

Eindrapport

# Innovatieve opwek- en opslagtechnieken in het Energietransitiemodel



Project uitgevoerd door Quintel in  
opdracht van en in samenwerking met  
TKI Urban Energy, RVO en Holland  
Solar

20 januari 2022

# Contents

<b>1. Inleiding</b> .....	<b>3</b>
Inleiding .....	4
<b>2. Modelleren innovaties</b> .....	<b>5</b>
2.1 Zonne-centrales PV op zee .....	6
2.2 Wind en zon met batterij-systemen .....	8
2.3 Flowbatterijen .....	10
2.4 Warmtepomp met PVT-panelen .....	12
<b>3. Verkenning impact van innovaties</b> .....	<b>14</b>
3.1 Zonne-centrales PV op zee .....	15
3.1 Wind en zon met batterij-systemen .....	18
3.2 Flowbatterijen .....	22
3.3 Warmtepomp met PVT-panelen .....	24
<b>4. Bijlagen</b> .....	<b>27</b>
Bijlage A — Technologische specificaties .....	28

---

# 1. Inleiding

---

# Inleiding

Dit project heeft tot doel om enkele innovatieve opwek- en opslagtechnologieën expliciet mee te nemen in het Energietransitiemodel. Daarmee kan de mogelijke rol en het belang van deze innovaties onderzocht worden. De technologieën die in dit onderzoek zijn toegevoegd zijn zonneparken op zee, zon- en windparken met een batterij erbij, flowbatterijen en PVT-panels in combinatie met warmtepompen in de residentiële sector. Het project is uitgevoerd door Quintel in opdracht van en in samenwerking met TKI Urban Energy, RVO en Holland Solar.

Het Energietransitiemodel (ETM) is de afgelopen jaren uitgegroeid tot een belangrijke beslissingsondersteunende tool in Nederland en wordt in toenemende mate ook ingezet in omliggende landen. Het ETM wordt veelvuldig gebruikt door provincies, RES en CES-regio's en gemeenten. Ook worden er met het model toonaangevende scenario's gepubliceerd die input vormen voor infrastructuurplanning en visievorming. Recentelijke voorbeelden zijn de Klimaatneutrale scenario's 2050 van Netbeheer Nederland en de meerderheid van de provinciale systeemstudies.

In deze scenario's worden nog weinig innovatieve technologieën meegenomen, omdat deze niet in het ETM gemodelleerd zijn. De Topsector Energie en RVO vinden het belangrijk dat innovaties op meer expliciete wijze meegenomen worden bij het opstellen van scenario's en toekomstbeelden voor het energiesysteem van Nederland. Het doel van dit project is dit te faciliteren. Deze opdracht is uitgevoerd in opdracht van RVO.nl voor de Topsector Energie op verzoek van TKI Urban Energy.

In dit project heeft Quintel zich primair gefocust op het toevoegen van een viertal innovatieve technologieën aan het ETM. Dit is in nauwe afstemming gegaan met TKI Urban Energy, RVO en Holland Solar. Daarbij was ook de iNET werkgroep van Netbeheer Nederland betrokken vanwege het voornemen om nieuwe versies van de Klimaatneutrale scenario's 2050 te maken (I13050 2.0). De gekozen modellering is in detail te lezen in [Modellering innovaties](#).

In samenwerking met experts heeft Quintel onderzoek gedaan naar de technische en kostenspecificaties. Alle geraadpleegde bronnen zijn transparant inzichtelijk vanuit het ETM en ook beschikbaar in de [Bijlagen](#). Omdat de technologieën nog in ontwikkeling zijn, zijn er nog niet veel objectieve openbare bronnen beschikbaar. De modellering in het ETM is daarom een eerste aanzet; met de tijd zullen er meer onderzoeken beschikbaar komen. Quintel en de opdrachtgevers nodigen de gebruiker van het ETM daarom uit om hier kritisch naar te kijken en aan Quintel door te geven wanneer betere kengetallen beschikbaar zijn.

Naast het toevoegen van de modellering is er eerste verkenning gedaan naar de impact van de technologieën op het energiesysteem van 2050. Hoe bevorderen deze de inpasbaarheid van grootschalige hernieuwbare opwek in het energiesysteem? Deze verkenning is gedaan met behulp van het ETM en hierbij is gekeken naar ruimtegebruik, inpasbaarheid en hernieuwbare opwek van de innovaties in (extreme) zelfvoorzienende scenario's. De inzichten uit deze verkenning zijn te lezen in [Verkenning impact van innovaties](#). Het gaat hierbij nadrukkelijk om verkenningen en geen diepgaand onderzoek. Wij raden dan ook aan om vervolgonderzoek te doen.

# 2. Modelling innovaties

---

## 2.1 Zonne-centrales PV op zee

### Beschrijving technologie

Zonnecentrales PV op zee zijn grootschalige installaties van fotonvoltaïsche (PV) panelen die zonnestraling omzetten in elektriciteit. Gewoonlijk worden dergelijke zonnecentrales op land geplaatst. Het innovatieve van dit type zonnecentrales is dat de PV-panelen drijven in de zee. Hierdoor kan het totale potentiële installatieoppervlak van zonnecentrales voor landen met een kustlijn vergroot worden.

Een bijkomend voordeel is dat deze zonnecentrales PV tussen windmolens van windparken op zee geplaatst kunnen worden, waardoor er geen aanvullende gebieden gereserveerd hoeven worden voor energieopwekking. Daarnaast kunnen de zonnecentrales de elektriciteitskabels met windparken delen. De productieprofielen van zonnecentrales en windparken zijn verschillend en in bepaalde mate complementair, waardoor het gebruik van dezelfde elektriciteitskabel tot een betere totale benutting leidt.

### Implementatie

De zonnecentrales PV op zee zijn te vinden in de Aanbodsectie van het ETM, onder [Hernieuwbare elektriciteit > Zonne-energie](#). De specificaties van deze technologie zijn te vinden in [Bijlage A](#).

Het gedrag van deze zonnecentrales PV op zee is in principe hetzelfde als dat van zonnecentrales PV op land. Het is een vorm van volatiele productie, wat betekent dat er elektriciteit geproduceerd wordt op basis van het aantal vollasturen en een vooraf opgegeven productieprofiel. Het verschil met de zonnecentrales op land is dat de zonnecentrales op zee een ander productieprofiel hebben. Dit productieprofiel is bepaald door gemeten zonnestraling te nemen voor coördinaten van de windparken op zee in Nederland en deze vervolgens te combineren tot één nationaal productieprofiel.

### Input

De gebruiker kan een aantal input parameters opgeven om het gedrag van zonnecentrales PV op zee te beïnvloeden.

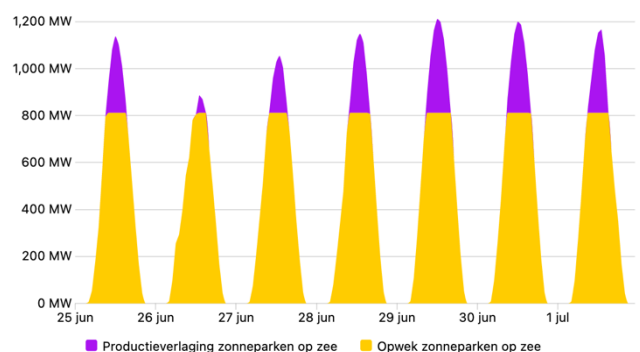
- **Geïnstalleerd outputvermogen** in MW, wat aangeeft hoeveel er geproduceerd kan worden.

- **Vollasturen** in uur/jaar, wat samen met het vermogen de totale productie bepaalt. Voor het startjaar is hier een standaardwaarde van 867 uur/jaar aangenomen.
- **Productieprofiel**, wat per uur het aandeel in de totale productie aangeeft. In het model kunnen andere weerjaren gekozen worden, waarmee het productieprofiel verandert op basis van de gemeten zonnestraling in dat jaar. Hiermee veranderen ook de vollasturen naar een aantal dat hoort bij dat profiel.
- **Productiebeperking** in procent, wat aangeeft welk deel van het piekvermogen aangesloten wordt op het elektriciteitsnet. Alle productie die vervolgens boven de capaciteit van de netaansluiting uitkomt wordt vooraf afgeschakeld.
- **Investeringskosten** in procent, wat aangeeft hoeveel de investeringskosten gaan veranderen voor PV-panelen in het toekomstjaar ten opzichte van het startjaar. Hiermee veranderen de investeringskosten van alle vormen van zonne-energie die gebruik maken van PV-panelen. Naast zonnecentrales PV op zee worden hiermee bijvoorbeeld ook de kosten van PV-panelen op de daken van huizen bepaald.
- **Efficiëntie** in procent, wat de efficiëntie van de PV-panelen bepaalt. Ook hiervoor geldt dat de efficiëntie verandert van alle vormen van zonne-energie die gebruik maken van PV-panelen.

### Output

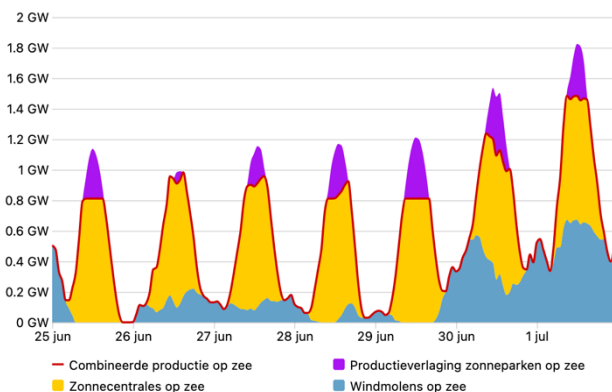
Onderstaande grafiek toont de elektriciteitsproductie per uur van 2.0 GW aan zonnecentrales PV op zee. Hierin is in paars de productiebeperking te zien, die standaard ingesteld staat op 33.0% reductie ten opzichte van de maximale productie in een jaar.

