



# Beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie



CE Delft

*Committed to the Environment*

# Beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie

Dit rapport is geschreven door:

Lucas van Cappellen, Heleen Groenewegen, Frans Rooijers en Thijs Scholten

Delft, CE Delft, oktober 2023

Publicatienummer: 23.220493.148

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en Rijksdienst voor Ondernemend Nederland  
Uw kenmerk: 202302112

De Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) is een overheidsorganisatie, gericht op het Nederlandse ondernemersklimaat. Ondernemend Nederland kan bij hen terecht met vragen op het gebied van duurzaam, agrarisch, innovatief en internationaal ondernemen.

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

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



# Inhoud

	Samenvatting	4
1	Inleiding	7
2	Kunnen lithium-ion-batterijen opweknetcongestie oplossen?	10
	2.1 Mogelijke interactie batterijen en netcongestie	10
	2.2 Potentie voor opweknetcongestie oplossen	11
	2.3 Huidig beleidskader voor congestie oplossen	15
	2.4 Conclusie	17
3	Huidige situatie: businesscase energiebalancering batterij	19
	3.1 Businesscase: gridbatterij	19
	3.2 Businesscase: batterij bij zon-pv	20
	3.3 Businesscase: batterij bij zon-pv met eigen verbruik	22
	3.4 Conclusie businesscase: huidige situatie	23
4	Mogelijk aanvullend beleid: batterijen en opweknetcongestie	24
	4.1 Inpassing elektriciteitsnetwerk met NFA-varianten	24
	4.2 Aanbesteding netbeheerders als variant op congestiemanagement	29
	4.3 Ruimtelijke sturing	32
	4.4 Subsidie voor uitgestelde levering: zon-pv en batterijen	33
	4.5 Conclusie mogelijk aanvullend beleid	36
5	Referenties	38
A	Methode en aannames businesscase	39
	A.1 Methode op hoofdlijnen	39
	A.2 Scope en afbakening	40
	A.3 Casussen: grootte batterijen en elektriciteitsproductie	40
	A.4 Cable pooling, MLOEA en groeps-ATO	42
	A.5 Onderzochte beleidsvarianten	42
	A.6 Beleidsvarianten buiten scope	43
	A.7 Beoordelingscriteria	43
	A.8 Doorgerekende casussen en scenario's	44
	A.9 Aannames businesscase	45
B	Uitwerking beleid: subsidie voor additionele batterijen bij zon-pv	47
	B.1 Doelstelling subsidie/verplichting batterijen bij zon-pv	47
	B.2 Technisch potentieel	47
	B.3 Vormgeving subsidie aan de hand van beleidskeuzes	51
	B.4 Uitwerking verschillende varianten subsidie	67
	B.5 Doorrekening subsidie voor uitgestelde levering	72
	B.6 Conclusie subsidie-instrument voor zon-pv en uitgestelde levering	74



C	Afweging techniekneutrale subsidie uitgestelde levering	76
	C.1 Referentie: lithium-ion-batterijen	77
	C.2 Flowbatterijen	77
	C.3 Uitgestelde levering elektriciteit middels waterstof	78
	C.4 Power-to-gas met elektrolyse	79
	C.5 Power-to-heat met elektrische boiler	80
	C.6 Zon-pv met laden elektrische auto's	81
	C.7 Curtailment	82
D	Flowbatterijen: eigenschappen en beleid	83
	D.1 Eigenschappen	83
	D.2 Toetsing conclusies en beleid voor flowbatterijen	86
	D.3 Additioneel beleid voor flowbatterijen	87

# Samenvatting

In deze studie zijn beleidsmaatregelen in kaart gebracht voor batterijen en opweknetcongestie. Deze studie richt zich daarnaast in beperkte mate op de rol en businesscase van batterijen voor energiebalancering. Voor netcongestie concluderen we dat grootschalige lithium-ion-batterijen met een 4-uurs energiecapaciteit, opweknetcongestie kunnen oplossen in de netten van de regionale netbeheerders. Daarmee zijn batterijen, naast curtailment en flexibele vraag, voor deze netten haalbare oplossingen voor opweknetcongestie.

In deze studie zijn daarnaast ook additionele beleidsmaatregelen onderzocht, voor het congestieneutraal aansluiten van batterijen, het ruimtelijk sturen van batterijen en een subsidie voor uitgestelde levering, door de realisatie van extra zon-pv en batterijen. Dit subsidie-instrument is verder uitgewerkt, met als doel om extra CO<sub>2</sub> te reduceren voor 2030. Het subsidiëren van lithium-ion-batterijen kent een hoge onrendabele top, maar maakt het wel mogelijk om duurzame elektriciteit in te voeden op momenten zonder zon en wind, en daarmee fossiele elektriciteit te voorkomen.

Uit onze analyse van de businesscase van batterijen blijkt dat de businesscase van lithium-ion-batterijen de afgelopen twee jaar is verslechterd door stijgende investeringskosten, nettarieven en rente. We constateren dat additioneel beleid vereist is voor de realisatie van voldoende flexibiliteit voor energiebalancering en een betrouwbaar energiesysteem in 2030. De verdere uitwerking van dat additionele beleid valt buiten de scope van deze studie.

## Belangrijke rol voor grootschalige batterijen in duurzaam energiesysteem

Grootschalige batterijen spelen een belangrijke rol in een duurzaam en betrouwbaar energiesysteem. We zien twee belangrijke potentiële rollen:

1. **Energiebalancering** zorgt ervoor dat de vraag en het aanbod van elektriciteit iedere seconde, minuut en uur gelijk zijn op landelijk niveau. De monitor 'Leveringszekerheid' van TenneT laat zien dat vanaf 2030 productietekorten kunnen ontstaan, waardoor mogelijk niet op alle uren van het jaar volledig aan de gewenste elektriciteitsvraag in Nederland kan worden voldaan. Dit hangt nauw samen met de aanname van de beschikbare hoeveelheid flexibiliteit, bijvoorbeeld uit batterijcapaciteit. In het huidige beleids-scenario in de monitor 'Leveringszekerheid' wordt voor 2030 uitgegaan van circa 10 GW aan batterijen in Nederland.
2. **Netcongestiemanagement** is nodig om capaciteitsproblemen in het lokale elektriciteits-netwerk te voorkomen. Dit kan door de piekbelasting op het net niet te verhogen (congestieneutraal te acteren); in sommige gevallen kunnen batterijen congestie oplossen door de piekbelasting actief te verlagen.

Grootschalige batterijen kunnen voor beide doeleinden ingezet worden. De uiteindelijke inzet van de batterijen is afhankelijk van de best mogelijke businesscase. Het potentieel van deze twee rollen voor batterijen is onderzocht. Daarnaast is er in deze studie specifiek ingegaan op uitgestelde levering als doel van de subsidie: het leveren van elektriciteit op specifieke momenten.



## Energiebalancering: ontwikkeling businesscase grootschalige batterijen

De businesscase van grootschalige batterijen is opnieuw berekend, in lijn met de studie '[Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie](#)'. De businesscase van lithium-ion-batterijen in het algemeen is verslechterd ten opzichte van een jaar geleden, door verwachte hogere investeringskosten voor batterijen richting 2025, hogere nettarieven voor 2023 en 2024 en een hogere rente. Ondanks relatief hoge marktprijzen is de onrendabele top voor batterijen dan ook toegenomen. We zien daarbij dat er een grote onzekerheid is in de toekomstige prijzen op de elektriciteitsmarkten en daarmee de mogelijke inkomsten. We schatten daarom in dat met het huidige beleid, er voor energiebalancering een businesscase is voor een beperkte hoeveelheid batterijvermogen, namelijk rond de 1 tot 2 GW in 2030. Daarmee concluderen we ook dat er additioneel beleid vereist is voor het realiseren van voldoende flexibiliteit in 2030. Dit kan bestaan uit subsidies, aangepaste nettarieven, markthervormingen, normeringen en verplichtingen.

## Netcongestie: oplossen opweknetcongestie met lithium-ion-batterijen

Batterijen kunnen netcongestie oplossen, netcongestieneutraal acteren of netcongestie verergeren. We concluderen dat er aanvullend beleid vereist is voor congestieneutraal acteren van batterijen, zowel voor afname als voor invoeding van elektriciteit. We concluderen ook dat batterijen opweknetcongestie kunnen oplossen, mits ze voldoende energiecapaciteit hebben (vaak 4-uursbatterijen) én op de juiste manier ingezet worden. Dit is mogelijk via congestiemanagement. Hiervoor krijgen partijen een vergoeding van de netbeheerder en blijft de businesscase gelijk. Of batterijen hiervoor ingezet kunnen worden, hangt af van of ze op de goede plek in het net gevestigd zijn, of batterijen financieel voordeliger zijn dan curtailment en vraagsturing en of de benodigde vergoeding binnen de financiële grens van congestiemanagement is.

## Additioneel beleid voor batterijen en opweknetcongestie

Deze studie is gedeeltelijk een vervolg op de studie '[Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie](#)'. Er zijn in de huidige studie en de studie over afnamenetcongestie op vier thema's additionele beleidsmaatregelen onderzocht:

- 1. Congestieneutraal aansluiten batterijen:** In de vorige studie adviseerden we over de mogelijkheid om grootschalige batterijen aan te sluiten op de storingsreserve, of met NFA-varianten, zodat ze de netcongestieproblemen niet vergroten. In deze studie zijn verschillende additionele NFA-vormen onderzocht.  
De NFA werkt anders voor opweknetcongestie, omdat er voor invoeding geen transportrecht betaald hoeft te worden. Batterijexploitanten zullen dus niet zomaar vrijwillig een NFA voor opwek contracteren. Via congestiemanagement kan een batterij-exploitant ook financieel gecompenseerd worden om congestieneutraal te acteren voor opwek.
- 2. Sturing op locatie:** We concluderen dat een aanbesteding lastig is vanuit de overheid of de netbeheerder. In de studie over afnamenetcongestie is informatieverstrekking vanuit de netbeheerder als wenselijke maatregel geïdentificeerd. In deze studie is ruimtelijke sturing vanuit de NPRES verder uitgewerkt.
- 3. Verhoging financiële grens congestiemanagement en toevoegen doelmatigheidseis:** Om afnamenetcongestie tegen te gaan, is verhoging van de financiële grens essentieel en logisch, vanwege de grotere maatschappelijke effecten van afnamenetcongestie. Bij opweknetcongestie zijn de maatschappelijke effecten kleiner en is curtailment een goed technisch-economisch alternatief voor batterijen. Een hogere financiële grens voor opweknetcongestie is minder effectief en dus geen aanbeveling in deze studie.

4. **Subsidie voor uitgestelde levering:** In deze studie wordt ingegaan op een subsidie voor lithium-ion-batterijen met zon-pv. De subsidie voor uitgestelde levering is verder uitgewerkt in de lijn van de opgestelde beleidsmaatregel, als onderdeel van het Klimaatfonds. Met deze subsidie kan duurzame stroom ingevoed worden op uren met weinig zon en wind, waarbij normaliter de elektriciteitsproductie geleverd wordt door fossiele bronnen.

De vereiste subsidie per uitgespaarde ton CO<sub>2</sub> is hoog, tussen de 2.500 en 5.000 €/ton CO<sub>2</sub>. Deze bandbreedte wordt bepaald door de ontwikkeling van de prijzen van aardgas en CO<sub>2</sub> en het ontwerp van de subsidie. Er kan met het vastgestelde budget van € 416 miljoen zo'n 160 tot 330 MW aan batterijvermogen gerealiseerd worden. Dit resulteert in een CO<sub>2</sub>-reductie van 0,08 tot 0,17 Mton tijdens uren die moeilijk te verduurzamen zijn. De kosten zijn naar verwachting wel hoger dan het belangrijkste alternatief: elektriciteitsproductie met waterstof met een subsidieintensiteit van 1.000 tot 4.000 €/ton. Echter is het haalbaar technisch potentieel daarvan beperkt voor 2030. Een subsidie voor verschillende type batterijen zal niet leiden tot lagere kosten, aangezien andere batterijtechnieken, zoals flowbatterijen, de komende jaren nog duurder zullen zijn.

#### Tekstkader 1 - Flowbatterijen: eigenschappen en beleid

Er zijn verschillende type flowbatterijen die de komende jaren in pilotschaal in Nederland geïntroduceerd worden en na 2030 een rol in het energiesysteem kunnen spelen. Flowbatterijen kunnen gerealiseerd worden met een grotere energiec capaciteit (meer uren achter elkaar laden en ontladen) en daardoor technisch gezien een grotere rol spelen voor afnamenetcongestie. De onderzochte aanvullende beleidsmaatregelen kunnen ook goed toegepast worden voor flowbatterijen. Voor flowbatterijen specifiek kan er additioneel beleid geïmplementeerd worden om de productie van flowbatterijen in Nederland en Europa op te schalen. Daarnaast zien we noodzaak voor extra beleid voor langeretermijnflexibiliteit, voor het mogelijk maken van een robuuste businesscase met voldoende investeringszekerheid. Zonder extra beleid bestaat het risico dat er onvoldoende investeringen gedaan worden.

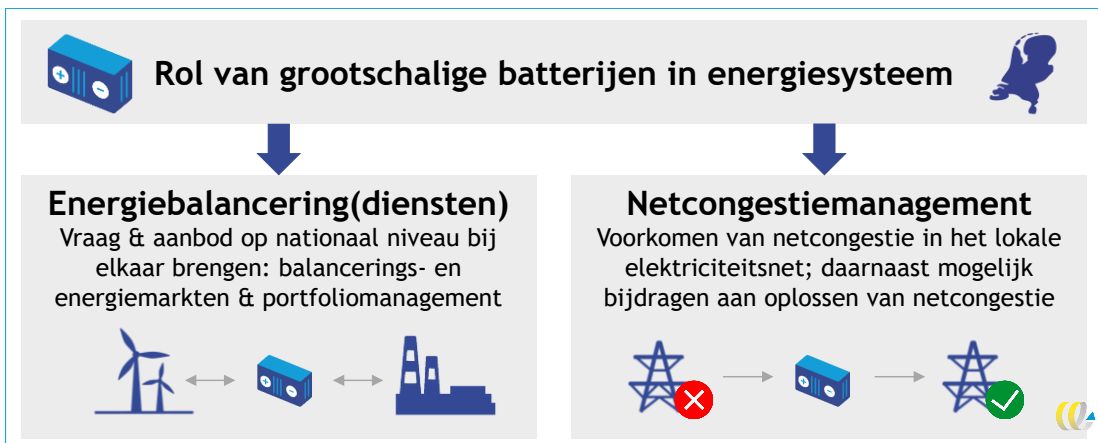
# 1 Inleiding

Batterijen spelen een belangrijke rol in het toekomstige energiesysteem. Batterijen dragen bij aan leveringszekerheid en kunnen resulteren in lagere energiekosten. Daarnaast kunnen ze potentieel een rol spelen in het oplossen van netcongestie. Deze studie richt zich op beleid voor batterijen en opweknetcongestie. Deze studie is gedeeltelijk een vervolg op de studie '[Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie](#)'.

## Rol batterijen in energiesysteem en opweknetcongestie

Flexibiliteit in het algemeen, en batterijen specifiek, krijgen een steeds belangrijkere rol in het energiesysteem voor het balanceren van vraag en aanbod en voorzien in leveringszekerheid. Batterijen zijn enorm belangrijk voor een betrouwbaar energiesysteem als we steeds meer duurzame, weersafhankelijke bronnen integreren in ons systeem. Zo schat TenneT in dat voor het matchen van vraag en aanbod in 2030 ongeveer 10 GW aan batterijen vereist is (TenneT, 2023a). In deze studie richten we ons specifiek op batterijen en opweknetcongestie (veroorzaakt door duurzame elektriciteitsproductie uit zon en wind). Figuur 1 toont de verschillende rollen van batterijen.

Figuur 1 - Potentiële rollen van grootschalige batterijen in energiesysteem



### Energiebalancering

Energiebalancering bestaat uit handelen op de balanceringsmarkten (FCR, aFRR), energiemarkten (intraday en day-ahead) en portfoliomanagement. Batterijen verdienen daarmee hun geld. Deze diensten kunnen geleverd worden door stand-alone-batterijen, maar ook door batterijen achter de meter bij zon- en windinstallaties. Batterijen doen dit niet automatisch, maar kunnen wel zo aangestuurd worden. Een derde rol is actief deelnemen aan netcongestiemanagement en daarmee (opwek)netcongestie voorkomen of oplossen. De uiteindelijke inzet van de batterij hangt af van met welke van deze functies het meeste geld verdiend kan worden.



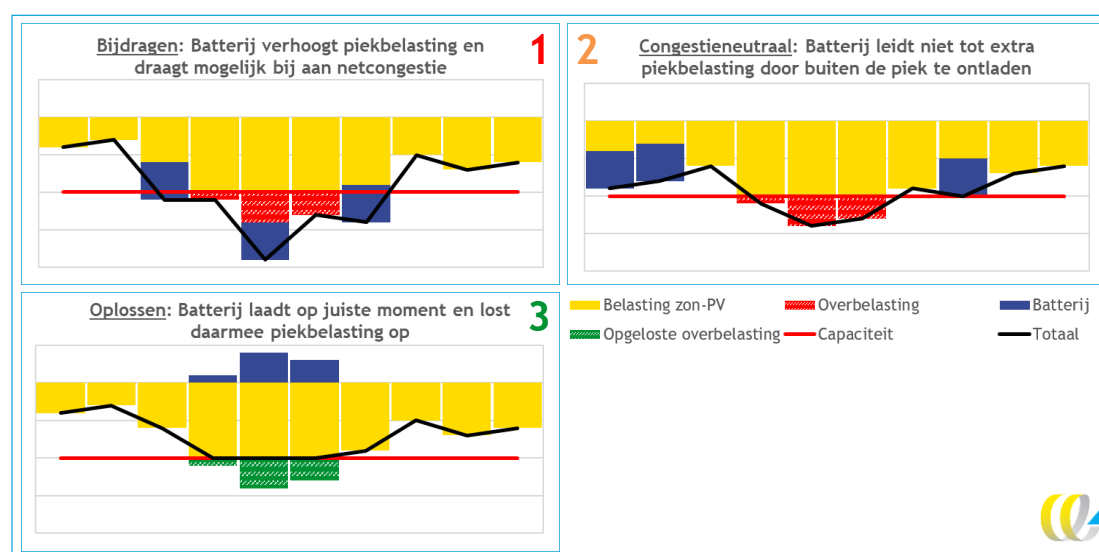
In april 2023 heeft minister Jetten aangekondigd dat er een verplichting voor batterijen bij zonneparken komt, in combinatie met een subsidie. Het doel is om additionele CO<sub>2</sub> te reduceren door extra zon te realiseren en deze duurzame energie in te voeden op momenten dat er geen andere duurzame elektriciteitsproductie beschikbaar is. Deze subsidie grijpt dus in op de normale interactie tussen grootschalige batterijen en de energiemarkten. De batterijen worden gesubsidieerd om energiehandel uit te voeren, gericht op CO<sub>2</sub>-reductie.

## Netcongestie

Netcongestie is in steeds meer gebieden in Nederland aanwezig. We onderscheiden het als 'vraagcongestie' als het net overbelast is door elektriciteitsvragers en 'opweknetcongestie' als het net overbelast is door elektriciteit producerende installaties. Daardoor kunnen er, in het geval van opweknetcongestie, geen nieuwe of grotere zon- en windinstallaties aangesloten worden op het elektriciteitsnetwerk. Dit heeft een remmend effect op de CO<sub>2</sub>-reductie van de huidige elektriciteitsvraag en beperkt het faciliteren van de stijgende elektriciteitsvraag de komende jaren. Batterijen kunnen op drie manieren impact hebben op opweknetcongestie, zoals ook weergegeven in Figuur 2:

1. **Bijdragen:** als batterijen acteren op energie- en balanceringsmarkten, kunnen ze bijdragen aan lokale netcongestie doordat ze de piekbelasting verder verhogen.
2. **Congestieneutraal:** een batterij acteert niet gedurende momenten met piekbelasting, waardoor de netbelasting niet toeneemt.
3. **Oplossen:** de batterij laadt tijdens momenten met piekbelasting op, waardoor netcongestie opgelost wordt en de piekbelasting de netcapaciteit niet overschrijdt.

Figuur 2 - Mogelijke interactie tussen batterijen en opweknetcongestie



## Onderzoeksvragen

Deze studie richt zich op drie thema's:

1. De relatie tussen batterijen en opweknetcongestie. We onderzoeken of batterijen netcongestie door de opwek van elektriciteit kunnen oplossen met het huidige beleid.
2. Mogelijk aanvullend beleid voor grootschalige batterijen en opweknetcongestie. We analyseren daarbij maatregelen voor de netinpassing voor batterijen, het potentieel om opweknetcongestie op te lossen en de (ruimtelijke) inpassing van batterijen te

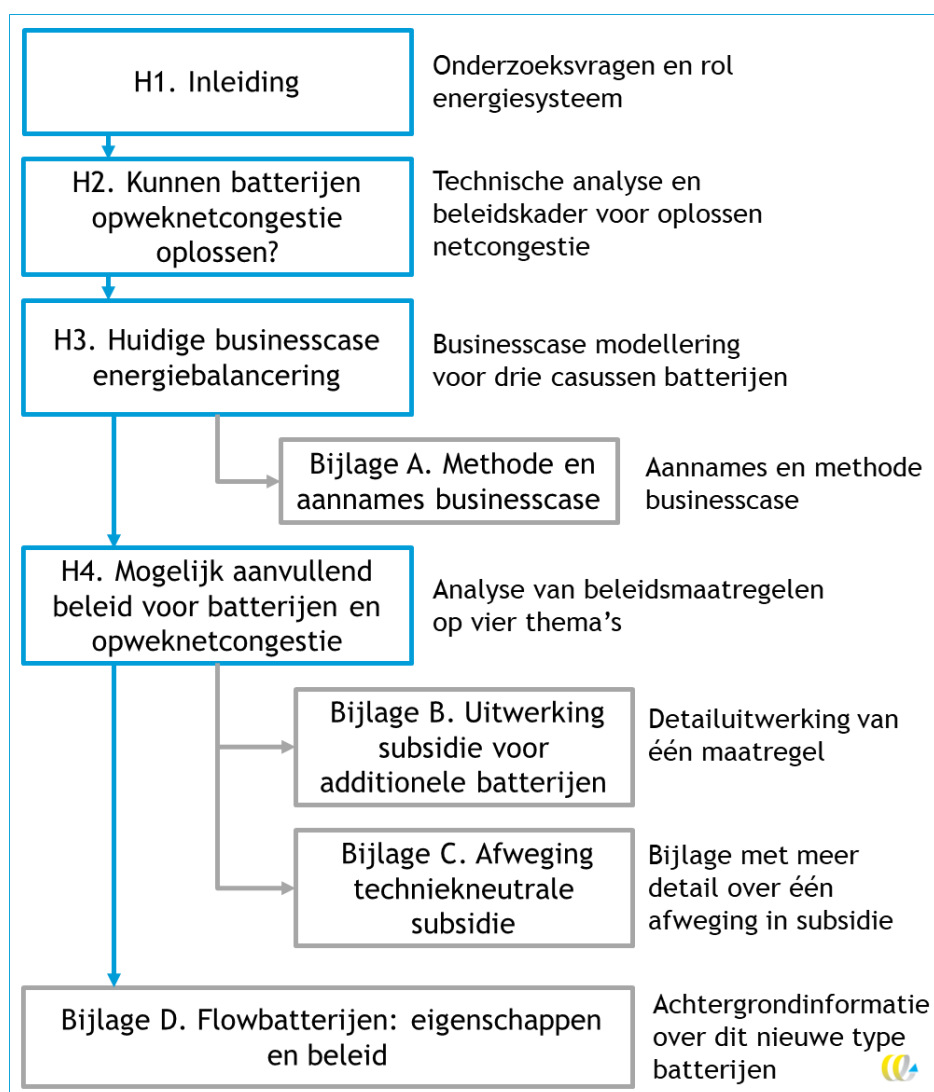
verbeteren. Deze studie omvat een detailuitwerking van één van deze beleidsthema's: een verplichting en/of subsidie-instrument voor additionele batterijen bij duurzame opwek.

3. Informatie over flowbatterijen, het toetsen van aangedragen beleid voor flowbatterijen en identificatie van additioneel beleid voor flowbatterijen.

## Leeswijzer

Dit rapport bestaat uit vier hoofdstukken met daarin de losse thema's van deze studies. Daarnaast zijn er vier bijlagen ter ondersteuning van het rapport opgenomen. Dit is grafisch weergegeven in Figuur 3.

Figuur 3 - Opbouw rapport en leeswijzer



## 2 Kunnen lithium-ion-batterijen opweknetcongestie oplossen?

In dit hoofdstuk analyseren we de technische potentie van grootschalige lithium-ion-batterijen (1- tot 4-uurs-, tot maximaal 8-uurscapaciteit) voor twee potentiële rollen voor opwek:

1. Potentie voor opweknetcongestie oplossen, zie Paragraaf 2.2. De batterij wordt ingezet voor een netgedeelte van het elektriciteitsnetwerk. De batterij optimaliseert niet voor één aangeslotene, maar voor het hele netgedeelte met meerdere aangeslotenen.
2. Batterijen kunnen daarnaast ook achter de meter ingezet worden om de bijdrage aan de netbelasting te verlagen, bijvoorbeeld bij een zonnepark, zon op dak of een ander bedrijf. Deze zonne-energie kan dan later ingevoerd worden en zo ook bijdragen aan CO<sub>2</sub>-reductie. Dit is de doelstelling van het subsidie-instrument en komt daarom in Bijlage B aan bod.

Dit hoofdstuk omvat een technische analyse en nog niet een economische analyse; er wordt dus nog niet gerekend aan de businesscase en het economisch potentieel van bijvoorbeeld congestiemanagement of verzwaren tenzij.

Batterijen kunnen opweknetcongestie mogelijk oplossen, maar dit kan ook met andere flexibiliteitsbronnen. Nu gebeurt dit voornamelijk via curtailment, maar dit kan ook met bijvoorbeeld vraagsturing of elektrolyzers.

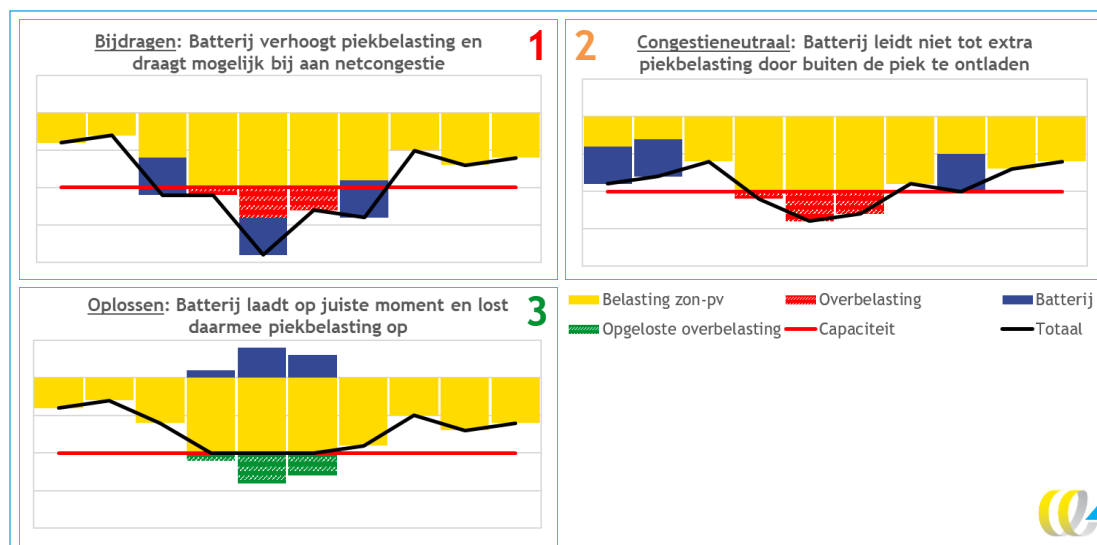
In deze paragraaf behandelen we het potentieel dat batterijen (stand-alone of bij een zon-pv-installatie) netcongestie op het net oplossen. In Bijlage B.2 is de potentie van een batterij met optimalisatie voor één aansluiting beschreven. Deze paragraaf richt zich dus op de inzet van lithium-ion-batterijen voor opweknetcongestie op een netvlak met dus meerdere aansluitingen.

### 2.1 Mogelijke interactie batterijen en netcongestie

Batterijen kunnen op drie manieren impact hebben op opweknetcongestie, zoals ook weergegeven in Figuur 2:

1. **Bijdragen:** als batterijen acteren op balanceringsmarkten, kunnen ze bijdragen aan lokale netcongestie, doordat ze de piekbelasting verder verhogen.
2. **Congestieneutraal:** een batterij acteert niet gedurende momenten met piekbelasting, waardoor de netbelasting niet toeneemt.
3. **Oplossen:** de batterij laadt tijdens momenten met piekbelasting op, waardoor netcongestie opgelost wordt en de piekbelasting de netcapaciteit niet overschrijdt.

Figuur 4 - Mogelijke interactie tussen batterijen en opweknetcongestie



## 2.2 Potentie voor opweknetcongestie oplossen

De potentie van stand-alone-gridbatterijen om opwekcongestie op te lossen hangt af van de congestiesituatie op de verschillende transformatorstations die koppelen aan het hoogspanningsnet. Om een goed beeld te schetsen van de potentie, zijn dus gegevens van netbeheerders nodig over de belasting op hun transformatorstations. Voor deze studie hebben een aantal netbeheerders hiervoor vertrouwelijke informatie aangeleverd (Enexis, Stedin en TenneT). De weergegeven resultaten zijn voor de netten van regionale netbeheerders en niet voor TenneT. In totaal hebben we de belastingprognose van 143 transformatorstations ontvangen en geanalyseerd voor 2030 (om en nabij).

### Methode

Elk transformatorstation heeft een maximaal fysiek vermogen voor afname en invoeding (in MVA N-1). Meer vermogen kan de transformator fysiek niet verwerken. Daarnaast hebben regionale netbeheerders te maken met een vermogensbeperking op sommige HS/MS- of HS/TS-transformatorstations door fysieke congestie op de hogere HS-netvlakken. Als er geen ruimte is op de hogere netvlakken, kan er ook geen extra netbelasting op de HS/MS-stations ontsloten worden. Het beschikbare vermogen in relatie tot de netbelasting is het uitgangspunt geweest voor onze analyse naar opwekcongestie.

In deze analyse hebben we in eerste instantie onderzocht of de stations te maken hebben met opwekcongestie en of de opwekcongestie kleiner is dan 50% van de beschikbare stationscapaciteit. We analyseren stations met een overbelasting tot 50%, omdat dit de technische grens van congestiemanagement is. Tot die hoogte zullen er dus in werkelijkheid in de netten partijen aangesloten worden. Op deze stations zouden batterijen dus ingezet mogen worden om de congestieproblematiek op te lossen.

Bij de stations die hieraan voldoen, hebben we geanalyseerd met welke batterijcapaciteit de congestie opgelost zou kunnen worden met een batterijvermogen gelijk aan 50% van de stationscapaciteit. Daarvoor hebben we gebruik gemaakt van een model dat op basis van het uurlijkse belastingsprofiel van het station de batterij-inzet modelleert om enkel de congestie op te lossen.

## Analyse en resultaten

Op één na hebben alle ontvangen stations te maken met congestie als de belastingprognoses naast de beschikbare vermogens worden gelegd. Van de 140 stations hebben er 115 stations (82%) te maken met dominante opwekcongestie, eventueel in combinatie met afnamecongestie. Van de stations met opwekcongestie heeft een kleine 6% (zeven stations) te maken met congestie die kleiner is dan 50% van de beschikbare capaciteit. Op deze stations zouden batterijen dus ingezet mogen worden, om de congestieproblematiek op te lossen. In Tabel 1 geven we een overzicht van de genoemde cijfers. We zien dat in 2030 veel stations in de prognoses meer dan 150% overbelast zijn; daar valt binnen de huidige regelgeving geen batterij toe te passen.

Tabel 1 - Overzicht congestieanalyse op ontvangen data van transformatorstations

	Aantal
Totaal aantal stations	141
Stations met congestie	140
Stations met dominante opwekcongestie (eventueel in combinatie met afnamecongestie)	115
Stations met dominante opwekcongestie $\leq$ 50% beschikbare capaciteit	9
Stations met dominante opwek- en afnamecongestie $\leq$ 50% beschikbare capaciteit	7

Puur op basis van vermogen hebben batterijen dus bij een klein deel van de stations de potentie om opwekcongestie op te lossen binnen de regelgeving van congestiemanagement. Om te onderzoeken wat de potentie van batterijen is in die situaties, hebben we dat voor deze zeven stations nader onderzocht.

We hebben hiervoor geanalyseerd wat de mate van congestie is en met welke batterijcapaciteit de congestie opgelost zou kunnen worden. Tabel 2 geeft een overzicht van de zeven onderzochte stations met hun relatieve overbelasting door opwek (belastingprognose gedeeld door het beschikbare vermogen), het aantal uur dat er sprake is van opwekcongestie en het aantal vollasturen opwekcongestie. De vollasturen opwekcongestie zijn een maat voor de relatieve duur van de congestie door de hoeveelheid energie die in congestie is (MWh) te delen door de congestiepiek (MW). We zien dat er stations zijn met vergelijkbare relatieve overbelasting, maar waar die overbelasting meer en minder vaak voorkomt (aantal uur opwekcongestie). Op stations waar de vollasturen opwekcongestie beperkt is, kan aanvullend curtailment van opwek ook een goede alternatieve maatregel voor een batterij zijn.

Tabel 2 - Overzicht opwekcongestie bij de onderzochte stations

Station *	Relatieve overbelasting station door opwek	Aantal uur opwekcongestie	Vollasturen opwekcongestie **
Station A	130%	186	59
Station B	120%	78	26
Station C	120%	6	2
Station D	130%	146	47
Station F	120%	22	8
Station G *	140%	108	28
Station open data Enexis	132%	109	47

\* Dit station heeft ook te maken met beperkte afnamecongestie van 103% overbelasting.

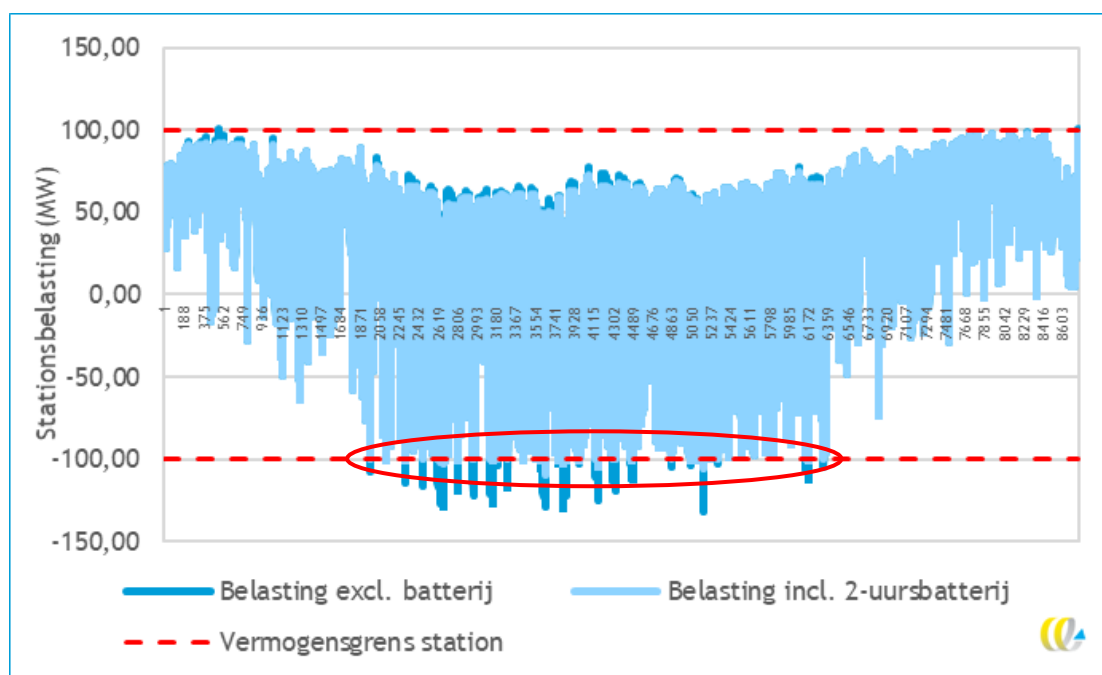
\*\* De vollasturen opwekcongestie zijn een maat voor de relatieve duur van de congestie door de hoeveelheid energie die in congestie is (MWh) te delen door de congestiepiek (MW).

