



Maatschappelijke kosten zoninpassing

Toelichting tool



CE Delft

Committed to the Environment

Maatschappelijke kosten zoninpassing

Toelichting tool

Dit rapport is geschreven door:
Martijn Blom, Thijs Scholten, Joukje de Vries

Delft, CE Delft, augustus 2022

Publicatienummer: 22.210378.111

Photovoltaïsche zonne-energie / Kosten / Maatschappelijke factoren / Meetmethoden /
VT: Web-tool

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Martijn Blom (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	3
1	Inleiding	5
	1.1 Aanleiding en probleemstelling	5
	1.2 Doel	5
	1.3 Leeswijzer	6
2	Aanpak	7
	2.1 Inleiding	7
	2.2 Methodiek in vogelvlucht	7
	2.4 Systeemgrenzen LCoE	8
	2.5 Zontoepassingen	9
3	Uitbreidingen op het model	10
	3.1 Uitbreiding 1: Alternatieven om netbelasting te beperken	10
	3.2 Uitbreiding 2: Vermeden netverzwaringlasten	13
	3.3 Uitbreiding 3: CO ₂ - en luchtkwaliteitsbaten	14
4	Resultaten	17
	4.1 Overzicht van resultaten	17
	4.2 Uitkomsten van de casussen om netverzwaring te voorkomen	18
	4.3 Uitsplitsing LCOE	20
	4.4 Onzekerheden en gevoeligheidsanalyse	21
	4.5 Conclusies	23
5	Toelichting model als webtool	24
	5.1 Invoer: definitie van de parameters	24
	5.2 Uitvoer: de resultaten	28
6	Afbakening huidige model	29
7	Bibliografie	30



Samenvatting

Dit rapport is een begeleidende notitie bij de webapplicatie voor maatschappelijke kosten en baten van zon-pv-projecten. De tool is beschikbaar via: <https://tools.ce.nl/lcoe/>.

Met de applicatie kan de Levelised Cost of Energy (LCOE) van zon-pv-projecten worden uitgerekend, ofwel de maatschappelijke kostprijs van zonnetoepassing. Hierin verdelen we de totale private kosten, en de maatschappelijke effecten over de geproduceerde energie van het project, resulterend in een prijs in €cent/kWh.

Uitbreiding model

Dit rapport betreft een uitbreiding op de eerste versie van het model uit 2020 (CE Delft, 2020). Naast een update van de gebruikte cijfers zijn er drie uitbreidingen gedaan:

1. Een mogelijkheid om **alternatieven om netbelasting te beperken** door te rekenen (zogenaamde flexopties). Het model biedt de mogelijkheid om een zonnepark op land te vergelijken met een zonnepark met enerzijds meer aftopping van de capaciteit van de netaansluiting, en anderzijds het plaatsen van een batterij achter de meter van het zonnepark. Dit geeft de mogelijkheid om naast de businesscase van de gemeenschappelijke investering, ook de maatschappelijke verhouding van kosten en baten in beeld te brengen.
2. De **vermeden netverzwarkosten** worden meegenomen. Het voornaamste doel van aftoppen van de netaansluiting en het plaatsen van een batterij is het verminderen van de belasting op het net. Door deze belasting te verminderen, kan voorkomen worden dat het net moet worden verzwakt. In dit onderzoek hebben we onderzocht om welke kosten dit zou kunnen gaan. Deze kosten zijn erg onzeker, en daarom nemen we een aanzienlijke bandbreedte mee. In de onderwaarde van netbesparingen betreft dit een minimale aanpassing alleen op het HS/MS-station. In de bovenwaarde gaan we er vanuit dat ook bovenliggende stations en netcomponenten moeten worden verzwakt en zal de netkostenbesparing ook hoger uitvallen.
3. **CO₂- en luchtkwaliteitsbaten** zijn toegevoegd aan het model. Door een zon-pv-project op te starten, kan elektriciteit geproduceerd uit fossiele brandstof verdrongen worden. Dit voorkomt de uitstoot van zowel broeikasgassen als luchtvervuilende stoffen. Op basis van de elektriciteitsmix van de KEV 2021 en emissiefactoren voor CO₂, NO_x, PM_{2,5}, SO₂, NMVOC en NH₃ bepalen we hoeveel luchtkwaliteitsbaten en CO₂-baten er ontstaan door een zon-pv-project. Deze baten monetariseren we op basis van de Milieuprijzen uit (CE Delft, 2017).

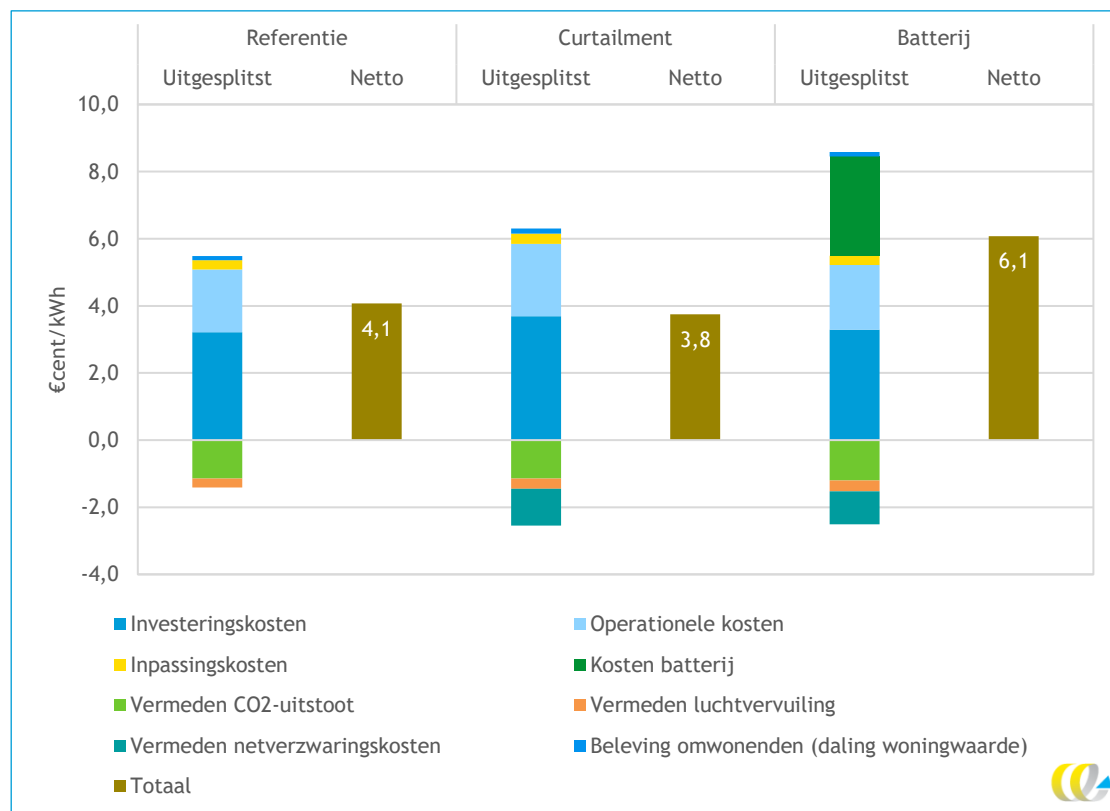
Resultaten

Met bovenstaande uitbreidingen hebben we een uitgebreid beeld van de maatschappelijke effecten van zon-pv toepassingen. Figuur 1 geeft de resultaten weer voor een zonnepark op land, geplaatst in 2025. De gestandaardiseerde kosten per kWh uitgesplitst in de verschillende private en maatschappelijke kosten en baten. Ook zijn de curtailmentcasus (het aftoppen van de netaansluiting) en batterijcasus weergegeven. Netto is binnen de parameters van dit project het aftoppen van de netaansluiting (curtailment) maatschappelijk aantrekkelijker dan de referentiesituatie, waar de aftopping niet wordt toegepast. Dit verschil is voornamelijk te verklaren door de vermeden netverzwarkosten. De gestandaardiseerde kostprijs per kWh van een zonnepark met batterij is niet



maatschappelijk aantrekkelijker dan curtailment in dit geval. De verklaring hiervoor is de hoge investeringskosten van de batterij zelf. Om het plaatsen van een batterij aantrekkelijker te maken, zal de businesscase van de batterij eerst verbeterd moeten worden.

Figuur 1 - Maatschappelijke LCOE uitgesplitst in componenten voor een zonnepark in 2025, met curtailment en batterij casus



Tenslotte

Het probleem bij zonprojecten is het tekort aan beschikbare capaciteit voor teruglevering. De berekeningen met betrekking tot flexopties betreft hier een gemiddelde situatie in Nederland; per netgebied kan dit sterk verschillen. In congestiegebieden voor zonprojecten kunnen de deze besparingen hoger liggen. Een interessante volgende stap kan dan ook zijn om netkentallen in deze webtool te integreren om te analyseren in welke gebieden dergelijke flexopties maatschappelijk interessant kunnen zijn.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding en probleemstelling

Binnen het project ‘Maatschappelijke kosten van vier zontoepassingen’ is een model ontwikkeld waarmee we eenduidig kosten van zonnestroom kunnen bepalen. Hierbij zijn twee perspectieven te onderscheiden: financieel (die van de investeerder) en maatschappelijk (die van de samenleving). De methode sluit aan bij de LCoE-methode¹ en kan daardoor alle private en (een deel van) de maatschappelijke kosten en -besparingen uniform over de levensduur met elkaar vergelijken. Aan de hand van de gekozen methode kan de prijs van zonnestroom worden bepaald uit een vooraf aangegeven aantal zonnestroomtoepassingen. De methodiek van dit model is recentelijk toegepast door zowel CE Delft (CE Delft, 2020) en Berenschot en Kalavasta (Berenschot en Kalavasta, 2020).

Dit model is een bruikbare methode om inzicht te krijgen in de private en maatschappelijke kosten(besparingen). Dit model is ook toegepast in andere projecten, waarin diverse maatschappelijke effecten zijn gewaardeerd, zoals impact op de leef- en woonomgeving, biodiversiteit, etc.

Om de methode voor een breder afwegingskader geschikt te maken, nemen we ook overige maatschappelijke effecten mee, zoals effecten op netverzwaring en vermeden CO₂-kosten. Daarnaast is er de behoefte om met behulp van het model inzicht te bieden in de kosten en baten van flexopties aan de opwekkant (curtailment en systeembatterijen). Dit alles vanuit een maatschappelijk afwegingskader waarin voor- en nadelen kunnen worden afgewogen.

