

Mkba-zon op zee

Analyse kosten en baten van een
offshore-zonnepark

Mkba-zon op zee

Analyse kosten en baten van een offshore-zonnepark

Dit rapport is geschreven door:

Joukje de Vries, Lucas van Cappellen,
Rosalie Duffhues, Mona Khalif, Marieke Nauta en
Marieke Sanderse

Delft, CE Delft, Juli 2025

Publicatienummer: 25.250206.155

Opdrachtgever: Ministerie van Klimaat en Groene
Groeï

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

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de
projectleider Joukje de Vries (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 sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	5
1	Inleiding	7
	1.1 Achtergrond en aanleiding	7
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	7
	1.3 Afbakening	8
	1.4 Leeswijzer	12
2	Aanpak	13
	2.1 Methodiek	13
	2.2 Referentie: Configuratie netinpassing op zee	14
	2.3 Varianten	16
	2.4 Effecten en uitgangspunten	18
	2.5 Definitie referentieparken	20
3	Resultaat: Saldo mkba	23
4	Effecten op het energiesysteem	25
	4.1 Effect nationale energiesysteem	25
	4.2 Effect aanlandingslocatie	33
5	Financiële effecten	35
	5.1 Inleiding	35
	5.2 Investeringskosten	35
	5.3 Voorbereidingskosten	41
	5.4 Onderhoudskosten	44
	5.5 Aansluitkosten	46
	5.6 Productieopbrengsten	48
6	Indirecte financiële effecten	50
	6.1 Effecten op infrastructuur	50
	6.2 Effecten op regelbare centrales	55
	6.3 Arbeidsmarkteffecten	55
7	Externe effecten	58
	7.1 Inleiding	58
	7.2 Milieueffecten	58

	7.3 Grondgebruik	66
	7.4 Visuele hinder	67
	7.5 Economische effecten	68
	7.6 Leveringszekerheid	72
8	Conclusie en aanbevelingen	73
	8.1 Mkba-resultaat	73
	8.2 Conclusie en aanbevelingen	78
	Literatuur	81

Samenvatting

De Nederlandse overheid verkent de mogelijkheden van zon op zee als aanvulling op de hernieuwbare opwekplannen voor Nederland. In dit kader presenteren we met dit rapport een inventariserende maatschappelijke kosten-batenanalyse (mkba), waarin de maatschappelijke effecten van een investering in zon op zee worden meegenomen. We onderzoeken drie varianten. In alle gevallen wordt uitgegaan van twee zonneparken op zee van elk 714 MWp, samen goed voor 1,4 GWp, die in 2035 operationeel zijn.

- In variant 1 is zon op zee *additioneel* aan het toekomstige energiesysteem;
- In variant 2 komt zon op zee in plaats van nieuwe zon op land projecten;
- In variant 3 vervangt zon op zee (een deel van) nieuwe wind op zee projecten.

Resultaten

De uitkomst van de mkba geeft weer wat de totale maatschappelijke kosten en baten van de investering in zon op zee zijn ten opzichte van de referentie. Het verschil tussen de kosten en baten levert ofwel een positief (welvaartsverhogend) ofwel een negatief (welvaartsverlagend) saldo. In Tabel 1 hieronder staan de resultaten van de mkba, waarbij een bandbreedte is aangehouden tussen gunstige aannames voor zon op zee en ongunstige aannames voor zon op zee.

Tabel 1 – Overzicht mkba resultaat per variant

Variant	Gunstig scenario (€ mln)	Ongunstig scenario (€ mln)
1. Zon op zee additioneel	€ -385	€ -2.932
2. Zon op zee vervangt zon op land	€ 705	€ -2.097
3. Zon op zee vervangt wind op zee	€ -760	€ -2.991

Uit de analyse blijkt dat alleen variant 2 in het gunstige scenario tot een positief maatschappelijk saldo leidt. In deze variant levert zon op zee niet alleen hernieuwbare opwek, maar wordt ook kostbare ruimte op land vrijgespeeld. Dit leidt tot een positief welvaartssaldo van ruim 700 miljoen euro. Echter in het ongunstige scenario – met hogere kosten en minder ruimtewinst – is het saldo negatief. Dit benadrukt dat het succes van zon op zee in belangrijke mate afhankelijk is van de mate waarin het daadwerkelijk nieuwe veldgebonden zonneparken vervangt, en van de hoogte van de investeringskosten.

De twee andere varianten laten in zowel het gunstige als het ongunstige scenario een negatief welvaartssaldo zien. Bij additionele zon op zee (variant 1) zijn er wel baten in de vorm van extra hernieuwbare productie en emissiereductie, maar deze worden ruimschoots tenietgedaan door de hoge investeringskosten. Bij vervanging van wind op zee (variant 3) blijkt zon op zee minder efficiënt: per 1,4 GWp aan zon kan slechts circa 300 MW aan wind worden vervangen, wat de maatschappelijke kosteneffectiviteit in dit geval beperkt.

Onzekerheid over investeringskosten en netverzwaring

De verschillen in uitkomst en de hoogte van het saldo worden in sterke mate bepaald door de aannames over de meerkosten van zon op zee ten opzichte van andere technieken. In het gunstigste geval is zon op zee slechts 15 procent duurder dan zon op land, maar in het ongunstigste scenario loopt dat verschil op tot bijna 450 procent. De onzekerheid hierover is groot, mede doordat de techniek zich nog in de beginfase van ontwikkeling bevindt. Ook de omvang van netverzwaring op land speelt een rol. Wanneer zon op zee de noodzaak tot uitbreiding van het elektriciteitsnet op land vermindert, levert dat een aanzienlijke maatschappelijke besparing op, oplopend tot ruim 500 miljoen euro in het gunstige scenario.

Conclusies

Met deze resultaten lijkt zon op zee met name interessant wanneer het kan worden ingezet om te voorkomen dat er veel nieuwe zon op land projecten moeten worden gerealiseerd om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Op deze manier kan vooral maatschappelijk voordeel worden gehaald uit minder noodzaak tot netverzwaring, en het nuttig inzetten van de grond voor andere toepassingen. Het is van belang dat in beleidskeuzes rekening wordt gehouden met onzekerheden van o.a. de kostprijs en ruimtegebruik.

Vervolgstappen

Om de potentie van zon op zee verder te onderbouwen, is verdere concretisering en vervolgonderzoek van belang:

- **Concretisering van de kenmerken van zon op zee projecten is nodig.** Daarvoor zijn met name nieuwe en grootschaligere demonstratieprojecten noodzakelijk, zodat de kennisleemte kan worden gereduceerd.
- **Het doorrekenen van meer scenario's in het energiesysteem,** waarbij ook opschaling van zon op zee na 2035 wordt meegenomen, kan laten zien wat de gevolgen van meer inzet op zon op zee en opschaling van de techniek zijn.
- **Betere inschattingen van de investeringskosten** zijn nodig voor een robuust beeld. De schattingen lopen nu ver uiteen, vanwege de bedrijfsgevoeligheid van data en de ontwikkelingsfase waarin de techniek zich bevindt.
- **Uitgebreidere gevoeligheidsanalyses** kunnen laten zien hoe robuust de aannames en resultaten van de mkba zijn.

1 Inleiding

1.1 Achtergrond en aanleiding

De overheid zet in op een innovatieprogramma voor zon op zee. Dat betekent dat de potentie van het doorontwikkelen van deze nieuwe techniek wordt onderzocht. Onder zon op zee verstaan we zonneparken die drijven op het water of aan de zeebodem bevestigd zijn en worden aangesloten bij windparken buiten de kust. Verschillende ontwikkelaars in Nederland zijn bezig met de ontwikkeling van offshore zonneparken. Na een aantal pilots op binnenwateren is ook een eerste offshore-zonnepark opgestart (bron).

Het ontwikkelen van offshore zonneparken gaat gepaard met verschillende (maatschappelijke) kosten en baten. Zo komen er investeringskosten en operationele kosten bij kijken en leveren projecten elektriciteitsopbrengsten op. Echter zon-op-zee-projecten kunnen ook vanuit een maatschappelijk perspectief interessant zijn, bijvoorbeeld als het gaat om vermindering van CO₂-emissies, het voorkomen van dure netverzwaring, minder ruimtebeslag op land en het in de tijd matchen van vraag- en aanbodprofielen. Tot nu toe zijn die kosten en baten nog niet als geheel in beeld gebracht. In deze studie doen we een eerste inventarisatie van de verschillende maatschappelijke kosten en baten voor zon op zee in de vorm van een maatschappelijke kostenbatenanalyse (mkba).