Om de potentie van batterijen te onderzoeken bij deze stations van de regionale net-beheerders, hebben we gebruik gemaakt van een model dat de batterij enkel inzet om congestie op te lossen. Daarvoor gaan we er in onze modellering van uit dat de batterij een capaciteit heeft van 50% van het beschikbare stationsvermogen voor opwek.<sup>1</sup> In gevallen waar de congestie beperkter is, zal een kleiner vermogen kunnen volstaan, mogelijk wel met een grotere opslagcapaciteit. Vervolgens hebben we onderzocht of er met een 2-uurs-, 4-uurs- of 8-uursbatterij volstaan kan worden om de opwekcongestie op te lossen, evenals de afnamecongestie op het station waar dat van toepassing is.

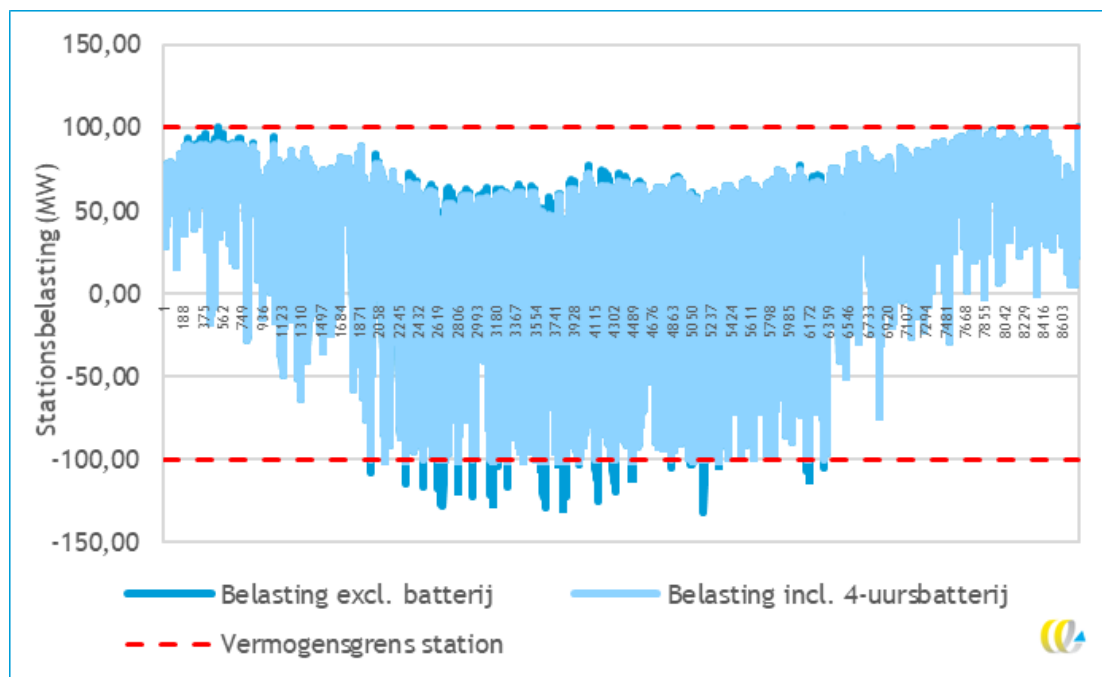
In Figuur 5 en Figuur 6 is de modellering weergegeven van respectievelijk een 2-uurs- en 4-uursbatterij van 50 MW op het Station open data Enexis. We zien in Figuur 5 dat een 2-uursbatterij de congestie nog niet oplost. Het profiel van de het station met batterij (de lichtblauwe lijn) overschrijdt immers nog de stationscapaciteit (de roodgestreepte lijn). In Figuur 6 zien we dat het bij een 4-uursbatterij wel lukt om binnen de stationscapaciteit te blijven. Dit doet de batterij door te laden op de opwekcongestiepieken totdat de stationscapaciteit weer bereikt is, en dan te ontladen op andere momenten die zorgen dat de pieken aan de afnamezijde lager worden. Op andere uren zou de batterij binnen de grenzen van zijn aansluiting en de stationscapaciteit nog vrij kunnen handelen.

<sup>1</sup> In sommige gevallen is het beschikbare stationsvermogen voor levering kleiner. We zijn toch uitgegaan van het beschikbare stationsvermogen voor opwek.

Figuur 5 - Belastingprofiel Station open data Enexis zonder (donkerblauw) en met 2-uursbatterij van 50 MW. Op verschillende momenten (zie rode cirkel) wordt de stationscapaciteit wel overschreden.



Figuur 6 - Belastingprofiel Station open data Enexis zonder (donkerblauw) en met 4-uursbatterij van 50 MW



Het resultaat van deze modellering voor alle stations is weergegeven in Tabel 3. Hierin is te zien dat de bij de meeste stations volstaan kan worden met een batterij van 2- of 4-uurscapaciteit en dat er voor één station een 8-uurscapaciteit nodig is. Bij een aantal stations

met een beperkte duur van de opwekcongestie (zie Tabel 2) is ook de inzet van de batterij maar heel beperkt, zoals de beperkte vollasturen dit laten zien. De vollasturen van de batterij zijn bepaald op basis van zowel het opladen als ontladen van de batterij.

Tabel 3 - Overzicht benodigde batterijcapaciteiten, veronderstelde vermogen en vollasturen bij de onderzochte stations

Station	Minimaal benodigde opslagcapaciteit batterij	Verondersteld vermogen batterij (MW)	Vollasturen batterij *
Station A	4-uur	170	71
Station B	2-uur	245	25
Station C	2-uur	18	3
Station D	4-uur	100	60
Station F	2-uur	41	9
Station G*	4-uur	19	52
Station open data Enexis	4-uur	50	66

\* De vollasturen van de batterij zijn bepaald op basis van zowel het opladen als ontladen van de batterij.

## 2.3 Huidig beleidskader voor congestie oplossen

Het huidige beleid bestaat uit een firm-aansluiting en congestiemanagement. Batterijen vragen standaard een firm-aansluiting aan, waarmee op ieder moment het transportvermogen gebruikt kan worden voor afname of invoeding. Een firm-aansluiting kan alleen gecontracteerd worden als er voldoende netcapaciteit vrij is. Een batterij heeft dus zowel netcapaciteit voor afname als voor invoeding nodig. Het aantal gebieden waar dit verkregen kan worden is beperkt, vanwege de wijdverspreide netcongestie. Dit is een belangrijke reden waarom batterijen veel bij bestaande aansluitingen worden gerealiseerd, bijvoorbeeld een zonnepark of netaansluiting die niet langer wordt gebruikt. De firm-netaansluiting wordt in deze studie gebruikt als referentiescenario.

### Congestiemanagement

Congestiemanagement staat uitgebreid toegelicht in het voorgaande rapport. De belangrijkste facetten worden hier besproken. Congestiemanagement bestaat uit twee producten:

1. **Redispatchmarkt:** partijen binnen een congestiegebied bieden in voor welk bedrag per tijdstip zij hun elektriciteitsafname of -invoeding willen aanpassen. De netbeheerder gaat in op de goedkoopste biedingen totdat de netcongestie opgelost is.
2. **Capaciteitsbeperkingscontract (CBC):** de aangeslotenen en netbeheerder sluiten een contract over de flexibele inzet van de aangeslotenen. In de regelgeving is verder vrijgelaten hoe dit contact er uit moet zien. Een vergoeding kan betaald worden voor de deelname en/of per MWh.

Er geldt voor congestiemanagement een financiële en technische grens. De technische grens betekent dat de netbeheerder partijen moet aansluiten tot 150% van de netcapaciteit. De financiële grens bepaalt het totale budget wat de netbeheerder jaarlijks aan congestiemanagement mag uitgeven. Dit bedrag is 1,02 €/MWh transportcapaciteit.

Congestiemanagement biedt op twee manieren potentie voor batterijen. Ten eerste kan er meer vrije netcapaciteit vrijkomen, waardoor batterijen wel een firm-aansluiting kunnen



realiseren. Hierdoor kunnen batterijen of andere aangesloten wel aangesloten worden op het net. Ten tweede zullen batterijen, met een juiste prijsstelling, ook geïnteresseerd zijn in actief deelnemen aan congestiemanagement. De netbeheerders willen ook dat batterijen voor dat doel ingezet worden. Congestiemanagement maakt het mogelijk dat een bestaande batterij gecompenseerd wordt, als de batterij wordt ingezet voor congestiemanagement. Een capaciteitsbeperkingscontract maakt het naar verwachting ook mogelijk dat batterijen de wachtrij overslaan. Als een CBC gesloten wordt voor het volledige vermogen, dan heeft de netbeheerder potentieel zekerheid dat de batterij netcongestieneutraal wordt ingezet. Mogelijk kan het zelfs bijdragen aan het oplossen van opweknetcongestie. Dat zou betekenen dat partijen met elektriciteitsproductie met een firm-aansluiting met CBC wel aangesloten kunnen worden en partijen zonder een CBC in de wachtrij dan overgeslagen worden. Met een CBC kan de netbeheerder dus batterijprojecten aansluiten die anders niet aangesloten konden worden.

## Potentieel congestiemanagement binnen huidig beleid

In de huidige kaders van congestiemanagement gelden er twee grenzen. Gezamenlijk bepalen deze twee grenzen het potentieel van congestiemanagement om congestie op te lossen. Deze twee grenzen zijn:

1. De technische grens van 150%: als netcongestie groter is dan 150%, kunnen er geen extra partijen aangesloten worden. Congestiemanagement kan tot 50% extra vermogen aansluiten. Als de vermogensvraag groter is, zijn batterijen geen *permanente* oplossing en is er dus wel netverzwaring nodig. Congestiemanagement kan dan wel een *tijdelijke* oplossing zijn. Zonder congestiemanagement kon de extra 50% immers ook niet aangesloten worden.
2. De financiële grens bepaalt of partijen voldoende gecompenseerd kunnen worden voor flexibel energiegebruik. In het geval van zon-pv gaat het dan om curtailment en in het geval van batterijen over zonne-energie opslaan. Netbeheerders hebben budget tot de financiële grens om partijen te contracteren om congestieneutraal te acteren of daadwerkelijk netcongestie op te lossen.

In Paragraaf 2.2 is een analyse opgenomen van 115 stations met opweknetcongestie. Van deze 115 stations hebben 104 stations een verwachte hogere vermogensvraag dan 150%, en zouden batterijen geen permanente, maar mogelijk wel tijdelijke oplossing kunnen zijn. Uit de analyse van zeven stations met een piek lager dan 150% van de stationscapaciteit blijkt dat batterijen met een 2- tot 8-uurscapaciteit netcongestie kunnen oplossen. Voor stations met een hoge belastingspiek zijn vaak 4-uursbatterijen vereist om de netcongestie te kunnen oplossen. De vollasturen (totale energie gedeeld door vermogen) is daarom in de orde grootte van 10-100 uur. De batterijen dienen meer uur per jaar ingezet te worden, maar veel uren niet op maximaal vermogen.

Tabel 4 - Overzicht oplossen opweknetcongestie door batterij

Station	Relatieve overbelasting opwek	Minimaal benodigde opslagcapaciteit batterij	Aantal uur opwekcongestie	Vollasturen batterij
Station A	130%	4-uur	186	71
Station B	120%	2-uur	78	25
Station C	120%	2-uur	6	3
Station D	130%	4-uur	146	60
Station E	120%	2-uur	22	9
Station F*	140%	4-uur	108	52
Station open data Enexis	132%	4-uur	109	66

De totale kosten voor een 10 MW-batterij schatten we op 400.000 €/MW/jaar. Het aantal vollasturen dat een batterij ingezet moet worden, is ongeveer 100 uur per jaar, blijkt uit Tabel 9; ongeveer 1% van de uren per jaar. Dit zou betekenen dat de batterij, bij een lineaire verdeling van kosten over de uren, een vergoeding van € 4.000 vereist. Aangezien het aantal uren beperkt is, is het zeer aannemelijk dat batterijen binnen de financiële grens opweknetcongestie kunnen oplossen voor de onderzochte stations. De vraag is wel of batterijen daar de meest kosteneffectieve oplossing voor zijn, zoals toegelicht in Tekstkader 2.

#### Tekstkader 2 - Batterijen en curtailment: concurrentie in congestiemanagement

Het oplossen van opweknetcongestie kan via batterijen, maar ook via curtailment. Zonne-energie heeft een productiekostprijs van 63 €/MWh.<sup>2</sup> Uit Tabel 4 hebben we gezien dat batterijen tot gemiddeld 100 vollasturen ingezet moeten worden, dus dat er 50 uur per jaar opweknetcongestie is. De kosten voor curtailment zijn 50 uur x 63 €/MWh is 3.150 €/MW/jaar voor curtailment. Bij een lineaire verdeling van de kosten van de batterij over alle uren per jaar, zijn de totale batterijkosten voor 100 vollasturen ongeveer 4.000 €/MW/jaar. Belangrijker is voor een batterij-exploitant hoeveel winst hij tijdens die uren kan maken. Het kan zo zijn dat juist de uren dat de batterij ingezet moeten worden voor het oplossen van opweknetcongestie, normaliter winstgevendere uren zijn op bijvoorbeeld de onbalans- of balanceringsmarkten. Dit is een zeer grove analyse. Een andere vraag is bijvoorbeeld of de zonne-energie op momenten met opweknetcongestie wel een waarde hebben van 63 €/MWh. Er zal dan ook vaak een overschot van duurzame energie zijn, waardoor de marktprijs veel lager is of zelfs € 0. Zeker als de opweknetcongestie weinig uren voorkomt per jaar, lijkt curtailment voor de hand liggend en financieel voordeliger. Vanuit het perspectief van de energietransitie is het opslaan en later invoeden van zonne-energie echter wenselijk, aangezien dat resulteert in meer CO<sub>2</sub>-reductie. Dit kent naar verwachting dus dan wel hogere kosten.

## 2.4 Conclusie

Uit de analyse van de 141 onderzochte transformatorstations kunnen we concluderen dat er volgens de prognoses richting 2030 opwekcongestie wordt voorzien bij veel (HS/MS- en HS/TS-) stations van de regionale netbeheerders. Ook bij TenneT zijn er congestieproblemen, maar die zijn niet in deze analyse onderzocht, omdat de diversiteit groot is en er onvoldoende data beschikbaar waren in deze studie. In die prognoses is bij slechts 6% van de stations de overbelasting minder dan 150%, waardoor congestiemanagement met batterijen volgens de huidige regelgeving een optie is. Met de huidige regels van congestiemanagement moet er dan sowieso verzwaard worden en kunnen er geen extra klanten aangesloten worden. We analyseren dus de situatie waarbij er niet zoveel klanten aangesloten worden, maar een lager aantal. Dit is representatief voor de reguliere situatie, waarin de netbeheerder slechts transportverzoeken zal honoreren tot de maximale technische grens.

De congestie op de onderzochte stations is op te lossen met batterijen van 4 uur capaciteit of minder voor stations met maximaal 150% overbelasting (zeven stations). Een batterij met een capaciteit van 4 uur (vier stations) of 2 uur (drie stations) volstaat, zoals weergegeven in Tabel 4. Het aantal vollasturen dat de batterijen ingezet worden voor laden en ontladen, is beperkt: minder dan 100 uur en soms niet meer dan een paar uur. Op overige uren hoeft

<sup>2</sup> Uitgaande van de kosten in de SDE++-categorie 'Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 70%)'.



de batterij niet ingezet te worden voor congestiemanagement en zou het binnen de beperkingen van zijn netaansluiting en de stationscapaciteit op de markt kunnen acteren. Dat de inzet van de batterijen op sommige stations zeer beperkt is, heeft te maken met de beperkte duur van de opwekcongestie op deze stations. Op stations waar de vollasturenopwekcongestie beperkt is, kan aanvullend curtailment van opwek ook een goede alternatieve maatregel voor een batterij zijn (zie ook Paragraaf 2.3). Binnen de financiële grenzen van congestiemanagement lijkt de inzet van een batterij voor ongeveer 100 uur per jaar goed haalbaar.

### Tekstkader 3 - Opweknetcongestie en flowbatterijen

De eigenschappen en het beleid voor flowbatterijen zijn in detail uitgewerkt in Bijlage D. Per hoofdstuk toetsten we de conclusies voor flowbatterijen. Flowbatterijen kunnen technisch dezelfde functie voor netcongestie vervullen als lithium-ion-batterijen. Voor opweknetcongestie in de netten van de regionale netbeheerder zijn 4-uursbatterijen vaak voldoende qua capaciteit. Voor afnamenetcongestie zijn batterijen met een grotere energiec capaciteit vereist. Lithium-ion-batterijen zijn minder kosteneffectief bij grotere energiec capaciteiten. Voor afnamenetcongestie zijn batterijen met een grotere energiec capaciteit vereist (CE Delft, 2023a). Lithium-ion-batterijen zijn minder kosteneffectief bij grotere energiec capaciteiten. Flowbatterijen zijn relatief voordeliger bij een grotere energiec capaciteit. Flowbatterijen zullen pas over enkele jaren grootschalig beschikbaar zijn, maar zullen dan naar verwachting ook een rol kunnen spelen voor opweknetcongestie en mogelijk afnamenetcongestie, mits ze passen binnen de geldende financiële kaders.

# 3 Huidige situatie: businesscase energiebalancering batterij

Het doel is om de businesscase zonder additioneel beleid te bepalen. Dit geldt als basis om het potentiële batterijvermogen te bepalen en het effect van nieuwe beleid te kwantificeren. Zo kan er bijvoorbeeld berekend worden hoeveel subsidie er vereist is in een specifieke configuratie.

De methode en aannames voor de businesscase zijn opgenomen in Bijlage A. Sinds de voorgaande studie ‘Beleid voor batterijen en opweknetcongestie’ zijn er verschillende wijzigingen doorgevoerd. De nettarieven zijn geüpdatet, gebaseerd op recente prognoses van TenneT (2023b). Daarnaast zijn de investeringskosten opnieuw bepaald. De analyse van het omzetspotentieel op de aFRR- en onbalansmarkt zijn gebaseerd op gerealiseerde prijzen van 2022 in plaats van 2021 in de voorgaande studie.

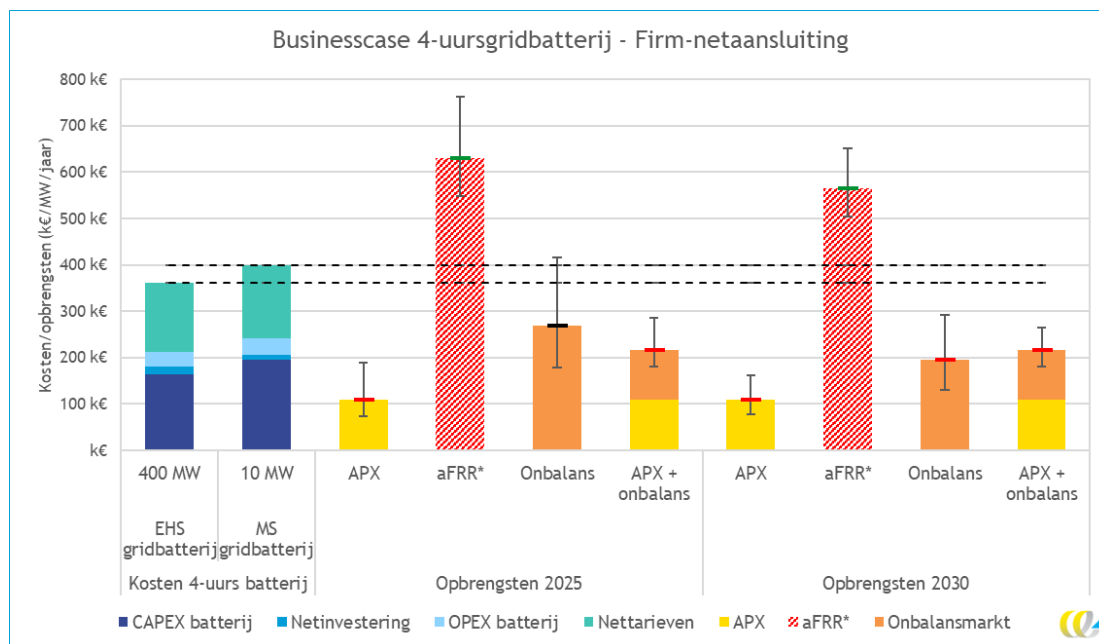
De belangrijkste ontwikkelingen in vergelijking met de voorgaande studie ‘Beleid voor grootschalige batterijen en afnamencongestie’ uit 2022 zijn:

- Tot 2025 is een prijsstabilisatie verwacht van de kosten van batterijen, in plaats van een daling. De kosten voor een 10 MW-, 40 MWh-batterij worden geschat op 1.480 €/MWh. Dit is een stijging van ongeveer 40% ten opzichte van de vorige studie.
- Er is in deze studie gerekend met een WACC van 8%. De rente is echter gestegen. Een WACC van 10% zou resulteren in een extra stijging van de investeringskosten van 15% en stijging van totale kosten met 8%.
- De grootste kostenstijging is bij de nettarieven. De vorige studie ging uit van de toen bekende nettarieven van 2022, met de toenmalige verwachting van de netbeheerders van een stabilisatie van de nettarieven. De stijging in 2023 en 2024 van de nettarieven resulteert echter in een totale toename van de nettariefkosten van 130%; dit is dus meer dan een verdubbeling van de nettarieven in twee jaar tijd. Een belangrijke oorzaak daarvoor zijn stijgende energieprijzen en onbalanskosten, waar batterijen ook van profiteren, doordat zij daardoor extra inkomsten kunnen realiseren. Het aandeel van nettarieven in de totale kosten is daarmee toegenomen van 37,5% naar 52,5%, volgens onze berekeningen.
- Er is nog onzekerheid over de ontwikkeling van nieuwe nettarieven voor batterijen. Daarom is nog gerekend met een firm-aansluitvermogen.

## 3.1 Businesscase: gridbatterij

De businesscase van de batterij is op enkele vlakken sterk veranderd ten opzichte van de studie ‘Beleid voor grootschalige batterijen en afnamencongestie’ uit 2022. Deze zijn in de vorige paragraaf toegelicht en beïnvloeden logischerwijs de resultaten. De resultaten van de businesscase ‘Gridbatterij’ zijn weergegeven in Figuur 7.

Figuur 7 - Overzicht resultaten businesscase 4-uurs-gridbatterij van 400 en 10 MW



\* aFRR-markt is nu nog niet toegankelijk voor batterij, omdat er 24 uur geleverd moet kunnen worden. De verwachting is dat de inkomsten op de aFRR-markt verder zullen afnemen als er veel batterijen op deelnemen, net zoals op de FCR-markt heeft plaatsgevonden.

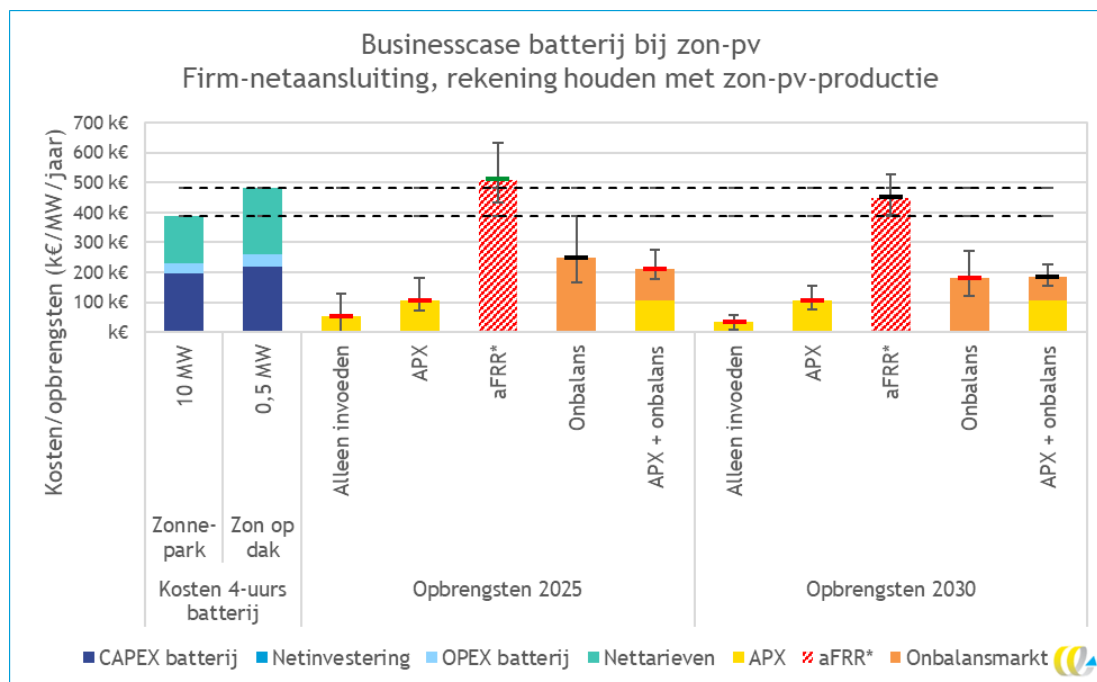
De prijzen op de aFRR-markt in 2022 laten een grote stijging zien ten opzichte van 2021. De capaciteitsvergoeding was een factor vier groter dan in 2021. Dit werkt door in onze prognoses voor 2025 en 2030, die gebaseerd zijn op de gemiddelde cijfers van 2022. Batterijen kunnen nu niet deelnemen aan de aFRR-markt, omdat het vereist is dat deelnemers 24 uur achtereen kunnen leveren. Met een aanpassing van de aFRR-markt naar 4 uur zouden batterijen wel kunnen deelnemen. Naar verwachting zullen de prijzen dan weer dalen door het prijsverlagende effect van meer batterijvermogen.

### 3.2 Businesscase: batterij bij zon-pv

In deze eerste businesscaseberekening kijken we naar een batterij bij een zon-pv-installatie. We hebben zowel de casus bij een zonnepark als zon op dak meegenomen. In deze eerste analyse is verbruik achter de meter bij zon op dak nog niet opgenomen. Voor de productiekosten gebruiken we cijfers van PBL voor de SDE++.

Het uitgangspunt van onze analyse is dat de zonne-energie wel opgeslagen wordt in de batterij, of wordt geleverd aan het netwerk. Vaak is het voordeliger om curtailment toe te passen en in plaats daarvan deel te nemen op bijvoorbeeld de balanceringsmarkten. De businesscase is dan zeer vergelijkbaar met de gridbatterij. In deze analyse zijn we er daarom van uitgegaan dat er geen extra curtailment plaatsvindt door acties van de batterij. Zon-pv heeft dus 'voorrang' op de netaansluiting op de batterij. We nemen aan dat de zon-pv gerealiseerd wordt met een omvormervermogen van 70%; productie daarboven wordt wel gecurtaild. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 8.

Figuur 8 - Overzicht resultaten businesscase 4-uursbatterij bij zon-pv



\* aFRR-markt is nu nog niet toegankelijk voor batterij, omdat er 24 uur geleverd moet kunnen worden. De verwachting is dat de inkomsten op de aFRR-markt verder zullen afnemen als er veel batterijen op deelnemen, net zoals op de FCR-markt heeft plaatsgevonden.

De kosten voor de netinvestering en de vaste kosten voor de netaansluiting zijn nul, want deze zijn opgenomen in de kosten voor de realisatie van het zonnepark. De totale nettariëf-kosten zijn naar schatting 15.000 €/MW/jaar lager voor een 10 MW-batterij bij een zonnepark dan voor een stand-alone-batterij. De kW-componenten van het nettariëf dienen wel betaald te worden, aangezien die niet gelden voor zon-pv en wel voor afname door de batterij. Een groot verschil voor de batterij bij zon op dak van 0,5 MW zijn de veel hogere nettariëven ten opzichte van de 10- en 400-MW batterij. De nettariëven zijn ongeveer 50% hoger ten opzichte van een 10 MW-batterij. De investeringskosten voor een 0,5 MW-batterij zijn hoger. De investeringskosten voor een 0,5 MW-batterij zijn daarnaast ongeveer 10-15% duurder dan voor een 10 MW-batterij. Hierdoor is de totale businesscase minder goed.

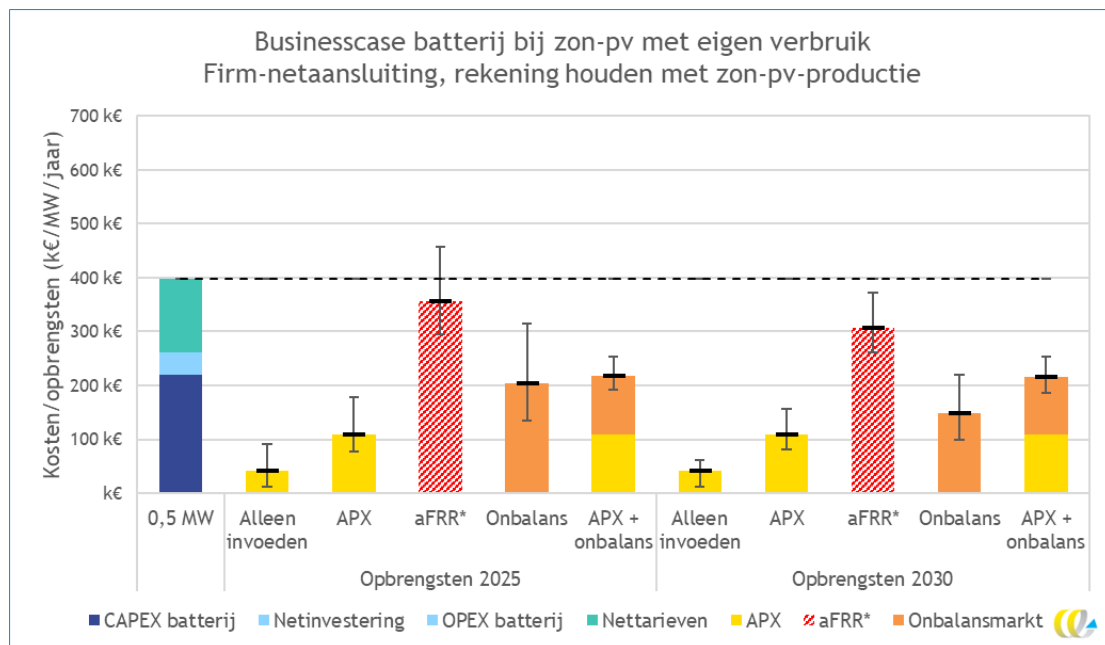
Uit de businesscase-analyse blijkt ten eerste dat er geen rendabele businesscase is voor het opslaan van zonne-energie en later terug leveren. Het verdienvermogen voor alleen zonne-energie opslaan is in 2025 tussen de 0 en 130.000 €/MW-batterijvermogen/jaar, en in 2030 tussen de 10.000 en 60.000 €/MW-batterijvermogen/jaar. Deze kostendaling ontstaat doordat er minder dure uren zijn dat de batterij kan invoeden.

Het verschil in inkomsten tussen een 10 MW-gridbatterij en 10 MW-batterij bij zon verschilt per markt. De gemiste inkomsten door zon-pv op de onbalansmarkt schelen ongeveer 10% en 20% op de APX-markt en aFRR-markt. De financiële impact is ongeveer 20.000 €/MW bij een firm-netaansluiting als de batterij rekening houdt met de productie van zon-pv.

### 3.3 Businesscase: batterij bij zon-pv met eigen verbruik

In Paragraaf 3.2 zijn we uitgegaan van een installatie met zon op dak, zonder eigen verbruik. Daarnaast is een situatie gemodelleerd met eigen verbruik van 43%, het gemiddelde percentage van de SDE++ beschikkingen. We nemen een zon-pv-installatie aan van 0,7 MW-piek en 0,5 MW-omvormervermogen. Voor de analyse zijn we ervan uitgegaan dat de batterij zonne-energie niet weggooit, maar invoedt of opslaat. De piek van het verbruik is 0,2 MW. We gaan ervan uit dat er een 0,5 MW-firm-netaansluiting beschikbaar is. De resultaten voor deze businesscase zijn weergegeven in Figuur 9. Er is een casus opgenomen waarbij er geen nettatarief wordt toegerekend aan de batterij en waarbij het volledige nettatarief wordt toegerekend aan de batterij. De kosten voor de netinvestering en de vaste kosten voor de netaansluiting zijn nul, want ze zijn opgenomen in de kosten voor de realisatie van het zonnepark en huidige aansluiting.

Figuur 9 - Overzicht resultaten businesscase 4-uursbatterij bij zon-pv met eigen verbruik



\* aFRR markt is nu nog niet toegankelijk voor batterij, omdat er 24 uur geleverd moet kunnen worden. De verwachting is dat de inkomsten op de aFRR-markt verder zullen afnemen als er veel batterijen op deelnemen, net zoals op de FCR-markt heeft plaatsgevonden.

De businesscase voor alleen invoeden is minder goed, doordat er meer stroom wordt verbruikt door het bedrijf, en de batterij daardoor minder draaiuren maakt. De batterij kan ook minder acteren op de andere energiemarkten, aangezien de aansluiting ook wordt gebruikt voor afname van elektriciteit. Een oplossing is het vergroten van de aansluiting en dan komen de inkomsten overeen met de businesscase van de batterij zoals berekend in Paragraaf 3.2.

De totale kosten voor deze 0,5 MW-batterij zijn lager dan voor de batterij zonder eigen verbruik, doordat de nettarijfkosten lager zijn. Deels worden deze immers al betaald door het bedrijf voor hun normale energiegebruik. De inkomsten zijn lager, doordat de netaansluiting al deels gebruikt wordt. We zien echter dat de totale onrendabele top afneemt ten opzichte van een situatie zonder eigen verbruik, als we het vergelijken met een 0,5 MW-

batterij bij zon-pv. De onrendabele top van een 0,5 MW-batterij bij zon op dak met eigen verbruik, is ongeveer gelijk aan de onrendabele top van een 10 MW-batterij bij een zonnepark.

### 3.4 Conclusie businesscase: huidige situatie

In deze studie is de businesscase voor batterijen onderzocht met inzet op de energie- en balanceringsmarkten met het huidige beleid. Er is dus nog niet gerekend aan de businesscase met andere nettarieven of een subsidie. De businesscase is onderzocht voor:

- een 10 MW-zonnepark met 10 MW-, 40 MWh-batterij;
- een 0,5 MWh zon-op-dak-installatie met 0,5 MW-, 2 MWh-batterij;
- een stand-alone-batterij van 10 MW en 5 MW.