1.2 Doel

De opdracht moet een uitbreiding van de bestaande methodiek opleveren voor een (maatschappelijke) kosten-batenanalyse voor diverse zonnestroomtoepassingen in Nederland. Hierin zullen wij de volgende uitbreidingen van het model vormgeven:

1. Module waarmee de (maatschappelijke) kosten van netinpassing kan worden bepaald.
2. Vermeden CO₂-baten en baten luchtkwaliteit.
3. Uitbreiding van zontoepassingen (casus) met curtailment en batterijen geplaatst bij hernieuwbare opwekinstallaties. In het geval van curtailment (het aftoppen van de netaansluiting) zullen we ook een doorkijk geven naar de aanvullende mogelijkheden die zogenaamde non-firm ATO's bieden.

Toegankelijkheid model

Een laatste uitbreiding op het model is de toegankelijkheid ervan als webapplicatie. In de webapplicatie zijn de verschillende zontoepassingen en casussen door te rekenen als standaard project (met de standaardwaarden zoals voorgesteld in deze publicatie en voorgaande publicatie (CE Delft, 2020)), of aan te passen aan zelfgekozen waarden van de invoerparameters. Deze webtool kan gebruikt worden door zowel investeerders, als door gebiedsontwikkelaars in bijvoorbeeld de RES-regio's. In Hoofdstuk 5 wordt de webtool verder toegelicht.

¹ Gestandaardiseerde methode om (kost)prijzen van energieproductie te bepalen over een zekere levensduur.



1.3 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 vatten we de methodologie samen waarmee de maatschappelijke kosten van zontoepassingen zijn berekend. Vervolgens gaan we in Hoofdstuk 3 in op de uitbreidingen van het model ten opzichte van de vorige versie. De resultaten van de standaardtoepassingen laten we zien in Hoofdstuk 4. Tot slot geeft Hoofdstuk 5 een overzicht van de mogelijkheden van de webtool voor de gebruiker.



2 Aanpak

2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk beschrijven we kort de methodiek en zontoepassingen die in het model zijn gebruikt. Voor een uitgebreidere beschrijving van de gebruikte parameters en waarden verwijzen we naar een eerdere publicatie '[Kosten zontoepassingen. Methode om private en maatschappelijke kosten te vergelijken](#)' (CE Delft, 2020).

2.2 Methodiek in vogelvlucht

Doel van het onderzoek is om een methodiek te ontwikkelen voor een gestandaardiseerde (maatschappelijke) kostenanalyse voor diverse zonnestroomtoepassingen in Nederland. Hiertoe wordt een bestaande kostenmethodiek uitgebreid om ook maatschappelijke kosten (besparingen) op een consistente manier in de tijd en tussen verschillende toepassingen te kunnen vergelijken. Deze *uitgebreide gestandaardiseerde methode*² kan worden ingezet om een meer integrale afweging van kosten en baten mogelijk te maken van de inpassing van zonprojecten in de leefomgeving en het landschap.

Deze methodiek brengt de *maatschappelijke kostprijs per kWh* van zonnestroom in beeld over de gehele levensduur van het project. De *private kostprijs per kWh* kan dan gezien worden als de prijs van zonnestroom die nodig is om de totale kosten te kunnen dekken ('break-even'), inclusief een vergoeding voor de private investeerder voor het gelopen risico. In de maatschappelijke variant is een vergoeding opgenomen die de externe kosten voor de leefomgeving dekt (internalisatieprincipe) en zijn tevens maatschappelijke besparingen opgenomen. Hierin is specifiek gekeken naar een waardering voor de volgende effecten:

- vermeden netkosten van curtailment en opslag van stroom;
- vermeden broeikasgas- en luchtmissies ten opzichte van gasreferentie;
- visuele effecten voor omwonenden;
- effecten op ecologie en biodiversiteit;
- effecten op stikstofuitstoot (bij onttrekking uit agrarisch gebied).

Voor het waarden van deze effecten is een literatuurstudie uitgevoerd en is het Handboek Milieuprijzen gehanteerd (2017). Dit project heeft geresulteerd in een model waarmee zowel private als maatschappelijke kosten in beeld worden gebracht en uitgedrukt in euro per kWh.

2.3 LCoE-methodiek op hoofdlijnen

De Levelised Cost of Energy methodiek (LCoE) brengt de kostprijs van zonnestroom over de gehele levensduur in beeld, inclusief een vergoeding voor de kosten voor verstrekkers van vermogen (WACC). De kostprijs per kWh kan dan gezien worden als de prijs van zonnestroom die nodig is om de totale kosten te kunnen dekken ('break-even').

De totale opwekkosten voor het produceren van zonnestroom is afhankelijk van een aantal variabelen. Om het overzichtelijk te houden, wordt de prijs van zon uit de drie toepassingen uitgedrukt in een prijs per kilowattuur (kWh). De prijs per kWh kan gezien

² Ook wel bekend in de internationale literatuur als levelised costs of electricity.



worden als de minimale prijs, die nodig is om energie te produceren, onderhoud te plegen, het personeel te betalen, de investering terug te verdienen en een redelijke winst te maken. Deze laatste twee aspecten komen terug in het begrip gewogen kapitaalkosten (WACC) en geven de vergoeding weer die verschaffers van vreemd en eigen vermogen nodig hebben voor financiering. Door de kosten van de drie toepassingen om te rekenen naar de LCoE, kunnen ze met elkaar worden vergeleken.

Binnen de LCoE-methode zijn verschillende keuzes te maken. Om tot de LCoE te komen, kan men ofwel een annuïteitenberekening of een netto contante waardeberekening maken. In de annuïteitenberekening bepaalt men de quotiënt van de op jaarbasis berekende investerings- en operationele kosten, en de gemiddelde energieopbrengst. Het voordeel van deze methode is dat het minder rekeninspanning vergt dan de netto contante waardebenadering. In deze netto contante waardebenadering worden toekomstige kosten en energie-output verdisconteerd naar de huidige waarde. Deze methode komt dichterbij de werkelijkheid in de buurt en weerspiegelt beter de tijdsvoorkeur en risico's van het project (Fraunhofer ISE, 2018).

Kort gezegd, omdat toekomstige (fysieke) opbrengsten altijd onzeker zijn, wordt een kWh over tien jaar minder waard dan een kWh van dit jaar. Om die reden hanteren we de verdiscontering.

De elementen van de LCoE bestaan uit de volgende, in deze gesimplificeerde formule:

$$LCoE = \frac{\text{Netto contante waarde kosten over levensduur (€)}}{\text{Netto contante waarde elektriciteitsproductie over levensduur (kWh)}}$$

2.4 Systeemgrenzen LCoE

De uitgangspunten en systeemgrenzen hangen sterk af van het gekozen perspectief van de analyse. Indien een privaat perspectief (LCoE) wordt gekozen dan is het van belang dat de discontovoet (hetzelfde als de WACC) aansluit bij de kapitaaleis van verstrekkers van vreemd en eigen vermogen aan projectontwikkelaars. Er wordt dan gekozen voor een private discontovoet. Bij een maatschappelijke analyse (maatschappelijke kosten en baten) is het gebruikelijk een maatschappelijke discontovoet te kiezen (2,25%). In Tabel 1 geven we een overzicht.

Tabel 1 - Overzicht voorgestelde uitgangspunten

	Vanuit investeerder	Vanuit maatschappelijke kosten-baten
Perspectief	Privaat	Maatschappelijk
Discontovoet	WACC	2,25%
Mee te nemen effecten	<ul style="list-style-type: none"> – curtailmentinvesteringskosten; – exploitatiekosten; – exploitatieopbrengsten; – kostprijsverhogende eisen vanuit integratie. 	<ul style="list-style-type: none"> – kosten en opbrengsten voor investeerder; – maatschappelijke effecten van verminderde visuele of landschappelijke effecten.

2.5 Zontoepassingen

Dit project biedt een raamwerk op gestandaardiseerde kosten voor de toepassingen (water, veld, dak). In dit raamwerk gaat het om gemiddelde kosten voor deze toepassingen, die voor typische projectgroottes worden afgebakend van zonsystemen in Nederland.

Op en aan gebouwen varieert de omvang van enkele panelen tot circa 3 MW. Grondgebonden zonne-energiesystemen komen voor vanaf enkele panelen tot een omvang van enkele tientallen hectares in de vorm van zonneparken, zonneakkers of zonneweiden. Wat groot is, is daarbij subjectief vanuit degenen die erop uitkijkt. Grondgebonden zonneparken van 1 MW (grootte van een boerenerf) kunnen door omwonenden als groot worden ervaren.

Om goed vast te stellen wat een gemiddelde of typische omvang is, hebben we de project-omvang in termen van elektrisch vermogen onderzocht. Uit de projectgegevens van de SDE+-beschikkingen in de periode 2015 t/m 2019 (RVO, 2020b) blijken de gemiddelde vermogens die zijn weergegeven in Tabel 2. Voor alle SDE+(+)-projecten is een groot-verbruikersaansluiting verplicht.

Tabel 2 - Gemiddeld/typisch vermogen (MWp) per type zonnestelsel uit literatuur

Type systeem	Gemiddeld vermogen SDE+-beschikkingen 2015 t/m 2019 (MWp)	Typisch vermogen in SDE++ 2020 advies van PBL (MWp)
Daksysteem	0,40	
Groot	2,73	2,50
Klein	0,25	0,25
Veldsysteem	6,97	10,00
Groot	10,10	
Klein	0,46	
Watersysteem	0,66	10,00
Groot	4,92	
Klein	0,28	

Opmerking: Klein hebben we gedefinieerd als ≥ 15 kWp en < 1 MWp, en groot als ≥ 1 MWp conform de SDE+.

Daarnaast worden in het PBL-advies voor SDE++-subsidie 2020 (PBL, 2020) ook typische vermogens voor zonneprojecten gehanteerd. Deze zijn ook weergegeven in Tabel 2. Voor daksystemen komt dit nauw overeen met de gemiddelde vermogens genoemd in Tabel 2, namelijk 250 kWp voor kleine daksystemen en 2,5 MWp voor grote daksystemen. Voor systemen op land komt de SDE++-categorie overeen met de grote veldsystemen uit Tabel 2, namelijk 10 MWp. Zonsystemen op water zijn eveneens 10 MWp in de SDE++ 2020. Doordat de laatste twee hetzelfde vermogen hebben, zijn ze goed onderling vergelijkbaar.