1.2 Doel en onderzoeksvragen

Het doel van dit onderzoek is om de toegevoegde waarde van zon op zee inzichtelijk te maken en te onderbouwen. Zon op zee biedt ruimte voor een versnelling van de verduurzaming van de elektriciteitsvoorziening: de zee biedt fysieke ruimte, maar ook de geplande elektriciteitsinfrastructuur biedt ruimte voor het aansluiten van grote vermogens zon op zee en daarmee het beter benutten van bestaande infra.¹ Op land is er een tekort aan zowel ruimte als elektriciteitsinfrastructuur voor verdere uitrol. Deze toegevoegde waarde brengen we in kaart door middel van een maatschappelijke kosten-baten analyse (mkba). Samengevat staat in deze mkba de vraag centraal: wat zijn de maatschappelijke kosten en baten van zon op zee?

¹ Zo kan de capaciteit van het elektriciteitsnet met het delen van dezelfde kabels (cable pooling) gelijkmatiger worden benut doordat wind en zon een complementair productieprofiel hebben.

Deze studie betreft een inventarisatie van een beperkte uitrol van zon op zee. Technisch gezien kan deze als een eerste stap naar een mogelijke grootschalige uitbreiding worden gezien van het vermogen van zon op zee. Deze inventarisatie dient ertoe om inzichtelijk te maken welke kosten en baten samenhangen met het investeren in zon op zee, en welke ordergrootte deze effecten hebben. We rekenen drie verschillende varianten door:

1. Een vergelijking met het huidige energiesysteem (zon op zee additioneel).
2. Zon op zee ter vervanging van zon op land.
3. Zon op zee ter vervanging van wind op zee.

De verschillende varianten maken het mogelijk om te beoordelen in hoeverre zon op zee een aantrekkelijke aanvulling of juist een aantrekkelijke vervanger kan vormen in de relatie tot huidige plannen voor het energiesysteem op land en op zee. Verdere afbakening van de aannames over het energiesysteem worden behandeld in Hoofdstuk 3.

Een mkba is niet per definitie zaligmakend: alhoewel het mkba-saldo een goed overzicht geeft van de verschillende kosten en baten, is het ook een momentopname. Mogelijke leereffecten en schaalvoordelen zijn moeilijk te vatten in een momentopname. De mkba biedt wel een objectief inzicht in de verschillende aspecten die een rol spelen bij het bepalen van de toegevoegde waarde. Besluitvorming over zon op zee kan hierdoor geïnformeerd worden, maar wordt niet per definitie geleid door de uitkomsten van deze mkba.

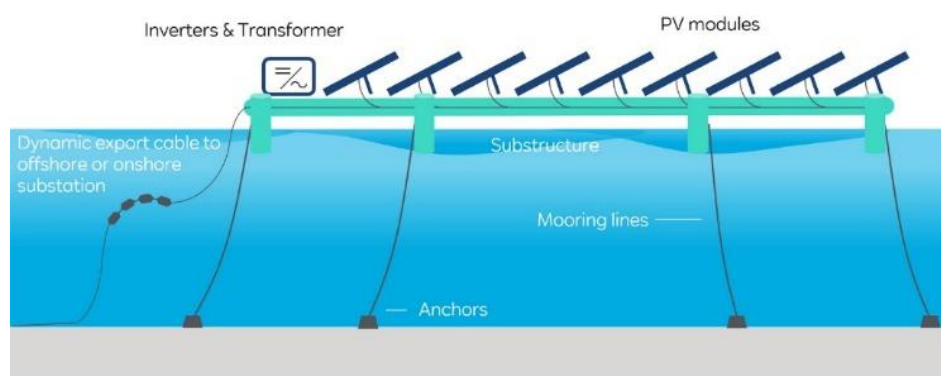
1.3 Afbakening

Afgelopen decennia is er flink ingezet op de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, om zo het elektriciteitssysteem CO₂-neutraal te maken. Niet alleen wereldwijd, maar ook in Nederland heeft dit geleid tot een snelle opschaling, leereffecten en snelle kostendaling in de gehele keten, naarmate de gehele wind- en zonproductieketen meer op elkaar ingespeeld raakt. Anno 2023 kwam al 48% van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen (CBS, 2024). Drijvende zonneparken worden op dit moment ontwikkeld met als doel het bieden van een oplossing voor de ruimtelijke beperkingen die het plaatsen van zonneparken op land met zich meebrengt (Kakoulaki et al., 2023). Zo zou dit in Nederland bijvoorbeeld betekenen dat de schaarse ruimte op land ingezet kan worden voor andere bestemmingen, zoals voor de woningbouw, natuur, recreatie of andere economische activiteiten.

Wereldwijd zijn er afgelopen jaren al op verschillende plekken drijvende zonneparken ontwikkeld. Deze zonneparken bevinden zich voornamelijk op rivieren, meren en dicht bij de kust; daar waar de wind- en golfcondities vrij gematigd zijn. De ontwikkeling van offshore zonneparken (verder van de kust) staat daarentegen nog in de kinderschoenen. Bestaande 'drijvende' zonneparken maken gebruik van twee soorten installatiesystemen (Shi et al., 2023):

1. Een systeem waarbij het zonnepark via pilaren vast wordt gezet aan de bodem, hierbij 'drijft' het park niet. Dit is voornamelijk (financieel) haalbaar voor zonneparken die niet in offshore gebieden met veel diepte worden geplaatst;
2. Een systeem waarbij de zonnepanelen op een drijvend platform ('ponton') worden bevestigd. Het platform wordt vervolgens via meerdere trossen en ankers vastgelegd aan de zeebodem. Hierbij kan gekeken worden naar zowel flexibele als vaste drijfstructuren; het zonnepark kan wel of niet flexibel meebewegen met de golfslag. Deze systemen worden op dit moment ook ontwikkeld en getest door ontwikkelaars van offshore zonneparken. Een voorbeeld van dit systeem is weergegeven in Figuur 1. In de mkba onderzoeken we enkel deze techniek.

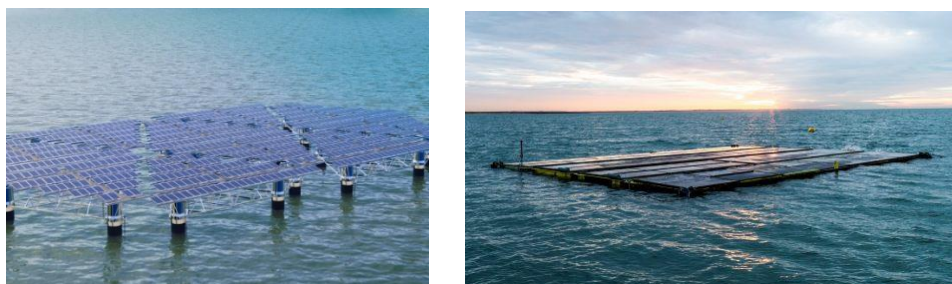
Figuur 1 – Voorbeeld van een drijvend offshore zonneparksysteem



Bron: RWE (2025)

Om een impressie te geven van hoe deze systemen er in de werkelijkheid uitzien, staan er een tweetal voorbeelden van drijvende zonneparken gepresenteerd in Figuur 2. Links is een platform van ontwikkelaar SolarDuck te zien. Deze functioneert als een drijvend eiland, waarop de zonnepanelen vervolgens zijn bevestigd. Aan de rechterkant is het zonnepark van Oceans of Energy te zien. Deze drijft direct op het wateroppervlak. Beide zonneparken worden via trossen, boeien en ankers bevestigd aan de zeebodem, zoals weergegeven in Figuur 1.

Figuur 2 – Voorbeelden concepten van offshore zonneparken

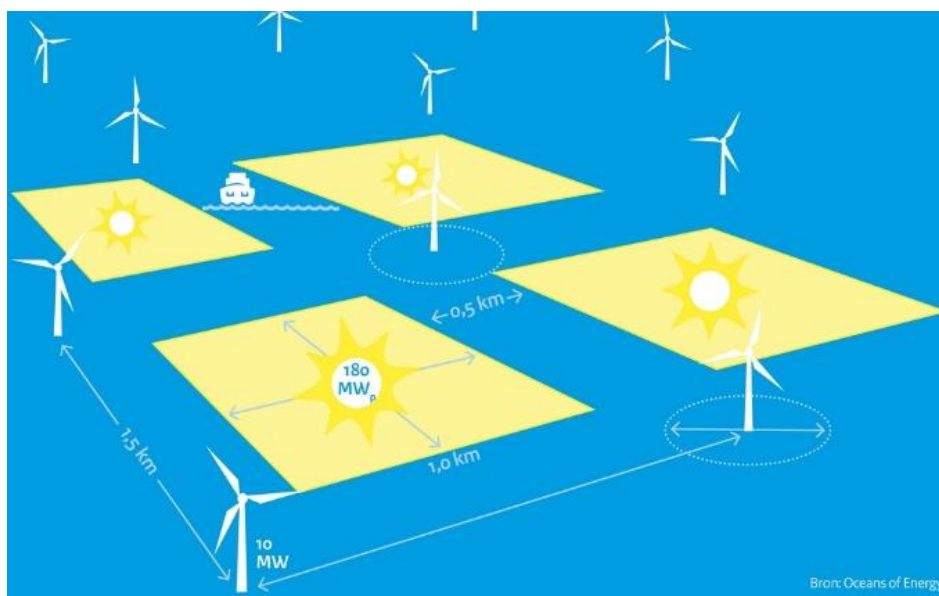


Bron: (Oceans of Energy, 2025a; SolarDuck, 2025)

Waar worden offshore zonneparken gerealiseerd?