Bij de zon-op-dak-installatie is er zowel gekeken naar de situatie mét als zonder eigen gebruik. Uit onze analyses concluderen we het volgende:

- De kosten voor een 10 MW-batterij zijn per MW lager dan voor een 0,5 MW-batterij, voornamelijk vanwege lagere investeringskosten en lagere nettarieven per MW.
- Stijgende nettarieven vergroten de onrendabele top significant.
- Er is een rendabele businesscase op de aFRR-markt naar verwachting, mits deze aangepast wordt naar tijdsblokken van vier uur. De marktprijzen zullen echter wel dalen door verzadiging van deze markt met batterijen.
- Het opslaan en leveren of zelf gebruiken van zonne-energie alleen is zeker niet rendabel richting 2030.
- De businesscase voor een 10 MW-batterij bij een zonnepark is ongeveer gelijk aan de businesscase van een 0,5 MW-batterij bij zon op dak met eigen verbruik. De businesscase van een 10 MW-gridbatterij is echter nog wel beter.
- Naar verwachting blijft er een onrendabele top voor veel batterijvermogen richting 2030 met handel op de day-ahead- en onbalansmarkt.

Naast batterijen om energie te handelen, zullen er batterijen gerealiseerd worden als oplossing voor netcongestie, oftewel: achter de meter bij bedrijven of bedrijventerreinen, zodat bedrijven wel kunnen groeien of elektrificeren. Deze zullen voor partijen wel rendabel zijn, omdat de kosten van niet elektrificeren of groeien nog hoger zijn dan de investeringskosten van batterijen.

#### Tekstkader 4 - Businesscase en flowbatterijen

De eigenschappen en het beleid voor flowbatterijen is in detail uitgewerkt in Bijlage D. Per hoofdstuk toetsten we de conclusies voor flowbatterijen. Er is geen doorrekening voor de businesscase van flowbatterijen uitgevoerd, aangezien er nog veel onzeker is. De kosten voor flowbatterijen zijn nu nog hoger dan voor lithium-ion-batterijen. Vanaf 2030 zullen flowbatterijen mogelijk in kosten gelijk zijn aan lithium-ion-batterijen en voordeliger zijn voor systemen met een grotere energiecapaciteit (vanaf 6- of 8-uursbatterijen). De inkomsten van flowbatterijen zijn ook onzekerder, onder andere omdat de markten mogelijk al verzadigd zijn als flowbatterijen beschikbaar zijn. Daarnaast verschillen de inkomsten ten opzichte van flowbatterijen, omdat er langer energie opgeslagen kan worden. Daardoor is de day-aheadmarkt een logische markt. Flowbatterijen kennen echter ook andere functies, waar nu nog maar beperkt markten voor zijn. Een voorbeeld is een periode van dunkelflaute, waarin er geen productie uit duurzame bronnen is. Er is hier nu echter nog geen markt of product voor beschikbaar, waardoor hier nog geen businesscase voor is. Een grotere analyse is nodig, naar de verschillende behoeftes aan flexibiliteit en hoe hier een rendabele businesscase én investeringszekerheid voor gerealiseerd kan worden.



# 4 Mogelijk aanvullend beleid: batterijen en opweknetcongestie

In dit hoofdstuk werken we potentieel beleid uit op vier thema's:

1. **Mogelijk aanvullend beleid:** aanbesteding netbeheerder. Hiermee kunnen extra batterijen als (tijdelijk) alternatief voor netverzwaring gerealiseerd worden.
2. **Mogelijk aanvullend beleid:** de netinpassing met NFA-varianten. Hiermee worden batterijen congestieneutraal aangesloten op het elektriciteitsnet.
3. **Mogelijk aanvullend beleid:** ruimtelijke sturing vanuit RES-regio's. Hiermee is het mogelijk om een ruimtelijk inpassingskader te realiseren, oftewel met verschillende stakeholders keuzes te maken in waar batterijen gerealiseerd worden.
4. **Mogelijk aanvullend beleid:** subsidie/verplichting batterijen vanuit de overheid. De overheid heeft een verplichting met subsidie aangekondigd voor batterijen

## 4.1 Inpassing elektriciteitsnetwerk met NFA-varianten

Voor de inpassing van batterijen in het elektriciteitsnetwerk is een kader nodig. Batterijen bezitten de flexibiliteit voor energiebalancering. Vanwege die flexibiliteit kunnen ze ook netcongestieneutraal acteren en in sommige gevallen opweknetcongestie oplossen. Met nieuwe tariefvormen kan dit op een gestandaardiseerde manier en als integraal onderdeel van de aansluitovereenkomst vormgegeven worden. Netbeheer Nederland pleit voor dit inpassingskader (Netbeheer Nederland, 2022) en ook de ACM staat hier gunstig tegenover (ACM, 2023). Dit inpassingskader is er nog niet en wordt nu ontwikkeld. Binnen congestiemanagement kunnen partijen al betaald worden om congestieneutraal te acteren of netcongestie op te lossen. Met een non-firm-ATO (aansluit en transportovereenkomst) wordt dit als nettatariefproduct ontwikkeld. In deze studie onderzoeken we verschillende NFA-vormen en de toegevoegde waarde naast congestiemanagement.

Non-firm-ATO (aansluit- en transportovereenkomst) betekent dat een partij een beperkt - transportrecht heeft. Er wordt gewerkt aan verschillende type NFA's. In ruil voor een beperkter transportrecht krijgt de aangeslotene een korting op het nettatarief. Een eerste voorstel voor een NFA-variant is eind 2022 gedaan, genaamd 'flexibel transportvermogen'. De netbeheerders werken nu verschillende andere varianten uit in het Landelijk Actieplan Netcongestie (LAN). In deze studie kijken we zowel naar verschillende contractvormen als naar hoe de vrije netcapaciteit verdeeld kan worden in de verschillende contractvormen. De combinatie van een contractvorm en een verdelingsmechanisme maakt dit een variant van een NFA.

### Tekstkader 5 - Extra data-inzicht bij NFA

Bij alle NFA-varianten zou de netbeheerder extra inzicht kunnen bieden in het verwachte belastingprofiel op het netvlak waar de partij wordt aangesloten. Dit kan gedaan worden zonder enige extra garanties, maar alleen ter inzicht voor de aangeslotenen. Het belastingprofiel kan per kwartier aangeleverd worden aan marktpartijen voor de huidige situatie en additioneel een aantal jaren vooruit. Dit kan inzicht geven in de verwachte momenten met vrij netcapaciteit en wanneer die plaatsvinden. Een marktpartij kan dan zelf een betere inschatting maken of dat netvlak interessant is en eventueel zijn projecten realiseren op locaties met meer vrije netcapaciteit.



## NFA ten opzichte van congestiemanagement

Een NFA en capaciteitsbeperkingscontract zijn beide vormen van een contract met flexibel transportvermogen. Een CBC is nu al mogelijk in en buiten congestiegebieden, dankzij congestiemanagement. Een NFA is nu nog niet een standaardproduct. De netbeheerders werken met marktpartijen en ACM aan de ontwikkeling van de NFA in verschillende varianten. Het belangrijkste verschil is dat een CBC een firm-aansluiting is, die wordt beperkt; een partij wil in principe een firm-aansluiting. Bij een NFA kiest een partij voor een non-firm-aansluiting. Een partij heeft in principe geen recht op transport, maar krijgt toestemming van de netbeheerder om per moment een bepaald gedeelte van het vermogen te gebruiken.

De beperking van de batterij is afhankelijk van de netbelasting en de contractvorm.

Afhankelijk van de gemaakte afspraken in de NFA en CBC kan de beperking voor de batterij dus hetzelfde zijn. Verder zijn er nog enkele relevante verschillen:

- Een CBC kan ook heel lang gesloten worden en theoretisch voor onbepaalde tijd doorlopen. De netbeheerder maakt dan een afweging tussen het net verzwaren en de kosten voor congestiemanagement.
- Het is nog niet volledig zeker hoe NFA en CBC exact werken in relatie tot de wachtrij en een netverzwaring die gerealiseerd wordt. Bij een CBC blijft een partij, naar verwachting, vooraan in de wachtrij staan. Oftewel: als een netverzwaring gerealiseerd wordt, is er geen beperking van de CBC meer vereist, mogelijk tot er weer nieuwe partijen bijkomen en netcongestie opnieuw ontstaat. Als een partij zijn NFA wil omzetten naar firm, komt de partij mogelijk weer achteraan de wachtrij na andere partijen. Met volledig non-firm-vermogen kan een partij naar verwachting de wachtrij overslaan en wel aangesloten worden. Voor het verkrijgen van firm-vermogen daarna wordt dan de originele plek in de wachtrij gehanteerd.
- De prijsstelling voor een CBC en NFA verschillen, onder andere afhankelijk van de ontwikkeling van de nettarieven:
  - De NFA biedt een ‘korting’ op het transporttarief, namelijk de kW-contractcomponent. De hoogte van de korting is afhankelijk van de NFA-variant. De nettarieven zijn sterk gestegen de afgelopen jaren en TenneT heeft voor 2024 weer een verhoging van 80-90% voor HS-aangeslotenen en 120-135% voor EHS-aangeslotenen (TenneT, 2023b). De ‘kW-gecontracteerd’-component voor HS-klanten is 41,04 €/kW/jaar in 2023 en zal dus ongeveer toenemen naar 75 €/kW/jaar in 2024. Voor een Liander-klant die is aangesloten op een HS-/MS-transformator zijn de kW-contractkosten 35,04 €/kW/jaar in 2023, ook daar zal het tarief toenemen. Bij een korting van 100% op de kW-contractcomponent betekent dat dat het kostenvoordeel voor een HS-batterij in 2023 bij volledig kwijtschelden van deze tariefcomponent ongeveer 40.000 €/MW/jaar is en voor een MS-batterij 34.000 €/MW/jaar. Deze korting neemt verder toe als de nettarieven stijgen.
  - De nettarieven zijn een grote, maar ook een onzekere kostenpost. ESNL vreest door de stijgende nettarieven voor de businesscase van batterijen (Energy Storage NL, 2023). Een korting op het transporttarief met een NFA kan dit effect dempen: de kosten en het effect van de onzekerheid nemen af.
  - De kosten in congestiemanagement zijn beperkt door de financiële grens van 1,02 €/MWh-transportcapaciteit/jaar. Dit vertaalt zich naar ongeveer 18.000 €/MW/jaar, maar de netbeheerder is niet beperkt tot dit bedrag in de huidige regelgeving. De netbeheerders sluiten partijen aan tot de financiële grens. Bij een kosteneffectieve besteding van het congestiemanagementbudget lijkt een NFA dus al snel interessant.
- Een NFA is een zekere tariefkorting, terwijl bij een CBC de vergoeding onzeker is. Daardoor wegen deze anders door in de businesscase.

### 4.1.1 Contractvormen van NFA

We beschrijven drie varianten van NFA, voorgesteld vanuit de netbeheerders, die relevant zijn voor batterijen: flexibel transportvermogen zonder gecontracteerd transportrecht, flexibel transportvermogen met gelimiteerde beschikbaarheid, tijdsgebonden transportvermogen en gemaximaliseerd flexibel transportvermogen. Daarnaast is er nog één optie die de batterijexploitanten aan het uitwerken zijn.

- **Flexibel transportvermogen zonder gecontracteerd transportrecht:** dit is in lijn met het voorstel van de netbeheerders van eind 2022. Een partij heeft geen zekerheid over hoeveel uren per jaar de aansluiting gebruikt kan worden. In de voorgaande studie van CE Delft is geconcludeerd dat deze NFA-variant niet aantrekkelijk is voor exploitanten, voornamelijk vanwege de impact op financierbaarheid en businesscase (CE Delft, 2023a). In de voorgaande studie van CE Delft is geconcludeerd dat deze NFA-variant niet aantrekkelijk is voor exploitanten, voornamelijk vanwege de impact op financierbaarheid en businesscase (CE Delft, 2023a).
- **Flexibel transportvermogen met gelimiteerde beschikbaarheid:** de netbeheerder en aangeslotene maken afspraken over de hoeveelheid energie die beschikbaar is gedurende een periode. Een partij heeft geen zekerheid wanneer energie gebruikt of ingevoerd kan worden, maar wel dat er een bepaalde hoeveelheid elektriciteit uitgewisseld kan worden. Dit energievolume zien we voor ons in twee varianten:
  1. **Per dag:** zekerheid voor partijen die dagelijks een bepaalde hoeveelheid energie nodig hebben.
  2. **Per jaar:** op jaarbasis wordt een ‘maximaal aantal uren’-beperking afgesproken, waardoor de partij garantie heeft dat in de overige uren zeker wel capaciteit beschikbaar is.
- **Tijdsgebonden transportvermogen:** in de NFA worden tijdsblokken opgenomen, waarin het transportvermogen vaststaat. De hoeveelheid vermogen verschilt bijvoorbeeld tussen zomer/winter, uren van de dag en week/weekend. Er is zekerheid voor de partij over het jaar.
- **Verbruiksdeel met vast kWmax-tarief:** deze variant is gericht op het realiseren van een positieve en betrouwbare businesscase. In het voorstel wordt alleen nettatarief betaald over de netto afgenomen elektriciteit, oftewel: de energieverliezen. Daarnaast wordt het kWmax-tarief vastgezet voor de looptijd van het project. De netbeheerder geeft voor projectaanvang aan hoeveel uur per jaar de batterij beperkt wordt voor tien jaar vooruit.

### Batterijen en contractvormen van NFA

Voor transportvermogen voor invoeding wordt geen nettatarief betaald. Voor partijen is het daarom niet aantrekkelijk om vrijwillig een NFA te contracteren. Een mogelijke reden om wel een NFA aan te sluiten, is als het mogelijk wordt om dan wel aan te sluiten, ondanks netcongestie. De potentie van een NFA is dus groter voor afname. In het subsidie-instrument dat we onderzoeken in Paragraaf 4.4 kan een NFA voor opweknetcongestie wel verplicht worden om uitgestelde levering en congestieneutraal acteren af te dwingen.

Vanuit de netbeheerder biedt een flexibel transportvermogen zonder gecontracteerd transportrecht de meeste zekerheid. Er is de garantie dat de batterij niet tot extra netcongestie zal leiden. Alle andere varianten resulteren in minder zekerheid voor de netbeheerder. Dit komt onder andere doordat vooraf niet met absolute zekerheid te voorspellen is of een gelimiteerde beperking voldoende zal zijn.

Vanuit het perspectief van de batterijexploitant zien we een tijdsgebonden transportvermogen niet als geschikt voor batterijen. De netbeheerder zal de tijdsblokken ruim opzetten, waardoor mogelijk onnodige beperkingen opgelegd worden. Batterijen zijn juist zeer flexibel en zouden daarom zo flexibel mogelijk ingezet én beperkt moeten worden. Tijdsgebonden transportvermogen is daarom minder goed passend, aangezien de momenten met overbelasting ook kunnen veranderen. Een energievolume is een manier om meer zekerheid te geven. Zekerheid per dag is niet noodzakelijk voor batterijen; een batterij kan prima een dag helemaal niet acteren, zolang er gedurende een periode maar voldoende vrije ruimte beschikbaar is. Het toevoegen van zekerheid op jaarbasis, voor meerdere jaren, is voldoende voor een batterij. Deze zekerheid zal naar verwachting voor het verkrijgen van financiering vaak belangrijk zijn. De korting is het hoogste bij het voorstel van batterijexploitanten. Deze NFA-variant is vooral uitgedacht vanuit het perspectief van een rendabele businesscase van batterijen, en minder vanuit het voorkomen van netcongestie, al is dat wel ook mogelijk afhankelijk van de voorwaarden die gesteld worden.

#### 4.1.2 Verdeling vrije netcapaciteit

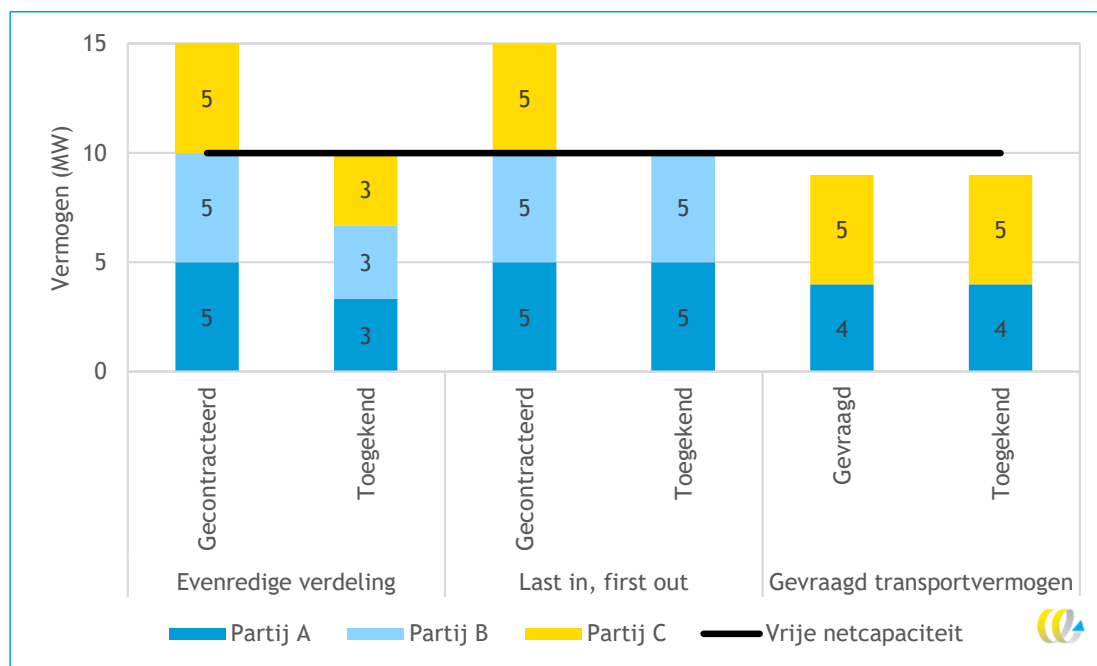
Een NFA kan door meerdere partijen gesloten worden op één netvlak. Dit betekent dat per kwartier de vrije netcapaciteit verdeeld wordt over de verschillende partijen. We hebben drie varianten geïdentificeerd en weergegeven voor één tijdsmoment, in Figuur 10:

- **Evenredige verdeling transportvermogen:** de vrije capaciteit wordt verdeeld naar ratio over alle aangesloten. Als er 10 MW beschikbaar is voor drie partijen met een transportvermogen van elk 5 MW, dan krijgt iedere partij 3,33 MW. Als er veel meer partijen bijkomen met een NFA, krijgen alle partijen dus steeds minder vermogen toegekend.
- **Last in, first out (LIFO):** dit principe is ‘first come, first serve’ en wordt in Engeland toegepast.<sup>3</sup> De partij die als eerste vermogen aanvraagt, krijgt als eerste de vrije netcapaciteit, als er daarna nog vrije capaciteit beschikbaar is, wordt de tweede partij voorzien. Bij 10 MW netcapaciteit krijgen de eerste en tweede partij 5 MW, maar de derde geen capaciteit meer. Bij 3 MW vrije netcapaciteit zou alleen de eerste partij 3 MW van de gecontracteerde 5 MW verkrijgen.
- **Verdeling naar gevraagde transportvermogen:** dit principe kan gecombineerd worden met zowel een evenredige verdeling als met het LIFO-principe. Een partij geeft vooraf per kwartier aan of het wel of geen gebruik wil maken van de non-firm-capaciteit. Stel, een partij wil dit niet, dan kan de capaciteit toegekend worden aan de andere partijen.

<sup>3</sup> Meer informatie via: [www.nationalgrid.co.uk/anm-curtailment-reports](http://www.nationalgrid.co.uk/anm-curtailment-reports). De netbeheerder berekent vooraf het verwachte beschikbare vermogen en publiceert dit per NFA-aanvraag in een rapport.



Figuur 10 - Vormgeving verschillende methoden verdeling vrije netcapaciteit



### Batterijen en verdeling vrije netcapaciteit

Bij een evenredige verdeling van de vrije netcapaciteit wordt de vrije capaciteit gelijk verdeeld. Het belangrijkste risico is dat er vooraf minder zekerheid is over de NFA. Evenredige verdeling kan vervolgens ook op verschillende manieren: volledig evenredig per kwartier, per toerbuurt, of willekeurig. Evenredig per kwartier is weergegeven in Figuur 10. Per toerbuurt zou betekenen dat partijen wel hun volledige vermogen krijgen in plaats van een gedeelte, en dat ze dit in toerbuurt ontvangen. Die verdeling zou ook willekeurig kunnen plaatsvinden. Er is sowieso onzekerheid door de partijen met een firm-aansluiting. Als zij meer energie gaan invoeden of afname binnen hun aansluiting, kunnen partijen met een non-firm-aansluiting minder gebruik maken van het netwerk. Als er daarnaast steeds meer non-firm-aansluitingen bijkomen, moet de resterende capaciteit verdeeld worden over steeds minder klanten. De NFA wordt steeds meer uitgehold: hetzelfde transportvermogen kan steeds minder vaak gebruikt worden.

Bij een ‘last in, first out’-verdeling wordt deze onzekerheid beperkt voor aangeslotenen. De eerste partij die een NFA verkrijgt, krijgt ook als eerste vrij netcapaciteit toebedeeld. Er blijft onzekerheid over de vermogensontwikkeling bij de firm-aansluitingen, maar nieuwe non-firm-aansluitingen hebben geen invloed op hoeveel vermogen de eerste partij toegekend krijgt. In Engeland wordt dit principe nu al toegepast (National Grid, 2023). De netbeheerder levert daarbij een uitgebreide analyse op hoeveel netcapaciteit er naar verwachting jaarlijks beschikbaar komt voor de NFA. Een tweede partij kan opnieuw beoordelen of hij met de verwachte netcapaciteit (firm-aansluitingen en de eerste non-firm-aansluiting) nog een NFA wil aangaan. Een aandachtspunt is of LIFO voldoet aan het non-discriminatoire principe.



Batterijen zullen bij de methode van ‘verdeling naar gevraagd vermogen’ naar verwachting alle uren het volledige vermogen aanvragen. Het beschikbare vermogen binnen een NFA wordt namelijk day-ahead vastgesteld. Een batterij-exploitant wil de mogelijkheid houden om ook daarna nog te kunnen handelen op bijvoorbeeld de onbalans- en intradaymarkt. Daarom zal de batterij op de meeste uren voor een volledig vermogen inbieden. Mogelijk kan een batterij met deze systematiek wel meer gebruik maken van de transportcapaciteit als andere partijen op momenten minder netcapaciteit vragen. Deze optie lijkt dus voor een batterij minder relevant, maar biedt wel potentieel. De grootste uitdaging is de extra complexiteit voor de netbeheerder. Er moeten extra algoritmes ontwikkeld worden en extra gegevensoverdracht tussen de netbeheerder en marktpartijen plaatsvinden. Het kan wel het potentieel van de NFA vergroten, doordat partijen dus meer gebruik kunnen maken van het netwerk.

Het verschilt ook per contractvorm wat qua verdeling logisch is. Als een contract met tijdsblokken gevormd is, heeft die partij daar altijd recht op. Tijdens die uren geldt de NFA dus als firm-aansluiting. Er vindt dan eigenlijk een verdeling volgens het LIFO-principe plaats. Bij een evenredige verdeling passen theoretisch beide verdelingsmechanismen.

Vanuit enkele batterij-exploitanten is een NFA-alternatief voorgesteld. Dit voorstel omhelst een 50%-firm-vermogen en 50%-non-firm-vermogen. Het non-firm-vermogen wordt tot een maximum beperkt, bijvoorbeeld 400 uur per jaar. Met een tariefkorting van 85 tot 90% en dit voorstel is volgens de exploitanten geen subsidie vereist om batterijen rendabel te maken, en zo te waarborgen dat batterijen bijdragen aan leveringszekerheid door het matchen van vraag en aanbod.

## 4.2 Aanbesteding netbeheerders als variant op congestiemanagement

In deze paragraaf wordt een aanbesteding vanuit de netbeheerders geschetst als mogelijk aanvullend beleid. De aanbesteding vanuit de netbeheerders houdt in dat er additionele flexibiliteit gerealiseerd wordt op locaties waar die nu niet beschikbaar is. Vanuit de netbeheerder is het doel daarbij dat er (tijdelijk of permanent) geen of minder netverzwaring gerealiseerd hoeft te worden. De netbeheerder heeft hiervoor al mogelijkheden met congestiemanagement en ‘Verzwaren tenzij’. In deze paragraaf onderzoeken we het potentieel van deze mogelijkheden voor het oplossen van opweknetcongestie met batterijen. De netbeheerder zal dit logischerwijs in een breder perspectief beoordelen en batterijen vergelijken met andere flexibiliteitsopties.

Deze beleidsvariant focust zich daarom op de mogelijkheden vanuit de netbeheerders en niet vanuit de overheid. De netbeheerder heeft inzicht in waar capaciteit beschikbaar is en kan hier actief op sturen. De vergoeding betreft een aanbesteding voor de inkoop van flexibiliteit om daarmee opweknetcongestie op te lossen en netverzwaring te voorkomen. Het doel is dat met een techniek, zoals een batterij, pieken verlaagd worden en daadwerkelijk extra klanten aangesloten kunnen worden. Vaak blijft structurele netverzwaring op lange termijn nog steeds noodzakelijk. Een flexibiliteitsbron op korte termijn kan er wel voor zorgen dat verzwaring voor een langere tijd uitgesteld kan worden, waardoor in de toekomst mogelijk efficiëntere verzwaringen te realiseren zijn, zoals een nieuw HS/MS-station.

## Vormgeving aanbesteding

We gaan ervan uit dat netbeheerders algemene tenders uitschrijven voor flexibiliteitsoplossingen. In de tender staat aan welke eisen de oplossing moet voldoen, zoals: het vermogen, de gevraagde capaciteit of tijdsduur dat flexibiliteit geleverd moet worden, hoe vaak flexibiliteit geleverd moet worden en of het voor afname is, voor invoeding of allebei. Alle oplossingen die aan de eisen voldoen, mogen inbieden en de beste bieding wint.

Er kan hierbij gekozen worden voor een grootschalige aanbesteding, bijvoorbeeld in de vorm van een raamwerkcontract. Een partij wordt dan gecontracteerd om op een vastgesteld aantal locaties flexibiliteit te leveren. Met een grootschaligere opzet wordt de uitvoerbaarheid en flexibiliteit groter, terwijl de overhead beperkt blijft. Dit heeft de sterke voorkeur van exploitanten. De slagingskansen van een dergelijke tender worden sterk verhoogd als de netbeheerder een turn-keypakket aanbiedt, waarbij een net-aansluiting en een kavel met een geschikt bestemmingsplan al geregeld zijn.

Een dergelijke tender vereist dat de netbeheerder een goed inzicht heeft in hoeveel flex-capaciteit er nodig is per onderstation om congestie (tijdelijk) op te lossen. Aangezien er vier tot zes jaar zit tussen de start van de tender en het begin van de operatie, moet de netbelasting voor een lange periode nauwkeurig voorspeld kunnen worden. Gezien de huidige dynamiek rond netcongestie, lijkt dat niet realistisch.

We gaan ervan uit dat deze beleidsmaatregel techniekneutraal wordt opgezet, immers is het voor de netbeheerder niet van belang welke flexibiliteitsbron wordt gebruikt, zolang de piek maar verlaagd kan worden en er extra klanten aangesloten kunnen worden. Hiermee zijn de volgende opties voor aanbesteding mogelijk: curtailment, batterijen, power-to-gas, power-to-heat, vraagsturing op hetzelfde netvlak, slim laden en eventuele andere vormen van flexibiliteit richting de toekomst. Deze technieken en instrumenten worden verder toegelicht in Bijlage C.

## Tijdsduur en ruimtelijke inpassing

Als eis aan de aanbesteding moet gelden dat het voorbereiden en uitvoeren van de aanbesteding en de bouw van de flexsystemen een kortere doorlooptijd moeten hebben dan verzwaren. Een flex tender is sneller, maar heeft ook een significante doorlooptijd. Netverzwaring op (E)HS-niveau duurt zo'n zeven tot tien jaar. De doorlooptijd van een flex tender schatten we op vier tot zes jaar. We schatten in dat het opzetten van de tender inclusief land, bestemmingsplan en netaansluiting zo'n twee tot drie jaar nodig heeft. De opening van de tender en de beoordeling van de inschrijvingen duurt zeker zo'n half jaar. Daarna heeft de ontwikkelaar één tot twee jaar nodig om het systeem te bouwen.

Een aanbesteding voor flexibiliteit vereist daarnaast ook ruimtelijke inpassing. Er dient bijvoorbeeld een vrij veld gereserveerd te worden voor de flexoplossing. De keuze voor de flextechniek bepaalt hoeveel ruimte exact vrijgehouden dient te worden. Vermoedelijk zal het vrijhouden van ruimte mogelijk zijn in gebieden met netcongestie, aangezien er geen nieuwe partijen aangesloten kunnen worden tot er netverzwaring plaatsvindt.

## Belemmeringen

Met een aanbesteding vanuit de netbeheerders kan er extra flexibele capaciteit worden gerealiseerd. De netbeheerders hebben hiervoor een Afwegingskader Verzwaren tenzij ontwikkeld (OTE, 2018) in de Overlegtafel Energievoorziening. Hierin staat beschreven dat netbeheerders, als zij een netverzwaring uitvoeren, daarbij eerst moeten afwegen of er goedkopere oplossingen beschikbaar zijn, zoals het contracteren van batterijen.

De netbeheerder beoordeelt per casus of het potentie heeft voor de toepassing van flex alvorens deze flexibiliteit aan de markt uit te vragen. Het draait hierbij met name om kostenefficiëntie en leveringszekerheid. 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. Hiervoor zijn meerdere redenen aan te wijzen:

### – Netbeheerder kosten-batenanalyse (nkba) valt negatief uit

Voor elke casus wordt een nkba uitgevoerd. Verzwaren van het elektriciteitsnet is onvermijdelijk, omdat alle netten gemiddeld genomen met een factor drie verzaamd zullen moeten worden om de verwachte aansluitcapaciteit te realiseren. Investeren in flexibiliteitsbronnen zal verlichting brengen op de korte termijn, maar op de lange termijn is daarbij ook netverzwaring nodig. Hierdoor werken (hoge) uitgaven voor tijdelijke congestieverlichting met bijvoorbeeld een batterij alleen maar kostenverhogend in de nkba, waardoor deze negatief uitvalt.

#### • *Maatschappelijke kba biedt kansen, maar wordt niet uitgevoerd*

Voor de nkba wordt uitsluitend gekeken naar de kosten van de netbeheerder en dus niet naar de maatschappelijke kosten. Het op korte termijn realiseren van meer aansluitcapaciteit heeft een grote maatschappelijke en economische waarde, omdat er meer bedrijven, scholen en huizen aangesloten kunnen worden. Nieuwe ondernemers die een bedrijf willen starten en bestaande ondernemers die willen uitbreiden of elektrificeren, worden momenteel geconfronteerd met vertraging in de geplande economische groei. De verloren inkomsten die een bedrijf door een geweigerde netaansluiting of uitbreiding moet incasseren, worden niet meegenomen in het 'Afwegingskader Verzwaren Tenzij'. Vaak zijn deze gemiste inkomsten significant. Een maatschappelijke kba zou deze kosten en baten kunnen meenemen en afwegen of de gemiste inkomsten opwegen tegen de additionele maatschappelijke kosten van flexibiliteitsinzet. In de praktijk is het echter niet werkbaar dat netbeheerders voor alle casussen een degelijke nkba uitvoeren.

De tijdsbesteding hiervoor is buitenproportioneel en de kwaliteit van de analyse is moeilijk te waarborgen.

### – Doorlooptijd van flexibiliteit ten opzichte van netverzwaring is niet significant sneller

Na identificatie van het knelpunt door de netbeheerder wordt binnen enkele maanden besloten om te verzwaren. Als de inzet van flexibiliteit wordt overwogen, moet een openbare aanbesteding worden uitgevoerd, waarvan het nog maar de vraag is of er geschikte en kostenefficiënte aanbiedingen uit voortvloeien. Vervolgens moet van de gekozen aanbieder(en) de leveringszekerheid, de betrouwbaarheid van de flexibiliteitsbron en de aanbieder worden gewaarborgd. Als dan blijkt dat flexibiliteit toch geen optie is, moet er alsnog verzaamd worden. Verzwaren van het net duurt ongeveer vijf tot tien jaar, afhankelijk van het netvlak. De verwachting is dat de doorlooptijd van het inventarisatieproces voor flexibiliteit ongeveer zes tot twaalf maanden duurt, waarbij soms ook nog de conclusie kan zijn dat verzwaren de enige optie is. Indien uit het inventarisatieproces volgt dat flexibiliteit wel mogelijk is, moet dit vervolgens nog gerealiseerd worden, wat mogelijk tot enkele jaren kan duren.



- **Distributienetbeheerders zijn niet gewend aan operationele sturing**  
Wanneer ‘Verzwaren tenzij’ wordt toegepast, moet de regionale netbeheerder de flexibiliteitsaanbieders aansturen op basis van de onderlinge afspraken en de operationele behoefte in het knelpunt van de netbeheerder. Dit zijn vaardigheden die bij regionale netbeheerders nog niet aanwezig zijn.
  - Om deze reden worden er wel pilots gevoerd, zodat de sturing op basis van maatwerk kan worden uitgevoerd. Er is ook behoefte aan een set aan standaardvoorwaarden waarmee de netbeheerder flexibiliteitsdiensten kan contracteren, zodat de inzet ervan zo veel mogelijk gestandaardiseerd kan worden.

## 4.3 Ruimtelijke sturing

Er vindt momenteel geen ruimtelijke sturing voor batterijen plaats vanuit de netbeheerder of de overheid. Partijen moeten logischerwijs wel rekening houden met verschillende factoren in de selectie van locaties. De belangrijkste factoren zijn de beschikbaarheid van vrije netcapaciteit (een aansluiting op een station van de netbeheerder) en potentieel een vrije veld.

In de studie ‘[Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie](#)’ zijn twee ruimtelijke beleidsmaatregelen onderzocht: additioneel data-inzicht van de netbeheerders en ruimtelijke sturing door de overheid. Er is toen geadviseerd dat de netbeheerders meer data kunnen delen om batterijen te sturen. Er is daarnaast geadviseerd dat de overheid ruimtelijk stuurt op grote systemen aangesloten op TSO-niveau en deze aanmerkt als van nationaal belang. In de huidige studie is één maatregel op het gebied van ruimtelijke sturing verder uitgewerkt, namelijk het opnemen van batterijen bij zon-pv-projecten in de RES’en.

### 4.3.1 Sturing flexibiliteit vanuit RES-regio’s

#### Vormgeving sturing

In de RES-regio’s worden afspraken uit het Klimaatakkoord lokaal in praktijk gebracht. In de RES werken overheden met maatschappelijke partners, netbeheerders (voor gas, elektriciteit en warmte), het bedrijfsleven en, waar mogelijk, bewoners samen. Dit doen zij door te assisteren bij de realisatie van de opwek van duurzame elektriciteit en de warmtetransitie in de gebouwde omgeving.

Momenteel houden de RES-regio’s zich niet actief bezig met sturing van flexibiliteit. We stellen met deze maatregel voor dat vanuit de RES-regio’s actief wordt gestuurd op maatschappelijk wenselijke locaties voor flexibiliteit, rekening houdend met (verwachte) congestie, de lokale netcapaciteit en ruimtelijke inpassing. Een randvoorwaarde hiervoor is dat RES-regio’s inzichten krijgen in data van de netbeheerders, bovenop de data die al bekend is vanuit de PMIEK. Deze aanvullende data hebben ze momenteel niet en is van belang om rekening te kunnen houden met (verwachte) congestie. Deze maatregel wordt net zoals de aanbesteding door netbeheerders techniekneutraal (zie Bijlage C) ingericht, wat betekent dat zowel batterijen als andere flexbronnen binnen de opgave van de RES zouden vallen.