3 Uitbreidingen op het model

3.1 Uitbreiding 1: Alternatieven om netbelasting te beperken

Aan de toepassing zon op land kunnen we verschillende flexibeltoesies toevoegen. Daarmee is het mogelijk om ook het maatschappelijke perspectief te onderzoeken, naast de private afweging tussen extra investeren in opslag versus de opgeleverde besparingen die dat oplevert (profiteren van prijsfluctuaties op). De businesscase van batterijen is nu nog complex en bestaat vaak uit een stapeling van verschillende diensten. We beperken ons in dit model daarom tot de businesscase van een zonnepark met en zonder batterij.

De volgende opties worden onderzocht:

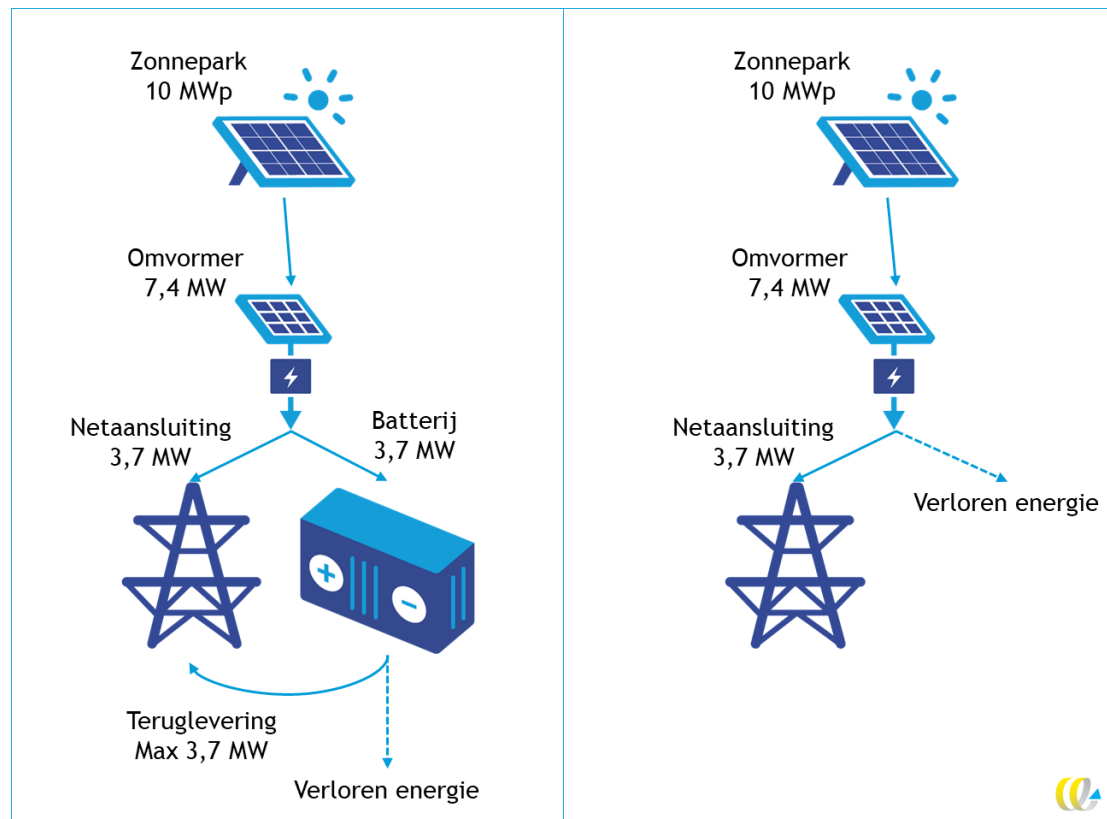
- **Curtaiment³ (het aftoppen van de netaansluiting)** kan hierbij als een eerste (referentie)casus worden gezien (op dit moment is 70% capaciteitsbeperking voor zonnestroomsystemen een no-brainer, vanwege het beperkte productieverlies van circa 1%). In een gevoeligheidsanalyse worden de consequenties van dit aftoppercentage verder verkend in het model.
- **Systeembatterij** die bijdraagt aan efficiënte benutting van de netcapaciteit en die is aangesloten achter de aansluiting van een zonnepark. Waar bij het aftoppen van de netaansluiting een deel van de geproduceerde elektriciteit wordt weggegooid, kan met een systeembatterij een groter deel van de elektriciteit gebruikt worden door de energie te verschuiven in de tijd. In deze studie beperken we ons tot batterijen die gecombineerd worden met een zonnepark en die zich enkel richten op maximalisatie van de output binnen de grenzen van de netaansluiting of beschikbare netcapaciteit.

Figuur 2 geeft een schematisch overzicht van een fictief zonnepark met en zonder batterij. Hierin is te zien dat de omvormer bepaalt hoeveel energie maximaal tegelijk op het net en op de batterij kan worden gezet. Bij een afgetopte netaansluiting (curtailment) kan de resterende capaciteit van de omvormer gebruikt worden om de batterij op te laden (tot het maximum vermogen van de batterij). Bij een zonnepark zonder batterij gaat resterende capaciteit van de omvormer verloren, waardoor ook de energie verloren gaat. Een batterij kan de opgeladen energie op het net zetten op een moment dat de zon minder schijnt en het zonnepark minder energie direct op het net zet. Energie uit de batterij die niet op het net kan worden gezet, gaat verloren.

³ Met curtailment worden productiepieken afgetopt door de productie van de opwekinstallaties te dimmen. Hierdoor kan het elektriciteitsnet veel efficiënter worden gebruikt.



Figuur 2 - Schematisch beeld van een hypothetisch zonnepark met batterij (links) en zonder batterij (rechts)



3.1.1 Nadere afbakening

Doel van het aftoppen van de netaansluiting en batterijen plaatsen is om bij te dragen aan minder netverzwaringen, met als gevolg een reductie van de maatschappelijke kosten. Daar staat tegenover dat er wel extra kosten gemaakt worden in de businesscase voor de ontwikkelaar. De term ‘systeembatterij’ is daarbij niet de helemaal de juiste, het gaat om een batterij bij het zonnepark.

De **referentiesituatie** is een zonnepark zoals dat nu al in het model zit, waarbij vanwege kostenoverwegingen circa 74% aftoppen wordt toegepast (capaciteit van de netaansluiting is 74% van de capaciteit van de zonnepanelen). We beschouwen alleen zonneparken op land. Voor zon op dak is het logischer om een combinatie te zoeken met het energieverbruik van het pand⁴.

We sluiten aan bij de businesscase ‘Batterij bij nieuw zonnepark’ uit de TKI UE-studie ‘Omslagpunt grootschalige batterijsystemen’ en kiezen daarmee de volgende afbakening voor de **batterij**:

- De batterij wordt geplaatst bij het zonnepark ‘achter de aansluiting’, waarbij het uitgangspunt is dat het zonnepark alleen een terugleveraansluiting heeft.
- Gevolg is dat de batterij ingezet wordt om stroom uit het zonnepark op te slaan om het op andere momenten terug te leveren: ‘peak shaving’ door verschuiving in de tijd.

⁴ Effecten van curtailment en batterijen zijn daarmee veel minder eenduidig en sterk situatie-afhankelijk.

- Om te bepalen hoeveel stroom de batterij kan opslaan en leveren aan het net, maken we gebruik van gegevens uit de TKI UE-studie ‘Omslagpunt grootschalige batterij-systemen’ (CE Delft, 2022). Hierin wordt gebruik gemaakt van een zonprofiel per uur in een jaar, zodat berekend kan worden wanneer en hoeveel de batterij kan opladen en aan het net kan leveren.
- De batterij kan zo dus ook gebruikt worden om een deel van de gewoonlijk verloren productie door overplanting alsnog te vermarkten.
- De netaansluiting van de combinatie zonnepark en batterij ligt lager dan in de referentiesituatie. Daardoor is de netaansluiting lager dan nu te doen gebruikelijk en bespaar je dus op de netcapaciteit (meer ruimte beschikbaar of minder uitbreidingen nodig). Dat levert maatschappelijke baten op vanwege een besparing op netverzwaring.

Voor de case van **curtailment** hanteren we dezelfde netaansluiting als bij de batterij. Dat ligt dan ook lager dan bij de nu te doen gebruikelijke omvang aan overplanting. Feitelijk komt curtailment daarbij neer op extra overplanting, waardoor er continu meer netcapaciteit beschikbaar is. Daarmee is het effect van beide cases op de netcapaciteit vergelijkbaar. Op deze manier zijn de cases ook onderling te vergelijken op kosten en baten.

In Tabel 3 specificeren we de parameters waarop we de cases baseren. Dit sluit aan bij de cases uitgewerkt in de TKI UE-studie ‘Omslagpunt grootschalige batterijsystemen’. Voor de economische parameters, die niet zijn weergegeven in Tabel 3 sluiten we ook zoveel mogelijk aan bij deze studie. We gaan uit van een nieuw zonnepark.

Tabel 3 - Specificatie parameters bij de drie cases zon op land

	Structureel minder netcapaciteit	Opmerking
Zonnepark referentie	74% overplanting	<ul style="list-style-type: none"> – 0,74 MW omvormer per MWp zonnepark; – 0,74 MW netaansluiting per MWp zonnepark.
Zonnepark met curtailment	37% overplanting (2x zoveel capaciteit op zelfde aansluiting als in referentie)	<ul style="list-style-type: none"> – 0,37 MW omvormer per MWp zonnepark; – 0,37 MW netaansluiting per MWp zonnepark; – daarmee $(0,74 - 0,37) = 0,37$ MW/MWp besparing aan netcapaciteit ten opzicht van referentie.
Zonnepark met batterij	37% overplanting (2x zoveel capaciteit op zelfde aansluiting als in referentie) + Li-ion batterij (85% round-trip efficiency) op een zuivere terugleveraansluiting	<ul style="list-style-type: none"> – 0,74 MW omvormer per MWp zonnepark; – 0,37 MW netaansluiting per MWp zonnepark; – 0,37 MW vermogen batterij per MWp zonnepark; – 1,48 MWh opslagcapaciteit batterij per MWp zonnepark; – daarmee $(0,74 - 0,37) = 0,37$ MW/MWp besparing aan netcapaciteit ten opzicht van referentie.