Offshore zonneparken zullen - in lijn met Nederlands beleid omtrent de ontwikkeling van offshore windparken - geïntegreerd worden met bestaande of toekomstig te ontwikkelen offshore windparken. Het opwekprofiel van zon op zee is namelijk veelal complementair aan het opwekprofiel van wind op zee: hierdoor is het mogelijk om via bestaande infrastructuur meer elektriciteit te verplaatsen.² De jaarlijkse energieopbrengst gaat omhoog met een minimale toename in investeringen in infrastructuur. Een voorbeeld van de inpassing van zon op zee bij wind op zee is weergegeven in Figuur 3.

Figuur 3 - Integratie zon op zee met offshore wind

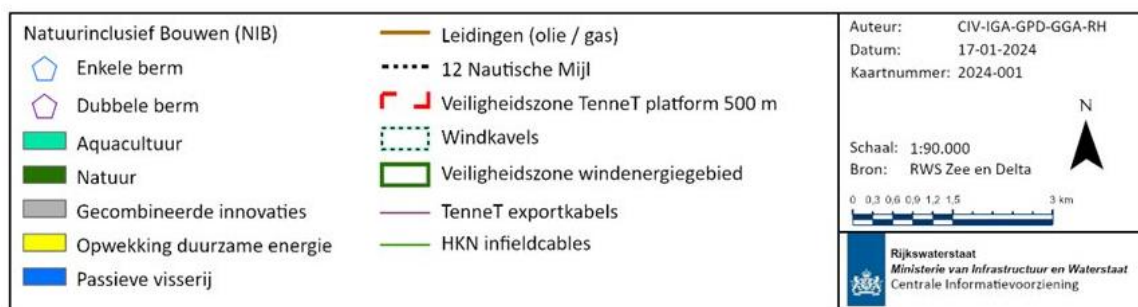


Bron: Noordzeeloket (2020) o.b.v. Oceans of Energy

² Als de wind waait, schijnt de zon meestal niet of veel minder. En andersom: op een zonnige dag in een hogedrukgebied waait het vaak niet. Het gevolg is dat de energieinfrastructuur niet altijd wordt gebruikt. Een windmolenpark op zee benut zo'n vijftig procent van de netaansluiting en een zonnepark slechts tien procent.

In de huidige plannen voor wind op zee wordt tevens rekening gehouden met het zogeheten ‘medegebruik’ van het park. In gebiedspaspoorten wordt ruimte tussen de windturbines gereserveerd voor andere activiteiten, zoals aquacultuur, natuur, opwek van duurzame energie, visserij, etc. In Figuur 4 staat het gebiedspaspoort, met de mogelijkheden voor medegebruik, van windenergiegebied Hollandse Kust (noord). De ontwikkeling van zon op zee zou plaats kunnen vinden in het gele vlak; hier is ruimte gereserveerd voor de opwek van duurzame energie.

Figuur 4 - Medegebruik windenergiegebied Hollandse Kust (noord)



Bron: Noordzeeloket (2025b)

Voor de aanlanding van de geproduceerde energie zal zon op zee gebruik maken van de bestaande infrastructuur. De aansluiting van het offshore-zonnepark op het bestaande converterstation³ kan op twee manieren gerealiseerd worden:

1. Een directe kabel van het offshore-zonnepark naar het offshore-converterstation. Hierbij gaat het om een 'vast' offshore-zonnepark, waarbij alle zonnepanelen uit het park direct aan elkaar zijn gekoppeld en het park één groot areaal beslaat. Het park bestaat uit meerdere losse modulaire platformen, die direct aan elkaar gekoppeld kunnen worden.
2. Een andere optie is dat de zonneparken via een elektrische kabel bij windturbines aangesloten worden. De elektriciteit wordt dan via de bekabeling van de windturbines naar het converterstation getransporteerd. Hierbij gaat het om een 'opgesplitst' offshore-zonnepark, bestaande uit meerdere 'kleine losse' zonneparken die op windturbines worden aangesloten.

Afbakening mkba

Op dit moment wordt in Nederland de integratie met offshore wind gezien als meest realistische optie om zon op zee te ontwikkelen. In deze mkba richten wij ons dan ook enkel op de realisatie van offshore zonneparken in de nabijheid van offshore windparken; mogelijke ontwikkelingen rondom 'losliggende' zonneparken laten we buiten beschouwing.

Hierbij gaan we ervanuit dat de offshore windparken gerealiseerd worden, onafhankelijk van de ontwikkeling van zon op zee; de Nederlandse overheid ziet zon op zee als een aanvulling op wind op zee. De baten van zon op zee voor offshore windparken, zoals de gedeelde infrastructuurkosten (kabels offshore naar onshore), kosten voor converterplatformen op zee, projectkosten en dergelijke, worden in deze mkba daarom buiten beschouwing gelaten.⁴

1.4 Leeswijzer

De rest van dit rapport is opgesteld als volgt: in Hoofdstuk 2 gaan we in op de methodiek en aanpak van deze mkba. Vervolgens presenteren we het eindsaldo van de mkba in Hoofdstuk 3. In Hoofdstuk 4 bespreken we de resultaten van de energetische doorrekening, oftewel het effect van een investering in zon op zee op het Nederlandse energiesysteem. In Hoofdstuk 5 en 6 behandelen we alle directe en indirecte financiële effecten die meegenomen worden in de mkba. In Hoofdstuk 7 komen de externe effecten, zoals effecten op CO₂-emissies en ruimtelijke effecten, aan bod. In Hoofdstuk 8 sluiten we af met de conclusies en aanbevelingen.

³ Deze converterstations zorgen ervoor dat de elektriciteit gegenereerd op zee, via bijvoorbeeld offshore windturbines, omgezet wordt van wisselstroom (AC) naar gelijkstroom (DC) bij lange afstanden tot de kust (>100KM). Via elektrische kabels wordt de elektriciteit vervolgens aangeland.

⁴ Deze kosten worden gezien als 'verzonken': Deze kosten worden onafhankelijk van investeringsbeslissingen rondom zon op zee gemaakt en zijn daarom niet relevant voor zon op zee.

| 2 Aanpak

2.1 Methodiek

We brengen in dit onderzoek de kosten en baten van zon op zee in kaart aan de hand van een maatschappelijke kosten en baten analyse (mkba). Een mkba is een evaluatie-instrument, welke alle voor- en nadelen van een investering of beleidsmaatregel voor de maatschappij als geheel in kaart brengt. Hiermee kan besluitvorming worden ondersteund. Voor het opstellen van een mkba is de Algemene Leidraad beschikbaar (CPB & PBL, 2013). De Algemene Leidraad is de basis voor alle mkba's in Nederland. Deze leidraad beschrijft de minimale eisen waaraan een mkba moet voldoen en is bedoeld voor alle beleidsterreinen. We gebruiken in dit rapport de uitgangspunten van deze Leidraad.

Het startpunt van een mkba is het inschatten van de volume-effecten van een project of maatregel. Daarbij worden alle mogelijke effecten in kaart gebracht en waar mogelijk ook gekwantificeerd en gemonetariseerd (in geld uitgedrukt). De mkba vergelijkt de effecten van verschillende beleidsopties met een referentiesituatie of referentiescenario (nulalternatief), die beschrijft hoe de situatie zich zonder beleidsmaatregelen zou ontwikkelen. Dit alternatief beschrijft hoe de situatie (de problematiek) zich in de toekomst ontwikkelt volgens vastgesteld beleid, zonder maatregelen te nemen. De verschillen met het projectalternatief kunnen beschouwd worden als de effecten die in de mkba zijn bepaald. Dit maakt dus een zorgvuldige invulling van de referentiesituatie cruciaal. Alle effecten worden vergeleken en afgezet tegen het referentiescenario. De uitkomst van de mkba, het saldo van alle kosten en baten, informeert dus of de maatregel maatschappelijke gezien voordeliger of nadeliger uitpakt dan het referentiescenario.