Door de data van de netbeheerder te bundelen met alle andere kennis en inzichten uit de regio, kunnen de RES-regio’s mogelijke locaties schetsen voor batterijen. Het is daarbij niet de verwachting dat RES-regio’s actief locaties uitsluiten, maar juist suggesties geven voor

potentiële locaties. De gemeente en provincie kunnen vervolgens deze suggesties gebruiken voor eisen voor nieuwe zon-pv-projecten binnen de aangewezen zoekgebieden. Door lokaal inzicht te geven aan exploitanten kunnen zij gerichte projecten ontwikkelen. Sturing vanuit de RES kan daarmee een belangrijke rol spelen om lokaal congestie te voorkomen en daarbij ook de mogelijkheid te creëren om meer duurzame opwek te installeren. De uiteindelijke verantwoordelijkheid voor de realisatie van flexibiliteit zal blijven liggen bij marktpartijen.

De toegevoegde waarde van ruimtelijke sturing op flexibiliteit als onderdeel van het takenpakket van de RES-regio's is dat er meer ingezet kan worden op systeemintegratie en dit kan bijdragen aan integraal programmeren.<sup>4</sup> Door flexibiliteit te combineren met de realisatie van duurzame opwek kan het volledige systeem benut worden. Een gezamenlijke integrale beoordeling van het systeem kan in potentie leiden tot efficiëntere systeemoptimalisatie.

### *Voordelen*

Het voordeel van ruimtelijke sturing vanuit RES-regio's is dat zij bekend zijn met de regionale mogelijkheden en stakeholders en daarom verschillende zaken tegen elkaar kunnen afwegen. Mogelijk kunnen besluiten vanuit de RES-regio's ook rekenen op meer maatschappelijk draagvlak.

Een ander voordeel is dat door in te zetten op flexibiliteit vanuit de RES-regio's het potentieel van zoekgebieden vergroot kan worden. Mogelijk kan daarmee het totale opwekvermogen worden gemaximaliseerd en de ambities van de huidige doelen voor 35 TWh worden vergroot.

### *Afwegingen*

Een belangrijke voorwaarde is dat ook voor deze maatregel aanvullende eisen gesteld worden om uitgestelde levering te garanderen en netcongestie niet te verergeren. Ruimtelijke sturing alleen betekent nog niet noodzakelijkerwijs dat batterijen op de juiste manier ingezet worden voor het energiesysteem. Hiervoor zijn bijvoorbeeld nettarieven of congestiemanagement vereist.

Een andere belangrijke voorwaarde is dat sturing vanuit de RES-regio's het proces niet onnodig en/of te veel vertraagt. Een belangrijke voorwaarde daarvoor is dat de RES-regio's voldoende uitvoeringscapaciteit hebben om het onderdeel batterijen, of flexibiliteit in het algemeen, uit te voeren. Daarentegen kan een goede samenwerking met de netbeheerders, het uitwisselen van diens data en het verbinden van verschillende stakeholders juist het proces versnellen.

## **4.4 Subsidie voor uitgestelde levering: zon-pv en batterijen**

In maart 2023 is het interdepartementaal beleidsonderzoek (IBO) rapport 'Scherpe doelen, scherpe keuzes' gepresenteerd met mogelijke aanvullende maatregelen om de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling voor 2030 in zicht te houden. Daar is een maatregel opgenomen om een eventuele verplichting van batterijen voor uitgestelde levering bij zon-pv-installaties verder

<sup>4</sup> Integraal programmeren is een gezamenlijk proces van in ieder geval overheden en netbeheerders, gericht op het ontwerpen en plannen (in tijd en plaats) van en keuzes maken over toekomstige energie-infrastructuur, opslag en conversie, in nauwe samenhang met ruimtelijke en sectorale planvorming voor vraag en aanbod (industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving, opwek, landbouw), op basis van een publieke afweging.



te verkennen, in combinatie met een subsidie van € 416,6 miljoen. Batterijen bij zon-pv-installaties zijn momenteel niet rendabel, waardoor een subsidie gewenst is, in combinatie met normering om eisen te stellen aan de specifieke inzet van batterijen voor uitgestelde invoeding. De verwachting vanuit het IBO-rapport is dat deze maatregel ondanks een hoge financiële bijdrage wel op korte termijn tot CO<sub>2</sub>-reductie leidt met hoge zekerheid.

Het doel van subsidie voor batterijen vanuit de overheid is dus om middels uitgestelde levering het CO<sub>2</sub>-reductiepotentieel van zon-pv-installaties beter te benutten. Uitgestelde levering maakt extra invoeding mogelijk, ondanks netcongestie. Het aansluiten van extra zon-pv-vermogen zorgt vervolgens voor een nog groter CO<sub>2</sub>-reductiepotentieel. Batterijen zullen dit gedrag een deel van de uren per jaar al vervullen, maar voor het behalen van de CO<sub>2</sub>-doelstellingen is een primaire inzet voor CO<sub>2</sub>-reductie vereist. Batterijen zijn momenteel namelijk het meest rendabel op de balanceringsmarkten (FCR, aFRR en onbalans). Dit kan ook een positief effect hebben op de CO<sub>2</sub>-emmissies door het vervangen van gascentrales én door investeringen in zon en wind aantrekkelijk te houden door lagere onbalanskosten. Dit instrument richt zich echter specifiek op zonne-energie opslaan en met die opgeslagen elektriciteit fossiele productie vervangen. Er zijn dus aanvullende voorwaarden nodig om te kunnen garanderen dat de gesubsidieerde batterijen primair worden ingezet voor uitgestelde levering. Hierna volgt uitleg over aanvullende eisen voor het afdwingen van uitgestelde levering en voor de aansluiting.

#### 4.4.1 Uitwerking subsidie voor uitgestelde levering

Deze subsidie is in meer detail uitgewerkt in Bijlage B. Deze vormgeving bestaat uit keuzes gemaakt door CE Delft een geven een richting van de uitwerking van de subsidie. Voor een invoering kan de subsidieverstrekker aan de hand van deze keuzes het uiteindelijke instrument vormgeven. In deze studie is de subsidie als volgt vormgegeven:

- De subsidie schrijft een batterij met minimaal een energiec capaciteit van 4 uur voor bij zon-pv. Deze eis is opgenomen om te waarborgen dat een minimumhoeveelheid uitgestelde levering plaatsvindt. Het vermogen tussen de batterij en zon-pv/omvormer hangt af per situatie, vooral over hoeveel verbruik er is achter de meter. Een logische koppeling lijkt te zijn om het te koppelen aan het transportvermogen voor invoeding en maximaal het omvormervermogen.
- Vanwege controleerbaarheid is het vereist dat er een koppeling is tussen het batterijproject en de duurzame opwek. Dit kan op hetzelfde perceel, via cable pooling of directe lijn. Stand-alone-batterijen kunnen ditzelfde gedrag vertonen, alleen is het naar verwachting niet controleerbaar voor de subsidieverstrekker.
- De projecten (batterijen en zon-pv) dienen aangesloten te kunnen worden in gebieden met opweknetcongestie en zoveel mogelijk uitgestelde levering te realiseren. Daarom gaan we uit van een firm-transportvermogen van 0%, met een non-firm-vermogen waarbij invoeding buiten de momenten met veel zon-pv mogelijk is. Het kan opengesteld worden dat projectontwikkelaars zelf andere configuraties en verhoudingen zon-pv/batterij/firm-transportvermogen voorstellen in hun subsidieaanvraag. De exacte contractvorm wordt verder uitgewerkt.
- Er is een voorkeur voor een exploitatiesubsidie, maar de vorm wordt verder onderzocht. Een tendersystematiek met een vooraf vastgesteld maximumbedrag lijkt een juiste manier om de hoogte van de subsidie vast te stellen. De exploitatiesubsidie bestaat uit een maximumbedrag per kWh uitgestelde levering. We zien daarbij twee opties:
  1. Het subsidiebedrag wordt berekend, uitgaande van een batterij die alleen uitgestelde levering doet. Het subsidiebedrag wordt berekend alsof er geen afname van elektriciteit is (dus geen transporttarief) en geen deelname aan energie-(balancerings)markten.



2. Het subsidiebedrag wordt berekend inclusief inkomsten uit balanceringsmarkten en de kosten voor transporttarief.
- Er dienen ook voorwaarden opgenomen te worden wanneer er teruggeleverd moet worden om aangemerkt te worden als ‘uitgestelde levering’. Dit zal niet een standaard NFA-variant worden en dient dus door de subsidieverstrekker uitgewerkt te worden. Een logische vorm die we zien, is met vooraf vastgestelde tijdsblokken. Een mogelijkheid zijn bijvoorbeeld de tijdsblokken van 6:00 tot 17:00 uur van mei tot en met september, aangezien dit momenten zijn waarbij er vaak overschotten van duurzame energie zijn. Eventueel zijn meer gedetailleerde profielen mogelijk, mits dit uitvoerbaar is voor de subsidieverstrekker.
  - Het waarborgen van dat er daadwerkelijk uitgestelde levering heeft plaatsgevonden en hoe, kan via een jaarlijkse rapportage. Uitgangspunt daarbij is een meter die vaststelt hoeveel er van de zonnepanelen aan de batterij geleverd is. Vervolgens kan er gemeten worden hoeveel er buiten bepaalde tijdsvensters geleverd is van de batterij aan het net of aan de direct gekoppelde afnemer achter de meter. Dit kan door middel van een vooraf vastgesteld contract.
  - Andere verdienmodellen dan alleen uitgestelde levering zijn toegestaan, ook als ze niet meegenomen worden in het berekenen van het subsidiebedrag.
  - De batterij dient netneutraal gerealiseerd te worden. Als het goed is, zal bij invoering van de subsidie een inpassingskader voor batterijen gerealiseerd worden door de netbeheerders. Dit dient opgelegd te worden.
  - Er is onderzocht wat de effecten zijn van de subsidie techniekneutraal realiseren. De enige andere technieken die uitgestelde levering mogelijk maken zijn flowbatterijen en waterstofproductie- en conversie in een gascentrale. Flowbatterijen zijn richting 2025 beperkt beschikbaar en duurder. Waterstofproductie en -conversie zal vanaf 2025 ook beperkt nog beschikbaar zijn, maar kent naar verwachting wel een lagere onrendabele top in 2030.

De uitvoerbaarheid en haalbaarheid dient verder onderzocht te worden, maar we schatten in dat deze subsidie uitvoerbaar is. Er zijn voldoende zon-pv-projecten in Nederland om het beschikbare budget te besteden. De interesse in het plaatsen van batterijen voor uitgestelde levering zal afhangen van de uitvoerbaarheid aan de kant van de ontwikkelaars en het subsidiebedrag. Bij een invoering in 2024 zullen op zijn vroegst in 2025, maar naar verwachting in 2026 de projecten gerealiseerd worden. Tot en met 2035 kunnen deze projecten dan bijdragen aan de CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland, juist op moeilijk te verduurzamen momenten waarin het elektriciteitssysteem anders afhankelijk is van fossiele productie.

Vanuit de sector is overwegend positief gereageerd op de subsidie en deze mogelijke uitwerking. De sector geeft aan dat een gelijk speelveld essentieel is. Daarom ziet de sector bij voorkeur dat alleen de onrendabele top wordt vergoed die extra ontstaat door uitgestelde levering. Het nadeel hiervan is dat er mogelijk helemaal geen batterijen gerealiseerd zullen worden met de subsidie én dat er volgens de beginselen van een subsidie naar de daadwerkelijke kosten gekeken moet worden. Een gelijk speelveld tussen verschillende grootten projecten en locaties in het net wordt ook als belangrijk gezien. Daarnaast geeft de sector aan graag zoveel mogelijk vrijheid in het instrument te zien om zelf projecten met de ideale configuratie te ontwikkelen. Denk daarbij aan de verhouding tussen het batterijvermogen en het zon-pv vermogen. Naar onze mening kan de subsidie kaders voorschrijven, zoals de energiec capaciteit en een bepaald minimum vermogen, maar kan de markt hier wel een bepaalde hoeveelheid vrijheid in gegeven worden. Een mogelijk nadeel is dat de diversiteit in projecten toeneemt, wat zowel de beoordeling als de controle lastiger maakt.

#### 4.4.2 Doorrekening subsidie

De subsidie is doorgerekend met de hierboven beschreven eigenschappen en met de businesscase uit Hoofdstuk 3 als uitgangspunt. De subsidieintensiteit is hoog, tussen de 2.500 en 5.000 €/ton CO<sub>2</sub>. Deze bandbreedte wordt bepaald door de ontwikkeling van de prijzen van aardgas en CO<sub>2</sub> en het ontwerp van de subsidie. Er kan met het budget van € 416 miljoen zo'n 160 tot 330 MW aan batterijvermogen gerealiseerd worden.

Dit resulteert in een CO<sub>2</sub>-reductie van 0,08 tot 0,17 Mton tijdens uren die moeilijk te verduurzamen zijn. De kosten zijn naar verwachting wel hoger dan het belangrijkste alternatief, namelijk elektriciteitsproductie met waterstof. De kosten daarvan zijn berekend in Bijlage C en vanaf 1.000 €/ton CO<sub>2</sub> tot maximaal 4.000 €/ton CO<sub>2</sub>. Een techniekneutrale subsidie voor batterijen zal niet leiden tot lagere kosten, aangezien andere batterijtechnieken de komende jaren nog duurder zullen zijn.

#### 4.5 Conclusie mogelijk aanvullend beleid

De maatregelen in dit hoofdstuk zijn globaal uitgewerkt. We concluderen dat er een goed inpassingskader vereist is om de markt voor grootschalige batterijen verder te kunnen laten groeien. De geïdentificeerde maatregelen sluiten zich aan de eerdere beleidsmaatregelen uit de studie '[Beleidsmaatregelen voor grootschalige batterijsystemen en afnamecongestie](#)'.

In de vorige studies zijn drie beleidsaanbevelingen vastgesteld voor het congestieneutraal inzetten van batterijen voor afnamencongestie. Deze studie heeft extra informatie opgeleverd op deze drie thema's:

1. Sluit batterijen aan op de storingsreserve en/of met een non-firm-ATO. In deze studie zijn verschillende andere NFA-vormen onderzocht. De NFA werkt anders voor opweknetcongestie, omdat er voor invoeding geen transportrecht betaald hoeft te worden. Er is dus geen financieel argument om dit autonoom te doen. Via congestiemanagement kan een batterij ook financieel gecompenseerd worden om congestieneutraal te acteren voor opwek.
2. Sturing op locatie: we concluderen dat een aanbesteding lastig is vanuit de overheid of de netbeheerder. In de vorige studie is informatieverstrekking vanuit de netbeheerder als wenselijke maatregel geïdentificeerd. In deze studie is ruimtelijke sturing vanuit de NPRES verder uitgewerkt.
3. Verhoging financiële grens congestiemanagement en toevoegen doelmatigheidseis: Voor afnamencongestie was deze verhoging essentieel en logisch, vanwege de grotere maatschappelijke effecten van afnamencongestie. Voor opweknetcongestie zijn de maatschappelijke effecten kleiner en is curtailment een goed technisch-economisch alternatief als oplossing voor batterijen. Een hogere financiële grens is dus mogelijk niet gewenst.

Deze studie richt zich verder op een subsidie voor batterijen bij zon-pv, waarvoor dit inpassingskader ook essentieel is. Deze subsidie is verder uitgewerkt in de lijn van de opgestelde beleidsmaatregel als onderdeel van het Klimaatfonds. Met deze subsidie kan duurzame stroom gerealiseerd worden op moeilijke uren in het jaar, met weinig zon en wind en dus normaliter afhankelijkheid van fossiele centrales. De subsidie-intensiteit is hoog, tussen de 2.500 en 5.000 €/ton CO<sub>2</sub>. Deze bandbreedte wordt bepaald door de ontwikkeling van de prijzen van aardgas en CO<sub>2</sub> en het ontwerp van de subsidie. Er kan met het budget van € 416 miljoen zo'n 160 tot 330 MW aan batterijvermogen gerealiseerd worden. Dit resulteert in een CO<sub>2</sub>-reductie van 0,08 tot 0,17 Mton tijdens uren die moeilijk te verduurzamen zijn. De kosten zijn naar verwachting wel hoger dan het belangrijkste alternatief, namelijk elektriciteitsproductie met waterstof. Een techniekneutrale subsidie voor batterijen zal niet leiden tot lagere kosten, aangezien andere batterijtechnieken de komende jaren nog duurder zullen zijn.

#### Tekstkader 6 - Businesscase en flowbatterijen

De eigenschappen en het beleid voor flowbatterijen is in detail uitgewerkt in Bijlage D. Per hoofdstuk toetsten we de conclusies voor flowbatterijen. De geïdentificeerde beleidsmaatregelen zijn getoetst voor flowbatterijen, en additioneel beleid specifiek voor flowbatterijen is in kaart gebracht. Flowbatterijen kunnen ook netcongestieneutraal aangesloten worden met hetzelfde beleid en ook het inpassingskader kan naar verwachting goed toegepast worden op flowbatterijen. Voor additioneel beleid adviseren we de overheid om te kijken naar ondersteuning voor de opschaling van flowbatterijen en naar het marktontwerp voor langdurige energieopslag voor energiebalancing en netcongestie.

## 5 Referenties

- ACM. (2023). *Transporttarieven en elektriciteitsopslag*.
- CE Delft. (2023a). *Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie*.
- CE Delft. (2023b). *Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Businesscase, potentieel en rol in energiesysteem*.
- Energy Storage NL. (2023). *Versnelling energieopslag in groot gevaar door verhoogde transporttarieven*. In: Energy Storage NL.
- EY. (2022). *Externe validatie waterstoftransportnet*.
- Ministerie van EZK. (2023). *Klimaatpakket*.
- National Grid. (2023). *ANM Curtailment Reports*. In: National Grid.
- Netbeheer Nederland. (2022, 15 december 2022). *Nieuw inpassingskader voor grote batterijen moet netcongestie verminderen*. Netbeheer Nederland.  
<https://www.netbeheernederland.nl/nieuws/nieuw-inpassingskader-voor-grote-batterijen-moet-netcongestie-verminderen-1596>
- NP RES, & CE Delft. (2022). *Factsheet Opslag van elektriciteit*.
- NREL. (2023). *Utility-Scale Battery Storage*. <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale-battery-storage>
- OTE. (2018). *Afwegingskader verzwaren tenzij*. Overlegtafel Energievoorziening (OTE). Retrieved februari from  
[https://www.netbeheernederland.nl/\\_upload/Files/OTE\\_Rapport\\_Afwegingskader\\_verzwaren\\_tenzij\\_128.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/OTE_Rapport_Afwegingskader_verzwaren_tenzij_128.pdf)
- PBL. (2023). *Eindadvies basisbedragen SDE++*.
- RVO. (lopend, 4 juli 2022). *SDE++ Projecten in beheer*. <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/sde/feiten-en-cijfers>
- TenneT. (2023a). *Adequacy Outlook*.
- TenneT. (2023b). *TenneT verwacht verdere stijging transporttarieven in 2024*. TenneT.  
<https://www.tennet.eu/nl/nieuws/tennet-verwacht-verdere-stijging-transporttarieven-2024>

# A Methode en aannames business-case

## A.1 Methode op hoofdlijnen

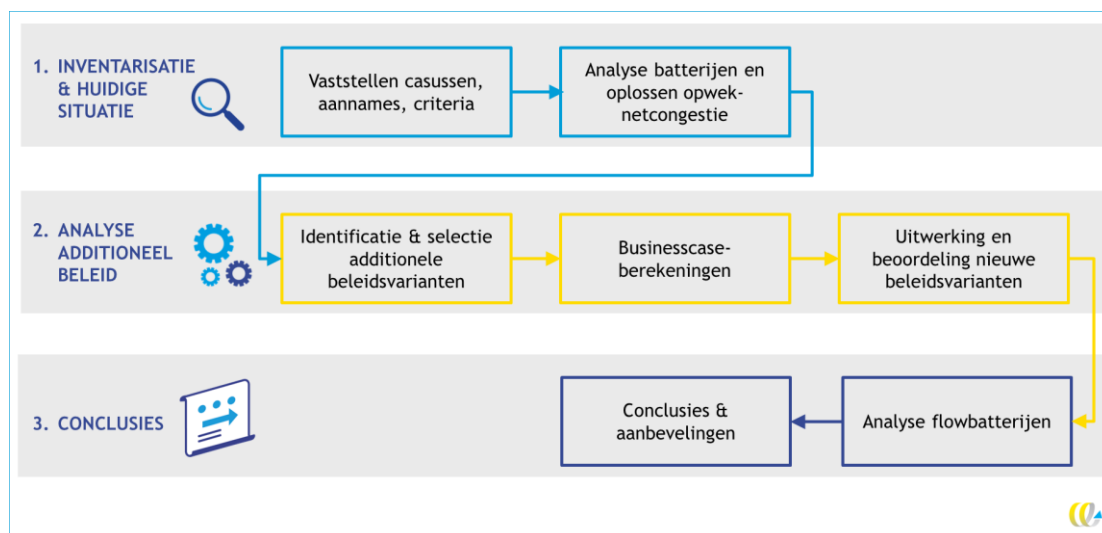
In deze studie zijn drie fases geïdentificeerd met verschillende werkzaamheden, weergegeven in Figuur 11.

1. **In Fase 1** stellen we alle uitgangsparameters en de scope van de studie vast. Daarnaast is het potentieel van batterijen geanalyseerd voor het oplossen van netcongestie door duurzame elektriciteitsproductie, opgenomen in Hoofdstuk 2.
2. **In Fase 2** zijn additionele beleidsalternatieven geïdentificeerd, opgenomen in Bijlage A.5. Vervolgens zijn deze varianten verder uitgewerkt en beoordeeld op verschillende criteria. Dit is mede gebaseerd op de maatschappelijke kosteneffectiviteit van de subsidie, gebaseerd op de businesscaseberekeningen in het referentiescenario en de verschillende beleidsvarianten. De businesscaseberekening is opgenomen in Hoofdstuk 3 en de beleidsanalyse in Hoofdstuk 3.

In Hoofdstuk 4 is aanvullend beleid voor de inpassing van batterijen uitgewerkt en in Bijlage B aanvullend beleid rond een subsidie voor zon-pv en batterijen.

3. **In Fase 3** komen we tot conclusies en aanbevelingen. Voor flowbatterijen wordt een analyse uitgevoerd over de potentie van deze techniek en hoe onze aanbevelingen ingrijpen op die techniek, opgenomen in Bijlage D. In het kernrapport zijn de conclusies en aanbevelingen in het algemeen opgenomen.

Figuur 11 - Overzicht methode





## A.2 Scope en afbakening

We richten ons in deze studie op opweknetcongestie en batterijen. In een eerdere studie is specifiek gekeken naar afnamenetcongestie<sup>5</sup>. Batterijen zijn één van de bronnen van flexibiliteit voor netcongestie en energiebalancering. We richten ons op batterijen omdat er zeer veel extra vermogen gepland is en dat het daarmee dus qua omvang een zeer belangrijke bron is van flexibiliteit. Het belang voor beleid op de korte termijn is dus groot.

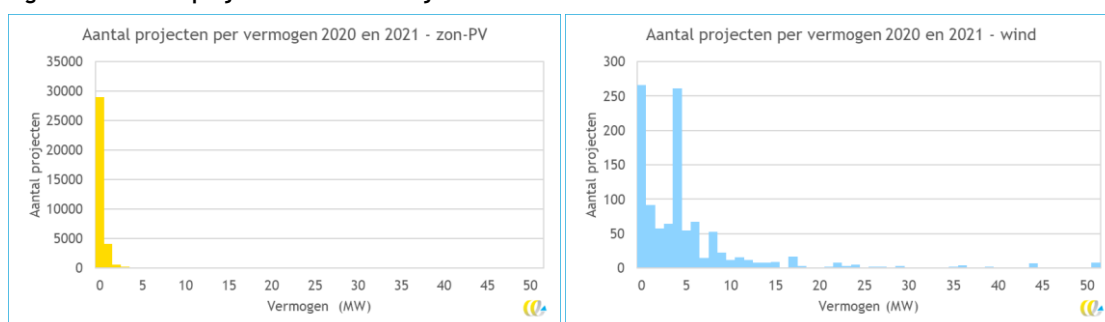
In deze studie focussen we specifiek op grootschalige batterijsystemen groter dan 1 MW. Buurt- en thuisbatterijen zijn geen onderdeel van deze studie. We onderzoeken hierbij twee varianten van batterijen. In de analyses gaan we uit van de huidige generatie lithium-batterijen. Dit type batterijen wordt vaak in 2-uurs- of 4-uursconfiguratie uitgevoerd. Dit betekent dat deze batterijen twee of vier uur lang op maximaal vermogen energie kunnen leveren of opnemen. In deze studie analyseren we ook het potentieel van batterijen met een grotere energie-inhoud (ongeveer 8 tot 80 uur). Daarnaast analyseren we flow-batterijen en de potentie van die nieuwe techniek voor netcongestie en de relevantie van het geïdentificeerde beleid. Flowbatterijen zijn geselecteerd vanwege de verwachte potentie rond 2030, vanwege een grotere energiedichtheid. Andere typen technieken zijn buiten scope van de studie.

## A.3 Casussen: grootte batterijen en elektriciteitsproductie

Aan de hand van de casussen ontwikkelen en toetsen we het beleid. Daarnaast worden businesscaseberekeningen uitgevoerd voor enkele casussen.

De casussen voor deze studie omvatten de grootte van de batterijen en eventuele colocatie met zon en/of wind. Het vaststellen van casussen is gebaseerd op recente projecten in de SDE++, recente aangekondigde batterijenprojecten met colocatie van wind en zon<sup>6</sup> en verwachtingen van marktpartijen over projecten die de komende periode gerealiseerd worden. Figuur 12 toont de SDE++-projecten van de rondes van 2020 en 2021, die nu in beheer zijn voor zon-pv en wind. De meeste zon-pv-projecten hebben een vermogen tussen de 0 en 2 MW. Voor wind zijn de meeste projecten tussen de 0 en 1 MW en tussen de 4 en 5 MW.

Figuur 12 - SDE++-projecten in beheer in januari 2023 voor de SDE++-rondes 2020 en 2021



Bron: (RVO, lopend).

<sup>5</sup> Deze studie is te vinden via [deze link](#).

<sup>6</sup> Recente projecten zoals [Bontepolder](#) (5 MW/5 MWh), [Fluwel](#) (1MW, 2 MWh), [WeertEnergie](#) (1,2 MW) en op bedrijventerrein [Slabbecoornpolder](#) (2MW).

In deze studie richten we ons op batterijen die opweknetcongestie oplossen. In de studies worden analyses uitgevoerd in Bijlage B.2 over de vereiste batterijgrootte om netcongestie op te lossen. De casussen zijn geselecteerd om een breed speelveld te laten zien: zon op dak en zon op veld; stand-alone-batterijsystemen en colocatie; verschillende grootten batterijen en opwek. De casussen zijn weergegeven in Tabel 5.

Tabel 5 - Overzicht casussen voor batterijen

Naam	Duurzame opwek	Batterij vermogen	Netaansluiting
Kleinschalig zon op dak	0,7 MWp zon	0,5 MW	0,5 MW
Zon- en windpark	10 MW wind, 7 MWp zon	5 MW	10 MW
Stand-alone MS	0 MW	10 MW/40 MWh	10 MW
Grootschalige zon	14 MWp zon	10 MW/40 MWh	10 MW
Stand-alone EHS	0 MW	400 MW	400 MW

We duiden mogelijke verschillen in beleid voor een bestaand zonnepark, een zonnepark dat wordt vergroot in combinatie met een batterij en een zon-op-dak-installatie. Voor zon op dak gaan we uit van een gemiddeld elektriciteitsverbruikprofiel. De stand-alone-gridbatterij wordt gebouwd voor handel op de balancerings- en energiemarkten, maar kan ook bijdragen aan het netcongestiemanagement.

### Casus: zon op dak met eigen verbruik

We hanteren een opwekprofiel voor een zon-pv-installatie van 0,7 MW op een netaansluiting van 0,5 MW. Het gebruikte vraagprofiel is van een gemiddeld bedrijf in Nederland en afkomstig uit het EnergieTransitieModel van Quintel op basis van het scenario voor 2020<sup>7</sup>. Dit profiel is vervolgens geschaald naar een netaansluiting van 0,5 MW en zodanig dat het in combinatie met het zon-pv-profiel een eigen gebruik van 43% van het zonprofiel kent. Op basis van de statistieken van RVO blijkt namelijk dat gebouwgebonden SDE-projecten een eigen gebruik van 43% kennen<sup>8</sup>.

Het uitgangspunt van onze analyse is dat de zonne-energie direct gebruikt wordt door het bedrijf, opgeslagen wordt in de batterij of wordt geleverd aan het netwerk. Ook de tijdens het ontladen van de batterij zal een deel van de elektriciteit door het bedrijf zelf gebruikt worden wanneer er op dat moment een elektriciteitsvraag is. De besparing die dit aan inkoop oplevert wordt toegerekend aan de businesscase en is vastgesteld op de APX-waarde van dat uur plus 39,42 €/MWh aan energiebelasting<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> Meegenomen energieverbruik in dit profiel betreft apparaten, airconditioning, elektrische warmtevoorziening en licht.

<sup>8</sup> [www.open.overheid.nl/documenten/ronl-582665b5faba3dcdea9b293cf14d66d0ba3eac52/pdf](http://www.open.overheid.nl/documenten/ronl-582665b5faba3dcdea9b293cf14d66d0ba3eac52/pdf)

<sup>9</sup> Uitgangspunt is hierbij een bedrijf dat voor de energiebelasting valt onder de categorie 50 MWh t/m 10 GWh, conform het profiel dat wij gebruiken. We hanteren de belastingtarieven van 2023: [www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige\\_belastingen/belastingen\\_op\\_milieugrondslag/tarieven\\_milieubelastingen/tabellen\\_tarieven\\_milieubelastingen](http://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen)



## A.4 Cable pooling, MLOEA en groeps-ATO

Er zijn verschillende ontwikkelingen die batterijen en duurzame elektriciteitsproductie beïnvloeden, maar geen specifiek onderdeel zijn van beleid voor netcongestie.

We beschrijven de effecten daarvan hieronder:

- **Meerdere leveranciers op één aansluiting (MLOEA):** verschillende energieleveranciers kunnen met deze regeling op één aansluiting energie leveren of afnemen. Dit kan betekenen dat achter een aansluiting de batterij een ander energiecontract afsluit dan bijvoorbeeld het zonnepark. Er wordt door de netbeheerder een extra meetpunt gerealiseerd, waar dan een ander contract voor geldt. MLOEA is sinds 2017 mogelijk.
- **Cable pooling:** cable pooling betekent dat meerdere partijen één netaansluiting mogen gebruiken. Cable pooling is nu alleen nog mogelijk voor elektriciteitsproductie zoals bij een zonne- en windpark. De Tweede Kamer heeft ingestemd met een voorstel om cable pooling met opslag en opwek mogelijk te maken. Dit moet nog goedgekeurd worden in de Eerste Kamer als onderdeel van het Salderingsdebat. Cable pooling met afname is nu nog niet mogelijk. Cable pooling maakt het potentieel van het combineren van batterijen en opwek groter. De batterij en opwek hoeven niet exact op dezelfde locatie te staan, maar kunnen ook bij elkaar in de buurt gelegen zijn. Het grootste voordeel is dat op deze manier het net efficiënter gebruikt wordt, waardoor er meer partijen aangesloten kunnen worden. Ook is het voordelig dat er lagere aansluit- en netkosten zijn voor de exploitant en voor de netbeheerder, zodat er maar één aansluiting vereist is voor twee partijen.
- **Groepsaansluit- en transportovereenkomst (groeps-ATO):** dit is een nog niet-bestaand nieuw tariefproduct dat onder andere in het Landelijk Actieplan Netcongestie verder uitgewerkt wordt door netbeheerders en marktpartijen. Meerdere partijen kunnen gezamenlijk één virtuele aansluiting op het netwerk contracteren. Zij kunnen het collectieve transportvermogen gezamenlijk delen, onderling energie uitwisselen en zo het elektriciteitsnetwerk efficiënt gebruiken. Dit biedt ook potentieel voor batterijen die gevestigd kunnen worden op bijvoorbeeld een bedrijventerrein en dan energie kunnen uitwisselen met elektriciteitsproductie-installaties en -afnemers.

## A.5 Onderzochte beleidsvarianten

De onderzochte beleidsvarianten in deze studie zijn behandeld in Hoofdstuk 4.

De beleidsvarianten zijn:

- Huidig beleid:
  - firm-netaansluiting;
  - congestiemanagement.
- NFA-varianten: zowel qua contractvormen en verdeling van vrije netcapaciteit zijn verschillende varianten beschreven.
- Financiële ondersteuning voor additionele grootschalige batterijen:
  - aanbesteding netbeheerders;
  - verplichting batterijen bij zon-pv;
  - subsidie batterijen voor uitgestelde levering;
  - subsidie techniekneutraal voor uitgestelde levering.
- Ruimtelijke sturing door batterijen op te nemen in het NPRES.

## A.6 Beleidsvarianten buiten scope

Er zijn ook verschillende beleidsmaatregelen die buiten de scope vallen van deze studie.

Ten eerste zijn er beleidsmaatregelen onderzocht in de voorgaande studie '[Beleid voor grootschalige batterijsystemen en afnamenetcongestie](#)'. Dit zijn onder andere maatregelen voor netneutraal aansluiten, zoals gebruik van de storingsreserve en ruimtelijke sturing vanuit de Rijksoverheid of vanuit de netbeheerder met data. Deze maatregelen zijn vol-doende in kaart gebracht in de voorgaande studie. Deze onderhavige studie omvat wel maatregelen die raken aan deze thema's. Een vrijstelling van transporttarieven met een firm-netaansluiting wordt in deze studie ook niet verder onderzocht. In de voorgaande studie zijn de voor- en tegenargumenten in kaart gebracht. Sindsdien is er geen aanleiding geweest om opnieuw naar dit onderwerp te kijken.

Daarnaast zijn er maatregelen buiten scope na afstemmen met de opdrachtgever, met input van de klankbordgroep:

- Actieve ontwikkeling van locaties voor flexibiliteit vanuit de netbeheerders is buiten scope van deze studie. De netbeheerders achten het niet realistisch dat zij zelf grond beschikbaar stellen, bijvoorbeeld op het terrein van een onderstation, aangezien zij geen commerciële activiteiten mogen ontplooiën. Netbeheerders lijkt het logischer en zijn voorstander van dat vanuit de overheid aan ruimtelijke sturing wordt gedaan. Daarom is ervan afgezien om actieve ruimtelijke sturing vanuit de netbeheerder verder te onderzoeken.
- Herziening van de congestie- of energiemarkten is geen onderdeel van deze studie.
- Cable pooling, MLOEA en groeps-ATO zijn toevoegingen aan mogelijke casussen, maar geen beleidsmaatregelen die direct invloed hebben op eventueel beleid voor netcongestie. Deze zijn hierboven beschreven en geen onderdeel van de beleidsanalyse.
- Producententarief is een algemene maatregel met invloed op batterijen en zon. Deze langetermijnmaatregel is hier niet onderzocht, maar kan bijdragen aan een beter netgebruik en een level playing field tussen flexibiliteitsbronnen.
- Type batterijen verbieden: bepaalde typen batterijen zouden verboden kunnen worden (bijvoorbeeld stand-alone-batterijen in DSO-netwerken) maar in overleg met de stakeholders is besloten deze buiten scope te laten. Er wordt een brede noodzaak gezien voor batterijen in het energiesysteem en daarbij past niet het vooraf uitsluiten van bepaalde typen.

## A.7 Beoordelingscriteria

De beleidsvarianten zijn uitgewerkt en beoordeeld op verschillende beoordelingscriteria. Deze criteria zijn afgestemd met onder andere de klankbordgroep. Tabel 6 beschrijft de beoordelingscriteria waarop de beleidsmaatregelen uitgewerkt en beoordeeld zijn.

