we ervan uit dat deze waarde in de toekomst ongewijzigd zal blijven (TenneT, 2021b). Samen met de 100 MW FCR in het buitenland, nemen we een marktomvang van 214 MW aan voor alle peiljaren.

2.3 aFRR

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 geveild 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 te voren. 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 en opbrengsten

We hebben de onbalansmarkt gemodelleerd gebaseerd op de prijzen van september 2020 tot augustus 2021. In september 2020 is de aFRR-markt namelijk hervormd van week- en maandcontracten naar dagcontracten.

We modelleren de aFRR-markt door te kijken naar de batterijcapaciteit die gedurende de dag ingezet kan worden op de aFRR. Voor de buurt- en gridbatterij is dit de volledige capaciteit. Voor de batterij bij zonneparken gebruiken we de beschikbare capaciteit van de netaansluiting, rekening houdend met de maximale zonproductie gedurende de dag. De capaciteitsvergoeding ligt in 2021 tussen de 9 en 13 €/MW/h (Next-Kraftwerke, 2021). In 2020 lag de prijs tussen de 4,5 en 7,5 €/MW/h (TenneT, 2021a). We nemen aan dat de batterij inbiedt op een prijs van 9 €/MW/uur en daarmee iedere dag de bieding wint en deelneemt.

Naast de capaciteitsvergoeding genereert de batterij ook inkomsten bij activatie op de aFRR. De kan echter tegelijkertijd batterij ook deelnemen op de onbalansmarkt en op die manier additionele inkomsten uit de onbalans creëren. Experts geven aan dat het verkrijgen van de maximale inkomsten op de onbalansmarkt realistisch is, naast de aFRR-capaciteitsvergoeding. Daarom gaan we ervan uit dat dezelfde inkomsten gegenereerd kunnen worden met deelname op de aFRR-markt als op de onbalansmarkt, zie Paragraaf 2.4. De maximaal realiseerbare inkomsten uit de aFRR-markt zijn weergegeven in Tabel 9.

Voor de capaciteitsvergoeding gaan we er vanuit dat een batterij symmetrisch inbiedt. Vanwege de efficiëntie van 85% betekent dit dat de batterij maximaal 9,25 MW kan inbieden op de aFRR-markt.

We houden de prijs van aFRR constant over de tijd. De vraag naar aFRR groeit naar verwachting, maar er komen ook meer batterijen op de markt. De verwachting is dat deze twee ontwikkelingen voorlopig min of meer gelijk op gaan.

Tabel 9 - Opbrengsten aFRR-markt gridbatterij

Parameter	Eenheid	Huidig	2025	2030
Gemiddelde capaciteitsvergoeding aFRR	€/MW/h	€ 9	€ 9	€ 9
Inkomsten capaciteitsvergoeding aFRR	k€/MW/jaar	€ 73	€ 73	€ 73
Inkomsten activatie - gridbatterij	k€/MW/jaar	€ 155	€ 155	€ 155

Marktomvang

De omvang van de aFRR bedroeg het afgelopen jaar zo'n 440 MW opregelen en 740 MW afregelen, zie Tabel 10. We gaan ervan uit dat batterijen tweezijdig inbieden en dat er ruimte is voor batterijen met een vermogen ter grootte van de gemiddelde marktomvang.

De omvang van de aFRR is ook vastgelegd in Europese regelgeving en is het minimum van de uitkomst van meerdere berekeningen. Eén van deze berekeningen is de empirische berekening, die de minimumomvang van de aFRR berekent op basis van de maximale vraag of opwek (ENTSO-E, sd). Door de huidige omvang van de aFRR te schalen met de ontwikkeling van de empirische berekening, verwachten we dat de aFRR groeit naar een gemiddelde omvang van 530 MW in 2025 en 690 MW in 2030.

Tabel 10 - Ingekochte aFRR door TenneT van september 2020 t/m augustus 2021

Richting	Min.	Gemiddeld	Max.	Standaardafwijking
Opregelen (MW)	207	444	1.050	120
Afregelen (MW)	246	740	1.335	174

Bron: (ENTSO-E, lopend).0

2.4 Intraday

Balanceringspartijen gebruiken de intradaymarkt om een hun voorspelde onbalans te reduceren door extra elektriciteit in te kopen of te verkopen. Op de intradaymarkt kan per kwartier gehandeld worden, terwijl de day-ahead per uur is.

Modellering en opbrengsten

De prijzen op de intradaymarkt zijn lager dan op de onbalansmarkt, maar hoger dan op de day-aheadmarkt. Er zijn geen gedetailleerde openbare volumes en prijzen beschikbaar van de intradaymarkt. Vanwege de ontbrekende gegevens, kunnen we het verdienpotentieel op de intradaymarkt niet modelleren. Experts geven aan dat handel op de intradaymarkt een beperkte extra inkomstenbron voor de batterij zou zijn.