3.1.2 Businesscase van een batterij

Naast de baten van de batterij (meer kWh levering op een lagere netaansluiting) nemen we ook de kosten van de batterij mee in het model. Voor de businesscase van de batterij sluiten we aan bij de studie ‘Omslagpunt grootschalige batterijopslag’ van CE Delft (CE Delft, 2022). We bepalen de kosten die gepaard gaan met een 4-uursbatterij met een vermogen van 3,7 MW.

De kosten van een batterij bestaan uit (eenmalige) kosten voor de aanschaf en installatie ervan (CAPEX) en de (jaarlijkse) kosten voor de operatie van de batterij (OPEX). De CAPEX van batterijen zijn dominant, maar dalen sterk over de jaren. Daarmee dalen ook de OPEX, want deze staan in een vaste verhouding tot de investeringskosten. De operationele kosten bestaan voor een groot deel uit nettarieven, en voor een kleiner deel uit de overige operationele kosten van de batterij, zoals onderhoud, verzekering en beveiliging.

Voor een batterij bij een zonnepark is geschat dat de investeringskosten ongeveer € 328/kWh bedragen bij een vermogen van 10 MW, gebaseerd op (NREL, 2020). Voor 2025 en 2030 is de verwachting dat deze kosten dalen naar respectievelijk € 230/kWh en € 188/kWh. Verder is in (CE Delft, 2022) berekend dat de relatie tussen het vermogen van de batterij in kW en de investeringskosten per kWh (de kostencurve) kan worden geschat door de volgende formule:

$$CAPEX(€/kWh) = 585.44 \times BV^{-0.063}$$

Waarbij BV staat voor batterij vermogen in kW. Bij een vermogen van 3.700 kW (3,7 MW) schatten we daarom de kosten in op ongeveer € 349/kWh batterijcapaciteit. De kosten voor 2025 en 2030 bepalen we aan de hand van de kostenverhoudingen tussen 2025/2020 en 2030/2020, en komen daarmee op € 245/kWh en € 200/kWh respectievelijk. Omdat het om een 4-uursbatterij gaat, zijn de kosten per kW batterij nog eens vier keer hoger. De kosten per kWh, per kW vermogen en de totale investeringskosten van een 3.7 MW batterij zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - CAPEX en OPEX van een batterij met 3,7 MW vermogen

Kosten bij 3,7 MW batterij	2020	2025	2030
Investeringskosten per kWh batterijcapaciteit	€ 349	€ 245	€ 200
Investeringskosten per kW batterijvermogen	€ 1.396	€ 979	€ 801
Totale investeringskosten voor een 3,7 MW batterij	€ 5.163.538	€ 3.621.960	€ 2.963.422
Jaarlijkse operationele kosten voor een 3,7 MW batterij	€ 129.088	€ 90.549	€ 74.086

De jaarlijkse operationele kosten voor een batterij zijn geschat op ongeveer 2,5% van de totale investeringskosten (NREL, 2020). Deze bestaan geheel uit vaste operationele kosten; de variabele operationele kosten zijn verwaarloosbaar. De operationele kosten voor een 3.7 MW batterij zijn weergegeven in Tabel 4.

3.2 Uitbreiding 2: Vermeden netverzwaringlasten

Het doel van curtailment en het plaatsen van de batterij is het mogelijk maken van een kleinere netaansluiting. Door een kleinere netaansluiting wordt het net minder belast met capaciteitspieken en kan (mogelijk) voorkomen worden dat het net moet worden verzwared. Ten opzichte van de referentiesituatie, waarin de netaansluiting 74% van het piekvermogen beslaat, ontstaat dus een maatschappelijke baat. Deze baat wordt gecreëerd door de netaansluiting te verkleinen (curtailment). In de defaultsituatie voor de curtailmentcasus gaan we uit van een 37% netaansluiting ten opzichte van het piekvermogen.

De kosten van netverzwaring bij het inpassen van extra productiecapaciteit zijn niet eenduidig te bepalen. Afhankelijk van de specifieke situatie moeten er één of meerdere (hoger liggende) stations en netcomponenten worden verzwared bij het aansluiten van een

extra zonnepark. Bovendien is het erg locatie-specifiek hoeveel componenten van het net aangepast moeten worden en welke werkzaamheden precies moeten worden uitgevoerd. Per zonnepark zal dus een ander kostenplaatje gemoed zijn met de netverzwaring. Om toch tot een indicatie te komen, sluiten we daarom aan bij de getallen van Netbeheer Nederland (Netbeheer NL, 2019). In deze publicatie zijn algemene bandbreedtes en indicaties bepaald voor de investering in verschillende type stations en kabels. Deze kostenindicaties zijn bepaald in 2019. Sindsdien zijn de kosten nog flink gestegen, vanwege stijgende grondstofprijzen en arbeidskostenindexatie.

Tabel 5 - Investeringskosten netverzwaring Netbeheer NL

Investing per netvlak	Geschatte investering (€)	Vermogen (MW)	Investing per MW (k€/MW)	Jaarlasten (€/MW/jaar)
EHS/HS-station	100.000.000	500	200	€ 8.317
HS-kabel	25.000.000	500	50	€ 2.079
HS/MS-station	25.000.000	200	125	€ 5.198
MS-transportnet	1.000.000	20	50	€ 2.079
MS-net	1.000.000	5	200	€ 8.317
LS-net (40%)	100.000	0.25	400	€ 16.635

De geschatte investering en het bijbehorende vermogen zijn afkomstig van Netbeheer NL. Met een levensduur van 35 jaar en de maatschappelijke discontovoet van 2,25% leidt dit tot de geschatte jaarlasten per MW zoals berekend in de laatste kolom van Tabel 4. We gebruiken deze kengetallen om de financiële impact van een netverzwaring te alloceren aan het zonnepark in het model. Bij een zonnepark van 10 MWp opgesteld vermogen, rekenen we 10 MW van de netverzwaring toe aan het te plaatsen zonnepark.

Het is hiermee nog niet duidelijk welk type station wordt verzward. Bij een vermogen van 10 MW wordt een zonnepark tenminste aangesloten op een HS/MS-station, hetgeen zou leiden tot een netverzwarkingskost van € 5,198/MW/jaar. We nemen dit als ondergrens van de bandbreedte. Echter is het ook mogelijk dat door een verzwaring op het HS/MS-station, ook de bovenliggende stations, waar het HS/MS-station op aangesloten is, verzward moeten worden. In dit geval moet ook een EHS/HS-station worden opgewaardeerd, alsmede het transportnet tussen de twee stations (HS-kabel). Dit is de uiterste situatie waarin het aansluiten van één zonnepark ervoor zorgt dat alle bovenliggende structuur moet worden verzward in een kettingreactie. In dat geval alloceren we € 5.198 + € 2.079 + € 8.317 = € 15.595/MW/jaar aan het zonnepark. Dit is de bovengrens van de bandbreedte.

Het is echter niet op voorhand duidelijk waar de daadwerkelijke kosten van een netverzwaring zullen vallen in deze bandbreedte. In het model gaan we uit van de conservatieve benadering en houden we de ondergrens aan als default waarde.

3.3 Uitbreiding 3: CO₂- en luchtkwaliteitsbaten

Ten opzichte van de eerste versie van het Excel model en de bijbehorende toelichting in CE Delft, 2020 zijn ook CO₂-baten en luchtkwaliteitsbaten toegevoegd aan het model. Door zonne-energie in te zetten, worden over het algemeen andere productietechnieken verdrongen en daarmee mogelijk gas of koleninzet in centrales. In het gunstigste geval wordt bijvoorbeeld door zonne-energie, elektriciteit geproduceerd uit gas (of kolen) vervangen. Dit levert zowel broeikasgasreducties op, als een reductie in luchtvervuilende emissies. Het opwekken van zonnestroom gaat namelijk gepaard met vrijwel geen broei-

kasgas emissies en luchtvervuiling. Daarentegen gaat het opwekken van elektriciteit met fossiele brandstoffen of biomassa wel gepaard met uitstoot.

Om de hoeveelheid CO₂-reducties te bepalen, maken we gebruik van emissiefactoren. De emissiefactor geeft aan hoeveel kilogram CO₂ vrijkomt bij de productie van 1 kWh elektriciteit, met behulp van een bepaalde brandstof. In de KEV 2021 (PBL, 2021) zijn de CO₂-emissiefactoren per jaar bepaald op basis van de (geschatte) gemiddelde elektriciteitsmix in dat jaar.

Afhankelijk van het tijdstip op de dag kunnen CO₂-baten fluctueren. Wanneer de opwek van zonne-energie op zijn piek zit, namelijk wanneer de zon hoog staat, wordt er relatief veel zonne-energie op het net gezet, en is er minder energie nodig uit bijvoorbeeld de gascentrale. Daarentegen is er 's avonds en 's nachts minder zonne-energie beschikbaar en wordt er meer gas ingezet. Voor een zonnepark zonder batterij (of voor zon op dak en water) gebruiken we de gemiddelde emissiefactoren. Echter, een batterij slaat overdag stroom op en voedt dat in het net op een moment dat er geen zonne-energie wordt opgewekt 's avonds en 's nachts. Voor de teruglevering van de batterij gebruiken we daarom emissiefactoren die rekening houden met het feit dat er geen andere zonne-energie wordt gebruikt, en relatief meer fossiele brandstoffen. Deze emissiefactoren zijn daarom iets hoger.

Als er geen batterij beschikbaar is, zal het in de loop van de tijd steeds meer voorkomen dat op de piekmomenten zonne-energie andere zonne-energie verdringt omdat het gebruik van gascentrales afneemt en er steeds meer zonneparken worden ingezet. In dat geval is er geen marginale reductie meer. In het model houden we geen rekening met dit zogenaamde 'kannibaliseren': wel lopen de emissiefactoren sterk af richting 2030 omdat er steeds minder gascentrales en kolencentrales zullen worden ingezet.

De geschatte energiemix is beschikbaar voor de jaren 2020, 2025, 2030 en 2040. We bepalen de emissiefactoren in de tussenliggende jaren als een lineair interpolatie. Na 2040 gaan we ervanuit dat de emissiefactoren lineair teruglopen tot 0 in 2050, in het gunstige geval dat het doel van 100% hernieuwbare energie wordt behaald in 2050.