Uurlijkse productie van zonnepanelen



Onderstaande grafiek toont vervolgens ook de gezamenlijke output van zonnecentrales PV op zee en windmolens op zee.

## Productie van zon en wind op zee per uur



Tenslotte is in de onderstaande tabel te zien welke totale capaciteit benodigd is voor het net op zee.

## Elektriciteitsnetwerk capaciteit en pieken

	Huidige piekbelasting (MW)	Huidige bruikbare netcapaciteit (MW)	Toekomstige piekbelasting (MW)	Toekomstige bruikbare netcapaciteit (MW)	Uit te breiden netcapaciteit (MW)
<b>LS net</b>	11,055.17	14,740.23	11,455.88	14,740.23	0
<b>LS MS transformator</b>	11,055.17	14,740.23	11,455.88	14,740.23	0
<b>MS net</b>	14,305.13	19,074	10,583.62	19,074	0
<b>MS HS transformator</b>	14,305.13	19,074	10,583.62	19,074	0
<b>HS net</b>	20,402.94	27,203.92	16,749.59	27,203.92	0
<b>Interconnectienet</b>	-	5,850	5,850	5,850	0
<b>Net op zee</b>	-	956.99	1,768.79	2,956.99	2,000

## Toekomstige ontwikkeling

In de beschrijving van de technologie is aangegeven dat het potentieel van zonnecentrales op zee ook ligt in de mogelijkheid om de elektriciteitskabels naar land te delen met windparken op zee. Zoals echter uit de beschrijving van de input parameters blijkt, wordt in het model de productiebeperking enkel toegepast op de productie van de zonnecentrales en niet op het gecombineerde profiel van zonnecentrales op zee en windparken op zee. Dit blijkt ook uit de grafiek die de gecombineerde productie laat zien: er zijn momenten waarop de productie van zon afgeschakeld wordt, terwijl de totale gezamenlijke productie in een later moment nog hoger ligt. Daarom zou het nuttig zijn in de toekomst een productiebeperking in stellen voor het gecombineerde productieprofiel, zodat het mogelijk wordt om in het model te verkennen in welke mate en onder welke omstandigheden zon en wind op zee complementair zijn.

Daarnaast is vooralsnog alleen het productieprofiel van Nederland onderzocht voor zonnecentrales op zee. De zonnecentrales op zee zijn daarom ook alleen nog maar beschikbaar voor Nederlandse scenario's. De stralingsdata waarmee dit profiel is gemaakt, is echter ook voor andere landen beschikbaar. Een ontwikkeling voor de toekomst zou zijn om met die stralingsdata geaggregeerde productieprofielen voor andere landen te maken en zo zonnecentrales op zee ook voor de andere landen in het ETM beschikbaar te maken.

Tenslotte is er nu voor de productie van zonnecentrales op zee hetzelfde kengetal aangenomen voor de vollasturen als voor zonnecentrales op land, omdat er voor zonnecentrales op zee nu nog geen kengetal gevonden is dat de vollasturen voor een gemiddeld weerjaar aangeeft. In werkelijkheid is het echter goed mogelijk dat de vollasturen op zee en op land van elkaar verschillen. Een toekomstige ontwikkeling is daarom, zodra er onderzoek is gedaan naar het gemiddeld aantal vollasturen van zonnecentrales op zee, deze toe te voegen aan het model.

## 2.2 Wind en zon met batterij-systemen

### Beschrijving technologie

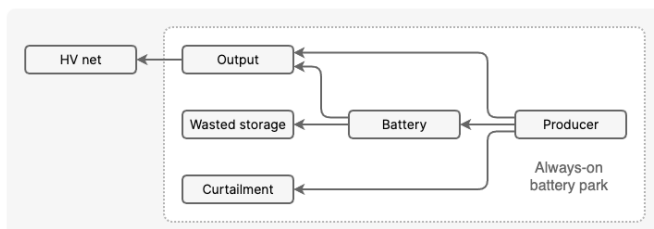
Omdat de productie van windmolens en zonnecentrales PV volatiel is, komen momenten waarop het aanbod hoog is niet altijd overeen met momenten waarop ook de vraag hoog is. Om het productieprofiel van deze hernieuwbare energiebronnen minder volatiel te maken kan een batterij geïntegreerd worden in het systeem.

Door één geïntegreerd systeem te installeren kan de capaciteit van de netaansluiting verkleind worden. Het batterijsysteem kan vervolgens elektriciteit opslaan als de productie boven deze capaciteit uitkomt en de opgeslagen elektriciteit weer ontladen als de productie onder capaciteit zakt. Het productieprofiel dat geleverd wordt aan het elektriciteitsnet wordt hierdoor minder volatiel.

### Implementatie

Er zijn twee varianten van deze technologie geïnstalleerd die beide te vinden zijn in de Aanbod-sectie van het ETM. Windmolens op land en zonnecentrales PV op land met een geïntegreerd batterijsysteem zijn respectievelijk te vinden onder [Hernieuwbare elektriciteit > Windmolens](#) en [Hernieuwbare elektriciteit > Zonne-energie](#). De specificaties van deze technologie zijn te vinden in [Bijlage A](#).

De geïntegreerde systemen bestaan uit een aantal elementen, die samen het gedrag bepalen van het hele systeem. In onderstaande figuur is dit geïntegreerde systeem gevisualiseerd.



- **Producent (producer):** voor de wind is dit qua specificaties gelijk aan windmolens op land zonder batterijsysteem, voor zon geldt dit voor zonnecentrales PV op land.

- **Batterij (battery):** als de producent meer elektriciteit produceert dan aan het hoogspanningsnet geleverd kan worden op basis van de capaciteit van de netaansluiting, wordt dit opgeslagen door de batterij. De batterij ontladt zodra de productie van de producent onder deze capaciteit komt. Deze batterij is qua specificaties gelijk aan grootschalige Li-ion batterijen, die ook als losse batterijen in het ETM beschikbaar zijn.
- **Productieverlaging (curtailment):** als de batterij vol zit of het maximale inputvermogen wordt overschreden, dan wordt overtollige productie afgeschakeld.
- **Output:** de productie van de producent en het ontladen van de batterij wordt hier gecombineerd en aan het hoogspanningsnet geleverd.
- **Verloren opslag (waste storage):** energie die verloren gaat in de batterij door zelf-ontladen komt hier terecht.

### Input

De gebruiker kan een aantal input parameters opgeven om het gedrag van wind en zon met batterijsystemen te beïnvloeden.

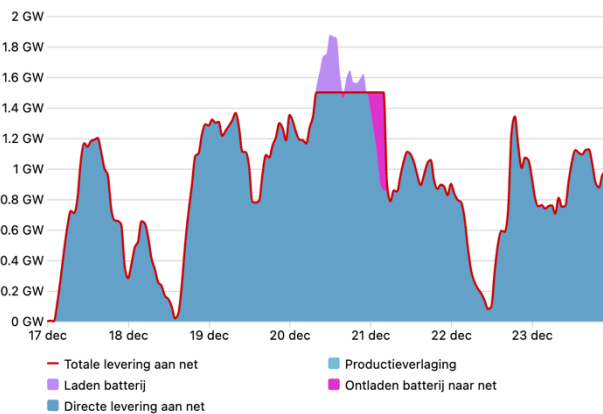
- **Geïnstalleerd outputvermogen** in MW, bepaalt het vermogen van de hernieuwbare energiebron.
- **Relatieve aangesloten netwerkcapaciteit** in procent, bepaalt hoeveel procent van het geïnstalleerd outputvermogen aangesloten is als netwerkcapaciteit. Dit betekent dat als het geïnstalleerd outputvermogen verandert, de netwerkcapaciteit ook automatisch verandert.
- **Relatieve batterijvermogen** in procent, bepaalt het inputvermogen van de batterij ten opzichte van het outputvermogen van de hernieuwbare energiebron. Dit betekent dat als het geïnstalleerd outputvermogen verandert, het vermogen van de batterij ook verandert. Het opslagvolume van de batterij is afhankelijk van het inputvermogen, dus als het inputvermogen verandert, verandert het opslagvolume ook.
- **Kosten** in procent, wat aangeeft hoeveel de investeringskosten gaan veranderen voor windmolens en voor PV-panelen. Voor windmolens kunnen daarnaast ook de onderhoudskosten worden aangepast.
- **Efficiëntie** in procent, wat de efficiëntie van de PV-panelen bepaalt. Voor windmolens is het niet mogelijk de efficiëntie aan te passen.