De uitkomst van een mkba is een saldo van maatschappelijke baten en lasten: deze kan positief (welvaartsverhogend) of negatief (welvaartsverlagend) zijn, ten opzichte van de referentiesituatie. Deze uitkomst geeft dus weer wat over de levensduur van het geanalyseerde alternatief het effect is op de welvaart. Hieruit kan dus een conclusie getrokken worden of het maatschappelijk gezien loont om te investeren in het beleidsalternatief. Echter geeft het saldo geen potentiële subsidielast of iets dergelijks weer, daarvoor is de mkba als instrument minder geschikt. Het resultaat kan beleidsmakers helpen bij het vergelijken van beleidsopties, het prioriteren van investeringen en het legitimeren van keuzes richting politiek en publiek. Een mkba presenteert echter geen pasklare beslissing: het is een hulpmiddel, geen vervanging van politieke afwegingen.

Verder kan een mkba beperkt zijn als niet alle effecten goed te kwantificeren of waarderen zijn, zoals culturele of sociale effecten. Tot slot is de uitkomst gevoelig voor aannames, waardoor voorzichtigheid geboden is bij het trekken van harde conclusies.

2.2 Referentie: Configuratie netinpassing op zee

Over het algemeen zijn er twee mogelijkheden voor het aansluiten van een windpark op zee: aansluiting op een converterstation, of op individuele windturbines. Beide opties worden hierna toegelicht.

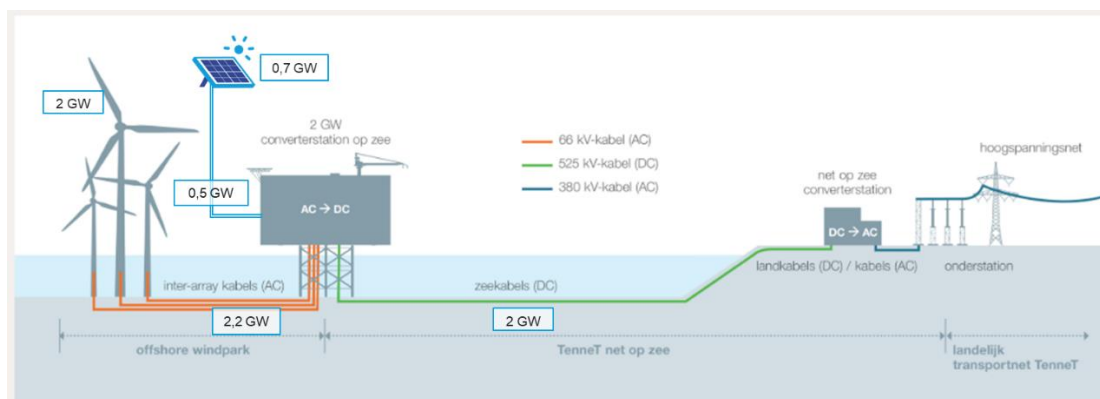
Aansluiting op 2 GW converterstation

TenneT sluit toekomstige windparken aan met een standaard oplossing: een 2 GW converterstation op zee (TenneT, 2025). Op zo'n station zijn er 28 velden beschikbaar met een vermogen van 100 MW. TenneT kan maximaal 2 GW transporteren naar de kust, dat is de limiterende factor. Het maximale opgestelde vermogen van wind op zee is echter 2,3 GW en er kan dus door de ontwerper enige overplanting plaatsvinden. Op het converterstation zijn 22 velden gereserveerd voor het windpark en 6 velden zijn beschikbaar. Deze kunnen gecontracteerd worden door het windpark, of externe partijen zoals een zonnepark op zee.

Er is dus 500 MW aansluitcapaciteit beschikbaar voor het zonnepark. We gaan hierbij uit van enige overplanting, namelijk een aansluitvermogen van 70%. Dit betekent dat op de aansluiting van 500 MW in totaal bijna 715 MW opgesteld vermogen zon-pv geplaatst wordt.

In Nederland wordt tussen 2029 en 2032 in totaal 7 van deze converterstations in gebruik genomen. Dit geeft al een maximaal potentieel van 5 GW zon op zee, gebaseerd op beschikbare aansluitcapaciteit in het voor zon op zee meest gunstige uitrolscenario. Tussen 2030 en 2050 zijn er grotere ambities voor windenergie en bijbehorende infrastructuur, wat daarmee op het potentieel voor zon op zee capaciteit verhoogt.

Figuur 5 – Visualisatie van inpassing op zee van TenneT met aanpassing door CE Delft voor zon op zee.



Bron: (TenneT, 2025)

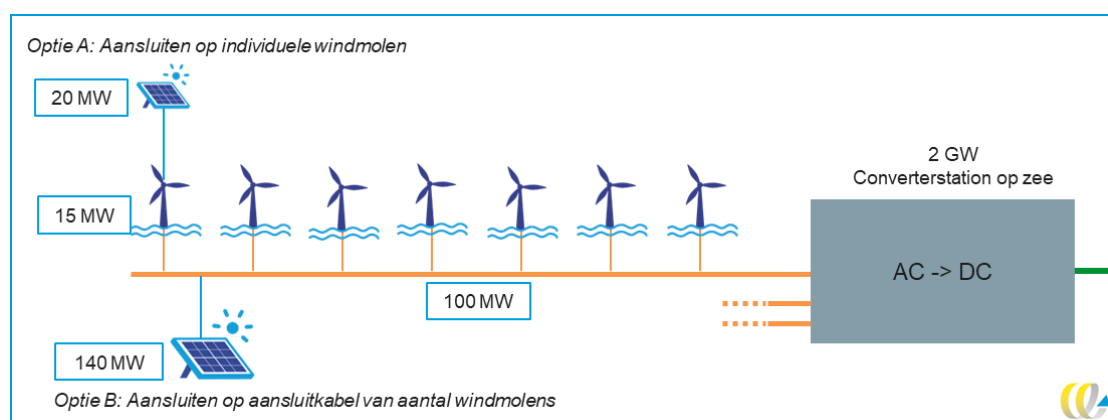
Aansluiting bij windturbines

Een andere optie is het aansluiten van kleinere zonneparken op zee direct op de windturbines of bijbehorende aansluitkabel. De twee opties daarbij zijn:

1. Op een WTG-fundering van een individuele windmolen van bijvoorbeeld een zonnepark van 20 MW.
2. Op een aansluitkabel van één veld (100 MW) op het converterstation. Met overplanting betekent dit ongeveer 140 MW zon op zee.

Hiermee neemt het potentieel sterk toe ten opzichte van een aansluiting op de vrije velden op het converterstation. Hiermee kan ongeveer maximaal 2,8 GW zon op zee aangesloten worden, als er op elke kabel en/of windmolen volledig vermogen zon op zee gerealiseerd wordt.

Figuur 6 – Visualisatie van aansluiten zon op zee op A) individueel platform van windmolen of B) kabel van 100 MW voor aansluiten aantal windturbines



Uitgangspunt in de mkba

In deze mkba gaan we uit van aansluiting op een 2 GW converterstation. Daarbij wordt het zonnepark integraal aangesloten op het converterstation, en niet individueel op windturbines. De kosten voor de aanleg van deze 2 GW kunnen worden gezien als '*verzonken kosten*' (sunk costs). De *verzonken kosten* zijn al gemaakt en hebben geen invloed op de toekomstige kosten en baten van een project. Ze zijn dus niet relevant voor de beslissing of een zon-op-zee-project maatschappelijk gezien de moeite waard is om door te zetten. Anders gezegd: we nemen de kosten van deze infrastructuur op in het referentiescenario.

2.3 Varianten

Zoals beschreven zetten we de investering in zon op zee af tegen een relevant referentiescenario. Er zijn verschillende alternatieve varianten mogelijk. We selecteren in deze mkba drie varianten:

1. Zon op zee is additioneel aan het huidige energiesysteem.
2. Zon op zee vervangt zon op land.
3. Zon op zee vervangt wind op zee.