Marktomvang

In 2020 werd er op de Nederlandse intradaymarkt totaal zo'n 3,5 TWh verhandeld, oftewel gemiddeld zo'n 400 MWh per uur (EPEX SPOT, 2021). De intradaymarkt groeit naar verwachting door de groei van zon en wind.

Op basis van interviews gaan we ervan uit dat de voorspelfout in de vraag of het aanbod maatgevend is voor de omvang van de intraday- en onbalansmarkt samen. We stellen de voorspelfout voor de vraag op 5% en de voorspelfout voor opwek op 10%. We nemen aan dat 2/3 van de totale onbalans via de intradaymarkt verhandeld wordt en 1/3 via de onbalansmarkt. Op basis van deze schatting groeit de gemiddelde omvang van de intradaymarkt naar 500 MW in 2025 en 1 GW in 2030.

2.5 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 en opbrengsten

We hebben de onbalansmarkt gemodelleerd gebaseerd op de prijzen van september 2020 tot augustus 2021. In september 2020 is de aFRR-markt namelijk hervormd. 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 wat kijkt naar de prijzen op de onbalansmarkt naar het huidige kwartier en enkele kwartieren vooruit. Als er onbalans op de markt is, beslist de batterij om te laden of ontladen gebaseerd op de marktprijs. De meest kosteneffectieve methode is gebleken om alleen naar het huidige kwartier te kijken en gebaseerd daarop de laad-/ontlaadbeslissing te maken. Deze modellering resulteert in baten van 155 k€/MW/j voor de gridbatterij. Een optimalisatie met perfecte marktkennis resulteert in inkomsten van 210-230 k€/MW/j. Ons eenvoudigere algoritme levert dus 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 in deze range.

We houden de prijzen voor de onbalansmarkt de komende jaren gelijk, omdat deze prijs wordt bepaald door de prijs van aFRR, die we ook als constant aannemen.

Marktomvang

De onbalansmarkt is minimaal gelijk aan de gecombineerde inzet van aFRR en mFRR. Nadat marktpartijen hun onbalans vrijwillig hebben gereduceerd, wordt de resterende onbalans immers weggeregeld met aFRR en in extreme situaties met mFRR. De onbalans *zonder* vrijwillige inzet van marktpartijen is dus (aanzienlijk) groter.

Op basis van interviews gaan we ervan uit dat de voorspelfout in de vraag of het aanbod maatgevend is voor de omvang van de intraday- en onbalansmarkt samen. We stellen de voorspelfout voor de vraag op 5% en de voorspelfout voor opwek op 10%. We nemen aan dat 2/3 van de totale onbalans via de intradaymarkt verhandeld wordt en 1/3 via de onbalansmarkt. De gemiddelde omvang van de onbalansmarkt is daarmee 220 MW in 2019, 250 MW in 2025 en 500 MW in 2030.

2.6 Congestiemarkt

Er treedt netcongestie op als de totale vraag of het totale aanbod van elektriciteit meer is dan de capaciteit van een deel van het transport- of distributiesysteem. In afwachting van netverzwaring, zijn netbeheerders verplicht om congestiemanagement in te zetten. Via het GOPACS-platform vragen zij marktpartijen in het congestiegebied om biedingen uit te brengen voor extra afname of levering van elektriciteit. Het platform matcht deze biedingen via de intradaymarkt met een bieding buiten het congestiegebied, zodat de landelijke balans niet verstoord wordt. Daarnaast kunnen regionale netbeheerders in de toekomst ook bilaterale contracten afsluiten met flexaanbieders. Batterijen concurreren voor congestiemanagement met name met het afschakelen van zonneparken in gebieden met teveel aanbod.

Peakshaving door buurtbatterijen

Buurtbatterijen kunnen gebruikt worden om de piekbelasting op het lokale elektriciteitsnet te verlagen. Zo zouden deze batterijen netverzwaring kunnen voorkomen of uitstellen in buurten met congestieproblemen. Uit een gesprek met Enexis (Cuijk, 2021) kwam echter naar voren dat het vooralsnog onwaarschijnlijk is dat deze situatie zich in de praktijk voor gaat doen. Dat heeft twee belangrijke redenen:

- Binnen de huidige marktordening is er nog geen rendabel verdienmodel voor het plaatsen van een batterij voor peakshaving op de elektriciteitsinfrastructuur. De uitgespaarde kosten voor de infrastructuur zijn voor de netbeheerder en komen niet ten goede aan de investeerders in de buurtbatterij. In de praktijk zal het verlenen van diensten voor peakshaving door batterijhouders via de congestiemarkt lopen. Dit is echter slechts een van de mogelijke verdienmodellen voor een batterij-eigenaar en zal gecombineerd worden met arbitrage en balanceringsdiensten.
- Het is onwaarschijnlijk dat netbeheerders de congestiemarkt gaan gebruiken voor knelpunten op het LS-net, waar buurtbatterijen opereren. Investerings in het LS-net en MS-LS trafo's hebben een korte doorlooptijd en relatief beperkte kosten, waardoor netbeheerders in de praktijk altijd voor netverzwaring zullen kiezen. Daarnaast zijn er qua vormgeving van de congestiemarkt nog twee belangrijke uitdagingen. Ten eerste omvat een LS-netwerk een klein gebied met kleine afnemers en is er geen liquide markt om vermogen in te kopen voor congestiemanagement. Het kleine aanbod vergroot de onzekerheid voor de netbeheerder en vergroot de kans op een (zeer) hoge prijs. Ten tweede is er binnen een LS-netwerk beperkte mogelijkheid voor capaciteit om calamiteiten op te lossen. Een calamiteit ontstaat als de congestiemarkten, de communicatie of de techniek niet goed werkt en congestie onverwachts niet opgelost kan worden. In een LS-netwerk zijn er dan zeer weinig opties beschikbaar behalve afschakelen. Vanwege deze nadelen is congestiemanagement ten behoeve van het LS-netwerk minder haalbaar. Dit betekent overigens niet dat buurtbatterijen niet ingezet kunnen worden op de congestiemarkt, aangezien ze ook kunnen bijdragen aan het verminderen van netcongestie op hogere netvlakken waar de congestiemarkt wel toegepast zal worden.

GOPACS wordt nu nog uitsluitend ingezet door Tennet. Regionale netbeheerders zijn de inzet van GOPACS nu aan het testen, structurele inzet zal voor regionale netbeheerders naar verwachting vanaf 2023 gaan plaatsvinden.

GOPACS publiceert data over de historische gevraagde volumes per uitvraag en gemiddelde prijzen per maand. In deze studie analyseren we de het meest recente jaar, oftewel van november 2020 tot oktober 2021. Gedurende deze periode vroeg TenneT 139.134 MWh uit via GOPACS.

Modellering en opbrengsten

We analyseren hoeveel een batterij in kan zetten op de markt. We analyseren de 187 uitvragen van TenneT gedurende de geselecteerde periode (GOPACS, 2021b). Hieraan koppelen we de gemiddelde prijs per maand voor Tennet (GOPACS, 2021a), aangezien er geen cijfers bekend zijn per individuele order. We nemen aan dat een partij altijd kan deelnemen aan de markt; of door een buy/sell order binnen het congestiegebied of door een buy/sell order buiten het gebied die vereist is om het systeem in balans te houden. Deze aanname klopt altijd voor de grid- en buurtbatterijen. Voor batterijen bij zonneparken kan het zijn dat ze op bepaalde momenten niet kunnen deelnemen, afhankelijk van hun locatie in het netwerk en of daar een buy of sell order geldt. Daarmee kunnen we analyseren hoeveel er op de markt verdiend kon worden gedurende de periode.

De prijzen die het GOPACS-platform produceert, zijn de totale additionele prijzen die nodig zijn om de energiehandel plaats te laten vinden. Als opwek resulteert in een overbelasting binnen een gebied dient dat afgeregeld te worden door curtailment.

We nemen aan dat een hernieuwbare opwekinstallatie zoals een zonnepark, ongeveer 50 €/MWh vraagt om af te regelen. Deze 50 €/MWh is gebaseerd op de inkomsten uit verkoop van elektriciteit en de toename in afschrijvingen per MWh omdat er minder energie wordt geproduceerd. De totale kosten per MWh worden voor curtailment worden geschat op 38 €/MWh. We nemen aan dat een partij wil afregelen voor een hogere prijs, namelijk 50 €/MWh. Het verschil van 12 €/MWh reflecteert de additionele kosten om te kunnen handelen op de congestiemarkt en winst voor deze partij. Deze 50 €/MWh wordt afgetrokken van de totale prijs van GOPACS. Deze prijs is dus het verschil met de intraday-prijs om de uitwisseling van elektriciteit plaats te laten vinden. De inkomsten voor de batterij zijn daarmee de totale GOPACS-prijs min de 50 €/MWh voor curtailment. Deze resultaten zijn weergegeven in Tabel 11.

Tabel 11 - Inkomsten GOPACS 11-2020 tot en met 10-2021

Parameter	Eenheid	Baten 1° MW	Baten 100° MW	Baten 500° MW
Totale baten	k€/j	101	42	1
Inzet batterij	Uur per jaar	516	193	3
Gemiddelde prijs GoPacs	€/MWh	€ 247	€ 268	€ 402
Congestiebaten batterij - gemiddeld	€/MWh	€ 197	€ 218	€ 352

Het volume neemt af voor hogere vermogens. We kijken naar de resultaten voor uitvragen groter dan 100 MW. Het gemiddelde vermogen is 91 MW dus de markt kan ongeveer 100 MW aan batterijen voorzien. Gezien de onzekerheid in de ontwikkeling van de congestiemarkt doen we geen aannames over de toekomstige inzet en prijzen, maar hanteren we de huidige inzet en prijzen als ondergrens voor de toekomst. De resultaten voor de congestiemarkt zijn weergegeven in Tabel 12.