Tabel 6 - Beoordelingscriteria

Criteria	Toelichting criteria
Netimpact	Het effect van de beleidsmaatregelen op de netimpact van batterijen. We maken onderscheid of er een negatief effect is, een neutraal effect (congestieneutraal) of positief effect (congestie oplossen). Inclusief de zekerheid van de netimpact.
Sturing op locatie	Dit criterium omvat of de maatregel resulteert in een (actieve) sturing van de locatie van nieuwe batterijprojecten, bijvoorbeeld richting gebieden zonder netcongestie.

Criteria	Toelichting criteria
Non-discriminatoire	Non-discriminatoire betekent dat vergelijkbare aangeslotenen gelijk behandeld worden. Dit is een belangrijke randvoorwaarde voor netwerktarieven en beleid in het algemeen.
Potentie extra duurzame energie	Het effect op de hoeveelheid ingevoegde duurzame energie en daarmee de CO <sub>2</sub> -besparing.
Kosteneffectiviteit	Kosteneffectiviteit omvat of de (maatschappelijke) kosten voor een beleidsvariant kan opwegen tegen de baten van de maatregel.
Businesscase batterijen	De businesscase van batterijen omvat de totale jaarlijkse kosten en baten. Naast de businesscase is ook de financierbaarheid van de projecten meegenomen.
Draagvlak stakeholders	Het draagvlak van de maatregel bij de verschillende stakeholders (EZK, ACM, netbeheerders, energieleveranciers, batterijexploitanten, zon-ontwikkelaars).
Belemmeringen en snelheid implementatie	We stellen vast of er belemmeringen zijn en op welk niveau (Europese wetgeving, Nederlandse wetgeving en/of codes). Daarnaast stellen we vast hoe snel het beleid geïmplementeerd kan worden.
Overige maatschappelijke effecten	Een analyse van positieve of negatieve overige maatschappelijke effecten.

De beleidsmaatregelen zijn beoordeeld op deze criteria met een score van zeer negatief (--) tot zeer positief (++). De mogelijke beoordelingen zijn opgenomen in Tabel 7.

Tabel 7 - Mogelijke beoordeling

Beoordeling	Toelichting
--	Zeer negatief effect of beoordeling
-	Negatief effect of beoordeling
±	Effect onzeker of neutraal
+	Goede beoordeling
++	Zeer goede beoordeling
	Geen effect/beoordeling

De methode voor de businesscaseberekening inclusief de modellering per markten is toegelicht in de studie '[Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie](#)'. De modellering van de APX-, aFRR-markt en onbalansmarkt zijn grotendeels gelijk gehouden. Er is een aanpassing gedaan om de casussen in combinatie met zon-pv door te rekenen. In dit hoofdstuk lichten we de belangrijkste aannames toe.

## A.8 Doorgerekende casussen en scenario's

Er zijn verschillende scenario's doorgerekend voor de vier casussen:

1. EHS en MS-gridbatterij: er is gerekend met een firm-aansluiting en deelname op de APX-, onbalans- en aFRR-markt voor 2025 en 2030 in drie prijsscenario's.
2. Batterij bij zonnepark: batterij van 10 MW bij een zonnepark van 14 MW en een netaansluiting van 10 MW. Er is gerekend met de volgende scenario's:
  - 10 MW firm-transportvermogen. De batterij kan vrij handelen op de energiemarkt, ermee rekening houdend dat de netaansluiting niet wordt overschreden in combinatie met invoeding van het zonnepark.
  - 10 MW non-firm-transportvermogen voor invoeding en 10 MW firm-vermogen voor afname. De batterij kan vrij handelen op de energiemarkten, rekening houdend met het totale beschikbare transportvermogen. Het doel is dat de batterij gedurende

- uren met productie zonne-energie opslaat en tijdens de zonnepiek niet mag acteren.
- Batterij mag niet acteren op andere markten en alleen zonne-energie opslaan. Er kan buiten de piek ingevoed worden. Hiervoor wordt naar verwachting een 10 MW NFA afgesloten.
3. Batterij bij zon op dak: voor deze casus worden dezelfde scenario's doorgerekend als in de batterij bij een zonnepark, rekening houdend met het verbruik achter de meter. Voor het verbruik achter de meter is gebaseerd op gegevens van RVO, aangehouden dat 40% zelf gebruikt wordt en 60% wordt geleverd aan het net.

## A.9 Aannames businesscase

### Financiering

Er is gerekend met een afschrijftermijn van vijftien jaar en een weighted average cost of capital (WACC) van 8%. Deze WACC is gebaseerd op verschillende recente studies voor batterijen waarin percentages variëren tussen 7,3 en 11%. Daarmee is de capital recovery factor, die de jaarlijkse kosten van een investering bepaalt, berekend op 11,68%. We gaan uit van een investering in 2025.

### Investeringskosten

De investeringskosten zijn gebaseerd op een studie van het NREL (2023). Deze studie bepaalt jaarlijks de investeringskosten voor onder andere batterijen. De kosten zijn geïnterpoleerd om aan te sluiten bij onze casussen.

Tabel 8 - Overzicht kostprijs aannames batterijen

Casus	Batterijgrootte	Investeringskosten per kWh	Investeringskosten	Onderhoudskosten per jaar (2,5%)
Kleinschalig zon op dak	0,5 MW, 2 MWh	€ 420	€ 840.000	€ 20.900
Batterij bij zonnepark	10 MW, 40 MWh	€ 370	€ 14.800.000	€ 370.000
MS gridbatterij	10 MW, 40 MWh	€ 370	€ 14.800.000	€ 370.000
EHS-gridbatterij	400 MW, 1.600 MWh	€ 310	€ 498.400.000	€ 12.500.000

### Nettarieven

De nettarieven zijn sterk gestegen in 2023 en een sterke stijging wordt door TenneT ook voor 2024 verwacht van 85% voor HS-klanten. De stijging van de nettarieven wordt vooral gedreven door hoge energiekosten, die de netbeheerder raken door energieverliezen en de inkoop van flexibiliteit voor balanshandhaving en congestiemanagement. TenneT geeft aan dat bij gelijkblijvende energieprijzen de nettarieven in 2025 en 2026 ongeveer 15% zullen stijgen door toenemende netinvesteringen. Uit onze berekeningen en verwachtingen voor deze studie richting 2025 en 2030 voorzien we echter een dalende elektriciteitsprijs. Het exacte effect daarvan op het nettarief is onbekend en de netbeheerders hebben geen prognoses over de ontwikkeling van de nettarieven.

In deze studie nemen we een stijging tot 2025 aan van 85% van de nettarieven van 2023 voor de vier casussen. We nemen aan dat na 2025 de nettarieven gelijk blijven. De kosten voor netinvesteringen nemen waarschijnlijk toe, maar de energiekosten voor de netbeheerders zullen naar onze verwachting dalen. Het exacte effect is onbekend en sterk afhankelijk van de ontwikkeling van energieprijzen, maar met de verwachte ontwikkeling verwachten we constante nettarieven na 2024-2025.

## Energieprijzen PowerFlex

Voor de modellering van de elektriciteitsprijzen per uur hanteren we het PowerFlex-model. De inputs daarvoor zijn het opgesteld vermogen van verschillende productiebronnen (gas, kolen, zon, wind, kernenergie) en de energieprijzen. De aangenomen energieprijzen zijn weergegeven in Tabel 9.

Tabel 9 - Energieprijs aannames

Commodity	Eenheid	2025			2030		
		Laag	Midden	Hoog	Laag	Midden	Hoog
Gas	€/MWh	€ 30	€ 50	€ 90	€ 20	€ 35	€ 60
Kolen	€/ton	€ 80	€ 130	€ 210	€ 60	€ 120	€ 190
CO <sub>2</sub>	€/ton	€ 70	€ 100	€ 120	€ 90	€ 120	€ 150

## Elektriciteitsproductie kosten zon-pv

Voor de casussen met zonne-energie gaan we uit van kostenparameters uit de SDE++ (PBL, 2023). Deze zijn weergegeven in Tabel 10.

Tabel 10 - Overzicht kostenparameters zon-pv-productie SDE++

Parameter	Fotovoltaïsche zonnepanelen, 1-20 MWp, grondgebonden (net = 70%)	Fotovoltaïsche zonnepanelen, ≥15 kWp en <1 MWp, gebouwgebonden (net = 70%)	Eenheid
Kosten per kWh	€ 0,0633	€ 0,0816	€/kWh
Vollasturen levering	950	900	uur/jaar
Relatieve kosten per MW productiecapaciteit	€ 60.135	€ 73.440	€/MW/jaar

Bron: (PBL, 2023).

# B Uitwerking beleid: subsidie voor additionele batterijen bij zon-pv

In april 2023 is een Aanvullend Klimaatpakket gepresenteerd met aanvullende maatregelen om de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling voor 2030 in zicht te houden (Ministerie van EZK, 2023). Hierin is een maatregel opgenomen om een eventuele verplichting van batterijen voor uitgestelde levering bij zon-pv-installaties verder te verkennen in combinatie met een subsidie van € 416,6 miljoen. De maatregel is voorgedragen omdat het naar verwachting, ondanks een hoge financiële bijdrage, wel op korte termijn tot CO<sub>2</sub>-reductie leidt. In dit hoofdstuk worden deze subsidie en aanvullende voorwaarden verder vormgegeven. Dit hoofdstuk bestaat uit:

- Paragraaf B.1: de doestelling van de beleidsmaatregel.
- Paragraaf B.2: het technisch potentieel, oftewel: waar de subsidie zich op zou moeten richten.
- Paragraaf B.3: de vormgeving aan de hand van negen beleidskeuzes.
- Paragraaf B.4: de uitwerking van de subsidie naar aanleiding van de gemaakte keuzes.
- Paragraaf 0: de energetische en financiële doorrekening.
- Paragraaf B.6: de conclusie van deze bijlage.

Een samenvatting van dit hoofdstuk is opgenomen in Paragraaf 4.4.

## B.1 Doelstelling subsidie/verplichting batterijen bij zon-pv

Het hoofddoel van het subsidiëren van batterijen bij zon-pv-installaties (zowel op dak als op veld) is het reduceren van CO<sub>2</sub>-uitstoot. Wanneer er geen hernieuwbare opwek is, wordt fossiele elektriciteitsproductie ingezet. De inzet van batterijen moet borgen dat overdag opgewekte zonne-energie uitgesteld geleverd wordt op momenten wanneer anders fossiele bronnen elektriciteit zouden produceren. Aangezien uitgestelde levering momenteel geen rendabele businesscase heeft, is financiële ondersteuning in combinatie met specifieke eisen voor de inzet van batterijen voorgenomen. Om uitgestelde levering ook te realiseren in gebieden met netcongestie, zijn er aanvullende voorwaarden uitgewerkt voor het netneutraal aansluiten van batterijen. Het netneutraal aansluiten maakt het in het algemeen ook mogelijk om hernieuwbare opwek op te schalen in gebieden met netcongestie, wat leidt tot verdere CO<sub>2</sub>-reductie. De beleidskeuzes voor de aanvullende voorwaarden en specifieke eisen zijn in samenspraak met de opdrachtgevers gemaakt.

## B.2 Technisch potentieel

### B.2.1 Waar is subsidie logisch?

In deze studie zijn verschillende analyses uitgevoerd als input voor de vormgeving van het instrument. Dit zijn uitgangspunten voor het instrument, omdat ze mede bepalen waar het instrument op stuurt. Uit de analyses concluderen we:

- Batterijen hebben meer potentieel om de piekbelasting van zon-pv te reduceren dan voor wind, zoals onderzocht in Bijlage B.2. Dit komt doordat wind vaak veel uren achter elkaar elektriciteit produceert ten opzichte van zon.



- Theoretisch kunnen stand-alone-batterijen ook uitgestelde levering realiseren. Er is dan echter geen directe koppeling tussen zon-pv en de batterij. Dit instrument is niet gericht op stand-alone-batterijen, onder andere vanwege uitvoerbaarheid en controleerbaarheid.
- De kosten voor grotere zon-pv-installaties en batterijen zijn lager, zoals zonneparken. Zon op dak zijn vaak kleinere installaties, maar de inkomsten zijn potentieel hoger door eigen gebruik. Een belangrijk voordeel daarin is dat er bij eigen gebruik geen energiebelasting en btw betaald hoeft te worden. De onrendabele top van de batterijen voor zon op dak en zonneparken is ongeveer gelijk, zoals bepaald in Hoofdstuk 3.
- Voor uitgestelde levering is alleen transportvermogen voor invoeding vereist en niet voor afname. Dit resulteert in veel lagere kosten.
- Batterijen kennen op dit moment geen positieve businesscase, de markt is op dit moment al verzadigd en de stijgende nettarieven maken de businesscase slechter. Uitgestelde levering maakt de businesscase minder, omdat het minder oplevert dan energiebalancing. Het doel van het instrument is om deze projecten te realiseren. De onrendabele top van zowel de batterijen als de additionele onrendabele top voor uitgestelde levering moet gerealiseerd worden.

## B.2.2 Technisch potentieel uitgestelde levering

In deze paragraaf onderzoeken we of een batterij daadwerkelijk uitgestelde levering bij zon en wind kan realiseren en de netimpact te verminderen. Ten eerste doen we dat voor een 1 MW zonnepark waarbij het doel is om alle zonne-energie op te slaan. Dit is vergelijkbaar met een situatie waarin een partij geen firm-netaansluiting heeft en alle energie opgeslagen moet worden in de batterij. Daarnaast onderzoeken we de situatie waarin het zon- en windpark wordt gerealiseerd met een kleine firm-netaansluiting en batterij.

### Batterijgrootte voor het voorkomen van curtailment zon

In de huidige SDE++ is opgenomen dat een zonnepark wordt aangesloten met een netcapaciteit van maximaal 50% van het piekvermogen. Een zonnepark van 10 MW heeft dan dus maximaal een netaansluiting van 5 MW. Als het zonnepark wordt aangesloten met een transportvermogen van 70% van het piekvermogen (1 MW bij 1,4 MWp), kan het park ongeveer 1.620 MWh van de elektriciteit invoeden van de totale 1.645 MWh productie. Het is onzeker hoe de opvolging van de SDE++ eruit zal zien en welke eisen hierbij gesteld zullen worden. Voor de hiernavolgende berekeningen is uitgegaan van een transportvermogen van 70%, aangezien dit vanuit de markt als meest kost efficiënte oplossing wordt gezien.

Tabel 11 toont de hoeveelheid zonne-energie die opgeslagen kan worden en op een later moment teruggeleverd of gebruikt kan worden achter de meter. Een batterij met een energiec capaciteit van 2 MWh kan dus 40% van de geproduceerde elektriciteit opslaan. Een vier-uurs batterij kan 66% van de elektriciteit opslaan en daarvan 56% invoeden.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Uitgaande van efficiëntie van een grootschalige batterij van 85%.

Tabel 11 - Hoeveelheid zon-pv-productie die opgeslagen kan worden in batterij bij zonnepark. Uitgangspunt is dat dus alle energie opgeslagen moet worden in de batterij gedurende de dag en er alleen 's avonds en 's nachts elektriciteit ingevoerd mag worden.

Batterijomvang	Hoeveelheid opgeslagen energie	Deel energie curtailment 1,4 MW zonnepark	Opgeslagen energie van totaal geproduceerde energie	Relatieve levering elektriciteit aan net (efficiënte=85%)	Investeringskosten t.o.v. 4-uursbatterij
Geen batterij	0 MWh	1.620 MWh			
1 MW/2 MWh	645 MWh	975 MWh	40%	34%	
1 MW/4 MWh	1.065 MWh	555 MWh	66%	56%	100%
1 MW/6 MWh	1.350 MWh	270 MWh	83%	71%	140%
1 MW/8 MWh	1.525 MWh	95 MWh	94%	80%	180%

Dezelfde berekening is uitgevoerd voor een 1 MW-omvormer met 2 MW zon-pv, oftewel een omvormervermogen van 50%. Dit is in lijn met de huidige SDE++. De zonnepiek duurt voor zo'n installatie langer. Oftewel: meer uren per jaar wordt er lang een hoge piekproductie gerealiseerd. Daardoor kan de batterij relatief minder energie opslaan. Een 4-uursbatterij kan ongeveer 50% van alle geproduceerde energie op een later moment invoeden. Een 6-uursbatterij kan 65% invoeden (oftewel 30% meer dan een 4-uursbatterij) en een 8-uursbatterij 75% (oftewel 56% meer dan een 4-uursbatterij).

Dit betekent dat een 6-uurs- of 8-uursbatterij hogere kosten kent ten opzichte van hoeveel duurzame energie er uitgesteld geleverd kan worden. Daarnaast weten we dat deze batterijen relatief minder kunnen verdienen op de energie- en balanceringsmarkten, oftewel: dat de onrendabele top groter is. In de uitwerking van de subsidie wordt er extra aandacht besteed aan de afweging over de batterijgrootte.

Tabel 12 - Hoeveelheid zon-pv-productie die opgeslagen kan worden in batterij bij zonnepark aangesloten op 50%

Batterijomvang	Hoeveelheid opgeslagen energie	Curtaillment 1,4 MW zonnepark	Opgeslagen energie van totaal	Relatieve levering elektriciteit aan net (efficiënte=85%)	Investeringskosten t.o.v. 4 uurs batterij
0 MW/0 MWh	0 MWh	2.050 MWh			
1 MW/2 MWh	685 MWh	1.370 MWh	33%	28%	
1 MW/4 MWh	1.180 MWh	875 MWh	57%	49%	100%
1 MW/6 MWh	1.560 MWh	495 MWh	76%	65%	140%
1 MW/8 MWh	1.830 MWh	220 MWh	89%	76%	180%

De kosten nemen niet-lineair toe met een grotere batterijcapaciteit. De investeringskosten voor een 6-uursbatterij zijn ongeveer 40% groter dan een 4-uursbatterij en de kosten voor een 8-uursbatterij zijn ongeveer 80% groter dan een 4-uursbatterij. De kosten ten opzichte van de hoeveelheid elektriciteit die aan het net geleverd kan worden is het meest voordelig voor een 4-uursbatterij.

## Verkleinen netaansluiting zon

Het doel van deze analyse is om te bepalen of een batterij goed ingezet kan worden om een zonnepark op een lager vermogen aan te sluiten, aangezien dit een mogelijke beleidsrichting is. We nemen een zonnepark aan van 1 MW. Dit park heeft een SDE++-beschikking en daarom een aansluiting op het elektriciteitsnetwerk van 0,5 MW. Tabel 13 toont de additionele ingevoede energie als een batterij wordt bijgeplaatst.

Tabel 13 - Additionele invoeding door batterij bij zonnepark met netaansluiting van 50% ten opzichte van piekvermogen

Netaansluiting	Batterijomvang	Ingevoede zonne-elektriciteit	Curtailement elektriciteit
0,5 MW - 50%	0 MW/0 MWh	840 MWh	50 MWh
	0,5 MW/0,5 MWh	870 MWh	20 MWh
	0,5 MW/1 MWh	880 MWh	10 MWh
	0,5 MW/1,5 MWh	890 MWh	1 MWh

Een batterij kan ook ingezet worden om de transportcapaciteit te verlagen. Tabel 14 toont de hoeveelheid ingevoede zonne-energie bij een netaansluiting van 25%, oftewel 0,25 MW. Zonder batterij kan er 620 MWh zonne-energie ingevoed worden. Er is slechts beperkte afhankelijkheid van het vermogen van de batterij (MW) maar er is vooral invloed van de hoeveelheid energiec capaciteit (MWh). Een kleine batterij van 0,5 MWh kan er al in resulteren dat er ongeveer 100 MWh meer zonne-energie ingevoed kan worden. Een batterij van 2 MWh kan resulteren in een verdere afname van curtailement tot ongeveer 40 MWh.

Tabel 14 - Additionele invoeding door batterij bij zonnepark met netaansluiting van 25% t.o.v. piekvermogen

Netaansluiting	Batterijomvang	Ingevoede zonne-elektriciteit	Curtailement elektriciteit
0,25 MW - 25%	0 MW/0 MWh	620 MWh	270 MWh
	0,25 MW/0,5 MWh	715 MWh	175 MWh
	0,5 MW/0,5 MWh	720 MWh	170 MWh
	0,5 MW/1 MWh	780 MWh	110 MWh
	0,25 MW/2 MWh	830 MWh	60 MWh
	0,5 MW/2 MWh	850 MWh	40 MWh
	0,75 MW/2 MWh	850 MWh	40 MWh
	0,5 MW/4 MWh	880 MWh	10 MWh

## Verkleinen netaansluiting wind

Een windpark produceert ongeveer 3.000 vollasturen per jaar aan elektriciteit. Voor het gehanteerde weerjaar 1987 is een windprofiel bepaald waarbij een windinstallatie van 1 MW in totaliteit 2.700 MWh produceert. Zonder batterij en met een 50% aansluiting kan er 1.930 MWh direct ingevoed worden. Met het toevoegen van een batterij van 0,5 MWh/1 MWh kan er 100 MWh opgeslagen worden en later teruggeleverd worden. Het verder vergroten van de batterij reduceert de hoeveelheid die gecurtaild dient te worden. Echter zijn er ook met bijvoorbeeld 8-uurs- of zelfs 24-uursbatterijen momenten dat curtailement nodig is. Dit komt doordat er periodes zijn waarbij er tot 50 uur achter elkaar meer dan 0,5 MW geproduceerd wordt. De batterij heeft dan dus geen moment om te ontladen.

Tabel 15 - Additionele invoeding door batterij bij windpark met netaansluiting van 50% ten opzichte van piekvermogen

Netaansluiting	Batterijomvang	Ingevoede wind-elektriciteit	Curtaiment elektriciteit
0,5 MW - 50%	0 MW/0 MWh	1930 MWh	770 MWh
	0,5 MW/0,5 MWh	2000 MWh	700 MWh
	0,5 MW/1 MWh	2040 MWh	660 MWh
	0,5 MW/2 MWh	2100 MWh	600 MWh
	0,5 MW/4 MWh	2200 MWh	500 MWh

### Conclusie batterij voor uitgestelde levering

Uit deze analyses concluderen we dat batterijen bij zon-pv het mogelijk maken om een groot gedeelte van de duurzame energie op te slaan en later terug te leveren. Dit kan ook met de eis dat er geen enkele kWh ingevoed mag worden op momenten met zon-pv-productie. In dat geval wordt het zonnepark zeker netneutraal aangesloten. Bij wind is de potentie voor het verkleinen van de netaansluiting of netneutraal veel minder groot, doordat er veel meer uren achter elkaar geproduceerd wordt.

### B.3 Vormgeving subsidie aan de hand van beleidskeuzes

Om te komen tot een goed subsidie instrument voor extra CO<sub>2</sub>-reductie door uitgestelde levering, zijn er negen beleidskeuzes geïdentificeerd:

1. Verplichting voor batterijen of vrijwillig instrument.
2. Type zon-pv binnen regeling: zon op dak en/of land en welk vermogen binnen de regeling valt.
3. Voorschrift batterijeigenschappen binnen regeling: verhouding zon-pv/omvormer- en batterijvermogen en energiecapaciteit batterij (aantal uren maximaal laden/ontladen).
4. Aanvullende eis voor opslaan zonne-energie: een mogelijke eis zodat er gewaarborgd wordt dan de zonne-energie ook daadwerkelijk opgeslagen wordt in de batterij en geen onnodige curtaiment plaatsvindt.
5. Aanvullende eis voor netneutraal aansluiten en uitgestelde levering: mogelijk NFA-varianten als eis toevoegen. De vorm is afhankelijk van of de voorwaarden gericht zijn op:
  - extra aan zon aansluiten; of
  - uitgestelde levering maximaliseren.
6. Subsidiemechanisme: een investeringssubsidie of een vorm van een exploitatiesubsidie.
7. Vaststellen van subsidiebedrag: dit kan door onderzoek vooraf vastgesteld worden of in een tendersystematiek waar aanvragers dit bepalen.
8. Toestaan welke verdienmodellen batterijen kunnen realiseren: of de batterij naast uitgestelde levering nog andere markten mag acteren en daarvoor ook elektriciteit van het net mag afnemen.
9. Welke technieken voor uitgestelde levering: alleen lithium-ion-batterijen of ook andere technieken. Dit bepaalt of de subsidie techniekneutraal is of alleen gericht op een techniek.

De beleidskeuzes worden hier één voor één uitgewerkt met een voorlopig advies.

### B.3.1 Verplicht of vrijwillig instrument

#### Verplichting batterijen bij zon-pv

De insteek van deze maatregel zoals voorgesteld in het Klimaatpakket heeft een verplichtend karakter, aangevuld met een subsidie. Hierna zijn mogelijke vormen daarvan beschreven.

- **Een harde verplichting:** het is in alle situaties verplicht om een batterij aan te sluiten bij een zonnepark en hier wordt subsidie toegekend. Indien de subsidie op is, blijft de verplichting gelden. Dit betekent dat er geen verdere zon wordt ontwikkeld naar verwachting aangezien er een zeer slechte businesscase is.
- **Een zachte verplichting:** hiervoor zijn twee opties:
  1. Het is verplicht om een batterij aan te sluiten bij een zon-pv-installatie, totdat er in totaal bijvoorbeeld 1 GW aan batterijen is geïnstalleerd. Hierna vervalt de verplichting.
  2. Het is verplicht om een batterij aan te sluiten bij een zon-pv-installatie, totdat het subsidiebudget op. Hierna vervalt de verplichting.
- **Vrijwillige subsidie:** er is geen verplichting en partijen kunnen nog zon-pv ontwikkelen zonder aanvullende eisen. Daarnaast kan zon-pv met elektriciteitsopslag gerealiseerd worden en kan voor de opslag een subsidie aangevraagd worden. Voor de subsidie geldt dat deze te ontvangen is totdat het subsidiebudget op is.

#### Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 16. Onze aanbeveling is om te kiezen voor een vrijwillige subsidie, omdat dit uitvoerbaar is en niet de additionele realisatie van zon-pv in de weg zit.

Tabel 16 - Voor- en nadelen beleidskeuze - verplicht of vrijwillig instrument

	Maatregel	Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Harde verplichting	– Te allen tijde geldt een verplichting.	– Mogelijk stagnatie van nieuwe zon-pv als de subsidie volledig besteed is, vanwege een mogelijke ongunstige verplichting. – Indien de batterij verplichting een harde voorwaarde is voor het verkrijgen van subsidie voor zon-pv-installaties, is het ook mogelijk dat partijen zon-pv-installaties gaan realiseren zonder subsidie, om zo onder de verplichting uit te komen.
B	Zachte verplichting	– Beperkt negatief effect op hoeveelheid nieuwe zon-pv.	– Mogelijk wacht men met het plaatsen van nieuwe zon-pv totdat de zachte verplichting komt te vervallen, om vervolgens een zon-pv-installatie te realiseren zonder batterij. – Uitvoerbaarheid in realisatie zon tot/rond grens.
C	Vrijwillige subsidie	– Geen negatief effect op nieuwe zon-pv.	– Mogelijk geen realisatie van batterijen bij zon-pv voor uitgestelde levering, afhankelijk van de businesscase.

## Conclusie

Een vrijwillige subsidie is het meest wenselijk, waarbij goed geborgd moet worden dat er gebruik gemaakt zal worden van de subsidie.

### B.3.2 Zon-pv-type, wind of stand-alone

Het instrument kan zich richten op batterijen bij zon-pv of zelfs ook opengesteld zijn voor stand-alone-batterijen. We zien daarbij vijf varianten:

1. Zonneparken.
2. Zon op dak.
3. Alle typen zon-pv, oftewel: zowel zon op dak en zonneparken.
4. Stand-alone-batterijen en batterijen bij zon-pv.
5. Windopwek.

De zonnelader en recent overheidsbeleid richt zich op het ontwikkelen van zoveel mogelijk zon op dak. Het beleid spreekt de voorkeur uit voor zon op dak en ongebruikte terreinen, en niet op bijvoorbeeld landbouwgrond. Het is daarom logisch een instrument voor energie-opslag bij zon-pv in ieder geval te richten op zon op dak. Naar verwachting is er in het komende jaar en/of jaren voldoende vermogen aan projecten van zowel zon op dak en zonneparken om het subsidiebudget volledig te benutten. In de SDE++ is er de afgelopen jaren ongeveer 3 tot 4 GW aan projecten totaal gerealiseerd. Het volledige budget kan gebruikt worden met enkele honderden MW'en naar verwachting. Een keuze tussen beide is dus mogelijk.

Bij een subsidie zonder verplichting voorzien wij dat ook bestaande projecten aanspraak kunnen maken op de subsidie en een batterij kunnen realiseren, eventueel in combinatie met uitbreiding van de zon-pv-installatie, maar dit is niet vereist. Voor bestaande projecten gelden dan ook de aanvullende eisen zoals omschreven in deze bijlagen. Dit kan in de praktijk betekenen dat een al gerealiseerde zon-pv-installatie met een 100% firm-aansluiting naar een (gedeeltelijke) non-firm-aansluiting zal moeten gaan, als de exploitant in aanmerking wil komen voor de subsidie voor batterijen.

Batterijen bij windparken kunnen ook uitgesteld elektriciteit invoeden. Wind kent echter een heel ander profiel. Er wordt veel meer uren per jaar stroom geproduceerd en vaak veel langer achter elkaar. Dit maakt uitgestelde levering met (lithium-ion-) batterijen minder aantrekkelijk. Batterijen kunnen langere periodes minder gebruik maken van de netaansluiting dan bij zon-pv en slechts een gedeelte van de elektriciteit opslaan. Dat tweede betekent in de praktijk dat het non-firm aansluiten van het project niet mogelijk is, zoals dat bij zon-pv wel kan. Als dit geen vereiste is, kunnen batterijen ook ingezet worden bij windparken.

Stand-alone-batterijen kunnen netcongestie effectiever oplossen dan batterijen bij zon-pv. De batterij optimaliseert dan om opweknetcongestie op te lossen in plaats van alleen op het voorkomen van netbelasting door één partij. Een stand-alone-batterij hoeft voor veel netvlakken minder uren per jaar ingezet te worden. Bij stand-alone-batterijen is er geen garantie voor uitgestelde levering. Er kan dan wel extra zon aangesloten worden, maar deze wordt ingevoed op de momenten dat de zon schijnt en dus niet tijdens momenten met te kort aan duurzame energie. In de studie '[Beleid voor grootschalige batterijsystemen en opweknetcongestie](#)' concluderen we echter verschillende uitdagingen in de uitvoerbaarheid voor overheidssubsidie voor grootschalige batterijen. De kosteneffectiviteit van batterijen bij zonneparken is naar verwachting hoger dan zon op dak. Grotere batterijen zijn relatief goedkoper. Daarnaast wordt er bij zon op dak meer zelf gebruikt, waardoor er minder zonne-energie wordt opgeslagen en later kan worden ingevoed.

De subsidiering van stand-alone-batterijen en batterijen bij zon-pv zullen beiden leiden tot marktverstoring. Deze eventueel gesubsidieerde batterijen concurreren met batterijen zonder subsidie. Daarom wordt een subsidie in de markt niet als wenselijk gezien. Met additionele voorwaarden kan voorkomen worden dat er een marktverstorend effect ontstaat, maar de batterijen alleen ingezet worden voor netcongestie oplossen/uitgestelde levering.

Het faciliteren van zowel zon op dak en zonneparken heeft als belangrijkste voordeel dat er zoveel mogelijk vermogen binnen het instrument valt en het instrument techniekneutraal is.

## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 17.

Tabel 17 - Voor- en nadelen beleidskeuze - type zon-pv of stand-alone-batterijen

Keuze		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Batterij bij zonneparken	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Minder marktverstoring.</li> <li>– Uitgestelde levering.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Sluit niet goed aan bij zonneladder.</li> <li>– Hogere relatieve kosten.</li> </ul>
B	Batterij bij zon op dak	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Minder marktverstoring.</li> <li>– Sluit aan bij zonneladder.</li> <li>– Uitgestelde levering.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hogere kosten vanwege kleinere schaal.</li> </ul>
C	Batterij bij beide typen zon-pv	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Minder marktverstoring.</li> <li>– Techniekneutraal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mogelijk geen realisatie van batterijen bij zon-pv voor netcongestievermindering.</li> </ul>
D	Batterijen bij zon en wind	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Nog meer techniekneutraal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Windprojecten met batterij kunnen niet in non-firm aangesloten worden voor levering.</li> <li>– Wind resulteert in meer beperking voor de batterij doordat er meer uren per jaar productie is.</li> <li>– Minder eenvoudig om universele eisen te stellen.</li> </ul>
D	Stand-alone-batterijen	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Effectiever netcongestie oplossen.</li> <li>– Minder vollaasturen actief.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Mogelijk geen uitgestelde levering.</li> <li>– Marktverstorende effect.</li> <li>– Uitvoerbaarheid.</li> </ul>

## Conclusie

De subsidie zal van toepassing zijn voor batterijen bij grootschalige zon-pv-installaties achter de meter. Alle typen zon-pv moeten kunnen deelnemen, waarbij de focus ligt op zon op dak, in lijn met huidig beleid. Door de batterij achter de meter te plaatsen is uitgestelde levering beter waar te borgen. Stand-alone-batterijen vallen buiten de subsidie, aangezien minder gewaarborgd kan worden dat deze ingezet worden voor uitgestelde levering. Batterijen bij wind zijn een mogelijkheid om toe te staan als de subsidie meer techniekneutraal vormgegeven moet worden. De beperkingen bij wind zijn echter groter, vanwege het hoger aantal vollaasturen en productie voor velen uren achter elkaar. Daardoor kan de netimpact van het project met een batterij niet of minder verlaagd worden.

### Minimumvermogen zon-pv-projecten

De SDE++ geldt vanaf een vermogen van 15 kW-piek. Daaronder geldt de salderingsregeling. Voor het instrument voor batterijen bij zon zou een andere grens gesteld kunnen worden, bijvoorbeeld 1 MW. De reden daarvoor zou kunnen zijn dat batterijen bij grotere zon-pv-installaties een lagere onrendabele top kent. Echter, heeft dit verschillende nadelen. Er ontstaat mogelijk een incentive om zonprojecten net onder die grens te ontwikkelen en daarnaast wordt er meer gestuurd op grootschaligere zon-pv-projecten. Deze staan minder hoog op de zonneladder en sluiten daarom minder goed aan bij de huidige beleidsrichting. Daarnaast is het instrument dan niet techniekneutraal, maar wordt gestuurd op een bepaalde configuratie.

We stellen voor om voor het instrument aan te sluiten bij het geldende instrument voor grootschalige zon, zijnde op dit moment de SDE++ met een grens van 15 kW-piek.

### B.3.3 Voorschrift batterij- en zon-pv-eigenschappen binnen regeling

In de regeling kunnen specifieke eisen opgenomen worden voor de batterij en de batterij in relatie tot zon-pv, zoals omschreven in Tabel 18.

Tabel 18 - Verschillende mogelijkheden voor voorschriften aan batterij- en zon-pv-eigenschappen

Voorschrift	Uitleg	Voorbeeld
Opslagcapaciteit	De relatieve opslagcapaciteit ten opzichte van het vermogen. Dit bepaalt mede hoeveel energie er uitgesteld geleverd kan worden.	Hoe groter de opslagcapaciteit ten opzichte van het batterijvermogen, hoe meer elektriciteit kan worden opgeslagen. Een voorbeeld van een voorschrift kan zijn dat de gesubsidieerde batterij minimaal een 4-uursbatterij moet zijn, aangezien dit type batterijen meer elektriciteit kunnen opslaan en vervolgens kunnen invoeden. Bijlage B.2 toont de opties van batterijen met verschillende opslagcapaciteiten en de relatieve terugleververgoeding die toeneemt naarmate de opslagcapaciteit toeneemt.
Batterijvermogen	Het relatieve vermogen van de batterij ten opzichte van de zon-pv-installatie. Door hier eisen aan te stellen, kan gegarandeerd worden dat een significant deel van de opgewekte elektriciteit in de batterij kan worden opgeslagen.	Er kan worden voorgeschreven dat het batterijvermogen 50 of 70% moet zijn van het piekvermogen van de zon-pv-installatie. In het geval van een zon-pv-installatie van 10 MW betekent dit bij een batterijvermogen van 50% dat het batterijvermogen minimaal 5 MW moet zijn.
Verhouding zon-pv/omvormer	Deze verhouding heeft ook een relatie met het batterijvermogen en het totale (firm- en non-firm-) transportvermogen van de netaansluiting.	Er kan voorgeschreven worden dat er een omvormer van bijvoorbeeld 50 of 70% vermogen ten opzichte van de zon-pv-piek gerealiseerd moet worden. De huidige SDE++ schrijft momenteel voor dat het omvormervermogen 50% van de zon-pv-installatie is, in lijn met de aansluitcapaciteit.



## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 19.

Tabel 19 - Voor- en nadelen beleidskeuze - batterij- en zon-pv-eigenschappen

	Maatregel	Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Opslagcapaciteit	– Door eisen te stellen aan de opslagcapaciteit, kan per batterij meer teruggeleverd worden.	– Een grotere opslagcapaciteit maakt de kosten per kWh hoger. Het mogelijk maken van meer uitgestelde levering zorgt dus voor een hogere onrendabele top.
B	Batterijvermogen	– Met name in gebieden met congestie kan deze maatregel leiden tot efficiëntere inzet van batterijen, omdat batterijen die een significant deel van de zonnestroom kunnen opslaan deze uitgesteld kunnen leveren.	– Mogelijk is een voorschrift voor batterijvermogen van bijvoorbeeld 50% ten opzichte van het zon-pv-vermogen niet in iedere situatie de beste oplossing. Dit kan bijvoorbeeld zijn als er meer eigen verbruik achter de meter is, waardoor een minder grote batterij kostenefficiënter is.
C	Verhouding zon-pv/omvormer	– Door een beperking toe te leggen op de omvormer en de teruglevercapaciteit van de zon-pv-installatie zal een groter deel uitgesteld geleverd worden.	– Begrenzing van de omvormer zorgt er ook voor dat de toevoer van de zonnestroom naar de batterij begrensd wordt. Echter blijkt in de praktijk dat het aantal dagen dat er hierdoor stroom verloren gaat, gering is.

## Conclusie

De subsidie zal van toepassing zijn op batterijen die minimaal vier uur opslag kunnen leveren. De aansluiting van de zon-pv-installatie zal in lijn met de SDE++ op 50% van het totale zon-pv-vermogen blijven. Het batterijvermogen dient gelijk te zijn aan het transportvermogen voor opwek. Er komen geen aanvullende eisen voor de verhouding tussen de zon-pv-installatie en de omvormer, aangezien dit in de praktijk al wordt geregeld met beperkte teruglevercapaciteit.

### B.3.4 Eis voor opslaan zonne-energie

Om te garanderen dat zonne-energie opgeslagen en op het juiste moment ingevoed wordt, zijn er onzes inziens twee voorwaarden vereist:

1. De zonne-energie moet opgeslagen worden in de batterij of ingevoed worden, en niet via curtailment weggegooid worden.
2. Om uitgestelde levering plaats te laten vinden, moet gewaarborgd worden dat de zonne-energie ingevoed wordt op wenselijk momenten: buiten de pieken. Daarbij kan er met deze eis ook gezorgd worden dat de batterij netneutraal wordt aangesloten.

De tweede eis werken we uit in Paragraaf B.3.5. Voor het opslaan van zonne-energie in plaats van curtailment zien we de volgende opties:

- Een eis opleggen aan de hoeveelheid geleverde energie per kWp paneelvermogen. Zonneparken die de opwek rond de middag curtailen, halen de eis niet.
- Additionele energiemeters als eis opnemen zodat energiestromen achter de meter gecontroleerd worden. Het controlemechanisme dient dan verder bepaald te worden, maar een logische mogelijkheid is een jaarlijkse rapportage met de energiestromen en steekproefcontroles door RVO.

## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 20.

Tabel 20 - Voor- en nadelen beleidskeuze - eis opslaan zonne-energie

Keuze		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Eis van minimaal vermogen ingevoerd	– Heldere regel, eenvoudiger controleerbaar.	– Complexiteit met andere energiestromen, zoals handel energiemarkten batterij en verbruik achter de meter.
B	Metten, rapportage en controle	– Beter aansluitend bij complexe, diverse situaties.	– Additioneel meetapparatuur moet gerealiseerd worden. – Extra administratieve lasten voor aanvrager en RVO.

## Conclusie

Om te garanderen dat zonne-energie opgeslagen en op het juiste moment ingevoerd wordt, wordt er gekozen om dit de exploitanten te laten meten en rapporteren en vervolgens kan dit worden gecontroleerd.

### B.3.5 Eis voor netneutraal aansluiten en uitgestelde levering

Het doel van het nieuwe instrument is zon-pv netneutraal aansluiten en opgeslagen zonne-energie gebruiken om gas- en kolencentrales te vervangen. Ter referentie, momenteel worden zon-pv-projecten ook al beperkt aangesloten op 50% van het totale zon-pv-piekvermogen als eis in de SDE++. De SDE++ voor zon-pv vervalt vanaf 2025 en er wordt momenteel gekeken naar mogelijke alternatieven.

We zien twee mogelijkheden om zon gegarandeerd buiten piekmomenten op het elektriciteitsnet in te voeden:

1. **Een laag firm-aansluitvermogen:** bijvoorbeeld 25% van het totale zon-pv-piekvermogen. Het overige aandeel van de aansluiting kan alleen non-firm gebruikt worden in combinatie met de batterij. Ter illustratie: een 20 MW-zonnepark heeft een 50%-aansluiting, dus 10 MW. Met een laag aansluitvermogen is 2,5 MW hiervan firm en 7,5 MW is non-firm.
2. **Geen firm-aansluitvermogen, oftewel een netneutrale aansluiting:** 100% van de aansluiting is non-firm. De aansluiting is gebaseerd op 50 tot 70% van het totale zon-pv-piekvermogen. Zowel de zon-pv-installatie als de batterij kunnen op deze manier alleen stroom invoeden op het moment dat de NFA dit toelaat. In dit geval is het ook mogelijk om extra vraag te realiseren bij het zonnepark, om te zorgen dat de opgewekte duurzame energie maximaal gebruikt wordt. Dit kan bijvoorbeeld met een laadstation.

De netbeheerders werken aan non-firm-aansluitovereenkomsten (NFA) om partijen net-neutraal of met een lagere netimpact aan te sluiten. Het doel van de netbeheerders is dat partijen alleen aangesloten worden als het inpassingskader gereed is, volgens dit inpassingskader. Dit zal zeker gelden voor afnamenetcongestie, waarvoor batterijen ook nettarieven afdragen. In deze studie richten we ons op de opwekzijde. Hiervoor betalen exploitanten geen nettatarief, dus naar verwachting dient een verplichting opgelegd te worden om te garanderen dat een batterij netneutraal acteert én er levering plaatsvindt op momenten met daadwerkelijke CO<sub>2</sub>-reductie. We richten ons in de verdere uitwerking voornamelijk op de NFA-varianten, aangezien de lagere firm-aansluiting een minder complexe variant is. In de beoordeling kijken we naar beide mogelijkheden.

#### Tekstkader 7 - NFA ook voor afnamenetcongestie

Batterijen zullen logischerwijs ook energie afnemen van het net en dus ook voor afname een effect op het net hebben. We zijn er daarom wel voorstander van om ook voor afname additionele eisen op te nemen om te waarborgen dat de gesubsidieerde techniek zowel voor opwek als afname congestieneutraal acteert. Anders bestaat de mogelijkheid dat gesubsidieerde batterijen de congestieproblemen vergroten. Het congestieneutraal aansluiten sluit aan bij het inpassingskader dat de netbeheerders nu aan het ontwikkelen zijn en medio 2024 wordt verwacht (Netbeheer Nederland, 2022).

Het verplichten van een NFA raakt de businesscase, doordat een batterij minder kan acteren. Om dit effect voor opwek te onderzoeken, hebben we verschillende NFA-varianten ontwikkeld die verschillen in striktheid. De eigenschappen zijn weergegeven in Tabel 21 en zijn:

- Alle momenten met zon-pv-productie mag er via de aansluiting geen zonne-energie ingevoed worden. De batterij moet dan dus alle zonne-energie opslaan, maar kan slechts 45% van de tijd gebruikmaken van de netaansluiting.
- Tijdsblokken: we hebben gebaseerd op profielanalyses grove blokken vastgesteld waar op de aansluiting niet gebruikt mag worden. Vooraf is dan duidelijk welke uren dit zijn en het effect op de businesscase kan vastgesteld worden. De voorgestelde tijdsblokken waarbij de aansluiting voor invoeding niet beschikbaar is, is dagelijks van 6:00 tot 17:00 uur van mei tot en met september. Deze uren zijn gebaseerd op onze energiemarkt-modellering van 2030. We hebben gekeken naar welke momenten het vaak voorkomt (meer dan 40 of 50% van de tijd) dat de opwek groter is dan de afname, oftewel: als er overschotten zijn van duurzame energie. Dit resulteert in deze tijdsblokken en een beperking van ongeveer 1.650 uur per jaar.
- Er wordt voor 1.000 uur per jaar een beperking opgelegd op de momenten dat de piekbelasting het hoogste is. Dit komt ongeveer overeen met als de netaansluiting voor opwek voor 66% van het piekvermogen wordt gebruikt.
- Er wordt voor 400 uur per jaar een beperking opgelegd op de momenten dat de piekbelasting het hoogste is. Dit komt ongeveer overeen met als de netaansluiting voor opwek voor 95% van het piekvermogen wordt gebruikt.
- Dynamische NFA: de beperking wordt alleen opgelegd als er netcongestie is, zonder enige zekerheid voor de ontwikkelaar hoeveel uur per jaar dit is. Voor het voorbeeld 'onderstations' uit de openbare database van Enexis is dit ongeveer 100 uur per jaar.
  - Er wordt door de netbeheerders gewerkt aan een dynamische NFA-variant met een beperking van maximaal 15% van de uren per jaar.

Tabel 21 - Beperking per NFA-variant voor opwek

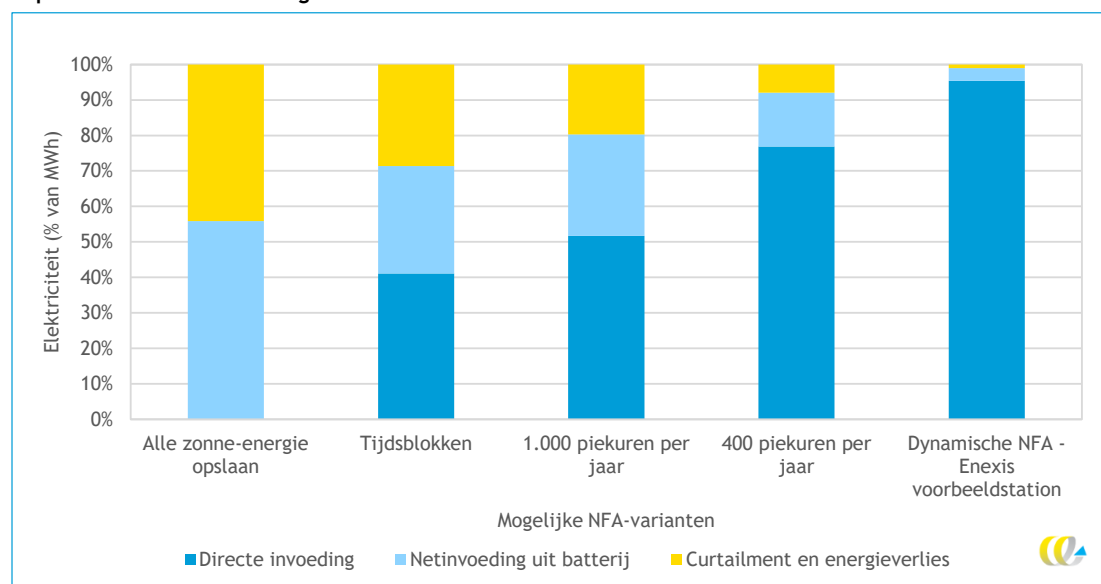
NFA-variant	Uren aansluiting beschikbaar	Aandeel uren aansluiting beschikbaar
Beperking op momenten van zon-pv-productie	3.930	45%
Beperking tijdsblokken	7.080	81%
Beperking 1.000 uur per jaar: als productie >66% van MW-piek	7.870	90%
Beperking 400 uur per jaar: als productie >95% van MW-piek	8.380	96%
Dynamische NFA - Enexis voorbeeldstation	8.650	99%

In onze ogen moet het doel van de NFA zijn om de batterij zo in te zetten dat er daadwerkelijke uitgestelde levering is, maar de batterij de overige uren vrij te laten om bij te dragen aan energiebalancering.

### Effecten verschillende NFA-varianten voor uitgestelde levering

Het effect van deze NFA-varianten is bepaald om een voorkeur te kunnen bepalen. De energetische effecten voor een zonnepark van 10 MW zijn weergegeven in Figuur 13. De curtailment en energieverliezen ontstaan doordat de batterij niet voldoende groot is om alle zonne-energie op te slaan en de verliezen voor het laden en ontladen van de batterij. Als er geen enkele zonne-energie tijdens de productie ingevoed mag worden, kan slechts 55% uitgesteld geleverd worden. Het aandeel directe invoeding neemt toe per NFA-variant met minder restricties. Als er een dynamische NFA, gebaseerd op de opweknetcongestie van het Enexis voorbeeldstation, wordt opgelegd, wordt slechts 5% niet direct ingevoed.

Figuur 13 - Energetische resultaten NFA-varianten met batterij voor uitgestelde levering, zonnepark met 0,25 C-batterij (verhouding 1 MW: 4 MWh). Het aantal piekuren beschrijft hoeveel uur per jaar de aansluiting beperkt wordt voor invoeding



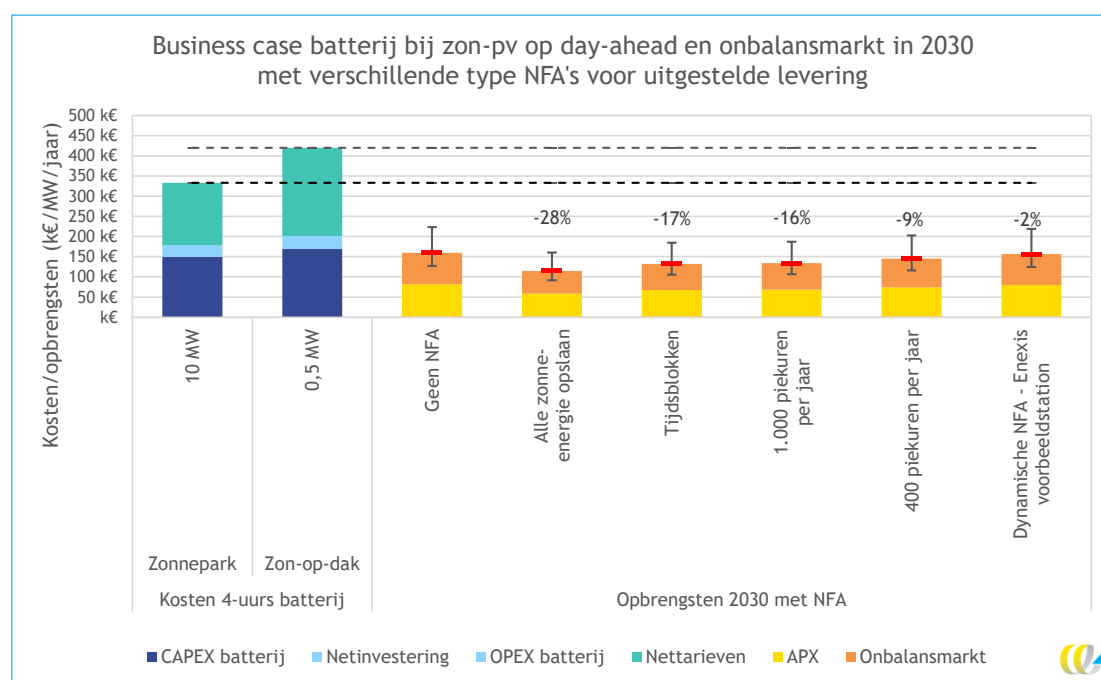
Per NFA-variant verschilt het ook hoeveel uren de batterij actief moet zijn voor uitgestelde levering. Dit bepaalt mede hoeveel geld de batterij nog op andere energiemarkten kan verdienen, en dus hoeveel subsidie er vereist is voor een rendabele businesscase. Tabel 22 toont de uren per jaar dat de batterij actief moet zijn voor uitgestelde levering en Figuur 14 het effect van de varianten op de businesscase.

Tabel 22 - Uren per jaar dat de batterij actief is om zonne-energie op te slaan en te leveren

NFA-variant	Aantal uren batterij actief	Aantal vollasturen batterij actief
Beperking op momenten van zon-pv-productie	4.870	2.130
Beperking tijdsblokken	1.780	1.150
Beperking als productie >66% van MW-piek	1.270	1.090
Beperking als productie >95% van MW-piek	580	580
Enexis voorbeeldstation	190	130

We hebben het effect op de businesscase bepaald voor de gestapelde businesscase voor de day-ahead- en onbalansmarkt, dit omdat het een relatief groot vermogen is dat nog niet verzadigd is. Door de NFA is de batterij minder uren in staat om het meest rendabele gedrag te realiseren. Het effect op de businesscase van een NFA tijdens alle momenten met zon-pv-productie is een afname van 28%. Als er een dynamische NFA wordt voorgeschreven, dus alleen met beperking op de momenten met netcongestie, is het effect op de businesscase veel kleiner.

Figuur 14 - Effect verschillende NFA-varianten voor uitgestelde levering (situatie zonder eigen gebruik)



## Toetsing maatregel

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 23.

Tabel 23 - Voor- en nadelen beleidskeuze - NFA-varianten voor garanderen uitgestelde levering

Keuze		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Geen NFA - firm-aansluiting	– Beste businesscase.	– Nadelig effect op netcongestie. – Aansluiting in netcongestiegebied niet mogelijk.
B	Geen NFA - lagere firm-aansluiting	– Zekerheid dat deel van aansluiting gebruikt kan worden. – Lagere bijdrage aan piekbelasting.	– Wel een bijdrage aan netcongestie. – Niet mogelijk in gebieden met congestie.
C	NFA: alle zonne-energie opslaan	– Geen netimpact. – Realisatie in congestiegebieden mogelijk. – Kans zeer groot dat uitgestelde levering zeker resulteert in vervanging fossiele centrales.	– Groter nadelig effect op businesscase.
D	NFA: tijdsblokken	– Realisatie tot bepaald maximum mogelijk in congestiegebieden.	– Onnodige beperking op sommige uren.
E	NFA: max. aantal uren beperking	– Duidelijkheid voor exploitant vooraf.	– Beperkt of niet mogelijk in gebieden met netcongestie.
F	Dynamisch NFA	– Realisatie in congestiegebieden mogelijk. – Laag aantal uren beperking (afhankelijk van gebied) en dus beperkt effect businesscase.	– Meer onzekerheid over hoeveelheid beperking en effect op businesscase. – Minder incentive voor uitgestelde levering.

## Conclusie

Om het doel van CO<sub>2</sub>-reductie middels uitgestelde levering zo goed mogelijk te realiseren, en om batterijen aan te sluiten ondanks netcongestie, wordt er gekozen voor de NFA-vorm met tijdsblokken. De NFA geldt voor het volledig transportvermogen voor invoeding, dus niet een gedeelte van het vermogen. Het voorbeeld dat in deze studie verder wordt uitgewerkt is met beperking van invoeding dagelijks van 6:00 tot 17:00 uur van mei tot en met september. Eisen rondom uitgestelde levering worden verder uitgewerkt in Paragraaf B.4.1.

### B.3.6 Subsidiemechanisme

De overheid kan op verschillende manieren subsidie verstrekken. We zien daarvoor twee concrete mogelijkheden:

1. **Exploitatiesubsidie:** een exploitatiesubsidie omvat een jaarlijks bedrag, soms afhankelijk van parameters, zoals de hoeveelheid energie of de energieprijzen. Het doel is dat de jaarlijkse onrendabele top wordt vergoed. Een voorbeeld is de SDE++. Voor batterijen zouden bijvoorbeeld de jaarlijkse inkomsten achteraf vastgesteld kunnen worden en wanneer nodig, additionele subsidie gegeven worden. Bij een exploitatiesubsidie bepaalt de verstrekker de hoogte tot welk niveau wordt gesubsidieerd. Een goede mogelijkheid is een 'two-sided contract for difference', voor batterijen als 'cap-and-floor'-mechanisme.

2. **Investeringssubsidie:** een investeringssubsidie geeft vooraf één bedrag via een directe subsidie of fiscaal instrument. Batterijen vallen nu bijvoorbeeld al onder de EIA, waarmee ze worden gesubsidieerd op het aankoopbedrag. Dit bedrag compenseert dus vooraf de totale kosten gedurende de economische levensduur.

## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 24.

Tabel 24 - Voor- en nadelen beleidskeuze - subsidiemechanisme

Maatregel		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Exploitatiesubsidie	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Deze subsidie wordt jaarlijks berekend en uitgekeerd, waardoor goed te monitoren valt dat de subsidie in verhouding staat tot de daadwerkelijke kosten.</li> <li>– Verkleinen kans op over- en ondersubsidiëren.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Vooraf zijn kosten en baten lastig in te schatten. Zeker voor nieuwe technieken kan het nog steeds lastig zijn om een goede inschatting te maken van de jaarlijkse kosten en baten om het subsidiebedrag vast te stellen.</li> <li>– Uitvoerbaarheid en controle is complex.</li> </ul>
B	Investeringssubsidie	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Deze subsidie dekt (een gedeelte van) de kosten van een investeringen in nieuwe technologieën en wordt vooraf in één keer uitgekeerd.</li> <li>– Makkelijker uitvoerbaar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Meer onzekerheid rondom het vaststellen van het subsidiebedrag voor een bepaalde investering met een bepaalde economische levensduur en bepaalde inkomsten.</li> <li>– Hoge initiële kosten voor de overheid.</li> </ul>

## Conclusie

De voorlopige voorkeur gaat uit naar een exploitatiesubsidie, maar de precieze vormgeving behoeft meer uitwerking en wordt verder behandeld in Paragraaf 0.

### B.3.7 Vaststellen subsidiebedrag

We beschrijven hier hoe het bedrag vooraf wordt bepaald, niet op welke manier het wordt uitgekeerd. De vorm van de subsidie (zoals investeringssubsidie of exploitatiesubsidie) wordt beschreven in Paragraaf B.3.6. Het subsidiebedrag kan op twee manieren vastgesteld worden:

- **Vooraf vastgesteld:** het subsidiebedrag wordt vooraf bepaald door het ministerie van EZK, het PBL of een andere partij. Bedrijven beslissen of dat subsidiebedrag voldoende is voor een rendabele businesscase en of ze een project willen ontwikkelen met die subsidie.
- **Biedingssystematiek:** een biedingssystematiek kan opgezet worden met zowel een exploitatie- als investeringssubsidie. In plaats van dat de hoogte van de subsidie vooraf vastgezet wordt, kunnen partijen zelf inbieden. De partijen met de laagste subsidievraag krijgen de subsidie.

## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 25.

Tabel 25 - Voor- en nadelen beleidskeuze - vaststellen subsidiebedrag

Maatregel		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Vooraf vastgesteld	– Duidelijkheid richting projectontwikkelaars.	– Het kan ingewikkeld zijn om dit bedrag vast te stellen, afhankelijk van het aantal voorwaarden en parameters dat van toepassing is. – Het bedrag kan niet toereikend genoeg zijn of juist te veel.
B	Biedingssystematiek	– Het subsidiebedrag wordt bepaald op basis van inzichten door marktpartijen.	– Het kan lastig zijn om de subsidieaanvragen objectief te beoordelen en te toetsen door de overheid.

## Conclusie

De voorkeur gaat uit naar een biedingssystematiek waarbij marktpartijen voor hun project de vereiste subsidie-intensiteit vaststellen. De subsidieverstrekker kan een maximum bepalen om oversubsidiëring zoveel mogelijk te voorkomen.

### B.3.8 Verdienmodel batterijen

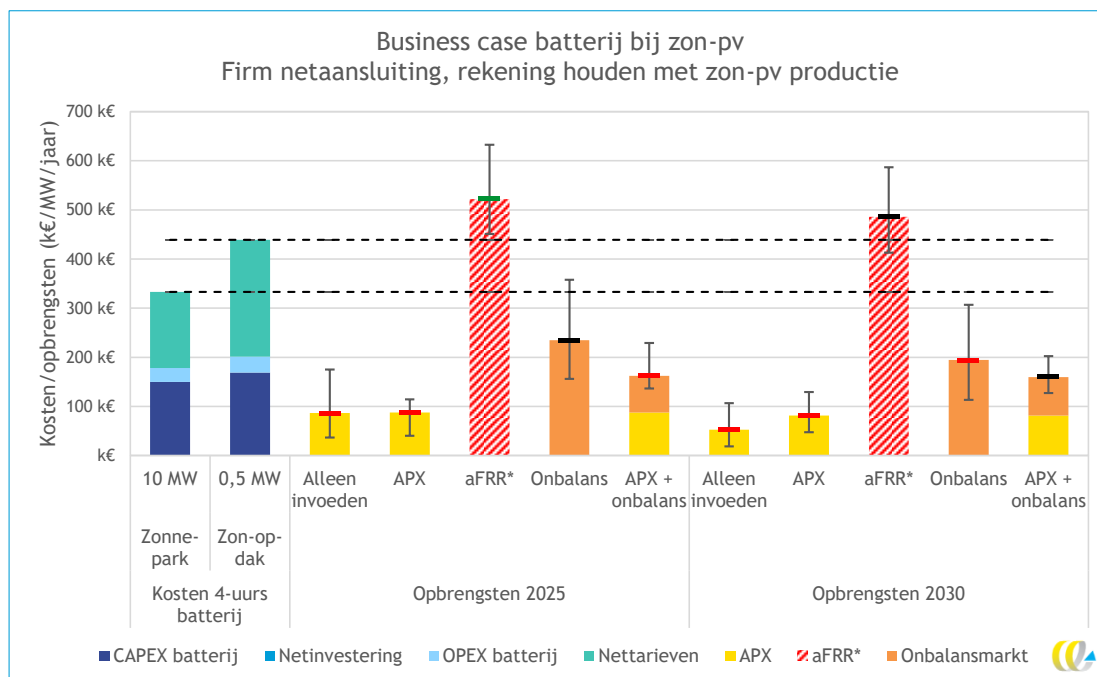
De subsidie is specifiek gericht op batterijen voor het extra aansluiten van zon-pv en realiseren van uitgestelde levering. Daarnaast kan de batterij nog andere verdienmodellen inzetten voor het verbeteren van de businesscase. Dit kan wel of niet worden toegestaan.

- Als het niet toegestaan is, betekent dit dat de batterij alleen geld kan verdienen via het leveren van zonne-energie. Dit kan bijvoorbeeld gewaarborgd worden door te stellen dat er geen afname-transportvermogen gecontracteerd mag worden. Een belangrijk nadeel daarvan is echter dat de businesscase slechter wordt als een partij alleen mag invoeden.
- Zonder additionele beperking kunnen batterijen dus wel vrij acteren op de andere markten.

In Hoofdstuk 3 is de businesscase onderzocht voor een batterij bij een zon-pv-installatie, daar nog met een firm-netaansluiting. De resultaten zijn opnieuw weergegeven in Figuur 15. De inkomsten als er alleen zonne-energie ingevoed wordt zijn relatief beperkt en er is geen rendabele businesscase. Als er daarnaast gehandeld kan worden op bijvoorbeeld de APX en onbalansmarkt, zijn de inkomsten ongeveer twee keer zo hoog. Er is dan minder subsidie vereist.



**Figuur 15 - Resultaten businesscase batterij bij zon-pv met firm-netaansluiting**



## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 26.

**Tabel 26 - Voor- en nadelen beleidskeuze - toestaan energiehandel**

Keuze		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Toestaan handel op energiemarkten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Betere businesscase, minder subsidie vereist.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mogelijk effect op gelijk speelveld ten opzichte van batterijen zonder subsidie.</li> </ul>
B	Niet toestaan handel op energiemarkten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Geen effect op ongelijk speelveld.</li> <li>Zekerheid over uitgestelde invoeding.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Meer subsidie vereist.</li> </ul>

## Conclusie

Naast het hoofddoel van CO<sub>2</sub>-reductie middels uitgestelde levering, dient te batterij zoveel mogelijk vrijheid te krijgen op de energiemarkten. Naast de maatschappelijke waarde die hieraan toegekend wordt, heeft dit ook als positief gevolg dat de onrendabele top naar verwachting lager wordt, waardoor de vereiste subsidie lager kan worden. Daarnaast worden de grondstoffen in de batterij dan optimaal benut. Het toestaan van andere verdienmodellen betekent dat er mogelijk een minder gelijk speelveld is tussen batterijen met en zonder subsidie. Met een juiste bepaling van het subsidiebedrag wordt dit effect zoveel mogelijk beperkt. Daarnaast is het totale gesubsidieerde vermogen slechts een beperkt gedeelte van het totale geprognosticeerde vermogen in 2030.

### B.3.9 Lithium-ion-batterijen of techniekneutraal

Er zijn verschillende technieken of instrumenten mogelijk om extra zon aan te sluiten.

De volgende keuzes zijn mogelijk voor het inrichten van de subsidie:

- Alleen lithium-ion-batterijen zijn onderdeel van het instrument.
- Verschillende typen batterijen toestaan: naast lithium-ion-batterijen kunnen ook andere batterijtechnieken opgenomen worden, zoals flowbatterijen (zie Bijlage D voor meer informatie over flowbatterijen).
- Verschillende technieken mogelijk maken, zoals batterijen, power-to-gas, power-to-heat, vraagsturing of andere vormen van flexibiliteit (CAES, LAES). Deze opties zijn uitgebreid beschreven in Bijlage C. Daar is ook voor verschillende instrumenten een doorrekening gemaakt van de onrendabele top

De inzet van een bepaalde flexibiliteitsbron wordt met name bepaald door het doel van de flexibiliteit. De verschillende opties hebben andere functies, indien ze gecombineerd worden met opwek van hernieuwbare energie. Grofweg zijn er twee functies te onderscheiden:

1. Het mogelijk maken van uitgestelde levering door middel van (tijdelijke) opslag.
2. Het mogelijk maken dat extra zon-pv aangesloten kan worden door zon-pv-‘netneutraal’ aan te sluiten, oftewel: zonder extra piekvermogen tijdens de piek.

Tabel 27 geeft aan welke technieken of instrumenten geschikt zijn voor uitgestelde of extra zon-pv aansluiten. Daarnaast geeft de tabel een inschatting van de onrendabele top voor technieken die uitgestelde levering mogelijk maken. Meer informatie over de berekening van de onrendabele top zijn uitgewerkt in Bijlage C.

Tabel 27 - Overzicht technieken/instrumenten en hun functie binnen het energiesysteem.

	Uitgestelde levering elektriciteit	Extra duurzame opwek aansluiten	Onrendabele top voor uitgestelde levering (€/MWh)	Prijs vermeden CO <sub>2</sub> (€/ton CO <sub>2</sub> )
Lithium-ion-batterijen			130 tot 270 €/MWh	2.500 tot 5.000 €/ton CO <sub>2</sub>
Flowbatterijen			Hoger dan bij lithium-ion-batterijen	Hoger dan bij lithium-ion-batterijen
Uitgestelde levering elektriciteit middels waterstof			1.000 vollasturen: 1.450 5.150 vollasturen: 310	1000 vollasturen: 4.270 €/ton CO <sub>2</sub> 5.150 vollasturen: 910 €/ton CO <sub>2</sub>
Power-to-gas			-	-
Power-to-heat			-	-
Zon-pv met laden EV's (slim laden)			-	-
Vraagsturing (industrie)			-	-
Additionele curtailment			<i>Basisbedrag SDE++ : 0,0633-0,816 €/kWh</i>	N.v.t.

## Toetsing beleidskeuze

De belangrijkste voor- en nadelen per beleidskeuze zijn weergegeven in Tabel 28.

Tabel 28 - Voor- en nadelen beleidskeuze - techniekneutraal of subsidie voor lithium-ion

Keuze		Belangrijkste voordelen	Belangrijkste nadelen
A	Alleen lithium-ion-batterijen	– Voorwaarden voor de subsidie zijn in vergelijking met andere beleidskeuzes beter op te stellen, omdat het om één techniek draait.	– Opties die ook gunstig zijn en direct gebruik stimuleren, worden buiten spel gezet.
B	Verschillende type batterijen toestaan	– Stimulering van verschillende soorten batterijen met verschillende eigenschappen.	– Opties die ook gunstig zijn en direct gebruik stimuleren, worden buiten spel gezet.
C	Volledig budget techniekneutraal	– Stimulering van verschillende soorten innovatie en stimulering van direct gebruik middels vraagsturing.	– Voorwaarden zijn complex om vast te stellen vooraf (onder andere over het voorkomen netcongestie en uitgestelde levering).
D	Curtailement	– Geen uitgestelde levering, waardoor er geen vermindering van CO <sub>2</sub> -vrije energie is.	– Het is mogelijk om meer zon-pv aan te sluiten.

## Conclusie

Een techniekneutrale-subsidie is in theorie een goede mogelijkheid, aangezien meerdere type innovaties zo gestimuleerd kunnen worden én de goedkoopste technieken gesubsidieerd worden. Voor het realiseren van het hoofddoel van de subsidie, namelijk uitgestelde levering, komen drie technieken in aanmerking: lithium-ion-batterijen, flowbatterijen en waterstofproductie en -conversie. Voor het extra aansluiten van zon-pv zijn er veel meer technieken mogelijk, alleen hiermee kan er geen extra duurzame energie ingevoerd worden op momenten dat anders fossiele centrales actief zouden zijn.

Flowbatterijen zullen echter nog geen lagere kosten dan lithium-ion-batterijen kennen en marktrijp zijn rond 2025, de ingangperiode van de subsidie. Voor flowbatterijen zijn innovatiesubsidies meer van toepassing, zie verder Bijlage D. Uitgestelde levering middels waterstof heeft mogelijk wel lagere kosten, afhankelijk van het ontwerp en inzet van de elektrolyser. Het is daarom van belang dit goed af te wegen ten opzichte van het subsidiëren van lithium-ion-batterijen, aangezien daarvan de prijs per vermeden ton CO<sub>2</sub> hoog is. Hierbij dient ook de praktische uitvoerbaarheid meegenomen te worden, aangezien het realiseren van elektrolyzers in 2025 niet waarschijnlijk wordt geacht.

Voor de subsidie is het eventueel ook mogelijk om te kiezen voor beide opties. Hierbij is het bijvoorbeeld mogelijk om in principe 70% van het gereserveerde geld in te zetten voor subsidie van batterijen. De resterende 30% kan ingezet worden voor andere flexibiliteitstechnieken of innovatieve batterijen. Op deze manier kan ook innovatie met andere flexibiliteitstechnieken aangejaagd worden. Het is uiteindelijk een beleidskeuze of hiervoor gekozen wordt.

## B.4 Uitwerking verschillende varianten subsidie

Deze negen beleidskeuzes hebben geleid tot een vormgeving van het instrument.