In alle drie de varianten wordt uitgegaan van twee offshore zonneparken van elk 700 MWp, die in 2035 operationeel zullen zijn. De varianten gaan uit van in totaal 1.400 MWp (1,4 GWp) aan zon op zee plaatsen in 2035. Met een aansluitpercentage van 70% van het nominale productievermogen komt dat effectief neer op een totale aansluiting van 1 GWp. We beschouwen deze investeringen als eenmalig: eventuele uitbreidingen voor zon op zee zijn in deze mkba niet meegenomen. Hiermee concentreren we ons op de kosten en baten van een enkele investering. De mkba kan uitdrukkelijk **niet** gezien worden als beleidsalternatief waarin ingezet wordt op grootschalige doorontwikkeling van zon op zee.

Hierna beschrijven we kort de drie projectvarianten. In de basis gaan we daarnaast uit van één gezamenlijk referentiescenario wat betreft het energiesysteem en de ontwikkeling daarvan richting 2050. Verdere toelichting op het model voor het energiesysteem is te vinden in Hoofdstuk 3.

Variant 1: Zon op zee additioneel

In deze variant gaan we ervanuit dat het referentiescenario gelijk blijft, in de zin dat de overige ontwikkelingen ongewijzigd blijven, zoals de groei van zon op land, wind op zee en andere hernieuwbare energiebronnen. We gaan ervanuit dat er bovenop de ongewijzigde referentie extra capaciteit aan zon op zee wordt bijgeplaatst. Dat betekent dat de hoeveelheid hernieuwbare opwek in Nederland wordt uitgebreid.

Dit kan gevolgen hebben voor de inzet van regelbare gascentrales, het gebruik van elektrolyzers en van batterijen om ervoor te zorgen dat deze extra opwek ingepast kan worden in de energiemix vanaf 2035. Deze effecten op het bredere energiesysteem worden meegenomen. Wat betreft maatschappelijke effecten geldt in deze variant dat in de referentie geen extra investeringen worden gedaan. Effecten als investeringskosten en elektriciteitsopbrengsten worden dus allemaal vergeleken met een effect van ongewijzigd beleid.⁵

Variant 2: Zon op zee vervangt zon op land

In de variant waarbij zon op zee in de plaats komt van nieuw te ontwikkelen zon op land, gaan we ervanuit dat er eenzelfde hoeveelheid productie van hernieuwbare energie plaatsvindt, maar met een specifieke productieverhuizing van een deel van zon op land naar zon op zee.

NB: Bestaande zon op land wordt niet vervangen, maar we gaan ervanuit dat de plannen voor uitbreiding van zon op land (deels) wordt vervangen door zon op zee. Ook deze verhuizing kan effect hebben het bredere energiesysteem, zoals op de inzet van regelbare gascentrales en elektrolyzers en batterijen. In deze variant wordt voor elk effect *het verschil* met de referentie (minder zon op land) bepaald. Voor investeringskosten betekent dat bijvoorbeeld dat we de meerkosten ten opzichte van zon op land bepalen, uitgaande van de situatie waarbij de investering een vergelijkbare energieproductie oplevert. Ook voor de ruimtelijke inpassing maken we dus hier een 'verschillenanalyse'.

Variant 3: Zon op zee vervangt wind op zee

Variant 3 gaat uit van het vervangen van een deel van nieuw te ontwikkelen wind op zee door zon op zee. (Een deel van) een offshore-windpark wordt dan vervangen door een zonnepark. We gaan ervan uit dat het windpark is aangesloten op een standaard offshore-substation, en dat het vervangen van een aantal windturbines ertoe leidt dat de productie van het zonnepark tot meer gebruik van de kabelcapaciteit leidt door een verschillend opwekprofiel van zon en wind. De totale productie met zon op zee en in de referentie blijft daarbij vergelijkbaar. Ook hier bepalen we de effecten door middel van de meerkosten ten opzichte van de referentie. Er zijn bijvoorbeeld minder investeringskosten nodig voor windturbines, en meer investeringskosten voor het zonnepark. Het verschil tussen beide bepaalt het welvaartseffect.

Gunstige en ongunstige aannames

Bij de berekening van de welvaartseffecten en het mkba-saldo, gaan we steeds uit van een 'gunstig'- en 'ongunstig'-scenario. Dat betekent dat we voor de meeste effecten een bandbreedte aanhouden van kosten of aannames. Die kunnen ofwel voordelig (gunstig) voor zon op zee uitpakken (bijvoorbeeld relatief lage investeringskosten ten opzichte van zon op land) ofwel negatief (ongunstig) uitpakken voor zon op zee (bijvoorbeeld relatief

⁵ Voor het gemak hebben we deze kosten en baten van het referentiescenario op nul gezet, om de analyse enigszins te beperken.

hoge investeringskosten ten opzichte van zon op land). ‘Gunstig’ en ‘ongunstig’ gebruiken we dus consequent om aan te duiden of dit voor zon op zee, de techniek waar we op focussen, voordelig of nadelig uitpakt. In het uiteindelijke saldo presenteren we alle gunstige aannames in één scenario, en alle ongunstige aannames in een ander scenario. We stapelen de aannames dus tot een uiterst gunstig, en uiterst ongunstige versie van het mkba-saldo. Daarmee laten we de volledige range zien van uitkomsten, die de uiterste onder- en bovenwaarde van het mkba-saldo laten zien.

2.4 Effecten en uitgangspunten

In de maatschappelijke kosten-batenanalyse vergelijken we verschillende opties voor de uitvoering van een project. In dit rapport vergelijken we de drie varianten zoals hiervoor beschreven, ten opzichte van een nulalternatief/referentiescenario (geen zon op zee). Voor elk van deze varianten bepalen we de kosten en baten in het kader van het *brede welvaartsbegrip*.⁶ In de mkba monetariseren we zoveel mogelijk effecten (in geld uitgedrukt). De effecten die niet gemonetariseerd kunnen worden, worden kwalitatief benoemd en met PM (Pro Memorie) in de resultaten aangeduid. Waar mogelijk geven we aan of het PM-effect positief of negatief is. In Tekstkader 1 geven we de belangrijkste economische uitgangspunten weer.

Tekstkader 1 – Uitgangspunten maatschappelijke kosten-batenanalyse

- De looptijd van de analyse is van 2030 tot 2050. De kosten en baten worden uitgedrukt in prijspeil 2024. We nemen als uitgangspunt dat de investeringen in 2030-2034 plaatsvinden, het project is in 2035 gerealiseerd en operationeel. In principe hebben zonneparken een langere levensduur (25 à 30 jaar). Echter beperkt de energetische modellering zich tot het jaar 2050. Daarom nemen we een kortere periode in beschouwing. Deze gegevens dienen daarom gezien te worden als een eerste indicatie (quick scan)
- De resultaten worden gepresenteerd als contante waarde over de looptijd van de analyse. Hierin gebruiken we een discontovoet van 2,25%, conform de Algemene Leidraad voor mkba's en naar advies van de Werkgroep Discontovoet.
- We beperken ons in de analyse tot de effecten op de Nederlandse welvaart. Effecten in het buitenland worden niet meegenomen.

⁶ [Brede Welvaart - CBS](#)

In de maatschappelijke kosten-batenanalyse maken we onderscheid tussen directe, indirecte en externe effecten:

- **Directe financiële effecten** zijn de directe kosten en opbrengsten voor de exploitant van het offshore-zonnepark. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om de investeringskosten (CAPEX), operationele kosten (OPEX), en opbrengsten van de elektriciteit.
- **Indirecte financiële effecten** zijn een afgeleide van de directe effecten en werken door op andere markten. Voorbeelden hiervan zijn werkgelegenheid, effecten op de woningmarkt en effecten op bestedingen.
- **Externe effecten** zijn (door de exploitant) onbeoogde effecten op derden. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om hinder die omwonenden kunnen ondervinden, milieu-effecten en effecten op andere economische activiteiten.

De meegenomen welvaartseffecten zijn in Tabel 2 op een rij gezet. Daarnaast wordt in de tabel weergegeven of de resultaten samenhangen met de energetische doorrekening en hoe de effecten in de mkba worden beoordeeld (kwalitatief/kwantitatief). In de volgende hoofdstukken worden de doorrekening en alle effecten in detail toegelicht.