Tabel 12 - Opbrengsten congestiemarkt gridbatterij

Parameter	Eenheid	Huidig	2025	2030
Aantal uur per jaar	Uur/jaar	193	193	193
Congestieprij - gemiddeld	€/MWh	€ 268	€ 268	€ 268
Congestiebaten batterij - gemiddeld	€/MWh	€ 218	€ 218	€ 218
Totale congestiebaten	k€/MW/jaar	42	42	42

Congestiemangement wordt per congestiegebied maar tijdelijk toegepast, in afwachting tot de netverzwaring gereed is. Er is echter een groot tekort aan transportcapaciteit en zowel de vraag als het hernieuwbare aanbod gaan nog sterk toenemen. We verwachten dan ook dat netcongestie voorlopig niet overal opgelost is.

Marktomvang

Op basis van openbare marktgegevens werd er afgelopen jaar 516 uur congestiemanagement gevraagd, met een gemiddeld vermogen van 90 MW per uitvraag en een maximaal vermogen van zo'n 500 MW per uitvraag (GOPACS, 2021a).

De toekomstige ontwikkeling van de congestiemarkt is onzeker: het staat vast dat de omvang van de markt toeneemt, maar hoeveel is nog onbekend. Met name het codebesluit congestiemanagement (zie kader) is van grote invloed. Als netbeheerders meer vermogen moeten aansluiten, zal zowel het volume als de prijs van congestiemanagement toenemen. Daarentegen vindt congestiemanagement nu enkel plaats op de minder liquide intraday-markt, terwijl het GOPACS-platform in de toekomst uitgebreid wordt voor day-ahead-biedingen en contracten. De day-aheadmarkt zal het aantal biedingen per uitvraag kunnen verhogen en contracten kunnen zowel de netbeheerder als biedende partijen meer zekerheid geven. Beide vormen drukken de prijs van congestiemanagement.

Ontwerp codebesluit congestiemanagement

Netbeheerders zijn nu verplicht om nieuwe verbruikers en opwekkers aan te sluiten tot maximaal 100% van de capaciteit. Op een 10 MW transformator moet dus maximaal 10 MW vraag en 10 MW opwek worden aangesloten. Overschrijdt een aanvraag deze capaciteit, dan moeten zij verzwaren en onderzoeken of er in de tussentijd congestiemanagement moet worden toegepast.

Het codebesluit congestiemanagement wordt momenteel herzien. In het ontwerpbesluit stelt de ACM voor om netbeheerders te verplichten om tot 120% van de transportcapaciteit aan te sluiten voor niet-regelbare verbruikers en opwekkers en tot 200% voor regelbare verbruikers en opwekkers (ACM, 2021b). Zonneparken zijn af te schakelen en worden daarmee geclassificeerd als regelbaar. Diverse partijen, waaronder Enexis en Netbeheer Nederland hebben een zienswijze ingediend op het ontwerpbesluit. De ACM verwerkt de zienswijzen in haar definitieve besluit, dat in 2022 verwacht wordt.

3 Combineren van verdienmodellen

De opbrengsten kunnen verder verhoogd worden door businesscases met elkaar te combineren. Een precieze benadering van de daadwerkelijke optimalisatie die mogelijk is, valt niet binnen de scope van deze studie. We combineren verschillende van onze analyses om de baten van de gestapelde businesscases te benaderen. We hebben drie gestapelde businesscases geanalyseerd.

3.1 Day-aheadmarkt, onbalansmarkt binnen één uur en congestiemarkt

De day-aheadmarkt en congestiemarkt zijn zo gemodelleerd als beschreven in Hoofdstuk 2. De inkomsten van de day-aheadmarkt zijn de basis van deze businesscase aangezien dit een grote markt is. De onbalansmarkt is geanalyseerd om te bepalen welke handel mogelijk is binnen één uur. Daarmee is wel winst te boeken op de onbalansmarkt, zonder af te wijken van het aangeleverde day-aheadprofiel aan Tennet.

3.2 Optimalisatie per dag van day-ahead-, FCR-, aFRR- en congestiemarkt

De inkomsten per dag via de day-ahead, FCR en aFRR zijn bepaald volgens de methodes zoals beschreven per individuele markt in Hoofdstuk 2. Per dag is de markt geselecteerd met de hoogste inkomsten. Dit is dus een versimpelde optimalisatie tussen deze drie markten. Er wordt bijvoorbeeld geen rekening gehouden met de SOC. Daardoor ontstaat mogelijk een onderschatting van de daadwerkelijke inkomsten. Een batterij operator zal in de praktijk echter betere afwegingen kunnen maken en ook binnen één dag kunnen optimaliseren. Daarmee zouden hogere inkomsten verworven kunnen worden. Met deze methode creëren we dus een schatting op hoofdlijnen van de stapeling van deze businesscases. De congestiemarkt resulteert in additionele inkomsten naast deze drie markten.