Tabel 6 - Elektriciteitsmix (KEV 2021) en CO₂-emissiefactoren

Brandstof	2020	2025	2030	2040
Aardgas	59,0%	29,1%	26,3%	16,2%
Kolen	6,1%	12,7%	0%	0%
Overig fossiel	3,2%	1,9%	0,4%	0,4%
Nucleair	3,4%	2,7%	2,3%	0%
Zon	6,6%	13,2%	16,2%	30,4%
Overig hernieuwbaar	19,7%	38,7%	53,2%	51,2%
Emissie factoren (kg CO₂/kWh)				
Bij geen zon	0,301	0,225	0,129	0,107
Totaal	0,251	0,208	0,094	0,046

Voor de luchtvervuilende stoffen ammoniak (NH₃), stikstof (NO_x), vluchtige organische stof (NMVOS), fijnstof (PM_{2,5}) en zwaveldioxide (SO₂) gebruiken we dezelfde methode. Op basis van de energiemix in de KEV 2021 (PBL, 2021) en emissiegetallen uit de Ecoinvent-database (zoals gedocumenteerd in (CE Delft, 2022)) zijn gemiddelde emissiekengetallen te berekenen voor de jaren 2019, 2025, 2030 en 2040. De tussenliggende jaren zijn lineair geïnterpoleerd, en wederom tot 2050 lineair teruggebracht naar 0. Tabel 7 geeft een overzicht van de gebruikte emissiefactoren.



Tabel 7 - Emissiefactoren luchtvervuilende stoffen, mg/kWh

Stof	2019		2025		2030		2040	
	Met zon	Zonder zon	Met zon	Zonder zon	Met zon	Zonder zon	Met zon	Zonder zon
NH ₃	0,82	0,86	1,23	1,42	0,80	0,96	0,36	0,51
NO _x	260,02	271,86	176,27	203,15	64,88	77,40	40,12	57,64
NMVOG	0,15	0,16	0,23	0,26	0,15	0,18	0,07	0,10
PM _{2,5}	21,16	22,12	20,82	23,99	16,52	19,71	18,92	27,18
SO ₂	92,94	97,17	79,05	91,10	3,16	3,77	2,29	3,29

De monetarisatie van de CO₂ en luchtkwaliteitsbaten is gebaseerd op de milieuprijzen, afkomstig uit het Handboek Milieuprijzen (CE Delft, 2017). Voor CO₂ zijn drie prijspaden te onderscheiden. CO₂-prijzen zijn bepaald in het WLO-hoog en WLO-laag scenario van PBL en CPB (CPB & PBL, 2015), en ook voor het ambitieuzere 2-gradenscenario is een CO₂-prijs bepaald. De CO₂-prijs stijgt elk jaar met 3,5%. In Tabel 5 zijn de (afgeronde) CO₂-prijzen voor 2015, 2030 en 2050 gepresenteerd. In het model passen we de prijzen aan aan het prijspeil 2020.

Tabel 8 - CO₂-prijspaden, €/ton CO₂

CO ₂ -prijs	2015	2030	2050
WLO-hoog	48	80	160
WLO-laag	12	20	40
2-gradenscenario	80	130	260

De milieuprijzen voor de overige luchtvervuilende stoffen zijn constant over de jaren en baseren we op het Handboek Milieuprijzen 2018 (CE Delft, 2017).

Tabel 9 - Milieuprijzen luchtervervuilende stoffen, €/kg

Stof	Milieuprijs, €/kg
NH ₃	€ 30,5
NO _x	€ 24,1
NMVOG	€ 2,1
PM _{2,5}	€ 79,5
SO ₂	€ 24,9

4 Resultaten

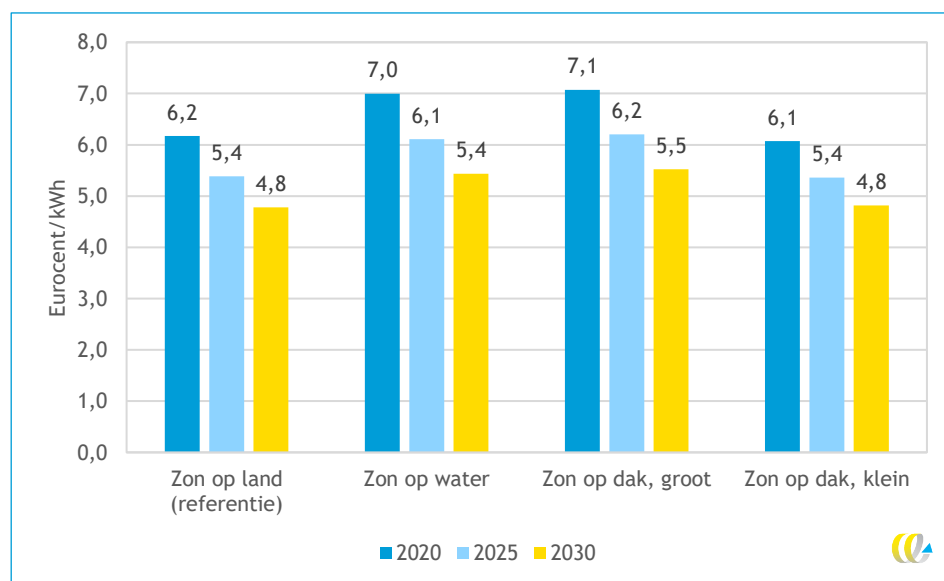
4.1 Overzicht van resultaten

In Figuur 3 presenteren we de resultaten van runs met de standaardwaarden van het model. De resultaten zijn uitgedrukt in de levelised cost of energy, dat wil zeggen, alle verdisconteerde kosten (en baten) per geleverde kWh. We laten achtereenvolgens de private LCoE zien, de maatschappelijke LCoE, en de resultaten van curtailment en batterijcasus bij zon op land.

Vanuit de businesscase

De resultaten vanuit de businesscase geven weer wat de private kosten zijn van een zon-pv-project. Hierin worden alle projectkosten meegenomen, maar maatschappelijke effecten worden buiten beschouwing gelaten. In Figuur 3 zijn de resultaten weergegeven. De LoOE neemt zichtbaar af door de tijd voor alle vier de toepassingen. Dit is te verklaren door leereffecten in de tijd; met name de afnemende investeringskosten en een verbeterde efficiëntie van de panelen, zodat meer kWh kan worden geleverd.

Figuur 3 - Levelised Cost of Energy, alleen private kosten



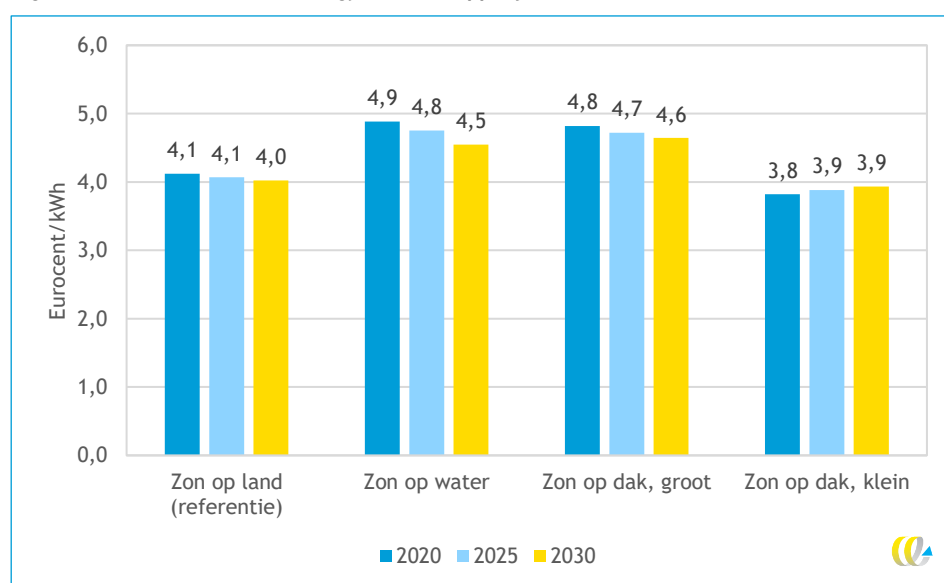
Vanuit maatschappelijke kosten

Vanuit het maatschappelijke perspectief nemen we ook alle externe effecten mee: CO₂ en luchtkwaliteitsbaten, vermeden stikstofdepositie, vermeden netverzwaringkosten, en visuele hinder voor omwonenden. De maatschappelijke baten komen in de vorm van besparingen en hebben zo een dempend effect op de LCOE. De maatschappelijke baten (vermeden CO₂ en luchtvervuiling, vermeden netverzwaring, en stikstofdepositie) zijn in de standaard situatie hoger dan de maatschappelijke kosten (visuele hinder). Er wordt in een standaard situatie uitgegaan van tien woningen in een straal van 1 kilometer en geen

vermeden stikstofdepositie. Door de netto maatschappelijke baten ontstaat een lagere 'kostprijs' dan vanuit het private perspectief.

Figuur 4 geeft de resultaten weer. De maatschappelijke kosten nemen licht af door de tijd, behalve voor zon op dak (klein). De reden hiervoor is dat ondanks de private kosten snel afnemen in de tijd (zie ook Figuur 3), de maatschappelijke baten niet opwegen tegen deze daling in private kosten: de CO₂- en luchtkwaliteitsbaten van zontoe toepassingen nemen af door een schonere energiemix in de toekomst (autonome ontwikkeling). Er wordt in de toekomst in mindere mate gas en kolen vervangen door een kWh zonnestroom. Voor de overige toepassingen geldt dat de private kosten relatief sneller stijgen ten opzichte van deze daling van maatschappelijke baten, waardoor de netto LCOE daalt.