Tabel 2 – Overzicht maatschappelijke effecten

mkba-post	Effect	Link met energetische doorrekening	Beoordeling in mkba
Direct effect	Investeringsen en onderhoud in technologie	X	Kwantitatief €
	Opbrengsten elektriciteit	X	Kwantitatief €
	Aansluitkosten	X	Kwantitatief €
	Projectkosten		Kwantitatief €
Indirect effect	Arbeidsmarkt		<i>Kwalitatief</i>
	Investeringsen in infrastructuur	X	Kwantitatief €
	Kosten productie waterstof	X	Kwantitatief €
Extern effect	Leveringszekerheid	X	<i>Kwalitatief</i>
	CO ₂ -emissies	X	Kwantitatief €
	Luchtemissies	X	<i>Kwalitatief</i>
	Biodiversiteit		<i>Kwalitatief</i>
	Landgebruik	X	Kwantitatief €
	Visuele hinder	X	Kwantitatief €
	Economische activiteiten (zee)		<i>Kwalitatief</i>

2.5 Definitie referentieparken

Bij de bepaling van met name de financiële effecten van een investering in zon op zee maken we gebruik van een referentiepark. Daarmee bedoelen we de gemiddelde inrichting en de bijbehorende aannames passend bij **zon-op-land- en wind-op-zee-referenties**. Hierna beschrijven we zowel voor zon op land als wind op zee welke aannames we maken.

2.5.1 Variant 2: Het referentiepark voor zon op land

Voor de bepaling van de investeringskosten van zon-pv op land binnen de SDE++-2025-methodiek gaat PBL uit van een gestandaardiseerd referentiepark, dat als modelproject dient voor de vaststelling van de benodigde subsidie. Dit referentiepark weerspiegelt een representatief zon-op-landproject dat voldoet aan actuele maatschappelijke en beleidsmatige eisen, waaronder natuurinclusiviteit en zorgvuldige ruimtelijke inpassing. Dit referentiepark vormt het uitgangspunt voor het inschatten van de investeringskosten, en wordt gehanteerd als basis bij de berekening van het basisbedrag binnen het SDE++-instrumentarium. In deze mkba sluiten we aan bij deze referentieparken.

Natuurinclusiviteit als standaard

Sinds het SDE++-advies voor 2025 is natuurinclusiviteit een vereiste uitgangspositie geworden voor veldsystemen. Concreet betekent dit dat veldopstellingen die niet natuurvriendelijk zijn ingericht, niet meer onder de geadviseerde kostenniveaus vallen. Alle meerkosten voor natuurinclusief ontwerp zijn structureel opgenomen in het referentiebedrag. Dit zorgt ervoor dat alleen systemen die voldoen aan de maatschappelijke kwaliteitsnormen aanspraak kunnen maken op subsidie op het geadviseerde niveau.

Het referentiepark voor zon-pv op land omvat een samenhangend pakket van ontwerpmaatregelen en beheerelementen, waaronder:

- **Ruimtelijke inpassing:** Beperking van overlast voor omwonenden door plaatsing van omvormers en transformatoren op afstand van woningen, en integratie van natuurlijke schermen zoals bosschages.
- **Ecologische maatregelen:** Toepassing van kruidenrijk gras, vermijden van bestrijdingsmiddelen, en het aanbrengen van ecocorridors.
- **Bodem- en waterbeheer:** Maatregelen om lichttoetreding en waterinfiltratie te verbeteren, onder andere via grotere rijafstanden of halfdoorlatende panelen.
- **Monitoring en beheer:** Uitvoering van nulmetingen, beheerplannen en jaarlijkse ecologische monitoring, bij voorkeur via erkende partijen zoals binnen het Subsidiestelsel Natuur en Landschap (SNL).

Gemiddelde omvang van zon-op-landprojecten

Bij de bepaling van investeringskosten binnen het referentiepark voor zon op land is niet alleen de technische configuratie van belang, maar ook de schaalgrootte van de systemen. We sluiten aan bij de SDE++-systematiek die werkt met representatieve projectgroottes per schaalcategorie, die aansluiten bij gangbare praktijkomvang van zon-op-landprojecten in Nederland.

Voor het fysieke ruimtebeslag gaan wij uit van een gemiddelde vermogensdichtheid van 0,9 MWp per hectare, wat gangbaar is voor veldopstellingen met natuurinclusieve inpassing (Agentschap Landbouw en Zeevisserij & Departement Omgeving, 2025). In Tabel 3 volgen de volgende indicatieve oppervlaktes per schaalgrootte. In berekeningen hierop volgend gaan we steeds uit van een middelgroot zonnepark van 10 MWp.

Tabel 3 - Omvang van zon-op-landprojecten

Schaalgrootte	Categorie	Representatief vermogen	Oppervlakte (ha)
Kleinschalig	Zon op land < 1 MWp	500 kWp	0,45 ha
Middelgroot	Zon op land ≥ 1 MWp en < 20 MWp	10 MWp	9 ha
Grootschalig	Zon op land ≥ 20 MWp	30 MWp	27 ha

Voor zon-op-dakprojecten rekenen we eveneens met een gemiddelde vermogensdichtheid van 0,9 MWp per hectare, wat gangbaar is. We sluiten ook bij zon-op-dakinstallaties aan bij de SDE++-systematiek, waarbij er onderscheid is gemaakt tussen middelgroot en kleinschalige projecten (PBL, 2025b). In Tabel 4 maken we onderscheid tussen deze twee groottes.

Tabel 4 Omvang van zon-op-dakprojecten

Schaalgrootte	Categorie	Representatief vermogen	Oppervlakte (ha)
Kleinschalig	Zon op dak ≥ 15 kWp en < 1 MWp	500 kWp	0,45 ha
Middelgroot	Zon op dak > 1 MWp	2,5 MWp	2,25 ha

Uit de energetische modellering blijkt dat in 2035 27% van de zonneparken **veldgebonden** is. De overige 73% van de capaciteit betreft **zon op dak**. Bij het bepalen van verdere effecten is deze verhouding van belang.

Gegeven voorgenoemde standaardomvang gebruiken we waar nodig in het ongunstige en gunstige scenario twee aannames:

1. **Gunstig:** In het gunstige scenario gaan we ervanuit dat enkel veldgebonden zonneparken worden vervangen. Deze systemen vergen de meeste ruimte en hebben beperkt potentieel voor multifunctioneel ruimtegebruik. Met een gemiddelde omvang van 10 MWp per zonnepark en een totale vermindering aan 1671 MWp zon op zee, kunnen 167 zonneparken worden vervangen in Variant 2.
2. **Ongunstig:** In dit scenario gaan we ervanuit dat de verhouding zonneparken op land die wordt vermeden, gelijk is aan de verhouding in 2035. Dat betekent dat 27% van de capaciteit die wordt vervangen veldgebonden is. In dat geval kunnen ongeveer 45 zonneparken worden vervangen. Het aantal te vervangen projecten op dak is niet relevant, omdat deze projecten geen extra ruimtebeslag en beperkte visuele effecten sorteren. De effecten treden met name op wanneer er veldgebonden zonneparken worden vervangen. Dit lichten we per effect nader toe.

2.5.2 Variant 3: Het referentiepark voor wind op zee

Voor de analyse van offshore windenergie investeringskosten is binnen de studie van TNO een referentiepark gedefinieerd. Dit referentiepark dient als uitgangspunt om de effecten van technologische en financiële innovaties op de kosten en prestaties van windparken objectief te kunnen beoordelen. De gekozen locatie is het toekomstige windenergiegebied IJmuiden Ver, een zone die vanaf 2028-2029 in gebruik zal zijn.

Het referentiepark weerspiegelt de verwachte techniek in het jaar 2025 en bestaat uit een virtueel windpark met 15 MW windturbines. Het park heeft een opgesteld vermogen van 1.005 MW, verdeeld over 67 turbines en een oppervlakte van 167,5 km², wat resulteert in een vermogensdichtheid van 0,06 MW/ha. Hoewel een DC-exportverbinding naar land in 2020 nog niet gebruikelijk was voor parken van deze schaal, is ervoor gekozen dit toch toe te passen in het referentieontwerp om een consistente vergelijking met toekomstige varianten mogelijk te maken (TNO, 2020). De gekozen locatie kent gunstige windomstandigheden met een gemiddelde windsnelheid van 9,91 m/s op 120 meter hoogte.

Waterdiepte is vastgesteld op 40 meter, met zand als bodemtype. Dit referentiepark wijkt af van het referentiepark dat wij hanteren, maar de gehanteerde investeringskosten worden wel meegenomen als uitgangspunt voor onze berekeningen.

3 Resultaat: Saldo mkba

In dit hoofdstuk laten we de uitkomst van de mkba zien. De resultaten zijn weergegeven in Tabel 5. Hierin zijn maatschappelijke kosten negatief weergegeven, maatschappelijke baten positief. De effecten die niet gemonetariseerd zijn worden met PM (Pro Memorie) in de tabel aangeduid. Een positief eindsaldo betekent dat er een positief welvaartseffect optreedt wanneer zon op zee wordt ontwikkeld. Bij een negatief eindsaldo is het maatschappelijk gezien gunstiger om zon op zee niet te ontwikkelen en vast te houden aan de keuzes in de referentie.