3.3 Onbalans- en congestiemarkt

Voor de batterijen bij zonneparken is de onbalansmarkt de markt met de meeste inkomsten. Daarom is er voor deze batterij varianten een gestapelde businesscase van de onbalansmarkt en de congestiemarkt toegevoegd. De congestiemarkt kan gezien worden als een toevoeging op de day-aheadmarkt. Van de day-aheadmarkt hebben we echter geen gegevens. We zien potentieel in een batterij die acteert op de onbalansmarkt, waar de baten hoger zijn dan de day-aheadmarkt. Als door de congestiemarkt, de baten voor handel op die markt sterk toenemen kan de batterij dan overstappen op de congestiemarkt voor die periode.

De modellering van de gestapelde businesscases is dus gebaseerd op de modellering van individuele markten. Deze zijn vereenvoudigd gecombineerd om tot een inschatting te komen van de baten van de gestapelde businesscases.

Uit de stapeling van de businesscases blijkt dat een optimalisatie van de day-ahead, FCR en aFRR resulteert in de grootste baten voor de grid- en buurtbatterij. Batterij bij zon-pv kunnen met een lagere capaciteit deelnemen op die markten. Daardoor is een combinatie van de onbalansmarkt en de congestiemarkt de businesscase met de meeste opbrengsten voor de batterij bij zon-pv. De day-aheadmarkt met onbalanshandel binnen één uur en congestiemanagement kan rendabel zijn in 2030 voor de gridbatterij, echter bestaan er dan verschillende businesscases met meer winst.

4 Uitwerking beleidsmaatregelen

Voor de gridbatterij rekenen we rekenen de beleidsopties door voor de day-aheadmarkt en onbalansmarkt. Dit zijn namelijk de markten die grootschalige hoeveelheden batterijen kunnen dragen. Daarnaast zijn dit markten die op dit moment nog niet rendabel zijn. Voor de gridbatterij zijn verschillende andere (gestapelde) markten zijn nu al rendabel waardoor een verdere analyse van beleidsopties niet vereist is. Voor de batterij bij een nieuw zonnepark rekenen we ook een combinatie van de onbalans en de congestiemarkt door. Deze markt is in 2020 al rendabel voor de gridbatterij maar nog niet voor de batterij bij een bestaand zonnepark. Daarom wordt deze additioneel meegenomen.

4.1 Korting op transportafhankelijk tarief

De transportafhankelijke componenten van de nettarieven (kW max en kW contract) zijn een belangrijke kostenpost voor batterijen, terwijl batterijen niet onder alle omstandigheden extra netbelasting veroorzaken en met hun inzet juist een bijdrage kunnen leveren aan het voorkomen van netinvesteringen.

Op basis van overleg met verschillende marktpartijen en experts gaan we uit van een korting van 90% op de transportafhankelijke tarieven. Met de korting op de tarieven blijft de businesscase op de day-aheadmarkt onrendabel. De korting op de nettarieven zorgen er voor dat het omslagpunt voor handel op de onbalansmarkt plaatsvindt rond 2022.

Tabel 13 - Resultaten beleidsmaatregel korting op transportafhankelijke netwerktarieven gridbatterij

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt			Onbalansmarkt		
Jaar	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -210	€ -148	€ -98	€ -70	€ -20	€ 2
90% korting op transporttarief	€ -163	€ -101	€ -51	€ -15	€ 27	€ 49

Een korting van 90% op het transportafhankelijke tarief resulteert dus in 49 k€/MW/j minder kosten voor de gridbatterij. Het effect op andere businesscases behalve deze twee grootschalige markten kan dus afgeleid worden uit de figuren in het hoofdrapport.

Tabel 14 toont de resultaten voor de batterij bij een nieuw zonnepark. Zoals aangegeven in de introductie is de combinatie van de onbalans en congestiemarkt opgenomen omdat deze businesscase in 2020 nog niet rendabel is bij een nieuw zonnepark. Deze businesscase is in de gevoeligheidsanalyse voor de gridbatterij niet meegenomen omdat deze in 2020 al rendabel is. Een korting op de nettarieven resulteert in een positieve businesscase voor de onbalans- en congestiemarkt in 2022. Daarmee wordt het omslagpunt naar voren gehaald. De andere businesscases worden niet rendabel tot 2030.

Tabel 14 - Resultaten beleidsmaatregel korting op transportafhankelijke netwerktarieven batterij bij nieuw zonnepark

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt en peakshaving			Onbalansmarkt			Onbalans- en congestiemarkt		
Jaar	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -228	€ -168	€ -132	€ -132	€ -75	€ -51	€ -87	€ -40	€ -16
90% korting op transporttarief	€ -182	€ -121	€ -86	€ -86	€ -29	€ -5	€ -40	€ 7	€ 30

4.2 Investeringsubsidie batterijen

Het grootste deel van de kosten van batterijopslag bestaat uit de kapitaallasten. Een investeringsubsidie helpt om batterijopslag rendabel te maken. Tabel 15 toont de vereiste investeringsubsidie om de businesscases voor gridbatterij op de day-ahead- en onbalansmarkt rendabel te maken. Ook met een subsidie van 100%, ter waarde van 79 k€/MW/jaar, is de businesscase met de day-ahead niet rendabel tot 2030. De onbalansmarkt wordt met een subsidie van 21% rendabel in 2025.