## Output

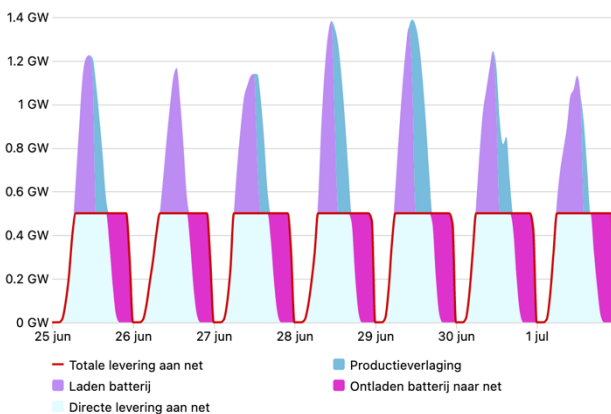
Onderstaande grafiek toont de productie per uur van 2.0 GW aan windmolens op land met een geïntegreerd batterijsysteem. De relatieve netwerkcapaciteit is 75.0%, oftewel 1.5 GW. Het relatieve batterijvermogen is ingesteld op 100.0%, oftewel 2.0 GW. In donkerblauw is de directe levering aan het net door de windmolens te zien, in roze het laden van de batterij en in paars het ontladen van de batterij. De rode lijn toont de totale levering aan het hoogspanningsnet. Omdat het gaat om een geïntegreerd systeem heeft het elektriciteitssysteem geen interactie met de specifieke elementen binnen het systeem, zoals de batterij, maar ontvangt het alleen de gecombineerde output die door de rode lijn wordt gevisualiseerd.

**Uurlijkse productie door wind op land met batterij**



Onderstaande grafiek toont de elektriciteitsproductie per uur van 2.0 GW aan zonnecentrales PV op land met een geïntegreerd batterijsysteem. De relatieve netwerkcapaciteit is 25.0%, oftewel 0.5 GW. Het relatieve batterijvermogen is ingesteld op 100.0%, oftewel 2.0 GW. In deze grafiek is ook in blauw de productieverlaging te zien die optreedt als de batterij vol zit of het inputvermogen wordt overschreden.

**Uurlijkse productie door zon PV met batterij**



## Toekomstige ontwikkeling

Zoals beschreven vormen de bovenstaande technologieën een geïntegreerd systeem. De batterij reageert alleen op de productie van de hernieuwbare energiebron en de capaciteit van de netaansluiting en houdt dus geen rekening met de beschikbaarheid van elektriciteit in de rest van het elektriciteitssysteem. Dit in tegenstelling tot andere vormen van elektriciteitsopslag in het ETM, die wel op de elektriciteitssysteem kunnen reageren. Een toekomstige ontwikkeling zou daarom zijn om voor het ontladen van de batterij het gedrag mogelijk te maken dat andere vormen van elektriciteitsopslag nu al hebben in het ETM: prijs-gestuurd of gedrag op basis van een prognose-algoritme.

## 2.3 Flowbatterijen

### Beschrijving technologie

In het energiesysteem van de toekomst zullen hernieuwbare energiebronnen moeten voorzien in een steeds groter deel van de elektriciteitsproductie. In tegenstelling tot traditionele elektriciteitscentrales op basis van gas, kolen of nucleaire brandstoffen zijn dergelijke bronnen, zoals wind- en zonne-energie, volatiel. Om met grote hoeveelheden volatiele productie de balans van vraag en aanbod te kunnen garanderen kan elektriciteitsopslag worden ingezet. Voor gangbare vormen van elektriciteitsopslag, zoals Li-ion, schaalst het opslagvolume binnen bepaalde verhoudingen mee met het vermogen. Voor flowbatterijen kan het opslagvolume echter onafhankelijk van het vermogen geschaald worden, waardoor de toepasbaarheid voor lange-termijn en grootschalige elektriciteitsopslag toeneemt.

### Implementatie

De flowbatterijen zijn te vinden in de Flexibiliteit-sectie onder [Opslag elektriciteit > Flowbatterijen](#). De specificaties van deze technologie zijn te vinden in [Bijlage A](#).

Het gedrag van flowbatterijen is gelijk aan dat andere vormen van elektriciteitsopslag, op de geïntegreerde systemen die in de voorgaande paragraaf zijn beschreven na. Voor alle andere vormen van elektriciteitsopslag geldt dat er twee typen gedrag beschikbaar zijn.

- **Prijs-gestuurd gedrag:** standaard is het gedrag van opslagtechnologieën prijs-gestuurd. Dit betekent dat de technologie een biedprijs (*willingness-to-pay*) heeft, wat de maximale prijs aangeeft die de technologie bereid is te betalen om op te laden. Daarnaast heeft de technologie een laatprijs (*willingness-to-accept*), wat de minimale prijs aangeeft die de technologie wil ontvangen om de opslagen elektriciteit weer te ontladen. Als de elektriciteitsprijs in een bepaald uur lager is dan de *willingness-to-pay* zal de technologie elektriciteit consumeren, vergelijkbaar met andere flexibele vraagtechnologieën als waterstofproductie door middel van elektrolyse. Als de elektriciteitsprijs in een bepaald uur hoger is dan de *willingness-to-accept* zal de technologie elektriciteit produceren, vergelijkbaar met regelbare elektriciteitscentrales.
- **Prognose algoritme:** daarnaast biedt het ETM een optie om een prognose-algoritme te gebruiken om het gedrag van batterijen te verbeteren. In plaats van alleen te kijken naar de elektriciteitsprijs in één uur, kijkt het

algoritme vooruit in de tijd en probeert het interessante momenten om te laden en ontladen te identificeren. Dit gebeurt door naar de pieken en dalen in de residuele elektriciteitsvraag te kijken.

Wat anders is aan flowbatterijen ten opzichte van andere vormen van elektriciteitsopslag in het ETM, is dat het opslagvolume aangepast kan worden, zonder dat daarvoor ook het vermogen hoeft te veranderen. Flowbatterijen hebben daarom ook twee kostencomponenten die samen de totale investeringskosten bepalen: één kostencomponent die afhankelijk is van het vermogen en één kostencomponent die afhankelijk is van het opslagvolume.

### Input

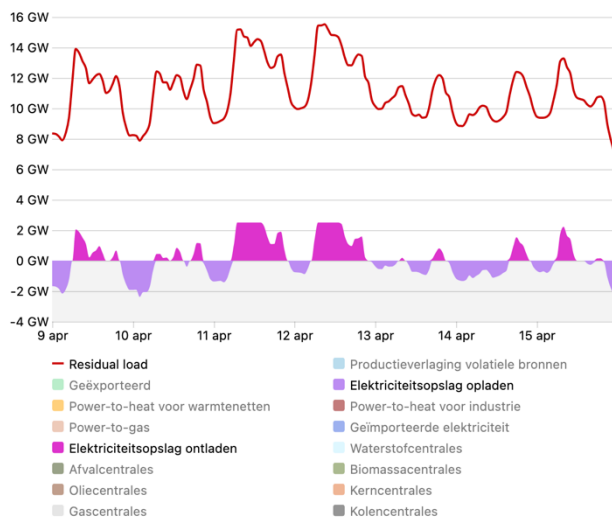
De gebruiker kan een aantal input parameters opgeven om het gedrag van flowbatterijen te beïnvloeden.

- **Geïnstalleerd inputvermogen** in MW, bepaalt het laadvermogen van de batterij. Het ontladvermogen is afhankelijk van het laadvermogen. Dit betekent dat als het geïnstalleerd inputvermogen verandert, het outputvermogen ook verandert.
- **Relatief opslagvolume** in uur, bepaalt hoeveel uur een lege flowbatterij op vol vermogen kan opladen voordat de opslag vol is. Effectief wordt hiermee het opslagvolume in MWh bepaald.
- **Biedprijs (*willingness-to-pay*)** in euro/MWh, wat de maximale prijs aangeeft die een flowbatterij wil betalen om te laden.
- **Laatprijs (*willingness-to-accept*)** in euro/MWh, wat de minimale prijs aangeeft die flowbatterij wil ontvangen om te ontladen.
- **Prognose-algoritme**, die aangezet kan worden. Hiermee wordt het prijs-gestuurde gedrag en de *willingness-to-pay* en *willingness-to-accept* gedeactiveerd.
- **Investeringskosten per MW** in procent, wat aangeeft hoeveel de investeringskosten per MW aan inputvermogen gaan veranderen in het toekomstjaar ten opzichte van het startjaar.
- **Investeringskosten per MWh** in procent, wat aangeeft hoeveel de investeringskosten per MWh aan opslagvolume gaan veranderen in het toekomstjaar ten opzichte van het startjaar.

## Output

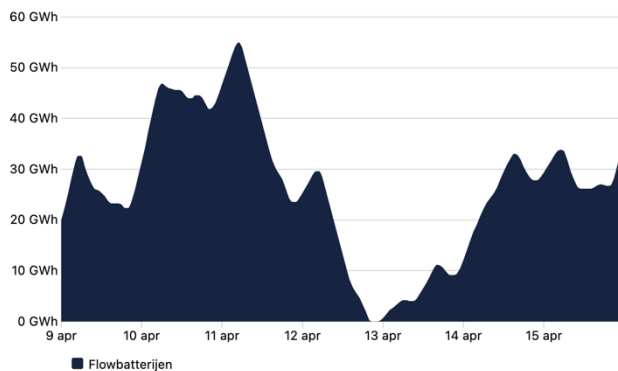
Onderstaande grafiek toont per uur het laad- en ontladgedrag van 5.0 GW flowbatterijen met 41.1 uur aan opslagvolume en het prognose-algoritme ingeschakeld, in verhouding tot de residuele elektriciteitsvraag. De residuele elektriciteitsvraag toont het verschil tussen de inflexibele vraag, waarbij overschotten negatief zijn en tekorten positief. Door in het ETM op de overige series in de grafiek te klikken zijn ze verborgen en is alleen het gedrag van de flowbatterijen zichtbaar — er zijn geen andere vormen van elektriciteitsopslag geïnstalleerd in dit scenario.