In algemene zin komen Varianten 1 en 3 zowel in het gunstige als ongunstige scenario altijd uit op een negatief saldo. In Variant 2 is het saldo in de gunstige omstandigheden positief. Het welvaartseffect van een verschuiving tussen zon op land en zon op zee kan dus positief uitpakken. Dit is in grote mate afhankelijk van de gunstige ontwikkeling van bijvoorbeeld de meerkosten voor zon-op-zeeprojecten ten opzichte van zon op land. Ook de hoeveelheid netverzwaring die nodig is op land maakt een groot verschil voor de maatschappelijke waarde van zon op zee. Daarnaast kan des te meer voordeel uit zon op zee worden gehaald naar mate het alternatieve nuttige gebruik van grond, die anders voor zon op land wordt gebruikt, toeneemt.

De effecten zijn opgedeeld in directe, indirecte en externe effecten. In de volgende hoofdstukken worden de verschillende effecten nader toegelicht, te beginnen met het algemene effect van de varianten op het energiesysteem.

Tabel 5 – Eindsaldo maatschappelijke kosten-baten analyse (x 1.000)

Welvaartseffecten t.o.v. nulalternatief		Variant 1: ZOZ additioneel		Variant 2: ZOZ vervangt ZOL		Variant 3: ZOZ vervangt WOZ	
		Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig
Direct effect	Investering en onderhoud	€ -978.034	€ -3.209.009	€ -43.463	€ -2.237.933	€ -304.775	€ -2.535.751
	Projectkosten	€ -419	€ -838	€ 48.591	€ 8.865	€ -419	€ -838
	Opbrengsten	€ 951.483	€ 634.861	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
	Investering infra (zee)	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
	Subtotaal	€ -26.970	€ -2.574.735	€ 5.128	€ -2.229.068	€ -305.194	€ -2.536.338
Indirect effect	Vermeden netverzwarkosten	-	-	€ 604.894	€ 224.686	-	-
	Kosten productie waterstof	€ 119.225	€ 119.225	€ -111.915	€ -111.915	€ -56.120	€ -56.120
	Arbeidsmarkt	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
	Subtotaal	€ 119.225	€ 119.225	€ 492.979	€ 112.771	€ -56.120	€ -56.120
Extern effect	Leveringszekerheid	PM +	PM +	PM	PM	PM	PM
	CO ₂ -emissies: elektriciteit	€ 18.672	€ 18.672	€ -21.459	€ -21.459	€ -11.449	€ -11.449
	CO ₂ -emissies: keten	€ -495.541	€ -495.541	€ 8.808	€ 8.808	€ -387.721	€ -387.721
	Luchtemissies: elektriciteit	PM +	PM +	PM -	PM -	PM -	PM -
	Luchtemissies: keten	PM	PM	PM	PM	PM	PM
	Biodiversiteit	PM	PM	PM	PM	PM	PM
	Landgebruik	-	-	€ 112.185	€ 30.290	-	-
	Visuele hinder	-	-	€ 107.796	€ 1.750	-	-
	Economische activiteit zee	PM	PM	PM	PM	PM	PM
	Subtotaal	€ -476.869	€ -476.869	€ 207.330	€ 19.389	€ -399.170	€ -399.170
Totaal		€ -384.614 +/- PM	€ -2.932.379 +/- PM	€ 705.437 +/- PM	€ -2.096.908 +/- PM	€ -760.484 +/- PM	€ -2.991.628 +/- PM

4 Effecten op het energiesysteem

In dit hoofdstuk lichten we de energetische doorrekening toe. In Paragraaf 4.1 bespreken we de uitgangspunten en modellering en het effect daarvan op het nationale energiesysteem. In Paragraaf 4.2 bespreken we het effect van de inpassing van zon op zee op verschillende aanlandingslocaties.

4.1 Effect nationale energiesysteem

Om een mkba voor de toepassing van zon op zee in het energiesysteem te kunnen doen, is het nodig om te weten wat de uitgangssituatie van het energiesysteem is. De inpassing van zon op zee kan invloed hebben op de andere onderdelen van het energiesysteem: de mate van toepassing van andere (hernieuwbare) energiebronnen, de elektriciteitsinfrastructuur, het flexvermogen (batterijen, elektrolyzers, regelbare centrales) en ook op de mate van curtailment en import/export.

We hebben verschillende scenario's voor de invulling van het energiesysteem gemodelleerd, voor de zichtjaren 2035, 2040 en 2050. In Paragraaf 4.1.1 bespreken we de verschillende scenario's die we beschouwd hebben, inclusief methode en uitgangspunten. Het effect van cable pooling lichten we toe in Paragraaf 4.1.2, en vervolgens lichten we de resultaten toe in Paragraaf 4.1.34.1.3.

4.1.1 Keuze voor scenario's

Voor het effect van de inpassing van 1,4 GW zon op zee op het energiesysteem zijn we uitgegaan van één referentiescenario. Hiervoor nemen we het ii3050-scenario Koersvaste Middenweg (Netbeheer Nederland, 2025). Dit scenario is grotendeels in lijn met de ambities van het Nederlandse (demissionaire) kabinet zoals beschreven in het Nationaal Plan Energiesysteem (Rijksoverheid, 2023b). Vervolgens onderzoeken we voor de drie geselecteerde varianten wat de impact is van de toegevoegde hoeveelheid zon op zee:

- **Variante 1:** in het aanvullende scenario wordt zon op zee toegepast, maar blijft er evenveel geïnstalleerd vermogen van andere (hernieuwbare) energiebronnen. De totale productie van elektriciteit neemt dus toe.

- **Variante 2:** in dit scenario wordt zon op zee geplaatst in plaats van zon op land en dak. We bepalen hoeveel zon op land en dak er vervangen kan worden, terwijl er een betrouwbaar energiesysteem blijft bestaan om aan de Nederlandse vraag te kunnen blijven voldoen.
- **Variante 3:** in dit scenario wordt zon op zee geplaatst in plaats van wind op zee, opnieuw wordt geborgd dat er een robuust energiesysteem blijft bestaan waarin in de elektriciteitsvraag kan worden voldaan.

Modellering

Voor de modellering hebben we gebruik gemaakt van het open source onafhankelijke Energietransitiemodel (ETM) ontwikkeld door Quintel (lopend). In het ETM kunnen aannames en plannen ingesteld worden over de ontwikkeling van energievraag, energie-aanbod, flexibiliteit en energieprijzen in een regio. Het model rekent vervolgens op uur-basis door wat de impact van deze ontwikkelingen is op het energiesysteem: wat gebeurt er met de energievraag, hoeveel energie wordt er binnen de regio opgewekt en hoeveel komt van buiten, is het systeem in balans, wat zijn de kosten en wat is de CO₂-voetafdruk? Het ETM maakt het mogelijk om plannen voor verschillende sectoren, dragers en gebieden te combineren tot één integraal, transparant en deelbaar beeld.

Het ETM wordt breed gebruikt voor de ontwikkeling van toekomstige energiescenario's, bijvoorbeeld voor de ontwikkeling van het scenario van de Integrale Infrastructuur-verkenning 2030-2050 (ii3050) van de netbeheerders.

Uitgangspunten

We hebben voor de verschillende varianten een integrale doorrekening van de energiemix in Nederland gemaakt. Dit houdt in:

- Vraag en aanbod van alle sectoren worden meegenomen.
- Verschillende energiedragers worden meegenomen (elektriciteit, waterstof, methaan, warmte).
- Ook de tijdscomponent wordt meegenomen doordat gerekend wordt met uurlijkse vraag- en aanbodprofielen.
- Er wordt een 'kloppend' energiesysteem doorgerekend waarbij vraag en aanbod op elk moment in balans zijn, voor alle energiedragers. Daarbij wordt doorgerekend welke bronnen van flexibiliteit, en welke inzet hiervan, noodzakelijk is om ten alle tijden aan de vraag te voorzien. Daarbij worden ook import en export meegenomen.
- De inzet van bronnen van productie en flexibiliteit wordt bepaald door de markt, die ook gemodelleerd wordt.

Zoals eerder genoemd, gaan we er voor de Scenario's 2 en 3 er vanuit dat toepassing van zon op zee resulteert in minder toepassing van andere (hernieuwbare) energiebronnen.