Tabel 15 - Resultaten beleidsmaatregel investeringsubsidie gridbatterij

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt			Onbalansmarkt		
Jaar	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -210	€ -148	€ -98	€ -70	€ -20	€ 2
CAPEX-subsidie	100%	100%	100%	51%	21%	0%
Met subsidie	€ -71	€ -51	€ -18	€ 1	€ 1	€ 2

Tabel 16 toont dat ook met 100% CAPEX-subsidie een batterij bij een zonnepark met handelen op de day-aheadmarkt en peakshaving niet rendabel wordt. De onbalansmarkt kan rendabel zijn maar vereist zeer hoge subsidiepercentages. Een combinatie van de onbalans- en congestiemarkt kan tegen significant lagere subsidiebedragen rendabel worden in 2020 en zeker 2025.

Tabel 16 - Resultaten beleidsmaatregel investeringsubsidie batterij bij nieuw zonnepark

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt en peakshaving			Onbalansmarkt			Onbalans- en congestiemarkt		
Jaar	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -228	€ -168	€ -132	€ -132	€ -75	€ -51	€ -87	€ -40	€ -16
CAPEX-subsidie	100%	100%	100%	87%	70%	59%	57%	38%	18%
Met subsidie	€ -75	€ -61	€ -44	€ 1	€ 1	€ 1	€ 1	€ 1	€ 1

Er zijn verschillende mogelijkheden om een investeringsubsidie te bieden. Batterijen zouden toegevoegd kunnen worden aan de EIA of de MIA/Vamil voor een fiscaal voordeel van 11 à 12%⁵. Voor batterijen die acteren op de onbalansmarkt zou dit het omslagpunt vervroegen. Daarnaast kan de overheid een aparte regeling voor opslagsystemen instellen.

⁵ EIA-code 260101 'Opslag van elektrische energie [W]' heeft als omschrijving "stationaire opslag van overtollige elektrische energie door het automatisch in- of uitschakelen afhankelijk van een elektrische deelmarkt". Het is onduidelijk of grootschalige batterijen aanspraak kunnen maken op deze subsidie.

Tenslotte zijn er vanuit netbeheerders mogelijkheden om een deel van de kosten van de batterij te financieren als de batterij beschikbaar is voor congestiemanagement wanneer dat nodig is.

4.3 Goedkopere financiering

De WACC in het basisscenario bedraagt 8% omdat een investering in batterijopslag door de onzekere inkomsten nog als risicovol wordt gezien door kapitaalverstrekkers. De overheid zou een deel van dit risico voor zijn rekening kunnen nemen door financiering te verstrekken met een lagere rente. We hebben gerekend met een maatschappelijke WACC van 2,5% die het CPB heeft berekend voor de Nederlandse Economie (CPB, 2020). Tabel 17 toont dat goedkopere financiering voor de gridbatterij het omslagpunt voor de onbalansmarkt vervroegt naar rond 2024. De lasten worden rond 2025 31 k€/MW/jaar lager. De businesscase voor de day-aheadmarkt wordt niet rendabel. Verschillende andere gestapelde businesscases zijn al rendabel en daarom geen onderdeel van deze gevoeligheidsanalyse.

Tabel 17 - Resultaten goedkopere financiering gridbatterij

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt			Onbalansmarkt		
Jaar	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -210	€ -148	€ -98	€ -70	€ -20	€ 2
Goedkopere financiering	€ -166	€ -117	€ -72	€ -26	€ 11	€ 27

Tabel 18 toont de resultaten voor de batterij bij een nieuw zonnepark. Ook met goedkopere financiering wordt de businesscase op de day-aheadmarkt en onbalansmarkt beide niet rendabel. Een combinatie van de onbalans- en congestiemarkt wordt in 2027 rendabel.

Tabel 18 - Resultaten goedkopere financiering batterij bij nieuw zonnepark

Resultaat (k€/MW/jaar)	Day-aheadmarkt en peakshaving			Onbalansmarkt			Onbalans- en congestiemarkt		
Jaar	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Basisscenario	€ -228	€ -168	€ -132	€ -132	€ -75	€ -51	€ -87	€ -40	€ -16
Goedkopere financiering	€ -182	€ -136	€ -106	€ -86	€ -43	€ -25	€ -40	€ -8	€ 10

5 Extra: verzwaren tenzij... batterij?

In dit hoofdstuk verkennen we of het plaatsen van een batterij een kosteneffectief alternatief is voor netverzwaring. De netbeheerders hebben het kader ‘Verzwaren tenzij’ opgesteld waarin zij andere mogelijkheden dan verzwaren kunnen toepassen als dat kosteneffectiever is. Netbeheerders mogen in principe niet zelf investeren in installaties voor opslag en mag deze ook niet exploiteren, maar bij onvoldoende aanbod van markt-partijen kunnen netbeheerders een vrijstelling aanvragen zodat dit in uitzonderingsgevallen alsnog toegestaan is.⁶ In deze casus beschouwen we de situatie dat de netbeheerder zelf investeert in opslag en de opslaginstallatie ook zelf exploiteert.