### Flexibele elektriciteitsvraag- en aanbod per uur



De grafiek hieronder toont vervolgens wat het effect is van dit laad- en ontladgedrag op de opgeslagen elektriciteit in de flowbatterijen.

### Uurlijks opgeslagen elektriciteitsvolume



Tenslotte is in onderstaande tabel meer gedetailleerde informatie over de inzet van flowbatterijen te vinden.

### Technologieën met flexibele elektriciteitsvraag

	Geïnstalleerd vermogen (MW)	Piekvermogen (MW)	Opslagvolume (MWh)	Jaarlijkse inzet elektriciteit (PJ)	Jaarlijkse output energie (PJ)	Vollasturen (hrs)
Opslag in thuisbatterijen	0	0	0	0	0	0
Opslag in elektrische auto's	0	0	0	0	0	0
Opslag in stuwmeren	0	0	0	0	0	0
Opslag in OPAC	0	0	0	0	0	0
Opslag in grootschalige batterijen	0	0	0	0	0	0
Opslag in flowbatterijen	5,000	3,500	75,000	18.01	12.61	1,000.59

## 2.4 Warmtepomp met PVT-panels

### Beschrijving technologie

Een warmtepomp met PVT-panels maakt, in tegenstelling tot een luchtwarmtepomp, naast elektriciteit niet alleen gebruik omgevingswarmte, maar ook van zonthermische warmte uit. De zonthermische warmte is warmte van een hogere temperatuur die geleverd wordt door PVT-panels die op het dak worden geplaatst. De PVT-panels produceren net als gewone PV-panels elektriciteit, maar worden daarnaast door gekoeld door een koelvloeistof die zowel de zonnestraling als de omgevingswarmte in zich opneemt. De elektriciteitsproductie wordt hierdoor efficiënter en de opgenomen warmte wordt gebruikt door de warmtepomp.

### Implementatie

De warmtepomp met PVT-panels is te vinden in de Vraagsectie onder [Huishoudens > Ruimteverwarming & warm water](#). De specificaties van deze technologie zijn te vinden in [Bijlage A](#).

Het gedrag van een warmtepomp met PVT-panels werkt in het deels op dezelfde manier als een all-electric luchtwarmtepomp in het ETM. De warmtepomp met PVT-panels maakt ook gebruik van elektriciteit en omgevingswarmte om warmte te produceren voor ruimteverwarming en warm water. Waar de luchtwarmtepomp echter gebruik maakt van omgevingswarmte uit de lucht, krijgt deze warmtepomp zonthermische warmte van het PVT-paneel.

De hoeveelheid warmte die benodigd is, bepaalt hoeveel PVT-panels er geïnstalleerd moeten worden. Op basis van de hoeveelheid PVT-panels wordt vervolgens berekend hoeveel elektriciteit deze panels tegelijkertijd produceren. Deze elektriciteit wordt geleverd aan de huishoudens en vervolgens deels weer geconsumeerd door de warmtepomp. Elektriciteitsproductie die niet gebruikt wordt door de huishoudens, wordt teruggeleverd aan het elektriciteitsnet.

De PVT-panels, normale PV-panels en zonnecollectoren maken in het model gebruik van hetzelfde dakoppervlak. In het ETM is ook een maximaal beschikbaar dakoppervlak

aangegeven. De installatie van deze technologieën is echter daarmee niet automatisch begrensd tot het maximaal beschikbare dakoppervlak. Dit omdat er nog de nodige onzekerheid is over het precieze beschikbare dakoppervlak. Er is daarom voor gekozen om de gebruiker in staat te stellen meer dan het geschatte potentieel te benutten. De gebruiker wordt hier wel op gewezen in de bijbehorende grafiek over hoe het beschikbare dakoppervlak wordt ingevuld, wat hieronder bij 'Output' verder wordt toegelicht.

### Input

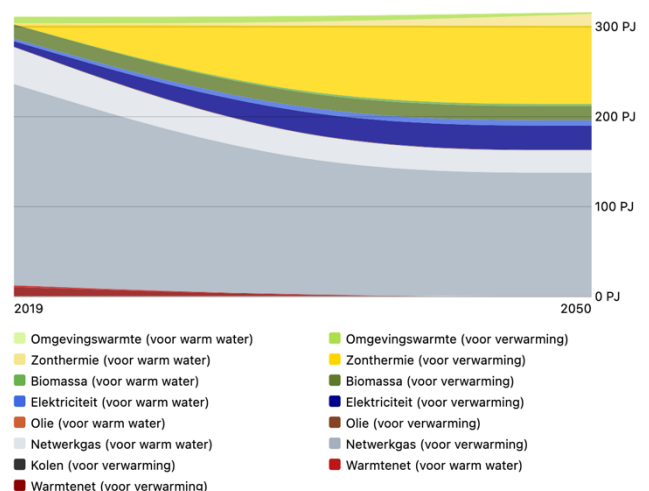
De gebruiker kan met één input parameter het gedrag van een warmtepomp met PVT-panels bepalen.

- **Aandeel** in procent, dit geeft het aantal huizen aan dat een warmtepomp met PVT-panels bezit. In het model wordt de levering van warmte door de verschillende technologieën evenredig over alle huistypes verdeeld. Effectief bepaalt dit aandeel dus ook welk percentage van de warmtevraag door warmtepompen met PVT-panels wordt voldaan.

### Output

Onderstaande grafiek laat zien hoe de vraag naar warmte voor ruimteverwarming en warm water verandert, als 50.0% van de huizen voorzien zijn van een HR-combiketel op gas en 50.0% van de warmtepomp met PVT-panels.

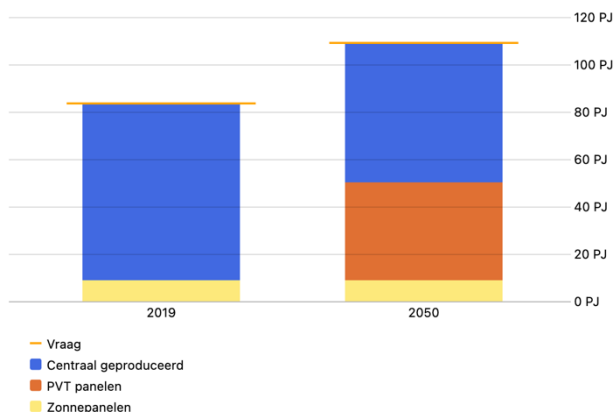
Eindgebruik verwarming en warm water in huishoudens



In onderstaande grafiek is vervolgens te zien hoeveel elektriciteit er door PV-panels, door PVT-panels en door centrale productie geleverd wordt. Hierin is te zien dat in een scenario met veel warmtepompen met PVT-panels ook de elektriciteitsvraag van huishoudens toeneemt, aangezien de

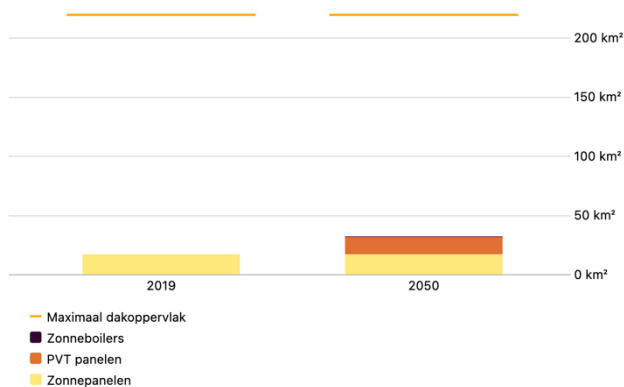
warmtepompen zelf ook elektriciteit gebruiken.

## Herkomst elektriciteit voor huishoudens



Tenslotte laat onderstaande grafiek hoe het beschikbare dakoppervlak wordt ingevuld. Zoals hierboven beschreven is het maximaal dakoppervlak vooral aangegeven ter indicatie en staat het de gebruiker vrij van dit maximum af te wijken.

## Gebruikt dakoppervlak voor panelen in huishoudens



## Toekomstige ontwikkeling

In het model maken de PVT-panelen vooralsnog alleen gebruik van zonnestraling om zonthermische warmte en elektriciteit te produceren. In werkelijkheid neemt de koelvloeistof van de PVT-panelen ook omgevingswarmte in zich op, zoals is uitgelegd in de beschrijving van de technologie. Een toekomstige ontwikkeling zou daarom zijn in het ETM dit verschil in input van zonnestraling en omgevingswarmte expliciet te maken.

# 3. Verkenning impact van innovaties

---

Naast het toevoegen van de modellering is er eerste verkenning gedaan naar de impact van de technologieën op het energiesysteem van 2050. Hoe kunnen deze innovaties de inpasbaarheid van grootschalige hernieuwbare opwek in het energiesysteem bevorderen? Deze verkenning is gedaan met behulp van het Energietransitiemodel (ETM). Als basis voor deze verkenning zijn de Klimaatneutrale scenario's Nationale en Regionale Sturing gebruikt van de I13050 studie van Netbeheer Nederland. Dit zijn openbaar beschikbare systeemscenario's voor 2050 die in 2020 zijn opgesteld in het ETM. In 2022 zullen deze scenario's grondig geüpdatet worden door Netbeheer Nederland voor de volgende iteratie van I13050. De I13050 scenario's zijn gekozen voor deze analyse, omdat ze in het ETM beschikbaar zijn, recentelijk zijn opgesteld en veelomvattend zijn. Op de [landingspagina van het ETM](#) zijn de links te vinden om de scenario's te openen. Het gaat hierbij nadrukkelijk om verkenningen en geen diepgaand onderzoek. Wij raden dan ook aan om vervolgonderzoek te doen.