Figuur 4 - Levelised Cost of Energy, maatschappelijke kosten

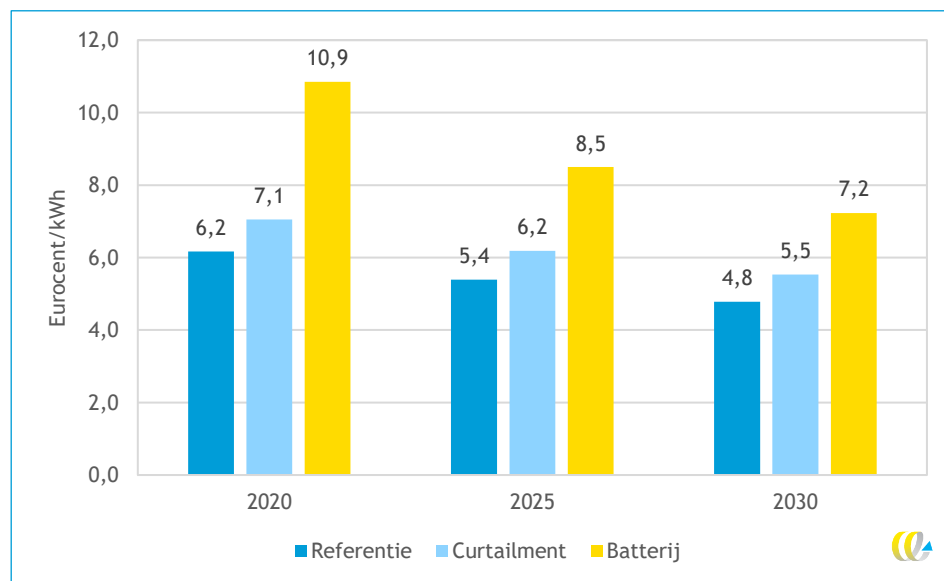


4.2 Uitkomsten van de casussen om netverzwaring te voorkomen

Voor zon op land hebben we twee extra casussen uitgerekend, zoals toegelicht in Hoofdstuk 3. In de referentie passen we een aftoppercentage van 74% toe. In de curtailmentcasus brengen we dit percentage terug tot 37%. Als laatst voegen we een 4-uursbatterij toe aan het zonnepark. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 4 en Figuur 5, vanuit het private en maatschappelijke perspectief respectievelijk.

Vanuit het private perspectief zijn het toepassen van extra aftoppen en een batterij duurder dan in de referentiecasis. Door het lagere aftoppercentage worden de kosten verdeeld over een verminderd aantal geleverde kWh, waardoor kosten per kWh hoger zijn. In het geval van de batterij komen ook de investerings- en onderhoudskosten van de batterij erbij. Wel nemen deze batterijkosten (over de tijd door leereffecten) relatief snel af tot 2030, waardoor het verschil met de referentiecasis in de tijd kleiner wordt.

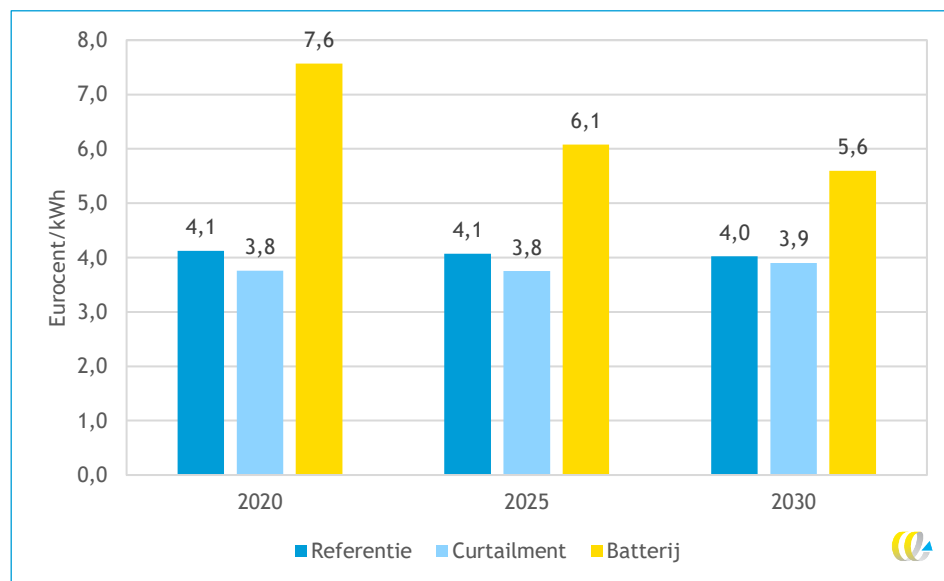
Figuur 5 - Resultaten opties vermijden netverzwaring, private kosten



Vanuit het maatschappelijk perspectief gezien levert het toepassen van curtailment een klein voordeel op voor de maatschappij. Dit voordeel wordt veroorzaakt door de vermeden netverzwaringskosten. Dat geeft aan dat er vanuit maatschappelijk perspectief een verdere aftopping van de aansluiting dan 74% te onderbouwen is op basis van deze kentallen-analyse.

De batterijcasus komt er in alle peiljaren duurder uit. Ondanks de teruglevering van kWh en bijbehorende extra maatschappelijke baten, wegen de kosten van de batterij (nog) niet op tegen de voordelen. Dit is geheel toe te schrijven aan de investeringskosten van de batterij: deze bedragen 4,5 €cent per kWh in 2020, 3 €cent in 2025 en 2,3 €cent in 2030. De vermeden netverzwaringskosten wegen daarbij niet op tegen de kosten van de batterij. In sterke congestiegebieden kan dit kantelpunt overigens eerder in zicht komen.

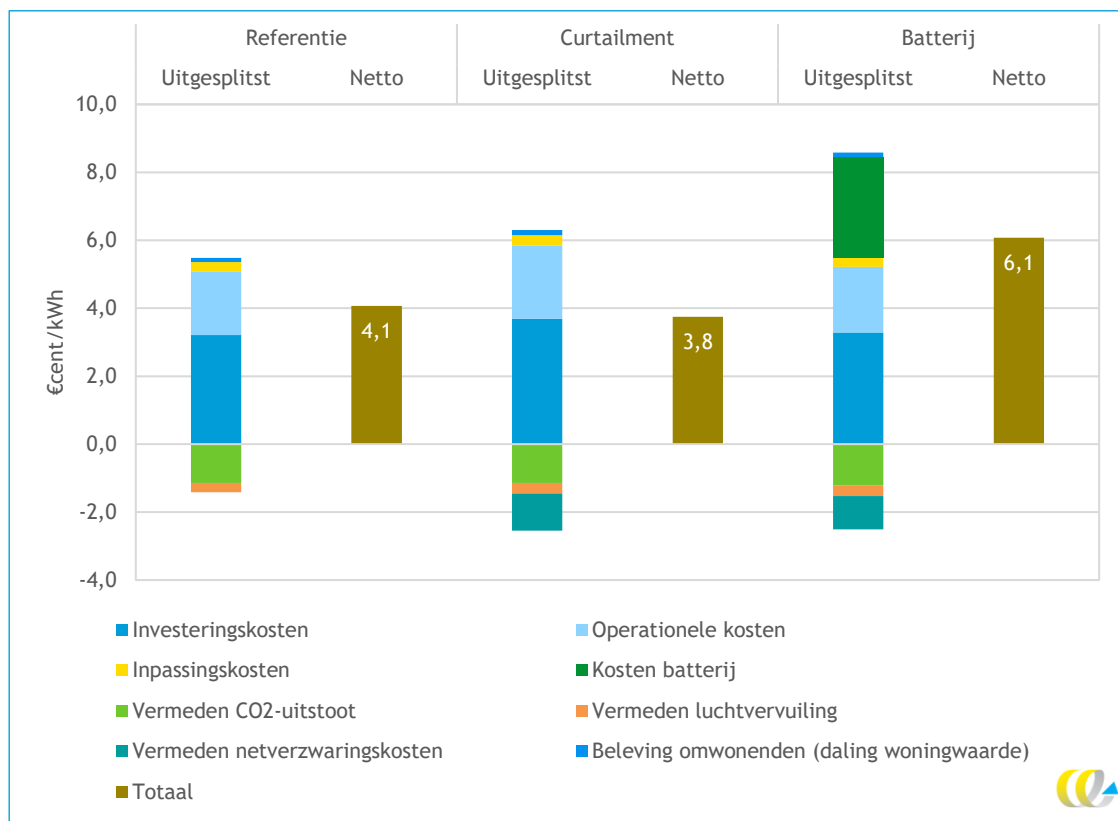
Figuur 6 - Resultaten opties vermijden netverzwaring, maatschappelijke kosten



4.3 Uitsplitsing LCOE

Tot slot kunnen we de LCOE uitsplitsen in de verschillende componenten die de netto LCOE bepalen. We geven hieronder het voorbeeld voor een zonnepark (op land) in 2025, inclusief de curtailment- en batterijcasus. Afgebeeld zijn de maatschappelijke componenten van de LCOE.

Figuur 7 - Zonnepark op land, 2025: Uitgesplitste componenten van de LCOE



In het bruin is de totale LCOE weergegeven. De staven links daarvan geven de uitsplitsing weer van de componenten waaruit deze bestaat. Hierbij zijn de maatschappelijke baten weergegeven als negatieve kosten (onder de 0-as). Hier is te zien dat in alle drie casussen dat de private kosten (investerings- en operationele kosten) een groot deel uitmaken van de LCOE. Vermeden CO₂-uitstoot en vermeden luchtvervuiling zijn de grootste baten, en in de curtailment- en batterijcasus geven ook de vermeden netverzwaringkosten baten. In de batterijcasus is te zien dat de kosten van de batterij het verschil maken met curtailment: door de hoge kosten van de batterij zelf (deels gecompenseerd met lagere private kosten per kWh) stijgt de LCOE van 3,8 naar 6,1 €/cent/kWh.

4.4 Onzekerheden en gevoeligheidsanalyse

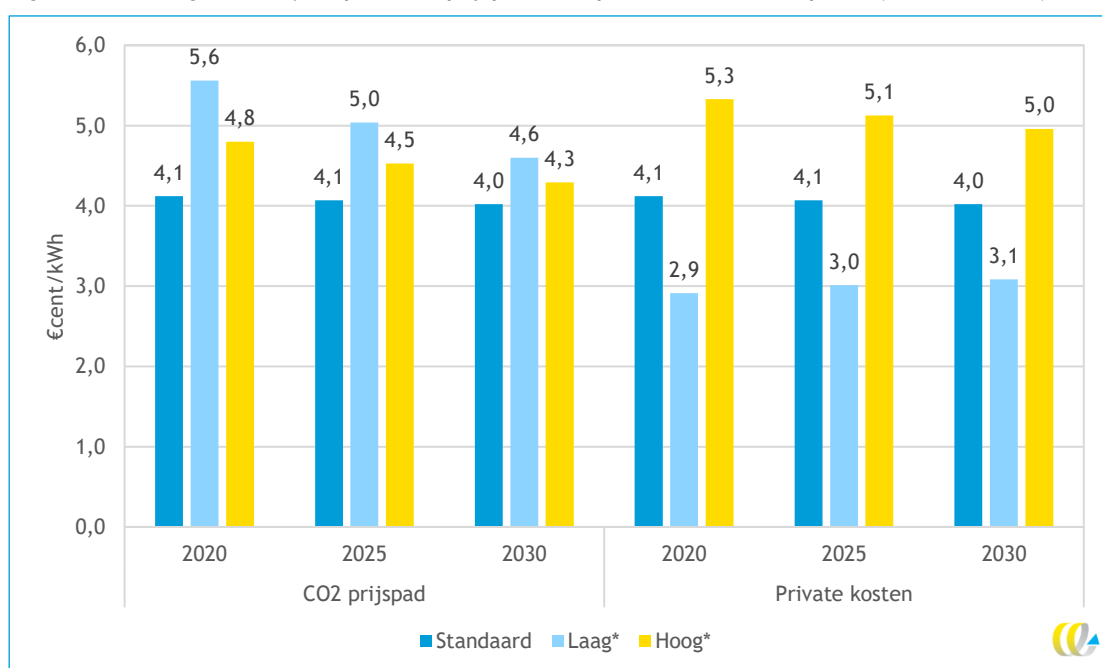
De hierboven gepresenteerde resultaten zijn uiteraard onderhevig aan enige onzekerheden. Om deze onzekerheden in beeld te brengen, voeren we enkele gevoeligheidsanalyses uit. Enkele parameters kunnen van grote invloed zijn op de resultaten, waaronder:

- **De CO₂-baten.** Er zijn drie CO₂-prijspaden mogelijk, welke de CO₂-baten evenredig beïnvloeden. In de standaard situatie gaan we uit van het 2-gradenscenario, met de hoogste CO₂-prijzen. Echter vergelijken we ook de twee WLO-scenario's, beide met lagere CO₂-prijzen. In deze scenario's zullen de CO₂-baten dus minder hoog zijn.
- **De private kosten.** Het blijft onzeker hoe de private kosten van een zon-pv-project zich gaan ontwikkelen in de toekomst. Door grondstoffen schaarste kunnen de prijzen hoog oplopen, terwijl tegelijk de techniek zich zo ontwikkelt dat de panelen goedkoper worden.

- **De batterijcasus.** Verschillende parameters in de batterijcasus zijn onderhevig aan onzekerheid:
 - De kosten van een batterij zijn erg onzeker. Daarom doen we ook een gevoeligheidsanalyse op de investeringskosten van de batterij.
 - Ook zijn de netverzwaringen erg onzeker. In de standaard situatie gaan we uit van de onderwaarde (verzwaring op een HS/MS-station), maar in de gevoeligheidsanalyse kijken we ook naar de resultaten als bovenliggende stations ook verzwakt moeten worden.

Voor de gevoeligheidsanalyse op de private kosten en op de batterijkosten geven we de LCOE weer bij een 20% hogere en lagere kosten. Figuur 8 geeft de resultaten weer.

Figuur 8 - Gevoeligheidsanalyse op het CO₂-prijspad en de private kosten, zon op land (referentiecasis)

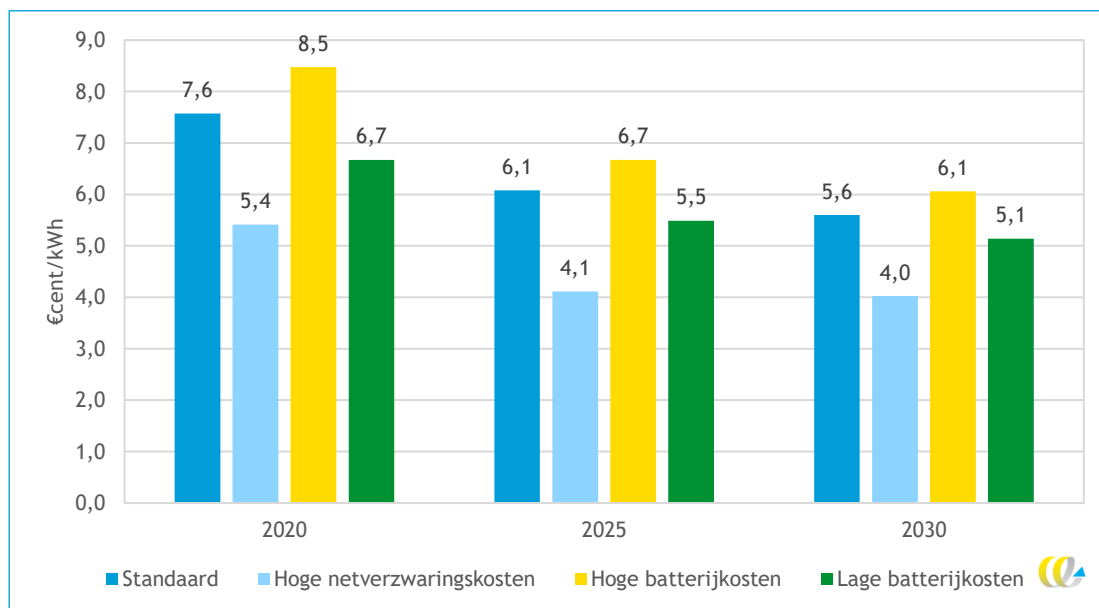


* Voor het CO₂-prijspad geldt dat laag staat voor WLO-laag en hoog voor WLO-hoog.

De gevoeligheidsanalyse laat zien dat het 2-graden prijspad zorgt voor de laagste LCOE. Dit komt omdat dit de hoogste prijs betreft: zowel de WLO-hoog als WLO-laag prijs zijn lager dan de 2-graden CO₂-prijzen. WLO-laag heeft de laagste CO₂-prijzen, waardoor de LCOE 0,6 tot 1,5 €cent per kWh hoger is, gezien lagere CO₂-prijzen zorgen voor een lagere waardering van de CO₂-baten. Voor de private kosten geldt dat hogere private kosten zorgen voor een bijna evenredige stijging in de LCOE, en vice versa voor lagere private kosten. Daarmee is de maatschappelijke LCOE ook erg gevoelig voor de hoogte van de investeringskosten en operationele kosten.



Figuur 9 - Gevoeligheidsanalyse op de batterijcasus, zon op land



Figuur 9 geeft de resultaten van de gevoeligheidsanalyse in de batterijcasus. We vergelijken de standaard situatie met hogere vermeden netverzwaringkosten, hogere batterijkosten (20%) en lagere batterijkosten (-20%). Hogere vermeden netverzwaringkosten in de bovenwaarde bedragen € 15,595 per MW per jaar ten opzichte van € 5,198 per MW per jaar in de referentiesituatie. Voor een zonnepark geplaatst in 2020 geldt dat de LCOE dan met 2,2 €cent daalt. Het verschil wordt kleiner voor parken die later worden gebouwd; in 2030 zorgt het voor 1,6 €cent verschil.

Ook hogere of lagere kosten voor de batterij zorgen voor een substantieel verschil in de LCOE. Bij 20% hogere batterijkosten stijgt de LCOE in 2020 naar 8,5 €cent/kWh. Ook in dit geval is de impact in latere jaren beperkter.

4.5 Conclusies

We kunnen concluderen dat in de referentiesituatie zon-pv-projecten maatschappelijk aantrekkelijk kunnen zijn: de maatschappelijke effecten zorgen ervoor dat de LCOE lager is dan wanneer alleen private kosten mee worden genomen.

Voor de opties om netverzwaring te voorkomen geldt dat een batterij bij een zonnepark nog niet maatschappelijk aantrekkelijker is dan een zonnepark zonder batterij. Daarvoor is de businesscase van de batterij nog te duur. Wel kan het lonen om curtailment toe te passen: de baten van vermeden netverzwaring kunnen opwegen tegen de kosten van het aftoppen van de productie.

Tot slot kunnen we stellen dat de maatschappelijke aantrekkelijkheid van de flexopties erg afhankelijk is van de verschillende kostencomponenten. Voornamelijk bij de kosten voor netverzwaring zit erg veel onzekerheid; elke situatie waarbij het net verzwart moet worden is uniek. Differentiatie van netkennalen naar regionale of congestiegebieden kan een volgende stap zijn om meer zicht te krijgen op de vraag of de (private) kosten van verschillende flexopties in combinatie met fluctuerend aanbod opwegen tegen extra besparingen van (maatschappelijke) netkosten.

5 Toelichting model als webtool

Het rekenmodel is toegankelijk gemaakt middels een web applicatie. Deze applicatie bestaat uit drie pagina's: een introductie, een invoerpagina en een uitvoerpagina. Hieronder worden de invoer- en uitvoerpagina toegelicht. De webtool is vrij toegankelijk via <https://tools.ce.nl/lcoe/>.

5.1 Invoer: definitie van de parameters

De invoerpagina is de plek waar het door te rekenen zon-pv-project kan worden gedefinieerd. De parameters zijn aan te passen, zodat een project kan worden aangepast naar eigen inschatting of kennis van de kosten en eventuele baten. De parameters zijn verder alvast zo ingevuld dat, als de parameters niet worden aangepast, er een 'typische' waarde uit het model komt.

5.1.1 Afbakening van de casussen

Het model is beschikbaar voor vier toepassing van zon: zon op land, zon op water, zon op grote daken, en zon op kleine daken. Verder is het mogelijk om het investeringsjaar in te stellen op 2020, 2025 en 2030. Het investeringsjaar heeft invloed op de op literatuur gebaseerde default waardes van de parameters, alsmede de geschatte CO₂- en lucht-kwaliteitsbaten over de levensduur van het project.

Bij zon op land kan 'flexopties meenemen' worden geselecteerd. In dat geval worden ook de curtailment en batterijcasus meegenomen in de berekening. Deze zijn vervolgens te vergelijken met een referentiecasis waarin een beperkte mate van curtailment wordt gehanteerd.

5.1.2 Technische parameters

De technische parameters definiëren het project in technische zin. De aan te passen parameters zijn als volgt:

- de omvang van het project in MWp;
- de oppervlakte van het project in hectare.

Geavanceerd:

- de vollast productiecapaciteit van de panelen in kWh/kWp;
- de levensduur van de omvormer(s);
- de productieafname van de panelen, i.e. de degradatiefactor;
- de netaansluiting ten opzichte van het piekvermogen.

Omvang van het project in MWp

De omvang van het project is gelijk aan het opgestelde piekvermogen. Het gaat hierbij om het vermogen van de zonnepanelen zelf. Het omvormervermogen stellen we altijd gelijk aan de netaansluiting.

Oppervlakte van het project in hectare

De oppervlakte van het project is gelijk aan de hoeveelheid grond-, water- of dakoppervlakte nodig is/gehuurd wordt voor het project. Samen met de omvang in MWp bepaalt deze parameter het vermogen per hectare. In het geval van zon op land is bijvoorbeeld het vermogen per hectare lager als er meer ruimte wordt gereserveerd voor ecologische functies en het inpassen van het park met bijvoorbeeld groene stroken.