Eerst kijken we naar de kosten van een batterijsysteem als de netbeheerder zou investeren in de batterij in plaats van een private partij, zie Tabel 19. Voor Tennet is de WACC vastgesteld op 1,8% (ACM, 2021a), fors lager dan de WACC van 8% voor private partijen. Het is onzeker of deze WACC ook zal gelden als TenneT investeert in batterijen, aangezien de levensduur korter is en het risico hoger dan normale investeringen. Voor de batterij rekenen we met een levensduur van 15 jaar. De bedragen in de tabel zijn exclusief nettarieven, omdat we ervan uit gaan dat deze batterij geen nettatarief hoeft te betalen.

Tabel 19 - Investeringslasten met netbeheerders WACC (1,8%) voor batterijsysteem 50 MW

Parameter	Eenheid	2020	2025	2030
Jaarlijkse investeringslasten	k€/MW/j	91	64	52
Operationele kosten exclusief nettarieven	k€/MW/j	30	21	17
Totale lasten	k€/MW/j	120	84	69

Om de kosten voor netverzwaring te bepalen, gaan we ervan uit dat dat één batterij verzwaring voorkomt op een HS/MS-station, een HS-kabel én een EHS-HS-station. De net-investeringen per netvlak zijn weergegeven in Tabel 20. Deze getallen zijn gebaseerd op kengetallen van NBNL. De kosten zijn vertaald naar jaarlijkse kosten met een WACC van 1,8% en afschrijftermijn van 35 jaar, overeenkomstig met investeringen in vermogens-transformatoren (ACM, 2021a).

⁶ In eerste instantie moeten netbeheerders flexibiliteit inkopen bij netpartijen, bijvoorbeeld via de congestie-markt (zie Paragraaf 2.6). Het verschil met het oplossen van ‘gewone’ congestie is wel dat de flexibiliteit bij verzwaren tenzij een permanente oplossing is en er geen netverzwaring meer komt, terwijl het bij congestie-management een tijdelijke oplossing is.

Tabel 20 - Netinvesteringen per netvlak

Investering per netvlak	Investering	Vermogen (MW)	Investering (k€/MW)	Jaarlasten investeringen (k€/MW/j)
EHS/HS-station	€ 100.000.000	500	€ 200	€ 7,8
HS-kabel	€ 25.000.000	500	€ 50	€ 1,9
HS/MS-station	€ 25.000.000	200	€ 125	€ 4,8
MS-transportnet	€ 1.000.000	20	€ 50	€ 1,9
MS-net	€ 1.000.000	5	€ 200	€ 7,8
LS-net (40%)	€ 100.000	0,25	€ 400	€ 15,5

Bron: (NBNL, 2019).

Een batterij die verzwaring voorkomt op een HS/MS-station, een HS-kabel én een EHS-HS-station spaart 14,5 k€/MW/jaar aan netverzwaringskosten uit. De uitgespaarde kosten voor netverzwaring zijn significant lager dan de kosten van het batterijsysteem. Ook de vervanging van verzwaringen in het LS-netwerk kent relatief beperkte baten. Dit betekent dat er geen sluitende businesscase is voor batterijen die alléén worden ingezet om verzwaring van het netwerk te voorkomen. Dit gaat echter wel om algemene cijfers, in specifieke gevallen kunnen netinvesteringen significant hoger zijn. Daarnaast kunnen batterijen iets betekenen voor het netwerk gedurende de periode dat de netinvestering nog niet uitgevoerd kan worden, in feite is dit congestiemanagement. Het is dan wel van belang dat er daarna ook nog een rendabele businesscase voor de batterijen is.

TenneT mag de batterij zelf niet inzetten op andere markten vanwege de marktordening voor netbeheerders. Mogelijk zijn er constructies denkbaar waarbij de batterijen mogen handelen op markten via een commerciële partij als de batterij niet vereist is om overbelasting te voorkomen. Met inzet op andere markten is mogelijk om hoger inkomsten te behalen, maar de kosten zullen dan ook hoger zijn vanwege een hogere WACC en de kosten voor nettarieven.