Voor enkele beleidskeuzes is een duidelijke richting direct vastgesteld:

- Het waarborgen van dat er daadwerkelijk uitgestelde levering heeft plaatsgevonden en hoe kan via een jaarlijkse rapportage. Uitgangspunt daarbij is een meter die vaststelt hoeveel er van de zonnepanelen aan de batterij geleverd is. Vervolgens kan er gemeten worden hoeveel er buiten bepaalde tijdsvensters geleverd is van de batterij aan het net of aan de direct gekoppelde afnemer achter de meter. Dit kan door middel van een vooraf vastgesteld contract.
- De projecten (batterijen en zon-pv) dienen aangesloten te kunnen worden in gebieden met opweknetcongestie en zoveel mogelijk uitgestelde levering te realiseren. Daarom gaan we uit van een firm-transportvermogen van 0%, met een non-firm-vermogen waarbij invoeding buiten de momenten met veel zon-pv mogelijk is. De exacte contractvorm wordt verder uitgewerkt.
- Er dienen ook voorwaarden opgenomen te worden wanneer er teruggeleverd moet worden om aangemerkt te worden als ‘uitgestelde levering’. Dit zal niet een standaard NFA-variant worden en dient dus door de subsidieverstrekker uitgewerkt te worden. Een logische vorm die we zien is met vooraf vastgestelde tijdsblokken.
- Er is een voorkeur voor een exploitatiesubsidie, maar de vorm wordt verder onderzocht. Een tendersystematiek met een vooraf vastgesteld maximumbedrag lijkt een juiste vorm.
- Andere verdienmodellen dan alleen uitgestelde levering zijn toegestaan.
- De batterij dient netneutraal gerealiseerd te worden. Als het goed is zal bij invoering van de subsidie een inpassingskader voor batterijen gerealiseerd worden door de netbeheerders. Dit dient opgelegd te worden.
- Een batterij met een energiec capaciteit van vier uur is vereist bij zon-pv om te waarborgen dat een minimum hoeveelheid uitgestelde levering plaatsvindt. Het vermogen tussen de batterij en zon-pv/omvormer hangt af per situatie, vooral over hoeveel verbruik er is achter-de-meter. Een logische koppeling lijkt te zijn om het te koppelen aan het transportvermogen voor invoeding en maximaal het omvormervermogen.

Enkele keuzes over de vormgeving zijn complexer of minder duidelijk. Dit gaat om de vormgeving van de exploitatiesubsidie en de exacte eisen voor uitgestelde levering. Deze opties werken we hieronder verder uit.

### B.4.1 Eis voor uitgestelde levering

De eis voor uitgestelde levering heeft als doel om zonne-energie in te voeden op momenten dat er een tekort is aan duurzame elektriciteit. Daarbij is het belangrijk dat 1) de zonne-energie opgeslagen wordt in de batterij en 2) deze wordt ingevoed op een wenselijk moment om CO<sub>2</sub> te reduceren. De vormgeving van de eisen is een afweging tussen hoe goed de doelstelling gewaarborgd wordt (dus hoe specifiek de eisen vastgesteld worden) en wat nog uitvoerbaar is. De uitgewerkte vormgeving hieronder is onze conclusie, maar kan van afgeweken worden als dit niet uitvoerbaar blijkt.

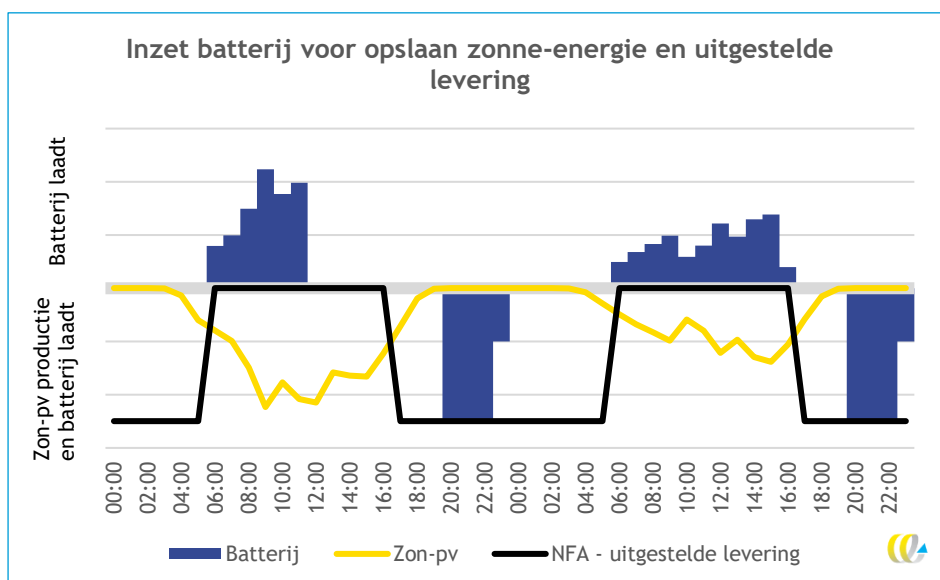
De eerste eis kan goed vormgegeven worden door het monitoren van de elektriciteit die van de zon-pv naar de batterij stroomt. Met een elektriciteitsmeter kan dit gemeten en gerapporteerd worden.

Voor het tweede doel is het dus niet alleen van belang om in te voeden als er netcapaciteit beschikbaar is, maar ook op het moment dat er daadwerkelijk CO<sub>2</sub> gereduceerd wordt. Er zijn verschillende varianten van een NFA voor uitgestelde levering onderzocht in deze bijlage. Deze NFA hoeft niet noodzakelijkerwijs opgelegd te worden door de netbeheerder:

de batterij kan op die momenten helemaal niks doen, terwijl dat niet per se nodig is als bijvoorbeeld de zon niet schijnt. Deze NFA kan een vorm van controle zijn door de subsidieverstrekker voor welke uren invoeding wel en niet als uitgestelde levering wordt gezien.

Om dit zoveel mogelijk eenvoudig en controleerbaar te houden, is er gekozen voor vooraf vastgestelde tijdsblokken. In onze PowerFlex-modellering is gekeken naar momenten dat minstens 50% van de uren per maand er een overschot is van duurzame energie. Hieruit volgen de maanden mei tot en met september van 6:00 tot 17:00 uur. Als er opgeslagen energie wordt ingevoerd buiten die tijdsblokken, kan dit aangemerkt worden als uitgestelde levering. Buiten de maanden mei tot en met september of van mei tot en met september van 17:00 tot 6:00 uur mag de batterij dus wel duurzame elektriciteit invoeden. Een voorbeeld van het gedrag van de batterij is weergegeven in Figuur 16.

**Figuur 16 - Voorbeeld inzet batterij voor uitgestelde levering.** De batterij slaat energie op als er zon-pv-productie is en levert aan het net op de momenten met de hoogste elektriciteitsprijs.



We bevelen dus een jaarlijkse rapportage aan met daarin twee belangrijke parameters: het aantal opgeslagen kWh zonne-energie en aantal kWh dat voldoet aan de eis voor uitgestelde levering, zoals hierboven toegelicht met invoeding buiten bepaalde tijdsblokken. Gebaseerd op deze gegevens is vast te stellen hoeveel kWh er daadwerkelijk uitgesteld geleverd is en daarmee valt met grote zekerheid te concluderen dat hiermee inzet van fossiele bronnen vermeden zijn.

Uit onze modellering van de twee casussen blijkt dat er bij een zonnepark relatief meer elektriciteit uitgesteld geleverd kan worden. Dit komt doordat er bij zon op dak al meer elektriciteit zelf geconsumeerd wordt. Voor de casus bij het zonnepark kan er met een 4-uursbatterij ongeveer 900 MWh/MW uitgesteld geleverd worden en voor zon op dak ongeveer 600 MWh/Mw. Voor de zon-op-dakcasus is dit logischerwijs sterk afhankelijk van de hoeveelheid eigen gebruik. Naast deze uitgestelde levering kan een deel direct geleverd worden buiten de tijdsblokken, maar dit dient niet additioneel gesubsidieerd te worden. Als er daadwerkelijk uitgestelde levering gesubsidieerd gaat worden is de kans groot dat het aantrekkelijker is voor zon op dak om zonne-energie op te slaan en uitgesteld te leveren dan dat het is om het zelf te gebruiken. De hoeveelheid geleverde energie is dan gelijk aan de casus voor zon op dak.

Tabel 29 - Hoeveelheid uitgestelde levering met casussen

	Zonnepark	Zon op dak met eigen verbruik	Eenheid
Elektriciteit laden batterij uit zon-pv	1.060	690	MWh/MW
Elektriciteit leveren (uitgestelde levering)	900	590	MWh/MW

## B.4.2 Type exploitatiesubsidie

Er is gekozen voor een exploitatiesubsidie in plaats van een investeringssubsidie. De businesscase van batterijen is onzeker vanwege twee belangrijke effecten: veranderende nettarieven en veranderde inkomsten. De nettarieven kunnen stijgen door tariefstijgingen voor de netbeheerder of afnemen door een NFA-variant voor het transportvermogen voor afname. De inkomsten kunnen variëren door veranderde energieprijzen en hoeveelheid van verschillende flexibiliteitsbronnen. De exacte kosten, inkomsten en onrendabele top zijn daarom vooraf lastig vast te stellen. We onderscheiden twee varianten van de exploitatiesubsidie:

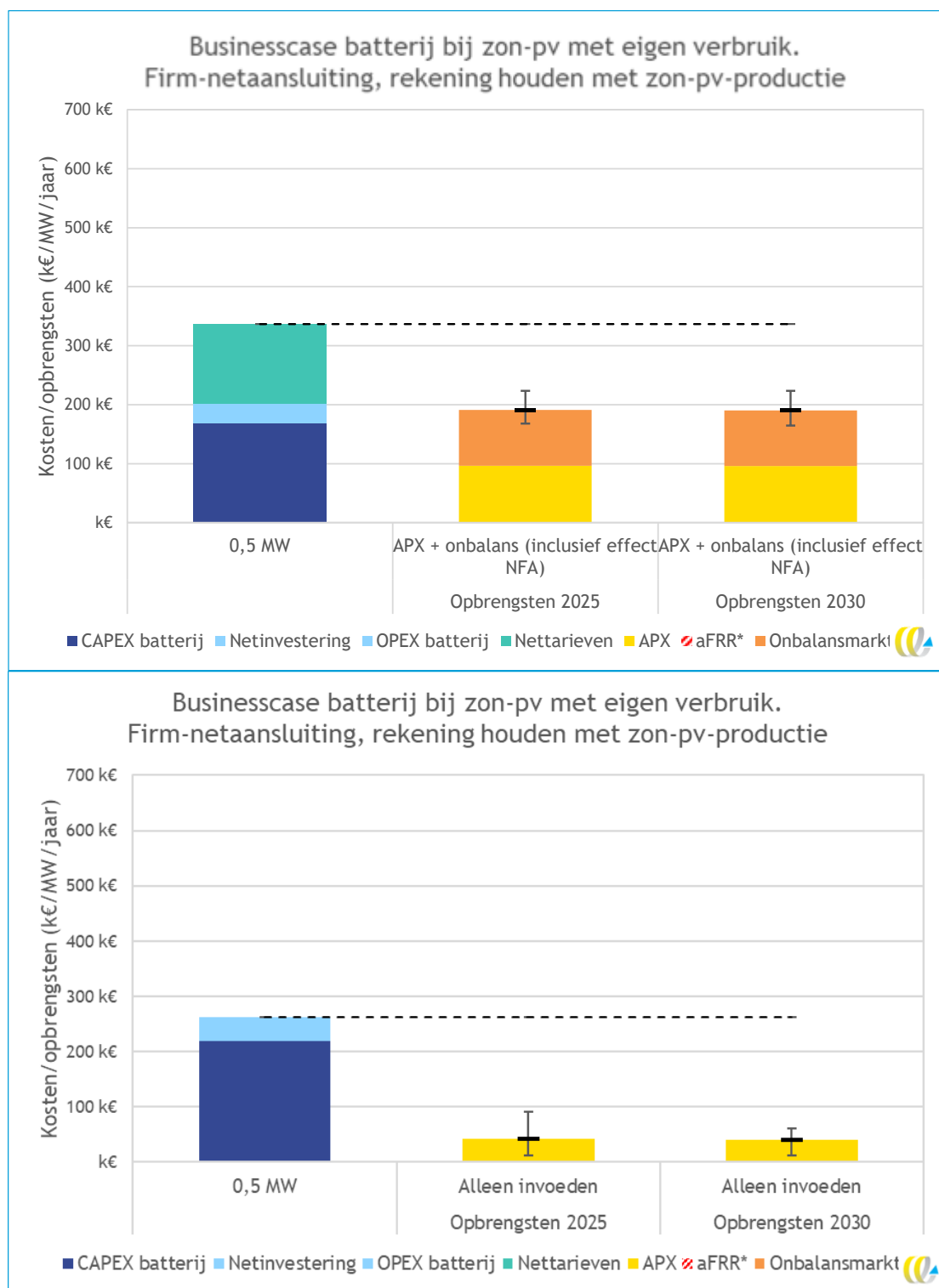
- **Cap-and-floor subsidie:** dit is een variant op een two-sided contract for difference. Het doel is dat de totale kosten van de batterij vergoed worden. Jaarlijks worden de kosten en baten vastgesteld. Als de inkomsten onder de kosten zijn (de floor), wordt er subsidie verstrekt tot deze ondergrens. Als de inkomsten hoger zijn dan het maximum (the cap) wordt (een gedeelte van) de inkomsten afgeroomd. Dit betekent dat als de batterij door lagere nettarieven of meer inkomsten veel geld verdient, dit (gedeeltelijk) terugvloeit naar de overheid. Met dit mechanisme is het logisch om de inzet en inkomsten van de batterij op de verschillende energie- en balanceringsmarkten mee te nemen.<sup>11</sup> De eis voor uitgestelde levering, zoals beschreven in Paragraaf B.4.1, betekent wel dat er lagere inkomsten gerealiseerd kunnen worden. Afhankelijk van de exacte vormgeving is dit ongeveer 10 tot 25% van de inkomsten op de day-ahead en onbalansmarkt. De batterij moet immers ingezet worden voor uitgestelde levering in plaats van op de meest winstgevende manier.
- **Subsidie per kWh uitgestelde levering:** een andere methode om te subsidiëren is per kWh uitgestelde levering. Hiervoor dient opnieuw de onrendabele top bepaald te worden en hoeveel kWh er uitgesteld geleverd kan worden. Puur voor het realiseren van uitgestelde levering is geen transportvermogen voor afname vereist. Voor het vaststellen van het subsidiebedrag zien we daarom twee opties:

<sup>11</sup> Voor meer informatie over de uitwerking van zo'n mechanisme voor batterijen, zie onder andere: rapport [KPMG](#) en rapport [Aurora](#).

1. **Onrendabele top vaststellen voor situatie ‘alleen uitgestelde levering’:** er wordt dus geen nettatarief voor afname meegenomen in het berekenen van het subsidie-bedrag en geen additionele inkomsten door iets anders dan het uitgesteld leveren van de zonne-energie. De subsidie houdt geen rekening met afnamenettarief en additionele inkomsten, maar dit hoeft niet te betekenen dat een partij er niet voor kan kiezen wel op andere markten actief te zijn. Dit wordt dan alleen niet meegenomen in de subsidie berekening. Voor de exploitant is het dan een afweging of de additionele kosten van het transporttarief opwegen tegen mogelijke inkomsten op de energie- en balanceringsmarkten.
2. **Onrendabele top vaststellen inclusief energiehandel:** een nettatarief voor afname en inkomsten op de markten wordt meegenomen in de subsidie-berekening. Er wordt net zoals bij de cap-and-floor exact de inkomsten en kosten vastgesteld of eventueel vooraf bepaald. Vervolgens volgt hier een bedrag uit dat additioneel qua subsidie nodig is. Als het doel is om de kosten mee te nemen is het logischer een cap-and-floor-mechanisme in te voeren met een eis over een minimale hoeveelheid uitgestelde levering.

We hebben een eerste berekening uitgevoerd van de uitwerking van deze twee exploitatie-subsidies. Het is namelijk een risico dat als er alleen wordt gekeken naar de uitgestelde levering situatie er over gesubsidieerd wordt. Stel dat de batterij veel meer winst kan maken op met energiehandel dan de kosten van het nettarieven, wordt er overgesubsidieerd én is de subsidie meer marktverstoring. Figuur 17 toont de resultaten. Uit deze analyse blijkt dat de onrendabele top ongeveer even groot is, al is het sterk afhankelijk op welke markten de batterij acteert, de energieprijzen en de nettarieven. De subsidievariant waarin er alleen wordt gekeken naar de kosten en inkomsten voor uitgestelde levering is dus eenvoudiger, maar als er kosten en baten van het project veranderen is de kans op onder- of oversubsidiëring dus groter.

Figuur 17 - Businesscase batterij bij zon op dak: boven met transporttarief en handel, en onder voor alleen uitgestelde levering





Tabel 30 - Belangrijkste voor- en nadelen van de twee mogelijke exploitatiesubsidies

	Voordelen	Nadelen
Cap-and-floor-subsidie	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Subsidiering van exacte onrendabele top.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Uitvoerbaarheid.</li> <li>– Niet directe sturing op uitgestelde levering.</li> </ul>
Subsidie per kWh uitgestelde levering: kosten alleen voor uitgestelde levering	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Subsidie afhankelijk van hoeveelheid kWh uitgestelde levering.</li> <li>– Afweging voor exploitant mogelijk tussen uitgestelde levering en energiehandel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Risico op over- of onder-subsidiering bij veranderende marktcondities of nettarieven.</li> </ul>

## B.5 Doorrekening subsidie voor uitgestelde levering

Deze doorrekening is gedaan met de uitgangsparameters zoals vastgesteld in de voorgaande paragrafen en de businesscaseberekeningen zoals opgenomen in Hoofdstuk 3, met de aannames uit Bijlage A.

Er zijn twee scenario's doorgerekend voor de vormgeving van de subsidie:

1. Een exploitatiesubsidie voor alleen uitgestelde levering: de subsidiebehoefte wordt berekend uitgaande van geen transportvermogen voor afname. De batterij laadt op met zonne-energie en voedt later in. Dit is alleen hoe het subsidiebedrag berekend wordt: de subsidie staat het toe dat partijen wel transportvermogen voor afname contracteren en deelnemen op de balanceringsmarkten.
2. Een volledige businesscase inclusief nettariaf voor afname en inkomsten op andere markten, zoals de energiebalanceringsmarkten. Dit vereist een ander type instrument, aangezien jaarlijks de kosten en inkomsten meegenomen moeten worden voor een nette berekening. We hebben hiermee gerekend met twee varianten:
  - firm-netaansluiting voor afname van elektriciteit;
  - non-firm-netaansluiting voor afname met een nettariafkorting van 45%.

## Resultaten doorrekening

Voor beide subsidie-instrumenten zijn in verschillende scenario's de onrendabele top in totaliteit, de onrendabele top per kWh en subsidie-intensiteit berekend (€/ton CO<sub>2</sub>). De resultaten zijn weergegeven op hoofdlijnen in Figuur 18 en in meer detail in Tabel 31.

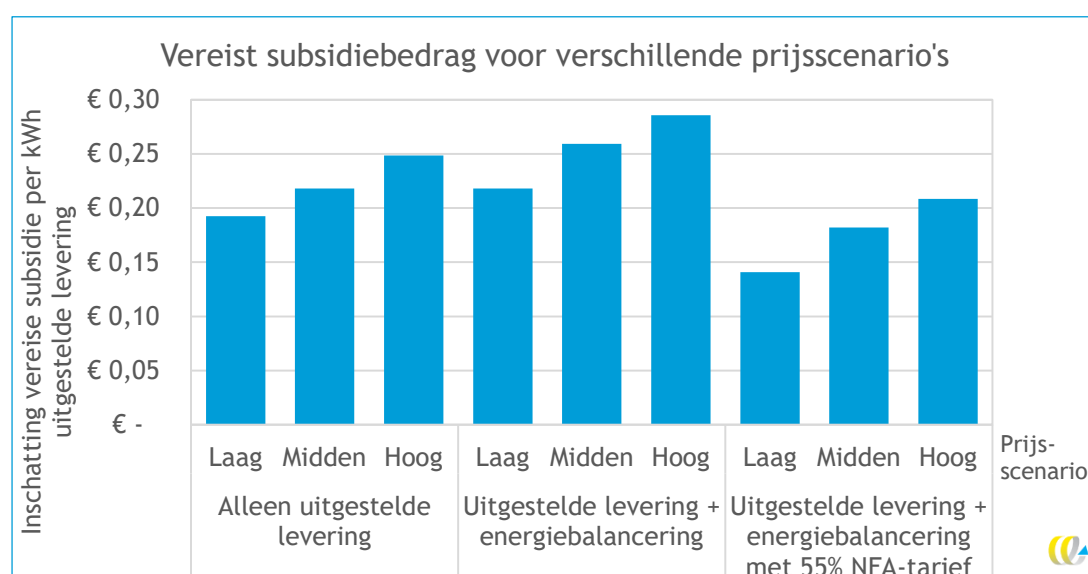
De onrendabele top over een looptijd van tien jaar wordt geschat rond € 1,4 miljoen per MW-batterijvermogen bij de subsidie, voor alleen uitgestelde levering. De vereiste subsidie, kijkend naar een totale businesscase met andere energiebalanceringsdiensten, wordt geschat op € 1,8 miljoen per MW-batterijvermogen, maar met een NFA-korting van 45% zou de vereiste subsidie lager uitvallen met € 1,1 miljoen. Dit vertaalt zich naar een subsidie-intensiteit van tussen de 2.200 en 3.500 €/ton CO<sub>2</sub>, afhankelijk van de vormgeving.

De onrendabele top is lager als er puur wordt gekeken naar de businesscase voor uitgestelde levering (oftewel: zonder transporttarief en overige inkomsten). Een batterij kan dus naar onze verwachting minder inkomsten realiseren op de day-ahead en onbalansmarkt dan de kosten voor het nettariaf. Daar zitten dus wel veel onzekerheden in. Als gevoeligheidsanalyse hebben we de doorrekening ook gedaan met een NFA met 45% korting (dit is ongeveer het kW-contractgedeelte voor partijen). De onrendabele top voor een project dat ook deelneemt op de balanceringsmarkten is dan veel lager. In het geval dat er wel gehandeld

kan worden op de energiemarkten en er een NFA is, zal er oversubsidiëring plaatsvinden in geval de subsidie alleen berekend is gebaseerd op uitgestelde levering. Bij de subsidie waarin alleen uitgestelde levering wordt meegenomen en dan puur gesubsidieerd wordt per kWh uitgestelde levering, zal er oversubsidiëring plaatsvinden.

Het is dus lastig om een juist subsidiebedrag vast te stellen als partijen deelnemen op de energie- en balanceringsmarkten. Naar verwachting is er door de netbeheerders wel een standaard nettariaf voor batterijen ontwikkeld als deze subsidie is ingevoerd. Dat maakt het beter mogelijk om de nettariafen in te schatten, maar er blijft onzekerheid in de prijsontwikkeling.

**Figuur 18 - Vereist subsidiebedrag per kWh voor verschillende prijsscenario's en het effect als een NFA voor batterijen wordt toegepast, met een korting van 45% op het transporttarief voor afname voor 2030<sup>12</sup>**



**Tabel 31 - Inschatting vereiste subsidiebedrag bij subsidie per kWh uitgestelde levering (subsidiebedrag vastgesteld zonder kosten transporttarieven en overige inkomsten). De getallen tussen de blokhaken zijn de bandbreedte bepaald door het lage en hoge prijsscenario voor gas en CO<sub>2</sub>.**

	Alleen uitgestelde levering	Uitgestelde levering + energiebalancering	Uitgestelde levering + energiebalancering met 55% NFA-tarief*	Eenheid
Onrendabele top per kWh uitgestelde levering 2030	€ 0,22 [€ 0,19- € 0,25]	€ 0,26 [€ 0,22 - € 0,29]	€ 0,18 [€ 0,14 - € 0,21]	€/kWh/jaar
Totale inschatting vereiste subsidie	1.950 k€ [1.750 - 2.250k€]	2.300 k€ [2.000 - 2.600 k€]	1.650 k€ [1.300 - 1.900 k€]	k€/MW/10 jaar
Onrendabele top per ton CO <sub>2</sub>	3.900 €/ton CO <sub>2</sub> [3.400 - 4.400 €/ton CO <sub>2</sub> ]	4.600 €/ton CO <sub>2</sub> [3.900 - 5.050 €/ton CO <sub>2</sub> ]	3.200 €/ton CO <sub>2</sub> [2.500 - 3.700 €/ton CO <sub>2</sub> ]	€/ton CO <sub>2</sub>

<sup>12</sup> 55% NFA betekent een korting van 45% op het transporttarief voor afname.

	Alleen uitgestelde levering	Uitgestelde levering + energiebalancering	Uitgestelde levering + energiebalancering met 55% NFA-tarief*	Eenheid
Batterijvermogen en extra zon-pv gerealiseerd	210 MW [180 - 240 MW]	180 MW [160 - 210 MW]	250 MW [220 - 330 MW]	MW batterijvermogen en zon-pv-omvormervermogen
Totale CO <sub>2</sub> -reductie	0,11 Mton CO <sub>2</sub> [0,10 -0,12 Mton CO <sub>2</sub> ]	0,09 Mton CO <sub>2</sub> [0,08 -0,11 Mton CO <sub>2</sub> ]	0,13 Mton CO <sub>2</sub> [0,11-0,17 Mton CO <sub>2</sub> ]	Mton CO <sub>2</sub>

\* 55% NFA-tarief betekent een korting van 45% op het transporttarief, rekening houdend met een beperking van de uren van 15% van de tijd.

Bij de ingeschatte subsidiebedragen is het te verwachten dat het voor een zon-op-dak-installatie voordeliger is om uitgestelde levering te doen dan om de zonne-energie zelf te gebruiken. Er is daarom hier één bedrag weergegeven voor de subsidiebehoefte. De resultaten zijn hierna in totaliteit geduid. De variant waarin de minste subsidie vereist is per kWh uitgestelde levering is de variant waarin energiebalancering wordt meegenomen, mits een NFA-variant voor afname wordt ingevoerd en welke vorm dit precies is.

## Samenvatting doorrekening subsidie-instrument

In deze studie is één uitwerking van de subsidie voor uitgestelde levering met zon-pv en lithium-ion-batterijen doorgerekend. Dit is gedaan gebaseerd op de businesscasemethode in Bijlage A. Uit al doorrekening van de subsidie komt naar voren:

- We gaan uit van een 4-uurs-lithium-ion-batterij die een subsidie krijgt voor opgeslagen zonne-energie in de zomer en deze elektriciteit uitgesteld levert in de avond en nacht.
- Er zit een relatief grote onzekerheid in de subsidiebehoefte door de onzekerheid in de energieprijzen. Dit wordt versterkt als ook de kosten (vooral nettarieven) en inkomsten voor energiebalancering en -handel wordt meegenomen in het instrument.
- De vereiste subsidie is in de orde grootte van 0,12 €/kWh uitgestelde levering in de meest voordelige configuratie. Deze configuratie neemt de kosten voor transporttarieven mee, maar met een NFA met 45% korting, en geschatte inkomsten uit energiebalancering en -handel. Per MW batterijvermogen betekent dit een subsidie van ongeveer 110.000 €/MW/jaar.
- Met een looptijd van tien jaar van de subsidie betekent dit dat we inschatten dat er ongeveer 380 MW batterijvermogen gerealiseerd kan worden. Dit betekent het additioneel aansluiten van 750 MW zon-pv (afhankelijk van de gekozen verhouding batterijen en zon-pv-vermogen). De totale CO<sub>2</sub>-reductie door uitgestelde levering zou daarmee 0,19 Mton zijn over een periode van tien jaar.
- De vereiste subsidie-intensiteit is hoog, naar verwachting 2.200 €/ton CO<sub>2</sub> in de meest gunstige situatie. Hiermee wordt wel stroom geleverd op momenten dat er (met grote kans) tekorten zijn aan duurzame elektriciteit.

## B.6 Conclusie subsidie-instrument voor zon-pv en uitgestelde levering

In deze studie is een subsidie-instrument uitgewerkt, met als doel om extra CO<sub>2</sub> te reduceren door extra zon-pv aan te sluiten en deze in te voeden op momenten van tekorten aan duurzame energie. Deze studie heeft de subsidie verder uitgewerkt. Het basisprincipe is dat een lithium-ion-batterij met een 4-uurscapaciteit wordt geplaatst bij een zon-pv-installatie

(zon op dak of zonnepark) met een non-firm-transportvermogen voor invoeding. Op vastgestelde tijdsblokken (bijvoorbeeld van 6:00 tot 17:00 uur van mei tot en met september) mag er geen elektriciteit ingevoerd worden. In die periode kan de batterij een groot gedeelte van de zonne-energie opslaan zodat deze op een later moment wordt geleverd aan het net of achter de meter wordt gebruikt. De subsidie keert een bedrag per kWh uitgestelde levering uit, wat vooraf wordt vastgesteld gebaseerd op de aanvraag van de projectontwikkelaar.

De subsidieintensiteit is hoog, tussen de 2.500 en 5.000 €/ton CO<sub>2</sub>. Deze bandbreedte wordt bepaald door de ontwikkeling van de prijzen van aardgas en CO<sub>2</sub> en het ontwerp van de subsidie. Er kan met het budget van € 416 miljoen zo'n 160 tot 330 MW aan batterijvermogen gerealiseerd worden. Dit resulteert in een CO<sub>2</sub>-reductie van 0,08 tot 0,17 Mton tijdens uren die moeilijk te verduurzamen zijn.

## Haalbaarheid en uitvoerbaarheid

De subsidie-uitwerking kan naar verwachting begin 2024 gerealiseerd worden. Dat betekent dat projecten op zijn vroegst in de loop van 2025, maar naar verwachting pas in de loop van 2026 gerealiseerd kunnen worden. Een belangrijke afhankelijkheid daarin is goedkeuring vanuit Europa voor dit instrument. Tussen 2025/2026 en 2035 kan er dan CO<sub>2</sub> worden gereduceerd. Voor projectontwikkelaars is het belangrijk dat de subsidievoorwaarden helder zijn om projecten te kunnen ontwikkelen. Een voorbeeld is hoe er gemeten moet worden welke kWh'en uitgesteld geleverd worden.

Het succes van de studie is ook afhankelijk van of de sector deze subsidie als wenselijk en haalbaar ziet. Daarvoor is het belangrijk dat er heldere eisen zijn over de vormgeving van de projecten en deze vooraf transparant zijn. Verder zal het voornamelijk afhankelijk zijn van de hoogte van het subsidiebedrag en of hiermee een robuuste positieve businesscase gerealiseerd kan worden. Qua aantal zon-pv-projecten dat er jaarlijks in Nederland gerealiseerd worden is er zeker voldoende technisch potentieel beschikbaar.

De uitvoerbaarheid aan de kant van de subsidieverstrekker zal afhangen van de ontwikkeling van de NFA en de exacte vormgeving van de subsidie. De NFA met tijdsblokken komt, als het goed is, begin 2024 beschikbaar en zou dus tijdig gereed moeten zijn. Voor de uitwerking van de subsidie is een jaarlijkse controle van de subsidieverstrekker vereist over het aantal kWh uitgestelde levering.

## Conclusie batterij voor uitgestelde levering

Uit deze analyses concluderen we dat batterijen bij zon-pv het mogelijk maken om een groot gedeelte van de duurzame energie op te slaan en later terug te leveren. Dit kan ook met de eis dat er geen enkele kWh ingevoerd mag worden op momenten met zon-pv-productie. In dat geval wordt het zonnepark zeker netneutraal aangesloten. Bij wind is de potentie voor het verkleinen van de netaansluiting of netneutraal veel minder groot, doordat er veel meer uren achter elkaar geproduceerd wordt.

## C Afweging techniekneutrale subsidie uitgestelde levering

Naast een subsidie-instrument uitsluitend voor lithium-ion-batterijen, is er binnen deze studie ook gekeken naar een techniekneutrale subsidie. Het verschil hierbij is dat de subsidie niet de facto ingezet hoeft te worden voor een batterij, maar dat andere technieken die een vorm van uitgestelde levering kunnen garanderen, ook mogelijk zijn. Dit kan een positief effect hebben op de ontwikkeling en innovatie van andere flexibiliteitstechnieken. Het gaat hierbij om de volgende opties voor uitgestelde levering:

- **Flowbatterijen**  
Batterijen bij een zonnepark kunnen dagelijkse overschotten en tekorten op nationale en regionale schaal (gedeeltelijk) vereffenen. Voor grote lithium-ion-batterijen geldt een efficiëntie van 85%.
- **Uitgestelde levering elektriciteit middels waterstof**  
Door middel van een elektrolyser nabij de zon-pv-installatie kunnen overschotten van hernieuwbare energie omgezet worden in waterstof. Conversie naar waterstof kan gebruikt worden voor langeretermijnopslag (weken tot seizoen). Voor de omzetting naar elektriciteit zijn een waterstofnetwerk, grote volumes aan (ondergrondse) opslag en waterstofcentrales nodig.
- **Andere vormen van opslag richting de toekomst**  
Compressed air energy storage (CAES) of liquide air energy storage (LAES) zijn voorbeelden van technieken die momenteel nog niet marktklaar zijn en nog veel onzekerheden kennen over toepassing in Nederland, maar mogelijk wel in de toekomst een rol kunnen hebben. Deze technieken worden hier niet verder uitgewerkt.

De volgende flexibiliteitsbronnen zorgen niet direct voor uitgestelde levering, maar kunnen wel overschotten van de opgewekte zonne-energie gebruiken, waardoor mogelijk op een later moment minder elektriciteit hoeft opgewekt te worden uit fossiele bronnen. Daarnaast maken ze het ook mogelijk dat extra zon-pv geïnstalleerd kan worden, doordat de flexibiliteitsbron de overschotten kan opvangen.

- **Power-to-gas (opslag in waterstof)**  
Door middel van een elektrolyser nabij de zon-pv-installatie kunnen overschotten van hernieuwbare energie omgezet worden in waterstof. Waterstof kan vervolgens gebruikt worden om aan de vraag naar duurzame moleculen te voldoen (bijvoorbeeld in de industrie).
- **Power-to-heat (opslag in warmte)**  
Hernieuwbare elektriciteit kan met behulp van warmtepompen (efficiëntie 300+%) of elektrische boilers (efficiëntie 99%) omgezet worden in warmte. De warmte kan opgeslagen worden en gebruikt worden in warmtenetten. Op deze manier kan het gebruik van aardgas voor de warmtevraag verminderd worden (CE Delft, 2023b) en de duurzame energie nuttig gebruikt worden.
- **Zon-pv in combinatie met laden elektrische auto's**  
Met slim laden worden de laadinfrastructuur en de te laden voertuigen via software aangestuurd, afhankelijk van de beschikbaarheid van (goedkope) energie. Een laadplein nabij een zon-pv-installatie kan grote overschotten van duurzame energie opvangen door voertuigen te laden. Net zoals bij vraagsturing in de industrie is het belangrijk dat de zon-pv-opwek en het laadplein op hetzelfde netvlak zitten. In de toekomst is het ook mogelijk om gebruik te maken van de accu's van elektrische auto's voor energieopslag. Auto's die bi-directioneel kunnen laden, kunnen ze de opgeslagen energie ook weer

afgeven aan het net of een huishouden op een later moment. Op deze manier is er wel sprake van uitgestelde levering.

– **Vraagsturing op hetzelfde netvlak**

Bepaalde industriële processen en koel-/vrieshuizen, e-boilers of elektrolyzers kunnen op- en afschakelen. Op momenten van veel opwek van de zon-pv-installatie, zouden deze processen opgeschaald kunnen worden, om vervolgens later weer afgeschakeld te worden en zo minder stroom te verbruiken tijdens de piekvraag. Om lokaal netcongestie te verminderen, dienen deze processen wel nabij de pv-installatie te zijn, omdat zo op hetzelfde netvlak direct gebruik gemaakt kan worden van de overschotten aan energie. Vraagsturing met hybride warmtepompen in de gebouwde omgeving is ook een optie. Vraagsturing in de industrie wordt verder behandeld onder C.5.