## 3.1 Zonne-centrales PV op zee

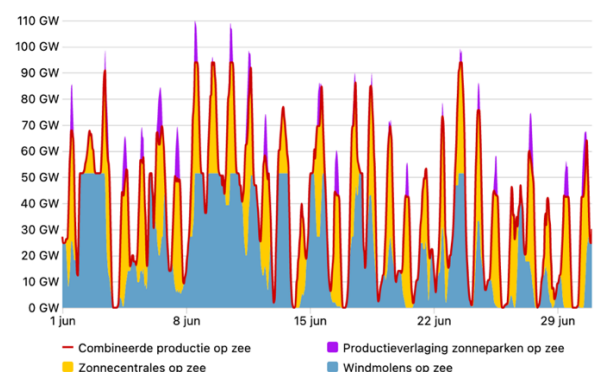
De impact van aanvulling van wind op zee met zon PV op zee kan het beste worden bestudeerd in een zelfvoorzienend scenario waarin elektriciteitsopwek op zee al meegenomen is, zoals het [I13050 Nationale sturing](#) scenario. In dit scenario staat 51 GW wind op zee. In deze analyse wordt verkend welke impact zon op zee heeft op de benutting van het elektriciteitsnet op zee.

### Impact op benutting elektriciteitsnet op zee

Het is interessant om te onderzoeken in welke mate zon PV op zee aanvullend kan zijn aan wind op zee zonder uitbreiding van het elektriciteitsnet. Zoals te lezen is in Hoofdstuk 2 is zon PV op zee op dit moment nog niet in het ETM geïmplementeerd op deze manier. Dit is te zien in figuur C, waarin het uurlijkse opwekprofiel van wind en zon PV op zee bij de implementatie van 100 GW zon PV op zee ter illustratie is weergegeven. De blauwe vlakken geven de productie van wind op zee weer, de gele vlakken de productie van zon PV op zee, de paarse vlakken het gedeelte zon PV op zee waar productiebeperking op toegepast is en

de rode lijn de het gezamenlijke productieprofiel van wind en zon PV op zee. Hierin is te zien dat het gezamenlijke productieprofiel boven de netwerkaansluiting van wind op zee (51 GW) uitkomt.

Productie van zon en wind op zee per uur

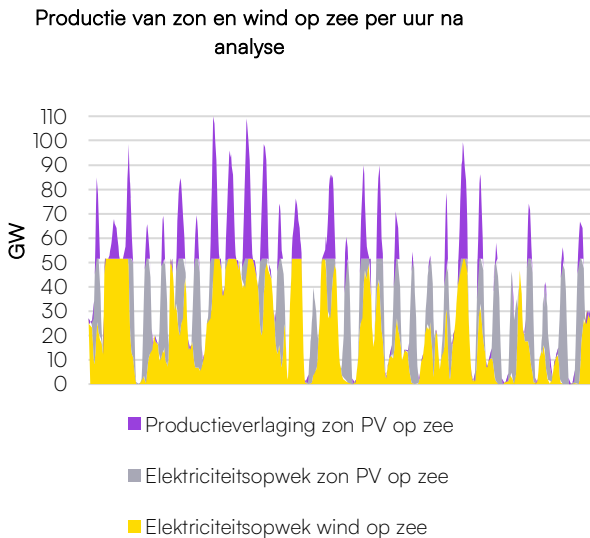


Figuur C: De elektriciteitsproductie van 51 GW wind en 100 GW zon PV op zee in het I13050 Nationale sturing scenario met 33% productiebeperking t.o.v. het piekvermogen van zon op zee voor de maand juni.

Om toch te kunnen onderzoeken hoe zon PV op zee productie uit wind op zee zou kunnen aanvullen, is er een analyse gedaan op basis van gedownloade uurlijkse elektriciteitsprofielen uit het ETM<sup>1</sup>. Elk uur dat de productie van zon PV op zee boven 51 GW komt, wordt productiebeperking toegepast. Deze uurlijkse productiebeperking is afgetrokken van het totale opwekprofiel, om zo tot het gecorrigeerde opwekprofiel voor zon op zee te komen die niet de netwerkcapaciteit van wind

<sup>1</sup> In de "Resultaten & data" sectie van het ETM zijn deze gegevens te downloaden.

op zee overschrijdt. Door het gecorrigeerde opwekprofiel van zon op zee op te tellen bij het opwekprofiel van wind op zee is het mogelijk de vollasturen van de netinfrastructuur te bepalen. Ter illustratie is in figuur D het gecorrigeerde profiel van implementatie van 100 GW zon PV weergegeven voor dezelfde tijdsperiode als het oorspronkelijke profiel in figuur C. Voor deze analyse is het schuifje voor productiebeperking voor zon PV op zee in het ETM op 0% van het piekvermogen gezet.



Figuur D: De elektriciteitsproductie van 51 GW wind op zee en 100 GW zon PV op zee in het I13050 Nationale sturing scenario na analyse buiten het ETM voor de maand juni.

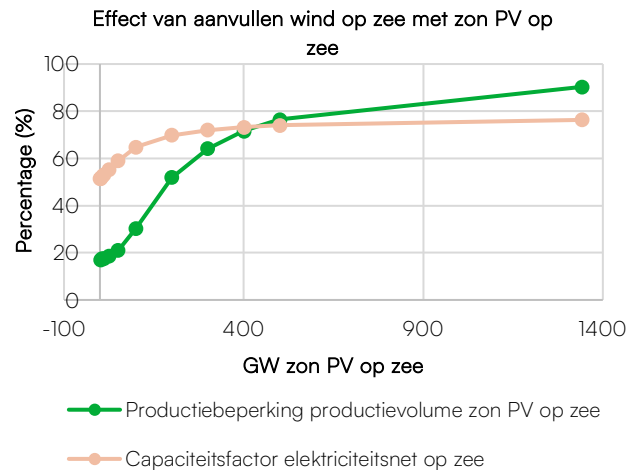
Voor deze verkenning zijn verschillende vermogens zon PV op zee aan het I13050 Nationale sturing scenario toegevoegd binnen een range van 0 GW tot het maximum van 1342 GW dat volgens het ETM inpasbaar is als we hetzelfde zeeoppervlak gebruiken voor zon PV op zee als voor wind op zee. Voor elk geïnstalleerd vermogen zon op zee zijn de volgende getallen uitgerekend:

- Capaciteitsfactor van de netinfrastructuur op zee [%] — dit zijn de vollasturen als percentage van het totaal aantal uren in een jaar
- Benodigde productiebeperking van het productievolume zon PV op zee [%]

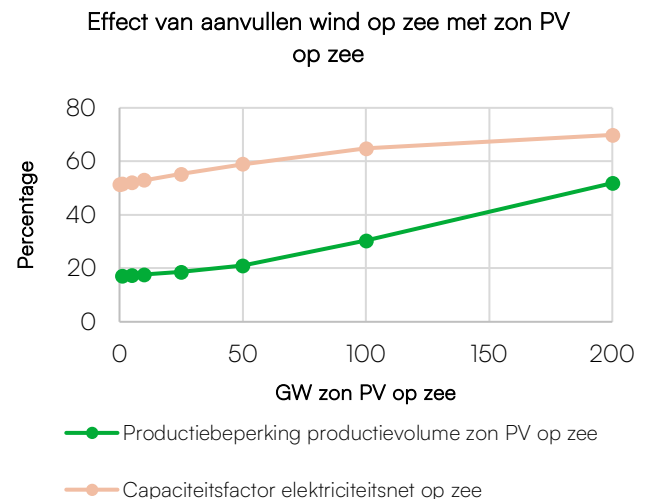
De resultaten zijn weergegeven in figuur E & F. De oranje punten illustreren de capaciteitsfactor van het elektriciteitsnet op zee. De blauwe punten laten de productiebeperking van het productievolume zon PV zien.

In de figuur E is te zien dat de capaciteitsfactor van het elektriciteitsnet eerst sterk toeneemt bij implementatie van zon PV op zee, maar dat deze toename al snel afvlakt wanneer er meer vermogen zon PV wordt geïmplementeerd. Het percentage elektriciteitsproductie van zon PV waar

productiebeperking op toegepast wordt, blijft echter wel sterk toenemen bij hogere geïnstalleerde vermogens zon PV op zee. In figuur F is het interessant om te zien dat bij het installeren van 1 GW zon op zee al 17% productiebeperking van het productievolume zon op zee plaatsvindt. Tot 50 GW zon op zee neemt de productiebeperking geleidelijk toe tot 21%, daarna lijkt de productiebeperking sterker te gaan toenemen tot 30% bij 100 GW zon op zee en 52 % bij 200 GW.



Figuur E: De impact van aanvulling van 51 GW wind op zee in het I13050 Nationale sturing scenario met zon PV op zee binnen een range van 0-1342 GW.



Figuur F: De impact van aanvulling van 51 GW wind op zee in het I13050 Nationale sturing scenario met zon PV op zee binnen een range van 0-200 GW.