Vollast productiecapaciteit van de panelen

De vollast productiecapaciteit geeft aan hoeveel kWh een paneel kan opwekken per opgestelde kWp.

Levensduur van de omvormers

De levensduur van de omvormer bepaalt na hoeveel jaren de omvormer moet worden vervangen. De omvormers moeten in veel gevallen vervangen worden voordat de levensduur van de panelen voorbij is.

Productieafname van de panelen

De productieafname van de panelen geeft weer in welke mate de productiviteit van de panelen afneemt, gemeten in een gemiddeld percentage per jaar.

5.1.3 Economische parameters

De economische parameters bestaan uit de te hanteren discontovoeten, en de economische levensduur van het op te stellen project. Deze zijn allen geavanceerde parameters:

- de reële WACC, voor de private LCOE;
- de maatschappelijke WACC, voor de maatschappelijke LCOE;
- de economische levensduur.

De reële WACC

De reële WACC geeft het vereiste rendement weer voor private investeerders. Dit bestaat uit een vereist rendement op eigen vermogen, en een vereist rendement op vreemd vermogen. De WACC kan verschillen per bedrijf.

De maatschappelijke WACC

De maatschappelijke WACC staat gelijk aan de maatschappelijke discontovoet, en geeft de gemiddelde voorkeur in tijd weer voor de maatschappij in het algemeen.

De economische levensduur

De economische levensduur geeft aan hoeveel jaren het zon-pv-project economisch rendabel is. Aangenomen wordt dat aan het einde van deze levensduur het project geen productie meer geeft, geen kosten meer maakt, en wordt ontmanteld (eventueel met een restwaarde en/of ontmantelingskosten). De levensduur in de tool is maximaal 40 jaar.



5.1.4 Private kosten

De private kosten zijn de kosten die de investeerder maakt om het zon-pv-project op te zetten en te onderhouden. Voor investeerders zullen dit bekende parameters zijn, maar voor andere doelgroepen zijn deze mogelijk minder makkelijk in te schatten.

De standaardwaarden zijn voor de drie investeringsjaren ingevuld, zodat zonder geavanceerde opties deze kosten ook goed kunnen worden doorgerekend.

De (geavanceerde) parameters bestaan uit drie categorieën, met daaronder uitgesplitste subcategorieën:

4. Investeringskosten

- investeringskosten van de panelen (€/kWp);
- onderconstructie en installatie (€/kWp);
- omvormers (€/kWp);
- projectkosten, leges, vergunning en dergelijke (€);
- hekwerk en afrastering (€);
- diversen en overige voorzieningen (€);
- civieltechnische kosten (€);
- aansluitkosten elektriciteitsnet (€/kWp);
- investeringskosten van de batterij (€);
- overige investeringskosten (€).

5. Operationele kosten

- onderhoudskosten van de panelen (€/jaar);
- huur of grondvergoeding voor de locatie (€/ha/jaar);
- OZB (€/kWp/jaar);
- variabele aansluit-/netkosten (€/kWp/jaar);
- meetdienst/brutoproduktiemeter (€/kWp/jaar);
- asset management (€/kWp/jaar);
- O&M (€/kWp/jaar);
- verzekering (€/kWp/jaar);
- beveiligingsdiensten (€/kWp/jaar);
- afdracht naar lokale partijen (€/jaar);
- profielkosten (onbalans) (€/jaar);
- operationele kosten batterij (% van investeringskosten batterij);
- reservering vervanging omvormer (€/kWp);
- overig (€/jaar);
- restwaarde van investeringen na einde levensduur (€);
- ontmantelingskosten na einde levensduur (€).

6. Inpassingskosten

- landschappelijke inpassingen: investering (% totale investering);
- landschappelijke inpassingen: jaarlijkse kosten (% totale onderhoudskosten per jaar);
- esthetiek: investering (% totale investering);
- esthetiek: jaarlijkse kosten (% totale onderhoudskosten per jaar).

Alle parameters kunnen afzonderlijk worden aangepast naar wens. De parameters staan standaard ingesteld op de literatuurwaarden zoals toegelicht in het voorgaande rapport (CE Delft, 2020). De waarden voor 2025 zijn berekend aan de hand van lineaire interpolatie tussen de kosten van 2020 en 2030.



5.1.5 Maatschappelijke effecten

De maatschappelijke effecten bestaan uit: visuele hinder van omwonenden, vermeden stikstofemissies, vermeden netverzwaringkosten, CO₂-baten en luchtkwaliteitsbaten.

De meeste worden op basis van het ontworpen zon-pv-project automatisch meegerekend. Een paar invoervelden zijn nodig in het geval van zon op land:

- visuele hinder: aantal huizen in de omgeving en eventueel de gemiddelde woningprijs in Nederland;
- vermeden netverzwaringkosten;
- stikstofbaten: oppervlakte onttrokken van intensieve veehouderij.

Visuele hinder

Een zonnepark zorgt voor visuele hinder in de omgeving. We benaderen de mate van visuele hinder kwantitatief door het schatten van de totale woningwaardedaling binnen een straal van 1 kilometer rondom het zonnepark. In de literatuur is aangewezen dat door de komst van een zonnepark, de woningwaarde in de omgeving met een paar procent daalt (2 à 3%), mogelijk nog meer bij het achterwege laten van aandacht voor esthetische en landschappelijke inpassing (tot 10%). Een uitgebreidere analyse van deze baten is te vinden in de voorgaande publicatie (CE Delft, 2020). Voor het bepalen van de hoogte van deze maatschappelijke kosten, zijn het aantal huizen in een straal van 1 kilometer rondom het zonnepark nodig.

Daarnaast is ook de gemiddelde woningprijs van belang. We gebruiken alléén de gemiddelde woningprijs van heel Nederland, en specificeren deze niet naar bepaalde regio's, gemeenten of wijken. Zouden we deze wel specificeren, dan zou er impliciet een voorkeur uitgaan naar zonneparken nabij wijken met goedkopere huizen: immers, bij lagere woningprijzen is ook de absolute woningwaardedaling (als percentage van de woningwaarde) lager. Deze impliciete voorkeur is niet wenselijk, en daarom waarderen we alle huizen in Nederland aan de hand van het totale gemiddelde. De gemiddelde woningwaarde in 2020 was ongeveer € 330.000⁵. De toekomstige waardes zijn moeilijk te voorspellen, en daarom stellen we in de standaard situatie voor 2025 en 2030 de waarde gelijk aan die van 2020. Deze is handmatig aan te passen in de tool.

Vermeden netverzwaringkosten

Zoals in Paragraaf 3.2 toegelicht, nemen we een conservatieve benadering en laten we de vermeden netverzwaringkosten staan op de onderwaarde, namelijk het verzwaren van een HS/MS-station. Deze waarde is aan te passen naar wens bij nadere inzichten.

Stikstofbaten

Als een zonnepark wordt gebouwd op een stuk grond waar voorheen intensieve veehouderij plaatsvond, kan het vervangen van de veehouderij door een zonnepark ervoor zorgen dat er minder stikstofdepositie plaatsvindt. Dit geldt alléén voor intensieve veehouderij, niet voor overige grondfuncties. Om deze te bepalen, is het van belang in te vullen welk percentage van de oppervlakte voor het zonnepark onttrokken is van intensieve veehouderij.

⁵ Volgens het CBS, zoals gerapporteerd in de dataset 'Bestaande koopwoningen; gemiddelde verkoopprijzen, regio' beschikbaar via statline <https://opendata.cbs.nl/#/CBS/nl/dataset/83625NED/table?ts=1652872919093>



5.2 Uitvoer: de resultaten

Na het invullen van alle parameters voor de gewenste toepassingen, worden de resultaten doorgerekend door op de knop 'berekenen' te drukken. Op het uitvoerblad worden de uitkomsten van de ingevulde casussen weergegeven in tabelvorm, en de kosten en baten die het resultaat bepalen worden weergegeven in grafiek.



6 Afbakening huidige model

Ter waarschuwing geven we tot slot mee dat deze tool niet de ‘volledige waarheid’ omvat. Niet alle mogelijke effecten kunnen met deze rekentool in beeld worden gebracht. Wat bijvoorbeeld niet in de huidige applicatie kan worden opgenomen zijn locatiespecifieke effecten, zoals het leveren van stroom aan industriegebieden, effecten op specifieke netgebieden (bijvoorbeeld met veel of weinig congestie) of andere combinatie-opgaven. We beperken ons in deze tool tot zon-pv-projecten zonder multifunctioneel ruimtegebruik. Effecten van het combineren van zon-pv met andere economische activiteiten kunnen daarom niet worden meegenomen. Daarnaast treden er mogelijk keteneffecten bij zon-pv-systemen op het gebied van biodiversiteit, mensenrechten en emissies op. Deze maatschappelijke kosten in de keten worden niet in de huidige tool meegenomen.

7 Bibliografie

Berenschot en Kalavasta, 2020. *MKBA inpassing zonne-energie: Maatschappelijke kosten-batenanalyse naar toekomstige inpassing van drie alternatieven voor opwek van zonne-energie*, sl: Enpuls.

CE Delft, 2017. *Handboek Milieuprijzen 2017*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2020. *Kosten zontoepassingen. Methode om private en maatschappelijke kosten te vergelijken*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2022. *Ketenemissies elektriciteit: Actualisatie elektriciteitsmix 2019*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2022. *Omslagpunt grootschalige batterijopslag*, Delft: CE Delft.

CPB & PBL, 2015. *Nederland in 2030 en 2050: Twee referentiescenario's*, Den Haag: Centraal Planbureau en Planbureau voor de Leefomgeving.

Fraunhofer ISE, 2018. *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. [Online] Available at: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf [Geopend 2020].

Netbeheer NL, 2019. *Basisinformatie over energie-infrastructuur*. [Online] Available at: https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf [Geopend mei 2022].

NREL, 2020. *U.S. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmark: Q1 2020*, Golden (CO): National Renewable Energy Laboratory (NREL).

PBL, 2020. *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020*. [Online] Available at: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf [Geopend 2020].

PBL, 2021. *Klimaat- en Energieverkenning 2021*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

RVO, 2020b. *Projecten in beheer SDE(+), peildatum 6 januari 2020*, <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/02/SDE%20plus%20-%20Projecten%20in%20beheer%20-%20januari%202020.xlsx>: RVO.