6 Literatuur

- ACM, 2021a. Methodebesluit Transporttaken TenneT 2022-2026. Den Haag, Autoriteit Consument en Markt (ACM).
- ACM, 2021b. Ontwerp codebesluit congestiemanagement ACM/UIT/559634. Den Haag, Autoriteit Consument en Markt (ACM).
- BloombergNEF. 2021. *Europe CO2 Prices May Rise More Than 50% by 2030, EU Draft Shows* [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-29/europe-co2-prices-may-rise-more-than-50-by-2030-eu-draft-shows> [Accessed 8 oktober 2021].
- CE Delft, 2020. Elektrificatie en Vraagprofiel 2030 - Rapport experttraject TenneT E-Top. Delft, CE Delft.
- CPB, 2020. Discontovoet voor de Nederlandse Economie. Den Haag, Centraal Planbureau (CPB).
- Cuijk, 2021. Congestiemarkten: interview d.d. 22 oktober 2021.
- EC. 2021. *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757, COM(2021)551 final* [Online]. Brussels: European Commission (EC). Available: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf [Accessed].
- Energeia. 2021. *Sector hernieuwbare elektriciteit vreest vroegtijdig einde SDE* [Online]. Available: <https://energeia.nl/energeia-artikel/40098103/sector-hernieuwbare-elektriciteit-vreest-vroegtijdig-einde-sde> [Accessed 6 oktober 2021].
- ENTSO-E. Iopend. *Transparency Platform : Dashboard* [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/> [Accessed 2021].
- ENTSO-E, sd. P1 - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]. Brussels, European Network of Transmission System Operators - Electricity.
- EPEX SPOT. 2021. *Trading brochure* [Online]. Available: https://www.epexspot.com/sites/default/files/2021-05/21-03-15_Trading%20Brochure.pdf [Accessed 25 november 2021].
- Euractiv. 2021. *Analyst: EU carbon price on track to reach €90 by 2030* [Online]. Available: <https://www.euractiv.com/section/emissions-trading-scheme/interview/analyst-eu-carbon-price-on-track-to-reach-e90-by-2030/> [Accessed 4 oktober 2021].
- GOPACS. 2021a. *Costs for using IDCONS for redispatch* [Online]. Available: <https://idcons.nl/publicexpenses#/expenses> [Accessed 15 november 2021].
- GOPACS. 2021b. *Redispatch volumes with IDCONS* [Online]. Available: <https://idcons.nl/publicclearedbuckets#/clearedbuckets> [Accessed 15 november 2021].
- IETA. 2021. *GHG Market Sentiment Survey 2021* [Online]. Available: https://www.ieta.org/resources/Resources/GHG_Market_Sentiment_Survey/IETA%20GHG%20Market%20Sentiment%20Survey%202021%20Report%20web.pdf [Accessed 4 oktober 2021].
- NEa. 2021. *Nederland verdient ruim 441 miljoen euro aan verkoop CO2-rechten* [Online]. Nederlandse Emissieautoriteit (NEa). Available: <https://www.emissieautoriteit.nl/actueel/nieuws/2021/06/17/nederland-verdient-ruim-441-miljoen-euro-aan-verkoop-co2-rechten> [Accessed 4 oktober 2021].
- Next-Kraftwerke. 2021. *Balanceringsenergie* [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.nl/producten/balanceringsenergie> [Accessed 12 november 2021].



- PBL, 2020. Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, 2021. Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2021. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PBL, TNO, DNV GL, Guidehouse & Witteveen+Bos, 2021. Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021. Den Haag, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- PIK Potsdam. 2021. *The new EU climate target will increase carbon prices and could phase out coal power in Europe as early as 2030* [Online]. Available: <https://www.pik-potsdam.de/en/news/latest-news/the-new-eu-climate-target-will-increase-carbon-prices-and-could-phase-out-coal-power-in-europe-as-early-as-2030> [Accessed 2021].
- SolarMagazine. 2021a. *Najaarsronde SDE++ 2020: 3.535 megawattpiek aan projecten met zonnepanelen goedgekeurd, 97 procent op daken* [Online]. Available: <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i24608/najaarsronde-sde-2020-3-535-megawattpiek-aan-projecten-met-zonnepanelen-goedgekeurd-97-procent-op-daken> [Accessed 4 oktober 2021].
- SolarMagazine. 2021b. *Waterstofpact wil van nieuw kabinet 2,5 miljard euro subsidie voor productie groene waterstof* [Online]. Available: <https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i23766/waterstofpact-wil-van-nieuw-kabinet-2-5-miljard-euro-subsidie-voor-productie-groene-waterstof> [Accessed 20 september 2021].
- TenneT, 2021a. Annual market update 2020. TenneT.
- TenneT. 2021b. *Dutch Ancillary Services* [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/electricity-market/dutch-ancillary-services/> [Accessed 15 november 2021].
- TenneT, 2021c. FAQ Frequency Containment Reserve (FCR). Arnhem, TenneT.
- Twidale. 2021. *Analysts raise EU carbon price forecasts after bull run* [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/eu-carbon-poll/analysts-raise-eu-carbon-price-forecasts-after-bull-run-idINL8N2JT1UU> [Accessed].