## Vervolgonderzoek zon PV op zee

Deze resultaten verkennen de impact die zon PV op zee kan gaan hebben. Tijdens deze verkenning zijn er interessante vragen opgekomen die in later onderzoek bestudeerd kunnen worden:

- Zijn zon op zee en zon op land complementair aan elkaar in te zetten? Dit kan wat opwekprofiel betreft onderzocht worden met de huidige implementatie in het ETM. Of dit qua infrastructuur ook aantrekkelijk is, kunnen de netbeheerders onderzoeken.
- Hoeveel zon op land kan vervangen worden door zon op zee in scenario's als I13050?
- Wordt directe inzet van aanlandende elektriciteit significant aantrekkelijker door aanvulling van wind op zee met zon op zee in verschillende scenario's?
- Wat is de impact hiervan op de benodigde hoeveelheid en de vollasturen van flexibiliteit van het systeem (zoals bijv. de import en export van elektriciteit of waterstof, of de vollasturen van regelbare centrales) in verschillende scenario's?

# 3.1 Wind en zon met batterij-systemen

De impact van batterijsystemen bij wind-of zonneparken op land kan het beste onderzocht worden gebruikmakend van een extreem zelfvoorzienend scenario, zoals [II3050 Regionale sturing](#) en [II3050 Nationale sturing](#). Voor de batterijsystemen wordt onderzocht of de toevoeging van een batterij bij wind- of zonneparken zal leiden tot lagere netbelasting en een constanter aanbodprofiel. Er wordt geen officiële netberekening uitgevoerd zoals de netberekeningen van netbeheerders. Ieder netvlak is in het ETM gemodelleerd als een koperen plaat; er wordt geen rekening gehouden met locatie van vraag en aanbod. Naar verwachting verlaagt aanvulling van wind en zon PV op land met batterijsystemen de behoefte aan aanvullende flexibele elektriciteitscentrales met lage vollasturen.

## Impact op elektriciteitsproductie en belasting van de verschillende netvlakken

Om het effect van de batterijsystemen te onderzoeken worden alle wind- en zonneparken op land vervangen door het equivalent aan wind- en zonneparken uitgerust met een batterijsysteem. Dit wordt onderzocht voor twee verschillende verhoudingen tussen wind- en zonneparken op land, namelijk voor het II3050 Regionale sturing scenario en voor het II3050 Nationale sturing scenario.

Het Regionale sturing scenario heeft een verhouding van windparken tot zonneparken van 0,30 (20 GW/67 GW). Voor het Nationale sturing scenario is deze verhouding 0,35 (20 GW/58 GW). De productiebeperking voor zon PV op land is niet aangepast en blijft constant op 33% van het piekvermogen voor elke meting. Het vermogen van de batterij is voor wind- en zonneparken ingesteld op 100%. De capaciteit van de netwerkaansluiting ten opzichte van het geïnstalleerde vermogen van windmolens/zonneparken met een geïntegreerd batterijsysteem is respectievelijk 75% en 25%.

Het toevoegen van de geïntegreerde batterijsystemen aan wind- en zonneparken op land heeft een effect op de elektriciteitsproductie van de parken. De verandering in

elektriciteitsproductie is te zien in tabel F voor het II3050 Regionale sturing scenario en in tabel G voor het II3050 Nationale sturing scenario. De jaarlijkse elektriciteitsproductie van windparken neemt met 9,0% af wanneer er een batterijsysteem aan het park wordt toegevoegd. Voor zon PV op land neemt de productie met 4,7% af. Dit is voor een klein deel te verklaren door de verliezen in de batterij. Daarnaast hebben de parken met geïntegreerde batterij een lagere netwerkaansluiting dan parken zonder batterij en is er wat productieperking nodig. Dit zijn beide interessante punten om in een vervolg te kwantificeren.

Tabel F: Impact van implementatie geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land in het II3050 Regionale sturing op de elektriciteitsproductie.

II3050 Regionale sturing	Zonder geïntegreerd batterijsysteem	Met geïntegreerd batterijsysteem	Delta
Elektriciteitsproductie wind op land (TWh)	60,0	54,6	-9,0%
Elektriciteitsproductie zon PV op land (TWh)	55,5	52,9	-4,7%
<i>Totale elektriciteitsproductie op land (TWh)</i>	<i>115,5</i>	<i>107,5</i>	<i>-6,9%</i>

Tabel G: Impact van implementatie geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land in het II3050 Nationale sturing op de elektriciteitsproductie.

II3050 Nationale sturing	Zonder geïntegreerd batterijsysteem	Met geïntegreerd batterijsysteem	Delta
Elektriciteitsproductie wind op land (TWh)	60,0	54,6	-9,0%
Elektriciteitsproductie zon PV op land (TWh)	47,7	45,5	-4,7%
<i>Totale elektriciteitsproductie op land (TWh)</i>	<i>107,7</i>	<i>100,1</i>	<i>-7,1%</i>

Tabel H geeft de impact op de belasting van netvlakken weer voor het II3050 Regionale sturing scenario en tabel I voor het II3050 Nationale sturing scenario. De parken met geïntegreerd batterijsysteem zijn aangesloten op het hoogspanningsnetwerk. In de tabel is te zien dat de piekbelasting op dit netwerk sterk afneemt bij implementatie van het batterijsysteem. Dit heeft ook een gunstig resultaat op het middenspanningsnet dat voor beide scenario's ook een daling in de piekbelasting krijgt.

Tabel H: Impact van implementatie geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land in het II3050 Regionale sturing op de piekbelasting van het elektriciteitsnet.

II3050 Regionale sturing	Zonder geïntegreerd batterijsysteem	Met geïntegreerd batterijsysteem	Delta
Piekbelasting op MS net (MW)	46.367	41.943	-9,5%
Piekbelasting op HS net (MW)	102.243	80.876	-20,9%

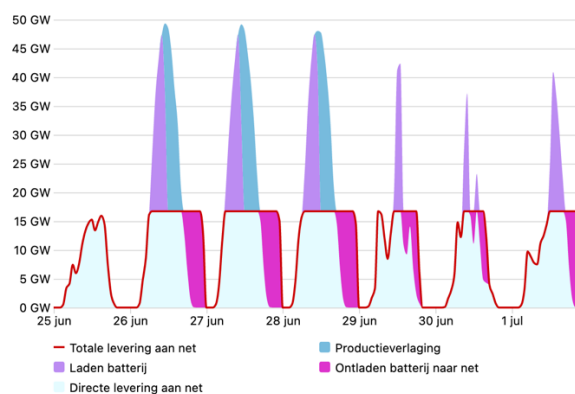
Tabel I: Impact van implementatie geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land in het II3050 Nationale sturing op de piekbelasting van het elektriciteitsnet.

II3050 Nationale sturing	Zonder geïntegreerd batterijsysteem	Met geïntegreerd batterijsysteem	Delta
Piekbelasting op MS net (MW)	46.025	45.043	-2,1%
Piekbelasting op HS net (MW)	112.205	93.133	-17,0%

De daling in de piekbelasting is te verklaren door het minder volatile opwekprofiel als gevolg van de geïntegreerde batterijsystemen, zoals te zien is in figuur J die de uurlijkse productie van zon PV met een geïntegreerd batterijsysteem toont. Hier is te zien dat elektriciteit die boven de netaansluiting van 17 GW wordt geproduceerd, wordt opgeslagen in de batterij. Als de batterij vol is, wordt er productiebeperking toegepast op de resterende potentiële productie. De opgeslagen elektriciteit wordt weer afgegeven door de batterij wanneer er capaciteit op het net vrij is. Zonder batterij is de netaansluiting hoger, en wordt de elektriciteit tijdens een productiepiek direct op het net ingevoerd.

De precieze daling in de werkelijke netwerkbelasting vraagt nader onderzoek. Quintel heeft niet onderzocht hoe eventuele prijsgestuurde flexibiliteitstechnologieën in de II3050 scenario's reageren op de nieuwe productieprofielen noch wat de bijbehorende netimpact is.

Uurlijkse productie door zon PV met batterij



Figuur J: Uurlijkse productie van zon PV op land met een geïntegreerd batterijsysteem in het II3050 Regionale sturing scenario.

## Impact op vollasturen van regelbare elektriciteitscentrales

De vlakkere opwekprofielen van wind- en zonneparken hebben mogelijk tot gevolg dat regelbare elektriciteitscentrales minder hoeven te draaien. Tabel K en L (zie volgende pagina) geven weer wat de impact van de batterijsystemen op deze regelbare centrales is voor de twee II3050 scenario's.

Voor alle regelbare centrales opgenomen in de scenario's is een daling van 3-7% van de jaarlijkse vollasturen te zien. Let wel dat er bij deze resultaten rekening moet worden

# Quintel

gehouden met het feit dat dat de I13050 scenario's in 2020 ontwikkeld zijn en dus niet meer geoptimaliseerd zijn op de

huidige doorontwikkelde versie van het ETM. Dit is bijvoorbeeld te zien aan de waterstoffurbines die respectievelijk slechts 54 en 70 vollasturen hebben in het

Regionale en National sturing scenario zonder optimalisatie voor de laatste versie van het ETM. Dit is mede het gevolg van de prijsgestuurde flexibiliteitsopties.

Het feit dat de impact op de vollasturen van regelbare centrales beperkt is, kan deel verklaard worden door het feit dat de ontladstrategie van de geïntegreerde batterijen geen rekening houdt met prijs of vraag, enkele met ruimte op de aansluiting. Dit is waarschijnlijk een te grote versimpeling. Het is dan ook te verwachten dat als de batterijen zouden ontladen op een moment dat de vraag hoog of aanbod van wind en zon laag zijn, de impact groter zou zijn.