– **Curtailement**

Curtailement kan mogelijk maken dat meer zon-pv wordt aangesloten. Met curtailement is het niet mogelijk om aan uitgestelde levering bij te dragen. Echter zorgt een groter opgesteld zon-pv-vermogen er wel voor dat rondom de piekvraag er meer zonne-energie kan worden ingevoerd. Dit voorkomt voor een deel het inschakelen van elektriciteitsproductie op basis van fossiele bronnen.

## C.1 Referentie: lithium-ion-batterijen

Lithium-ion-batterijen kunnen ongeveer 50% (4-uurs) of 65% (6-uurs) van de energie van een zon-pv-installatie opslaan en invoeden, zoals berekend in Paragraaf B.2. Een eerste berekening van de vereiste subsidie is opgenomen in Paragraaf 0. De subsidieintensiteit is 1,3 tot 2,6 miljoen euro, afhankelijk van het prijsscenario en de vormgeving van de subsidie. Dit is een onrendabele top van 130 tot 270 €/MWh.

## C.2 Flowbatterijen

In Bijlage D is een uitgebreide beschrijving van flowbatterijen opgenomen. Flowbatterijen kunnen snel energie leveren of opslaan en daarnaast ook de energie relatief lang opslaan. Dit maakt ze flexibel inzetbaar voor zowel balanceringsdiensten als het verhelpen van netcongestie.

De belangrijkste uitdaging voor flowbatterijen is de realisatie van voldoende orde-grootte systemen. De komende jaren staan nog in het teken van opschaling. Verschillende Nederlandse bedrijven werken aan de ontwikkeling van verschillende type flowbatterijen. De komende jaren zal er meer duidelijk worden over het potentieel van flowbatterijen, zowel qua technisch potentieel als voor energiebalancing en netcongestie. Deze ontwikkelingen zullen mogelijk per type flowbatterij verschillen.

Flowbatterijen worden gezien als oplossing voor middellangetermijnopslag: van circa vier uur tot een week. We concluderen dat het huidige marktontwerp niet past bij het realiseren van langeretermijnenergieopslag. De energy-only-markten zullen naar verwachting te weinig investeringszekerheid bieden voor langeretermijnenergieopslag. Met eventuele hervorming of nieuw beleid is de verwachting dat flowbatterijen qua kosten vanaf 2030 competitief zijn met lithium-ion-batterijen voor 6- of 8-uurssystemen.

Bij een verdere techniekontwikkeling zal ook blijken of flowbatterijen kosteneffectief netcongestie kunnen oplossen. Daarbij is het vooral belangrijk om de rol voor afname-netcongestie te bepalen. Specifiek voor uitgestelde levering is een 6-uursbatterij voldoende om het grootste gedeelte van de zonne-energie op te slaan, zie de analyse in Bijlage B.2. Voor het oplossen van opweknetcongestie in de netten van regionale netbeheerder zal een 4-uurssysteem voor een deel van de netvlakken al voldoende zijn. Voor afnamenetcongestie is een langere opslagduur vereist, wat met flowbatterijen goed mogelijk is. Het is nog zeer de vraag of flowbatterijen dit binnen de financiële kaders kunnen oplossen.

Voor uitgestelde levering bij zon-pv is een lithium-ion batterij met 4-uurs-energiecapaciteit kosteneffectiever dan een flowbatterij. Flowbatterijen met een 6- of 8-uursbatterijcapaciteit zijn vanaf 2030 mogelijk wel kosteneffectief voor zon-pv dan lithium-ion-batterijen. Voor uitgestelde levering van wind is een grotere opslagcapaciteit vereist, richting 20 uur. Flowbatterijen kunnen hier in de toekomst technisch een rol vervullen.

Flowbatterijen zijn nu nog niet ver genoeg ontwikkeld om de technische en financiële haalbaarheid daarvan te beoordelen. Naar verwachting bieden flowbatterijen in 2025 (doelstelling subsidie) nog geen rendabele optie die voldoende beschikbaar is, ten opzichte van lithium-ion-batterijen. Gezien het potentieel van flowbatterijen richting 2030, is stimulering van verdere ontwikkelingen en innovatie op het gebied van flowbatterijen interessant.

### C.3 Uitgestelde levering elektriciteit middels waterstof

Overschotten van opwekte elektriciteit kunnen met behulp van een elektrolyser in waterstof worden opgeslagen. In het geval van omzetting terug naar elektriciteit is er sprake van uitgestelde levering. Hiervoor is een waterstofcentrale, brandstofcel of een wkk-installatie en grote volumes aan (ondergrondse) opslag nodig.

Om deze vorm van uitgestelde levering door te rekenen voor een techniekneutrale subsidie-variant, kijken we naar de volgende situatie, waarbij de onrendabele top in kaart is gebracht, gebaseerd op het onrendabele topmodel van het PBL:

- Een elektrolyser met vermogen van ongeveer 50% ten opzichte van de zon-pv-installatie. We hebben vervolgens twee scenario's doorgerekend:
  1. De elektrolyser draait per jaar 1.000 vollasturen en heeft een levensduur van vijftien jaar. De elektrolyser draait uitsluitend op de uren met zon-pv-productie.
  2. De elektrolyser heeft 5.150 vollasturen. Het huidige aantal in de SDE++ directe lijn. Dit betekent dat de elektrolyser ook stroom afneemt van het net.
- Waterstofproductiekosten via een elektrolyser zijn op basis van het SDE++ 2023-basisbedrag.
- De geproduceerde elektrolyser is aangesloten op het Waterstofnetwerk Nederland en betaalt hier aansluitkosten voor van 20-40 €/kW (EY, 2022). De transportkosten kennen nog onzekerheden, maar zijn ingeschat op 0,35-0,40 €/kg H<sub>2</sub> op basis van teamanalyse CE Delft. Deze aansluit- en transportkosten blijken niet significant ten opzichte van de waterstofproductiekosten.
- Vanuit het waterstofnetwerk wordt de waterstof omgezet in elektriciteit met behulp van een waterstofcentrale (60% efficiëntie).

De resultaten van de doorrekening staan in Tabel 32, dit is op basis van een berekende elektriciteitsprijs voor elektriciteitsproductie met aardgas in 2030 van 134 €/MWh.

Tabel 32 - Onrendabele top van uitgestelde levering middels waterstof met elektrolyser en waterstofcentrale.

	Onrendabele top (€/MWh)	Prijs vermeden CO <sub>2</sub> (€/ton CO <sub>2</sub> )
5.150 vollasturen elektrolyser	310	910
1.000 vollasturen elektrolyser	1.450	4.270

De subsidieintensiteit voor uitgestelde levering middels waterstof is lager of hoger, afhankelijk van de configuratie. Als de elektrolyser alleen mag produceren met zon-pv-productie dan is de onrendabele top hoger dan van een lithium-ion batterij. Als de elektrolyser ingezet wordt bij een windpark en ondergedimensioneerd is (5.150 zoals berekend in het PBL-advies voor directe lijn), dan is de onrendabele top significant lager.

Een belangrijke uitdaging van deze waterstofketen is dat de infrastructuur en de keten op orde moeten zijn. Er is waterstoftransport nodig via een backbone en voldoende waterstofbronnen in het algemeen om de waterstofcentrale te realiseren. Naar verwachting is deze keten nog niet volledig functioneel richting 2030, waardoor het CO<sub>2</sub>-reductiepotentieel mogelijk beperkt is.

### Vergelijking met waterstofimport

Vanuit kostenefficiëntie is het van belang om niet alleen een vergelijking te maken van uitgestelde levering middels een lithium-ion-batterij, maar ook om met de prijs van geïmporteerde waterstof te vergelijken. Er wordt bij import logischerwijs niet Nederlandse elektriciteit gebruikt, maar mogelijk wel tegen lagere kosten verduurzaamd. Op basis van onze berekeningen ligt de prijs van de geproduceerde waterstof uit overschotten van zonnenergie aan de hand van de SDE++-basisbedragen rond de 37 €/kg H<sub>2</sub> (op basis van 1.000 vollasturen per jaar). Indien de elektrolyser bij de zon-pv-installatie ook nog stroom van het net afneemt en hiermee waterstof produceert dan ligt de prijs van de geproduceerde waterstof rond de 10 €/kg H<sub>2</sub> (op basis van 5.150 vollasturen per jaar). In het aannemelijke geval dat de prijs van geïmporteerde waterstof rond de 5 €/kg H<sub>2</sub> ligt, dan betekent dit dat de kosten gehalveerd kunnen worden ten opzichte van productie in Nederland voor uitgestelde levering. In zo'n geval is ook een aannemelijk optie om de overschotten van zonnenergie te curtailen en daarnaast waterstof te importeren om hiermee op momenten van laag aanbod elektriciteit te maken.

## C.4 Power-to-gas met elektrolyse

Door middel van een elektrolyser nabij de zon-pv-installatie kunnen overschotten van hernieuwbare energie omgezet worden in waterstof. Waterstof kan vervolgens gebruikt worden om aan de vraag naar duurzame moleculen te voldoen, bijvoorbeeld in de industrie. Tabel 33 toont een de inschatting van de onrendabele top voor verschillende typen elektrolyzers bij een zon-pv-installatie van 10 MWp met een netaansluiting van 70%. Deze inschatting is gebaseerd op het onrendabeletopmodel van het PBL voor netgekoppelde elektrolyzers in het algemeen. Met het berekende subsidiebedrag is de terugverdientijd tussen de elf en twaalf jaar.



Tabel 33 - Onrendabele top elektrolyser bij beperkte inzet bij een 10 MW zonnepark

	Gebruikte zonne-energie per jaar		Inschatting onrendabele top (per MWh)	Subsidie per MW elektrolyser in SDE++
10 MW elektrolyser - normaal gebruik	-	-	€ 43	3,4 M€
10 MW elektrolyser - inzet vanaf 2 MW opgewekte zonne-energie	14.381 MWh	89%	€ 106	2,3 M€
10 MW elektrolyser - inzet vanaf 5 MW opgewekte zonne-energie	10.097 MWh	62%	€ 143	2,2 M€
8 MW elektrolyser - inzet vanaf 2 MW opgewekte zonne-energie	13.466 MWh	83%	€ 94	2,4 M€
6 MW elektrolyser - inzet vanaf 2 MW opgewekte zonne-energie	11.845 MWh	73%	€ 83	2,4 M€

## C.5 Power-to-heat met elektrische boiler

### CO<sub>2</sub>-reductie en gebruik zonne-energie

Power-to-heat is het produceren van warmte in de industrie door middel van elektrische boiler en elektrische warmtepompen. Deze kunnen flexibel opereren en daardoor productiepieken op het net oplossen.

Elektrische boilers zijn het eenvoudigste voor dit doel in te zetten omdat ze redundant worden ingezet, oftewel vaak naast een gasboiler. Als de elektrische boiler niet ingezet kan worden, wordt de vereiste warmte door de gasboiler geproduceerd. Een warmtepomp is vaak de enige warmtebron in een proces en kent dus minder flexibiliteit.

De onrendabele top is in kaart gebracht gebaseerd op het onrendabeletopmodel van het PBL. Dit is voor het realiseren van de elektrische boiler in het algemeen en dus niet per se voor dit model. Met het berekende subsidiebedrag in de SDE++ is de terugverdientijd tussen de drie en vier jaar. We hebben in de analyse een 10 MW-zonnepark gemodelleerd en daarbij verschillende vermogens elektrische boiler geplaatst.

Tabel 34 - Onrendabele top elektrische boiler bij beperkte inzet bij een 10 MW-zonnepark.

	Gebruikte zonne-energie per jaar		Inschatting onrendabele top (per MWh)	Subsidie per MW elektrische boiler in SDE++
10 MW boiler - normaal	-	-	€ 32	2,6 M€
10 MW boiler - gebruik alle zonne-energie	15.700 MWh	95%	€ 58	1,37 M€
8 MW boiler	14.800 MWh	90%	€ 53	1,47 M€
6 MW boiler	13.200 MWh	80%	€ 48	1,57 M€

## C.6 Zon-pv met laden elektrische auto's

### Potentieel

Voor deze analyse gaan we uit van een zon-pv-locatie met 0,5 MW omvormervermogen en 0,7 MW-piek zon-pv-installatie. Vanwege de recente beleidsrichting 'solar carports' gaan we daarvan uit, ook om zon-pv op land te verminderen.

Solar carports kunnen op laadpleinen in wijken (publiek laden) of bij snellaadstations. Eलाad verwacht in 2035 een elektriciteitsvraag van 10,6 TWh door personenauto's en 3,7 TWh van bestelauto's (die ook voor een belangrijk gedeelte op dezelfde locaties laden). Er worden 1,4 miljoen reguliere publieke laadpunten verwacht en 30.000 snellaadpunten.

### CO<sub>2</sub>-reductie en gebruik zonne-energie

We gebruiken EलाadNL-profielen om de potentie te bepalen. Slim laden is hier echter nog geen onderdeel van en zou het directe energiegebruik van zon-pv verder kunnen optimaliseren. In Tabel 35 is een overzicht gemaakt van de combinatie van deze 0,7 MW-piek solar carport met laadpunten met profielen voor publiek laden, werkladen en snelladen. De match is het grootste met werkladen en snelladen. Afhankelijk van de verhouding tussen het aantal laadpalen en het zon-pv-vermogen, wordt tussen de 40 en 60% van de zonne-energie direct gebruikt. Met slim laden of een batterij kan dit percentage verder verhoogd worden.

Tabel 35 - Potentie verschillende type laadbehoefte voor combinatie met zon-pv

	Maximale piek laadpalen = 0,5 MW			Elektriciteitsvraag = 809 MWh			Eenheid
	Publiek laden	Werkladen	Snelladen	Publiek laden	Werkladen	Snelladen	
Productie	809	809	809	809	809	809	MWh
Vraag	1.209	455	658	809	809	809	MWh
Zonne-energie gebruikt	381	291	346	288	398	390	MWh
Gedeelte zon gebruikt	47%	36%	43%	36%	49%	48%	%
Gedeelte vraag ingevuld	32%	64%	53%	36%	49%	48%	%

FastNed heeft een profiel aangeleverd van de gemiddelde vermogensvraag voor hun laadstations. Uit dat profiel blijkt dat bij een piekvermogen van de laadvraag van 0,5 MW er 90% van de zonne-energie direct gebruikt wordt. En bij een piekvraag van 0,25 MW zou er direct 70% van de zonne-energie direct gebruikt worden.

### Economisch

Er zijn geen meerkosten voor het realiseren van laadinfrastructuur en laadpleinen. De overheid zet ook in op de ontwikkeling van solar carports. Mogelijk is er wel extra ondersteuning nodig voor het realiseren van solar carports die nu nog niet rendabel zijn. Oorzaken daarvan kunnen zijn: hogere grondkosten, complexere solar carports, beperktere laadvraag, extra oplossingen achter de meter, zoals een batterij.

## C.7 Curtailment

Curtailment kan ook mogelijk maken dat meer zon-pv wordt aangesloten. Met curtailment is het niet mogelijk om aan uitgestelde levering bij te dragen. Echter zorgt een groter opgesteld zon-pv-vermogen er wel voor dat rondom de piekvraag er meer zonne-energie kan worden ingevoerd. Dit voorkomt voor een deel het inschakelen van elektriciteitsproductie op basis van fossiele bronnen.

Met curtailment wordt zonnestroom ‘weggegooid’, wat tot verlies van inkomsten leidt in vergelijking met uitgestelde levering. Echter dient er ook niet geïnvesteerd te worden in een techniek voor uitgestelde levering. Tabel 36 toont het basisbedrag waarmee de SDE++ rekent. Dit bedrag zijn bij curtailment de gemiste inkomsten. In werkelijkheid is de waarde van zonne-energie echter lager, omdat er veel uren zijn waarbij er overschotten zijn van duurzame energie en de prijs dus erg laag is. De maatschappelijke waarde van die zonne-energie is dus beperkt en daardoor ook de kosten van curtailment.

Tabel 36 - Basisbedragen SDE++ zon-pv.

	Gebouwegebonden systeem ≥15 kWp en <1 MWp	Grondgebonden systeem 1-20 MWp	Eenheid
Basisbedrag SDE++	0,0816	0,0633	€/kWh

Natuurlijk kan er met het voorkomen van curtailment op andere momenten wel maatschappelijke waarde gerealiseerd worden. Curtailment wordt ingezet op de enkele momenten in het jaar dat er te veel zon-pv-vermogen wordt opgewekt en dit geen bestemming kan vinden. Hiermee zorgt dit dus niet direct voor extra CO<sub>2</sub>-emissies. Wel geldt dat indien de zonne-energie was opgeslagen, deze gebruikt had kunnen worden op momenten dat er tekorten zijn en er wel elektriciteit geproduceerd wordt met fossiele bronnen. De SDE++ berekent dat de netto vermeden CO<sub>2</sub>-emissies per geproduceerde eenheid zonne-energie 0,08 kg CO<sub>2</sub>/kWh zijn. Door te curtailen worden mogelijk alsnog deze emissies niet vermeden. Wel is het met curtailen mogelijk om meer zon-pv aan te sluiten, waardoor ook op momenten met minder zoninval alsnog overdag een groter aandeel zonnestroom wordt opgewekt. Dit zorgt op die momenten voor meer vermeden emissies.

# D Flowbatterijen: eigenschappen en beleid

Flowbatterijen, ook wel redox-flowbatterijen, zijn een opkomende techniek. Het basisprincipe is dat er geen vaste materialen gebruikt worden, maar vloeistoffen of gassen. Het voordeel van flowbatterijen is dat de kosten niet lineair toenemen met de energiecapaciteit. In deze analyse schetsen we de eigenschappen van flowbatterijen en bepalen we beleid voor flowbatterijen. Voor het beleid maken we onderscheid of het voorgestelde beleid ook geschikt is voor flowbatterijen en of er additioneel beleid mogelijk wenselijk is voor flowbatterijen.

## D.1 Eigenschappen

### Verschil met lithium-ion-batterijen

Flowbatterijen slaan energie op in een vloeistof. De vloeistof is een chemische verbinding die een opgeladen en ontladen toestand heeft. Een lithium-ion-batterij slaat ook energie op in elektrochemische vorm, maar dan binnen de elektrode van zijn eigen structuur. Het grootste verschil tussen dit type batterijen is dat flowbatterijen zeer schaalbaar zijn. Dit houdt in dat hun vermogen (MW) en energieopslagcapaciteit (MWh) onafhankelijk van elkaar kunnen worden aangepast. Door het formaat van de vloeistoftanks en de grootte van de pompen aan te passen, kunnen flowbatterijen worden ontworpen om aan verschillende vermogens- en opslagbehoeften te voldoen. Een ander groot verschil is dat de vaste materialen in lithium-ion-batterijen onderhevig zijn aan chemisch verval en dat de capaciteit hierdoor na verloop van tijd afneemt. Flowbatterijen hebben een langere levensduur, doordat de vloeibare elektrolyten niet degraderen na langdurig gebruik.

Tabel 37 - Algemene eigenschappen lithium-ion- en flowbatterijen

Eigenschap	Lithium-ion	Flowbatterij
Kosten	Indicatief 400 €/kWh voor grootschalige systemen (~50 MW).	Indicatief 500 €/kWh, huidig.
Tijdsduur ontladen op vol vermogen	Nu 1- tot 4-uurssystemen, opschaling mogelijk tot 6 of 8 uur. Additionele opschaling is prijsintensief.	Indicatief 4 tot 100 uur opslagcapaciteit. Additionele opschaling energiec capaciteit is beperkt prijsintensief.
Efficiency	85%	Circa 70%
Levensduur	Ongeveer 5.000 tot 10.000 cycli	Ongeveer 20.000 cycli
Energiedichtheid	Ongeveer 25 m <sup>2</sup> /MWh	Ongeveer 10 m <sup>2</sup> /MWh
Veiligheid	PGS37-2 is in ontwikkeling, cellen zijn brandbaar.	Gevaren hangen af van elektrolyt.

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

## Werking flowbatterij

Flowbatterijen bestaan uit twee aparte tanks die van elkaar gescheiden zijn door een elektrochemische cel. Twee sterk geleidende elektrolytvloeistoffen - één aan de positieve kant, één aan de negatieve kant - circuleren door de tanks en langs de cel om een chemische reactie op gang te brengen, waarbij elektronen worden uitgewisseld. De vloeistoffen worden van elkaar gescheiden door een membraan. De batterij wordt opgeladen en ontladen door de twee vloeistoffen door de membraancel te pompen waar onder invloed van elektriciteit moleculen worden uitgewisseld.

## Type flowbatterijen

Er zijn vele verschillende types flowbatterijen, op basis van verschillende elementen.

In Nederland wordt gewerkt aan verschillende typen flowbatterijen. Voorbeelden zijn:

- **Vanadium-redox-flowbatterijen:** deze kennen al een hoge TRL en worden in verschillende landen al jaren gerealiseerd. Deze techniek is vooral geschikt voor kortetermijnopslag met veel cycli. Met lithium-ion-batterijen is de degradatie bij veel cycli veel groter dan een vanadium-redox-flowbatterij, waardoor vanadium veel meer cycli kan maken. In systemen kan tot 6- of 8-uursopslagcapaciteit gerealiseerd worden. Uitbreiding naar bijvoorbeeld opslag van 40 uur is naar verwachting volgens ontwikkelaars niet kosteneffectief. De huidige kostprijs is vergelijkbaar met huidige generatie lithium-ion en een halvering van de kosten is verwacht de komende tien jaar. Vanadium is door de EU aangemerkt als critical raw material, aangezien het schaars is en met name buiten de EU gewonnen wordt. Daarnaast is vanadium toxisch.
- **Waterstof bromide flowbatterij:** dit systeem is vooral gericht op langeretermijnopslag vanaf 10 tot 25 uur en langer. Het systeem kan snel schakelen en inspelen op de verschillende energiemarkten. De techniek is in een vergevorderd stadium en wordt de komende jaren opgeschaald. De verwachting is dat de komende jaren een significante kostendaling kan plaatsvinden. Het voordeel van deze flowbatterij is dat de materialen niet schaars zijn en goedkoop.
- **Zout-flowbatterijen:** deze techniek gebruikt alleen water en keukenzout, goedkope en veelvoudig aanwezige materialen. De TRL is nog in een minder vergevorderd stadium. De primaire focus is een energiec capaciteit vanaf 8 tot 16 uur tot in de toekomst 100-uurssystemen. De grootste kosten zijn voor de stack. De uitbreiding van de opslagcapaciteit is vervolgens heel goedkoop, ongeveer 20 €/kWh. Het systeem vereist veel ruimte, omdat het weinig energiedichtheid kent en zal dus vooral werkbaar zijn voor locaties met veel ruimte. Het systeem kan relatief snel acteren, als is het leveren van elektriciteit minder snel.

De ontwikkeling van flowbatterijen is onzeker de komende jaren en zal per techniek verschillen. De technieken zullen qua kosten naar verwachting na 2030 competitief met lithium-ion-batterijen zijn voor 6 of 8-uurssystemen. Bij een grotere energiec capaciteit zullen flowbatterijen naar verwachting goedkoper zijn dan lithium-ion-batterijen.

Het is nog zeer onzeker hoeveel vermogen er aan flowbatterijen in 2030 gerealiseerd zal zijn. Flow Batteries Europe heeft een doelstelling van 20 GW, 200 GWh aan flowbatterijen in 2030. In Nederland zullen richting 2025 verschillende pilotprojecten gerealiseerd worden en is richting 2030 een opschaling van het productiepotentieel zeker mogelijk. Het is mogelijk dat er in Nederland richting 2030 systemen van honderden MW gerealiseerd worden, al is dan natuurlijk nog de vraag of deze ook in Nederland geplaatst worden. We schatten in dat flowbatterijen in 2030 een gedeelte van de vereiste 9 GW flexibiliteit kunnen invullen, maar niet het volledige vereiste vermogen.

## Voordelen flowbatterijen

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. Op deze manier kunnen flowbatterijen worden ontworpen om aan verschillende vermogens- en opslagbehoeften te voldoen.

Doordat de capaciteit en het vermogen onafhankelijk van elkaar te variëren zijn, zijn flowbatterijen geschikt voor langdurige opslag. Daarnaast hebben flowbatterijen een snelle responstijd. Het is daarbij ook mogelijk om energie gedurende langere tijd op te slaan en vervolgens snel vrij te geven.

## Knelpunten flowbatterijen

Momenteel zijn flowbatterijen nog sterk in ontwikkeling en er zijn nog weinig systemen markt klaar. Verdere technologische vooruitgang op het gebied van goedkope en duurzame materialen en schaalvergroting zijn nodig om de volledige potentie van flowbatterijen te realiseren.

De energie-efficiëntie van flowbatterijen is circa 60-90%, dit ligt voor lithium-ion-batterijen rond de 90%. Hoewel de efficiëntie kan variëren afhankelijk van het specifieke ontwerp en de gebruikte materialen, is het verbeteren van de efficiëntie een belangrijk aandachtspunt voor de verdere ontwikkeling van flowbatterijen.

Flowbatterijen zijn over het algemeen duurder dan traditionele batterijen, met name door hoge kosten van de stacks. De kosten voor extra energiec capaciteit zijn vaak erg laag. Het is nog onzeker wat de kosten van flowbatterijen zijn bij een verdere technologische ontwikkeling en schaalvergroting. De verwachting is wel dat er een significante kostenreductie zal plaats vinden de komende jaren.

Flowbatterijen zijn vaak groter in omvang dan lithium-ion batterijen, vanwege de elektrolytische tanks en pompen. Er dient daarom voldoende ruimte gereserveerd voor flowbatterijen, hoewel dit in gebieden met ruimtegebrek lastig kan zijn.

## Toepassing in het elektriciteitssysteem

Flowbatterijen kunnen snel energie leveren of opslaan en daarnaast ook de energie relatief lang opslaan. Dit maakt ze flexibel inzetbaar voor zowel balanceringsdiensten als het verhelpen van netcongestie. Flowbatterijen worden gezien als oplossing voor middellange-termijnopslag: van circa vier uur tot een week. Daarnaast hebben flowbatterijen een hoog aantal cycli en zeer weinig of geen degradatie. Deze eigenschappen maakt ze geschikt voor drie functies:

1. Energieopslag van grootschalige zon- en/of windproductie: een batterij van acht of zestien uur is voldoende om (overtollige) productie op te slaan en dit later in te voeden.
2. Middellangetermijn-energieopslag van bijvoorbeeld 24 uur tot een week. Tijdens die periodes kan het vraag en aanbod vereffenen, maar ook om langere perioden van aanhoudend tekort (dunkelflaute) of aanhoudend overschot (storm) te overbruggen.
3. Hoog aantal cycli: voor toepassingen waar een hoog aantal cycli vereist zijn, kunnen bepaalde typen flowbatterijen ook toegepast worden. Dit als de batterijen een aantal keer per dag geladen en ontladen moet worden.

## D.2 Toetsing conclusies en beleid voor flowbatterijen

Flowbatterijen kennen dus technisch verschillende eigenschappen. Het grootste verschil daarbij is de grotere energiec capaciteit ten opzichte van lithium-ion-batterijen. We maken onderscheid in onze conclusies tussen beleid voor energiebalancering en beleid voor netcongestie.

### Energiebalancering

Flowbatterijen zijn vooral uniek in de potentie voor langere termijn opslag, oftewel een opslagcapaciteit van 8 tot 100 uur. Voor kortetermijntoepassingen tot twee of vier uur zijn lithium-ion-batterijen zeer geschikt. De huidige energiebalancering op een tijdschaal langer dan vier uur is de day-ahead-markt. We zien echter dat richting 2030 deze markt niet rendabel wordt voor 4-uurs-lithium-ion-systemen. Richting 2030 is het mogelijk dat flowbatterijen vergelijkbare kosten kennen per kWh als lithium-ion-batterijen, maar ze zullen niet veel goedkoper worden. Belangrijk is wel om daarbij niet te kijken naar de investeringskosten maar de levelised cost of storage (LCOS). Daarin wordt ook het aantal cycli, end-of-life, efficiency en levensduur meegenomen.

Over de businesscase van de mogelijke toepassingen van flowbatterijen voor energiebalancering concluderen we:

- **Opslag binnen dag:** uit onze analyses blijkt dat voor opslag van zonne-energie en levering op een later moment er voor lithium-ion geen businesscase is. Tenzij flowbatterijen significant goedkoper worden dan lithium-ion-batterijen, verwachten we niet dat deze businesscase rendabel wordt voor flowbatterijen. Deze kostendaling is nu nog lastig in te schatten.
- **Opslag voor langere termijn, zoals dunkelflaute:** op dit moment past het ontwerp van de energiemarkten niet bij het realiseren van systemen met langeretermijn-energieopslag. De momenten in het jaar dat flowbatterijen essentieel zijn, zullen nog beperkt voorkomen in 2030 om een rendabele businesscase te realiseren voor langetermijnopslag. Er is daarom te weinig investeringszekerheid. Voor energieopslag met deze langdurige opslagcapaciteit is additioneel beleid vereist.
- **Energiebalancering met veel cycli:** sommige typen flowbatterijen kunnen concurreren met andere flexibiliteitstechnieken op bijvoorbeeld de FCR-markt als hier veel cycli gemaakt dienen te worden. De concurrentiemogelijkheden hier hangt sterk af van de LCOS (levelised cost of storage).

### Netcongestie neutraal

Het onderzochte beleid heeft zich gericht op lithium-ion-batterijen inzetten voor congestie-neutraal acteren en congestie oplossen. Geïdentificeerd beleid zijn verschillende NFA-varianten, aansluiten op redundant elektriciteitsnetwerk (de vluchtstrook) en sturing op de locatie van batterijen.

Het beleid voor lithium-ion-batterijen kan ook toegepast worden op flowbatterijen. Extra belangrijk is om wel te waarborgen dat flowbatterijen kunnen acteren op kritieke momenten. Flowbatterijen zullen namelijk als een laatste redmiddel ingezet worden tijdens momenten van langdurige tekorten van energie, ook wel dunkelflaute genoemd. Het is dan belangrijk dat deze systemen wel hun rol kunnen vervullen. Een beperking vanwege netcongestie is dan niet te verwachten, aangezien er juist te weinig opwek is op die momenten. Met realisatie gebieden met niet te veel andere regelbaar vermogen zou dit geen probleem moeten zijn.

## Netcongestie oplossen

Voor het oplossen van netcongestie door batterijen, moeten ze voldoen aan drie voorwaarden:

1. **Technisch:** voldoende vermogen en energiec capaciteit om te kunnen (bijdragen aan) oplossen netcongestie.
2. **Financieel:** batterijen moeten passen binnen de financiële grens van congestie-management.
3. **Organisatorisch:** batterijen moeten op de goede locatie gevestigd zijn, de juiste contracten moeten georganiseerd zijn en de interactie moet met de netbeheerder goed geregeld zijn. Vooral het eerste punt is complex, omdat de netbeheerder nu nog lastig locaties kan aanwijzen waar batterijen congestie wel en niet kunnen oplossen, zeker richting de toekomst.

In de studie '[Beleid voor grootschalige batterijen en afnamenetcongestie](#)' concludeerden we dat voor afname vaak een grotere energiec capaciteit van acht tot zestien uur nodig is. Lithium-ion-batterijen worden niet autonoom zo groot gerealiseerd en zullen dan een grote onrendabele top kennen. Redox-flowbatterijen kunnen veel beter voldoen aan die technische eis. Uit onze analyse in Paragraaf 2.2 blijkt dat lithium-ion-batterijen voor veel netvlakken wel geschikt zijn op opweknetcongestie op te lossen.

Of flowbatterijen kunnen voldoen aan de financiële grens, is nog onzeker. De kostendaling voor flowbatterijen is nog te onzeker om een nauwkeurige berekening te doen. Daarnaast is het nog zeer onzeker wat de onrendabele top voor flowbatterijen zal zijn, aangezien er naar verwachting nog geen rendabele businesscase en marktontwerp is voor langdurige energieopslag. Organisatorisch blijft het een uitdaging om te bepalen waar flowbatterijen netcongestie kunnen oplossen en die oplossingen dan tijdig realiseren. Dit vereist meer planmatig denken om deze oplossing überhaupt mogelijk te maken.

### D.3 Additioneel beleid voor flowbatterijen

In de voorgaande paragrafen is het beleid getoetst wat in deze studie is aangereikt voor lithium-ion-batterijen. Daarnaast komen we nog tot twee additionele aandachtspunten specifiek voor flowbatterijen voor beleid de komende jaren:

- bijdragen aan opschaling van flowbatterijen;
- marktontwerp voor langdurige energieopslag voor energiebalancering en netcongestie.

De belangrijkste uitdaging voor flowbatterijen is de realisatie van voldoende orde-grootte systemen. De komende jaren staan nog in het teken van opschaling. Verschillende Nederlandse bedrijven werken aan de ontwikkeling van verschillende type flowbatterijen. De komende jaren zal blijken welke type flowbatterij(en) dominant wordt en of dit Nederlandse bedrijven zullen zijn. Om die kans te vergroten, kan er met beleid extra ingezet worden op de ontwikkeling van flowbatterijen in Nederland of in Europees verband. Daarbij kan gedacht worden aan verdere ondersteuning, zoals de al aangekondigde investering vanuit het groeifonds in batterijen. Het is belangrijk om daarbij in acht te nemen dat het gaat om een internationale markt met ook concurrentie vanuit andere werelddelen. Het beleid zou dus idealiter op Europees niveau gevormd worden.

De komende jaren zal er meer duidelijk worden over het potentieel van flowbatterijen, zowel qua technisch potentieel als voor energiebalancering en netcongestie. Deze ontwikkelingen zullen mogelijk per type flowbatterij verschillen. Flowbatterijen worden gezien als oplossing voor middellangetermijnopslag: van circa vier uur tot een week.



We concluderen dat het huidige marktontwerp niet past bij het realiseren van langere-termijn-energieopslag. De energy-only markten zullen naar verwachting te weinig investeringszekerheid bieden voor langeretermijn-energieopslag. Met eventuele hervorming of nieuw beleid is de verwachting dat flowbatterijen qua kosten vanaf 2030 competitief zijn met lithium-ion-batterijen voor 6- of 8-uurssystemen.

Bij een verdere techniekontwikkeling zal ook blijken of flowbatterijen kosteneffectief netcongestie kunnen oplossen. Daarbij is het vooral belangrijk om de rol voor afnamenetcongestie te bepalen. Specifiek voor uitgestelde levering is een 6-uursbatterij voldoende om het grootste gedeelte van de zonne-energie op te slaan, zie de analyse in Bijlage B.2. Voor het oplossen van opweknetcongestie in de netten van regionale netbeheerder zal een 4-uurssysteem voor een deel van de netvlakken al voldoende zijn. Voor afnamenetcongestie is een langere opslagduur vereist, wat met flowbatterijen goed mogelijk is. Het is nog zeer de vraag of flowbatterijen dit binnen de financiële kaders kunnen oplossen.

Voor uitgestelde levering bij zon-pv is een lithium-ion-batterij met 4-uurs-energiecapaciteit kosteneffectiever dan een flowbatterij. Flowbatterijen met een 6- of 8-uurs batterijcapaciteit zijn vanaf 2030 mogelijk wel kosteneffectief voor zon-pv dan lithium-ion-batterijen. Voor uitgestelde levering van wind is een grotere opslagcapaciteit vereist, richting 20 uur. Flowbatterijen kunnen hier in de toekomst technisch een rol vervullen.

Flowbatterijen zijn nu nog niet ver genoeg ontwikkeld om de technische en financiële haalbaarheid daarvan te beoordelen. Naar verwachting bieden flowbatterijen in 2025 (doelstelling: subsidie) nog geen rendabele optie die voldoende beschikbaar is, ten opzichte van lithium-ion-batterijen. Gezien het potentieel van flowbatterijen richting 2030 is stimulering van verdere ontwikkelingen en innovatie op het gebied van flowbatterijen interessant.