## Vervolgonderzoek batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land

Deze resultaten verkennen de impact die geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken kunnen gaan hebben. Tijdens deze verkenning zijn er interessante vragen opgekomen die in later onderzoek bestudeerd kunnen worden:

- Zou het opgestelde vermogen voor regelbare elektriciteitscentrales verlaagd kunnen worden? Dit zou kwalitatief onderzocht kunnen worden door handmatig het vermogen te reduceren bij een gelijkblijvende loss of load. Het kan kwantitatief verkend worden in de volgende iteratie van I13050, waarbij alle ander flexibiliteitstechnologieën ook meegenomen zullen worden.
- Een gedegen analyse van de netimpact kunnen enkel de netbeheerders doen, bijvoorbeeld in de volgende iteratie van I13050.
- Wat zou een betere ontladstrategie zijn voor de geïntegreerde batterijen en hoe kunnen we deze implementeren? Als deze batterijen prijsgestuurd worden, kunnen ze mogelijk hun functie om de productie van wind- en zonnestroom te maximaliseren met een lagere netaansluiting niet meer vervullen. Zou zouden dan kunnen laden met goedkope stroom van het net. Het is nog onduidelijk hoe deze geïntegreerde batterijen zich zouden moeten gedragen.

Tabel K: Impact van implementatie geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land in het I13050 Regionale sturing op de vollasturen van regelbare centrales.

I13050 Regionale sturing	Vermogen (MW)	Zonder geïntegreerd batterijsysteem (u)	Met geïntegreerd batterijsysteem (u)	Delta
Gas STEG CCS	2500	261	248	-5%
Waterstofcentrale (STEG)	18500	1304	1212	-7%
Waterstof turbine	12000	54	52	-3%

Tabel L: Impact van implementatie geïntegreerde batterijsystemen bij wind- en zonneparken op land in het I13050 Nationale sturing op de vollasturen van regelbare centrales.

I13050 Nationale sturing	Vermogen (MW)	Zonder geïntegreerd batterijsysteem (u)	Met geïntegreerd batterijsysteem (u)	Delta
Afval-WKK	363	1642	1551	-5%
Waterstofcentrale (STEG)	17000	1026	958	-7%
Waterstof turbine	18000	70	67	-4%
Gasmotor-WKK (kleinschalig)	330	0	0	0%

## 3.2 Flowbatterijen

Een andere flexibiliteitsopties die is toegevoegd aan het ETM is de flowbatterij. Anders dan voor Li-ion batterijen is het voor flow batterijen relatief goedkoop om het opslagvolume bij gelijkblijvend laadvermogen uit te breiden. Daarmee wordt kostentechnisch elektriciteitsopslag op een langere termijn mogelijk dan voor Li-ion batterijen. Naar verwachting verlagen flowbatterijen daardoor deels de noodzaak van flexibele elektriciteitscentrales die vooral draaien om de zogenaamde Dunkelflautes op te vangen, zoals bijvoorbeeld de waterstofcentrales met lage vollasturen. Dit kan een gunstig effect hebben op de kosten van het energiesysteem, terwijl het de efficiëntie verhoogt. Om dit goed te kunnen onderzoeken wordt gebruikt gemaakt van de extreem zelfvoorzienende [II3050 Regionale sturing](#) en [II3050 Nationale sturing](#) scenario's.

### Impact op vollasturen van regelbare elektriciteitscentrales

Om het effect van flowbatterijen te kunnen onderzoeken, worden alle grootschalige stationaire Li-ion batterijen in de II3050 scenario's vervangen door een equivalent vermogen aan flowbatterijen. Voor het Regionale sturing scenario is dit 22 GW en voor het Nationale sturing scenario is dit 25 GW. Voor de flowbatterijen wordt een relatief opslagvolume van 41 uur aangenomen zoals in een blanco ETM-scenario ingesteld is, voor Li-ion batterijen wordt standaard een relatief opslagvolume van 1,6 uur aangenomen in het ETM. Dit betekent dat er bijna 26 keer zo veel opslagvolume aan flowbatterijen wordt geïmplementeerd als er in het basis scenario aan Li-ion batterijen ingesteld is. Daarnaast wordt het gedrag van de flowbatterij gemodelleerd met de 'prognose van residual load' aanpak in plaats van de meer statische prijsgestuurde methode, omdat dit een realistischere weergave oplevert van het gedrag van de batterij. Dit gedrag wordt ook ingesteld voor de opslagtechnologieën voor elektriciteit in de II3050 scenario's voor een goede vergelijking.

Voor deze resultaten geldt ook dat de II3050 scenario's niet meer geoptimaliseerd zijn op de huidige doorontwikkelde versie van het ETM. De impact van het vervangen van Li-ion batterijen door flowbatterijen op de regelbare elektriciteitscentrales voor de twee II3050 scenario's is weergegeven in tabel M en N. Er is te zien dat de flowbatterijen een sterk reducerend effect hebben op de vollasturen van de regelbare elektriciteitscentrales, wat toe te

schrijven is aan het grote opslagvolume dat beschikbaar komt.

Tabel M: Impact van vervangen van 22 GW grootschalige Li-ion batterijen door hetzelfde vermogen flowbatterijen in het II3050 Regionale sturing op de vollasturen van regelbare centrales.

II3050 Regionale sturing	Vermogen (MW)	Basis scenario (u)	Basis scenario + flowbatterij (u)	Delta
Waterstofcentrale (STEG)	18.500	760	171	-71%
Gas STEG CCS	2.500	24	0	-100%
Waterstofturbine	12.000	0	0	0%

Tabel N: Impact van vervangen van 25 GW grootschalige Li-ion batterijen door hetzelfde vermogen flowbatterijen in het II3050 Nationale sturing op de vollasturen van regelbare centrales.

II3050 Nationale sturing	Vermogen (MW)	Basis scenario (u)	Basis scenario + flowbatterij (u)	Delta
Afval-WKK	363	1305	469	-64%
Waterstofcentrale (STEG)	17.000	542	118	-78%
Waterstofturbine	18.000	9	0	-100%
Gasmotor-WKK (kleinschalig)	330	0	0	0%

## Vervolgonderzoek flowbatterijen

Deze impactanalyse roept onder andere de volgende onderzoeksvragen op voor vervolgonderzoek:

- In hoeverre kunnen de opgestelde vermogens van deze elektriciteitscentrales omlaag bij gelijkblijvende kans op onvermogen? Dit zou kwalitatief onderzocht kunnen worden door handmatig het vermogen te reduceren bij een gelijkblijvende kans op onvermogen. In de volgende iteratie van I13050 kan dit verder worden onderzocht.
- Wat is het optimale relatieve opslagvolume van flowbatterijen? Het zou aan te raden zijn verschillende relatieve opslagvolumes te onderzoeken in de volgende iteratie van I13050 waarbij alle voor flexibiliteitsmiddelen is geoptimaliseerd.
- Wat voor impact hebben flowbatterijen op de totale kosten van het gehele energiesysteem in verschillende scenario's? Hoe vergelijkt dat met de kosten van Li-ion batterijen en back-up centrales?
  - Daarbij moet meegenomen worden wat de functie is van verschillende opslagtypes (frequentiebalans/voorkomen loss of load/opslagvolume) en bekijken welke functie typisch door flowbatterijen vervuld kan worden in de verschillende scenario's.
- Het type flowbatterijen dat nu is toegevoegd aan het ETM gebruikt waterstof en broom. Dit type batterijen kan in de toekomst interessant zijn om de een extra koppeling tussen waterstof en elektriciteit te bewerkstelligen, naast elektriciteit kan je hiermee namelijk ook waterstof opslaan. Daarbij is het interessant om te onderzoeken hoeveel waterstofopslag kan worden vervangen door waterstofopslag in flowbatterijen.
- De impact van flowbatterijen als aanvulling op windparken kan bestudeerd worden om zo optimale inzet van windturbines te vinden en overplanting te voorkomen.

## 3.3 Warmtepomp met PVT-panels

Voor deze impact-analyse is het [II3050 Regionale sturing scenario](#) gebruikt waarin al veel elektrische warmtepompen geïmplementeerd zijn. Omdat de warmtepomp in combinatie met PVT-panels een hogere SCOP heeft, en dus efficiënter is, wordt verwacht dat deze de elektriciteitsvraag in huishoudens kan verlagen.

### Impact op elektriciteitsvraag huishoudens

Om te kijken of het warmtepomp-PVT-systeem de elektriciteitsvraag verlaagt bij een gelijkblijvende warmtevraag, worden de huidige warmtepompen in het scenario vervangen door een warmtepomp met PVT-panels. Twee opties zijn bekeken: de vervanging van de all-electric bodem- en luchtwarmtepompen en de vervanging van de beide types all-electric én de hybride gas warmtepompen. Dit leidt tot respectievelijk ; marktaandeel van 35% en 55% warmtepompen met PVT-panels in huishoudens. De isolatiegraad, de warmtevraag en het temperatuurprofiel worden niet aangepast. Let op dat in dit scenario al meer dan 100% van het potentiële dakoppervlak bedekt is met PV-panels en zonnecollectoren.

De resultaten in tabel O (zie volgende pagina) laten zien dat het elektriciteitsverbruik van huishoudens daalt wanneer het warmtepomp-PVT-systeem wordt geïmplementeerd vanwege de hogere SCOP van de warmtepomp. De elektriciteitsproductie stijgt sterk, omdat de PVT-panels naast het produceren van warmte ook bijdragen aan elektriciteitsproductie. Daarnaast is in de resultaten te zien dat de benutting van het dakoppervlak toeneemt tot meer dan 100% van het potentieel.

### Impact op elektriciteitsvraag met inachtneming dakoppervlak

Aanvullend op de vorige verkenning is gekeken hoe de netto elektriciteitsvraag in huishoudens verandert als de warmtepomp met PVT-panels wordt ingesteld zonder het maximum dakoppervlak te overschrijden. Hiervoor wordt het percentage PV-panels op daken terug geschaald totdat het

dakoppervlak voor 100% gevuld is. Dit leidt tot 96,2% benutting van het PV-potentieel in huishoudens voor het II3050 Regionale sturing scenario, 91,5% bij vervanging van de elektrische warmtepompen en 88,5% bij vervanging van alle warmtepompen.

Het resultaat in tabel P (zie volgende pagina) laat zien dat er nog steeds een stijging in elektriciteitsproductie is van 12% en 19%. Dit is te verklaren door het verschil in aannames over ruimtegebruik, vermogen en efficiëntie voor de PV- en PVT-panels.



II3050 Regionale sturing	Zonder warmtepomp + PVT	All-electric vervangen door warmtepomp + PVT	Delta	All-electric + hybride vervangen door warmtepomp + PVT	Delta
Elektriciteitsverbruik huishoudens (PJ)	124	119	-4%	120	-4%
Elektriciteitsproductie huishoudens (PJ)	149	172	16%	186	25%
Dakoppervlak benut (%)	104	109	5%	112	7%
Benutting potentieel dakoppervlak door PV-panelen (%)	100	100	n.v.t.	100	n.v.t.

Tabel O: Impact van vervanging elektrische en hybride warmtepompen door warmtepompen met PVT-panelen in het II3050 Regionale sturing scenario

II3050 Regionale sturing	Zonder warmtepomp + PVT	All-electric vervangen door warmtepomp + PVT	Delta	All-electric + hybride vervangen door warmtepomp + PVT	Delta
Elektriciteitsverbruik huishoudens (PJ)	124	119	-4%	120	-4%
Elektriciteitsproductie huishoudens (PJ)	144	162	12%	172	19%
Dakoppervlak benut (%)	100	100		100	
Benutting potentieel PV-panelen (%)	96,2	91,5	-5%	88,5	-8%

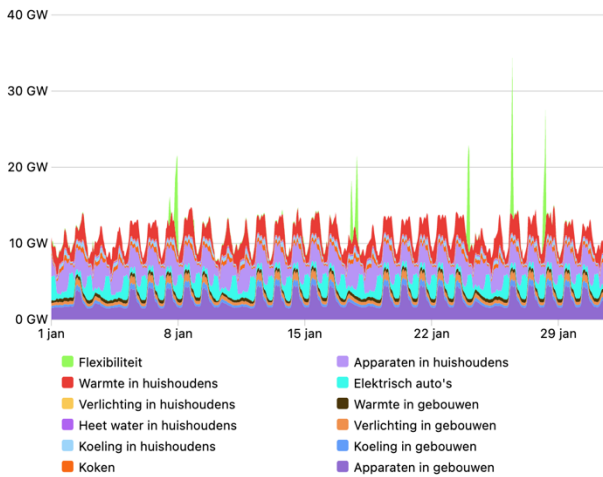
Tabel P: Impact van vervanging elektrische en hybride warmtepompen door warmtepompen met PVT-panelen in het II3050 Regionale sturing met inachtneming van het dakoppervlak.

## Impact op het laagspanningsnet

Het lagere netto elektriciteitsverbruik van de warmtepomp met PVT-panelen kan impact hebben op de piekbelasting van het laagspanningsnet in huishoudens. In figuur R is de uurlijkse vraag op het laagspanningsnet weergegeven voor de maand januari. Hier is te zien dat de gemiddelde piekbelasting ongeveer 15 GW is, met hoge uitschieters veroorzaakt door flexibiliteitstechnologieën. Door deze systeemeffecten is het niet mogelijk om de impact van het PVT-warmtepomp systeem op het elektriciteitsnet los te onderzoeken. Dit behoeft vervolgonderzoek waarin de systeemscenario's geoptimaliseerd worden voor de prijsgestuurde flexibiliteitsberekening in het ETM.

kunnen maken en eventueel maatschappelijk haalbaarder. Het is interessant op te onderzoeken hoe de isolatiegraad verlaagd kan worden door het implementeren van de warmtepomp met PVT-panelen in verschillende scenario's. Hiervoor zouden o.a. nieuwe warmvraagprofielen voor de huishoudens nodig zijn.

### Elektriciteitsvraag op laagspanningsnet



Figuur R: De elektriciteitsvraag op het laagspanningsnet in het II3050 Regionale sturing scenario voor de maand januari.

## Vervolgonderzoek warmtepomp met PVT-panelen

Deze impactanalyse roept onder andere de volgende onderzoeksvragen op voor vervolgonderzoek:

- Het implementeren van deze warmtepomp kan eventueel leiden tot een lagere netwerkbelasting- en lagere systeemkosten. Wat is het effect van de innovatieve warmtepomp op de systeemkosten in verschillende scenario's?
- Een ander effect kan zijn dat er een lagere isolatiegraad nodig is om tot dezelfde energiebesparingsdoelen te komen. Dat zou de doelen voor de gebouwde omgeving goedkoper

# 4. Bijlagen

---

# Bijlage A – Technologische specificaties

## A.1 – Zonnecentrales PV op zee

De complete documentatie van zonnecentrales PV op zee is te vinden in de node source analysis van [energy\\_power\\_solar\\_pv\\_offshore](#). Een overzicht van de specificaties van een typische installatie is te vinden in onderstaande tabel.

Naam variabele	Waarde	Eenheid
Efficiëntie	0.17	-
Outputvermogen	750.0	MWp
Landgebruik	6.77	km2/installatie
Initiële investeringskosten	450.0	M€
Vaste operationele kosten	6.7	M€

## A.2 – Wind en zon met batterijsysteem

De complete documentatie van de wind turbines op land in het geïntegreerde systeem is te vinden in de node source analysis van [energy\\_battery\\_wind\\_turbine\\_inland](#). Voor zonnecentrales PV op land is dit [energy\\_battery\\_solar\\_pv\\_solar\\_radiation](#). De specificaties van beide batterijsystemen zijn hetzelfde en zijn te vinden onder [energy\\_flexibility\\_wind\\_batteries\\_electricity](#) en [energy\\_flexibility\\_solar\\_batteries\\_electricity](#). Een overzicht van de specificaties van een typische installatie van de batterijsystemen is te vinden in onderstaande tabel.

Naam variabele	Waarde	Eenheid
Efficiëntie (roundtrip)	0.85	-
Inputvermogen	80.0	MW
Outputvermogen	100.0	MW
Opslagvolume	129.0	MWh
Initiële investeringskosten	56.0	M€
Vaste operationele kosten	0.56	M€

## A.3 — Flowbatterijen

De complete documentatie van flowbatterijen is te vinden in de node source analysis van [energy\\_flexibility\\_flow\\_batteries\\_electricity](#). Een overzicht van de specificaties van een typische installatie is te vinden in onderstaande tabel.

Naam variabele	Waarde	Eenheid
Efficiëntie (roundtrip)	0.70	-
Inputvermogen	380.0	MW
Outputvermogen	190.0	MW
Opslagvolume	15600.0	MWh
Vaste kosten per MW inputvermogen	700000.0	€/MW
Vaste kosten per MWh opslagvolume	50000.0	€/MWh

## A.4 — Warmtepomp met PVT-panels

De complete documentatie van de warmtepomp voor ruimteverwarming is te vinden in de node source analysis van [households\\_space\\_heater\\_heatpump\\_pvt\\_electricity](#). Een overzicht van de specificaties van een typische installatie is te vinden in onderstaande tabel.

Naam variabele	Waarde	Eenheid
Aandeel input elektriciteit	0.204	-
Aandeel input zonthermie	0.769	-
Outputvermogen	0.008	MWt
Initiële investeringskosten	11656.0	€
Installatiekosten	763.0	€

De complete documentatie van de warmtepomp voor warm water is te vinden in de node source analysis van [households\\_water\\_heater\\_heatpump\\_pvt\\_electricity](#). Een overzicht van de specificaties van een typische installatie is te vinden in onderstaande tabel.

Naam variabele	Waarde	Eenheid
Aandeel input elektriciteit	0.303	-
Aandeel input zonthermie	0.693	-
Outputvermogen	0.008	MWt

# Quintel

Opslagvolume 0.005 MWh

---

De complete documentatie van de PVT-panelen is te vinden in de node source analysis van [households\\_solar\\_pvt\\_solar\\_radiation](#). Een overzicht van de specificaties van een typische installatie is te vinden in onderstaande tabel.

<b>Naam variabele</b>	<b>Waarde</b>	<b>Eenheid</b>
Aandeel output elektriciteit	0.121	-
Aandeel output zonthermie	0.362	-
Outputvermogen elektriciteit	0.0009	MWp
Outputvermogen zonthermie	0.0003	MWp
Initiële investeringskosten	326.0	€
Installatiekosten	172.0	€

# Quintel

## Contact

---

[info@quintel.com](mailto:info@quintel.com)

Keizersgracht 639-H  
1017 DT Amsterdam

+31 20 303 30 04

[quintel.com](http://quintel.com)