Hiervoor zijn we ervan uitgegaan dat 1 TWh productie 1 TWh alternatieve productie 'vervangt', waarbij we corrigeren voor verliezen die optreden door opslag, omzetting en afschakeling (curtailment) om de effecten van een ander productieprofiel van zon op zee ten opzichte van wind en zon (op land en dak) te ondervangen. In feite gaan we er dus vanuit dat de totale hoeveelheid energievraag (in de vorm van elektriciteit, maar mogelijk ook waterstof) die ingevuld wordt met de verschillende (hernieuwbare) energiebronnen hetzelfde blijft. De reden hiervoor is dat op deze manier Scenario's 2 en 3 eerlijk vergelijkbaar zijn, omdat het geheel aan productiebronnen een gelijke energievraag invult.

Voor het effect van een andere elektriciteitsproductie op de inzet van flexibele bronnen, gaan we uit van de volgende uitgangspunten:

- **Regelbare centrales:** De toepassing van zon op zee heeft in geen enkel scenario invloed op het opgestelde vermogen van regelbare centrales, omdat dit vermogen met name aan de residuele vraag naar elektriciteit⁷ is gekoppeld, die weinig verandert bij toevoeging van een beperkte hoeveelheid zon op zee. Aangezien de vraag naar elektriciteit niet varieert tussen de scenario's, varieert het vermogen aan regelbare centrales ook niet.
- **Opslag van elektriciteit:** Opslag van elektriciteit is noodzakelijk om de kortetermijn-onbalans tussen vraag en aanbod op te vangen. We modelleren de onbalans tussen vraag en aanbod en bepalen daarmee welk vermogen aan opslag noodzakelijk is. Dit betekent dus dat het vermogen van elektriciteitsopslag beperkt kan afwijken van het referentiescenario, als dat passend is in een van de drie scenario's. Dit heeft daarmee ook effect op de kosten.
- **Elektrolyse:** Elektrolyzers zetten langetermijnoverschotten van elektriciteit om in waterstof. Deze zijn niet geschikt voor de extreme pieken aan overschotten (die een beperkt aantal uren per jaar voorkomen), aangezien het vanwege de hoge investeringskosten van elektrolyzers wenselijk is om voldoende draaiuren te maken. Het vermogen aan elektrolyzers baseren we op het gemiddeld vermogen van de overschotten aan elektriciteit. Dit betekent dus dat het vermogen van elektrolyse beperkt kan afwijken van het referentiescenario, als dat passend is in een van de drie scenario's. Dit heeft daarmee ook effect op de kosten.
- **Vraagsturing en power-to-heat:** De vermogens voor vraagsturing en power-to-heat houden we gelijk ten opzichte van het scenario Koersvaste Middenweg aangezien dit vooral afhankelijk is van de vraag naar energie en niet van het aanbod (en we alleen het aanbod wijzigen, niet de vraag).
- **Curtailment:** De inzet van curtailment (afschakelen opwek) wordt bepaald door de marktmodellering in het model. We zijn er daarnaast vanuit gegaan dat de omvormer is gedimensioneerd op 70% van het piekvermogen, dit resulteert in zeer beperkte hoeveelheid verlies van energie.

⁷ De residuele vraag naar elektriciteit is de vraag die resteert nadat de vraag op een bepaald moment is ingevuld met het op dat moment beschikbare aanbod van elektriciteit vanuit opwekinstallaties.

- **Import en export:** De capaciteit voor import en export van elektriciteit van waterstof houden we gelijk ten opzichte van het referentiescenario. De uurlijkse import en export verandert wel en wordt bepaald met de marktmodellering van het ETM.

Naast voorgenoemde aannames hanteren we de volgende uitgangspunten:

- **Zichtjaren 2035, 2040 en 2050:** We gaan ervan uit dat in 2035 1,4 GW zon op zee wordt geplaatst en bepalen daarvan het effect op het energiesysteem voor de jaren 2035, 2040 en 2050. Effecten voor de overige jaren die meegenomen worden in de mkba bepalen we door intra- en extrapolatie.
- **Eén scenario voor de energievraag:** Zoals in de introductie aangegeven, gaan we uit van één vraagscenario voor elektriciteit. Door uit te gaan van een vaste vraag kunnen de scenario's goed naast elkaar gelegd worden, en kunnen met name de uitkomsten van de mkba goed met elkaar vergeleken worden doordat het aantal variabelen beperkt is. Voor de vraag naar elektriciteit gaan we uit van het scenario 'Koersvaste Middenweg' van de nieuwste ii3050-scenario's. Dit scenario sluit aan bij de huidige ontwikkelingen en beleidscontext en geeft daarmee de beste inschatting van de ontwikkeling van de energievraag richting 2050.
- **Productie:** Voor de vollasturen van zon op zee zijn we ervan uitgegaan dat deze 10% hoger liggen dan voor zon op land op basis van consultatie met de markt. Het PBL gaat uit van 990 vollasturen voor zon op land; daarmee komt de aangenomen hoeveelheid vollasturen op 1.089.
- **Aansluiting:** Voor de modellering gaan we er vanuit dat cable pooling plaatsvindt met wind op zee. Dit biedt namelijk voordelen in verband met hoge kosten van elektriciteitsinfrastructuur op zee (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2021). We gaan ervan uit dat als er door cable pooling gecurtaild wordt, deze energie afkomstig is van zon op zee. In het volgende hoofdstuk bespreken we het effect van cable pooling.

4.1.2 Effect cable pooling

Op een 2 GW substation zal naar verwachting niet alleen zon op zee worden aangesloten, maar ook wind op zee. Een voordeel van het gebruiken van infrastructuur door zowel een zon-op-zee-exploitant als een wind-op-zee-(cable pooling)exploitant is dat de opwekprofielen van wind en zon deels complementair zijn en er daardoor efficiënter gebruik gemaakt kan worden van de infrastructuur. Het effect van cable pooling voor de hoeveelheid energie die weggegooid moet worden (curtailment), en dus niet meeteelt in de verkoopopbrengsten, hebben we voor verschillende configuraties bepaald. Deze configuraties verschillen in de hoeveelheid opgesteld vermogen van zon én wind, aangesloten op een 2 GW station en zijn opgenomen in Tabel 6.

Het genoemde percentage in de kolommen 'Curtaiment wind op zee' en 'Curtaiment zon op zee' betreffen respectievelijk de percentages van de geproduceerde elektriciteit vanuit wind op zee en vanuit zon op zee die gecurtaild worden.⁸

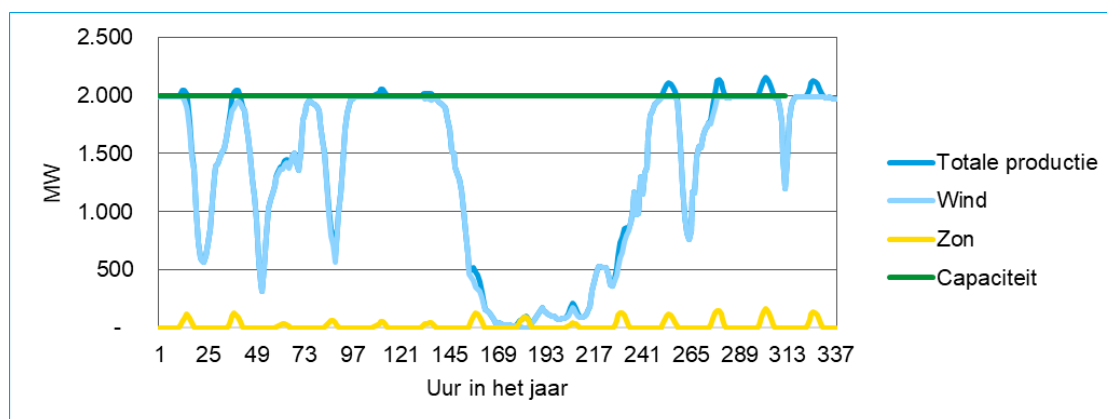
Tabel 6 - Overzicht van productie en vereiste curtaiment bij verschillende vermogens zon en wind op een 2 GW aansluiting

Configuratie	Aspect	Wind op zee	Zon	Curtaiment wind op zee	Curtaiment zon	Kabelbenutting (%)
1	Opgesteld vermogen (GW)	2,0	0,714			
	Max. invoedingspiek (GW)	1,9	0,5			
	Totaal (GWh)	9.072	727	0 (0%)	49 (6%)	56%
2	Opgesteld vermogen (GW)	2,1	0,714			
	Max. invoedingspiek (GW)	2,0	0,5			
	Totaal (GWh)	9.526	775	0 (0%)	101 (13%)	58%
3	Opgesteld vermogen (GW)	2,1	3,0			
	Max. invoedingspiek (GW)	2,0	2,1			
	Totaal (GWh)	9.526	3.258	0 (0%)	1.044 (32%)	67%
4	Opgesteld vermogen (GW)	2,3	0,714			
	Max. invoedingspiek (GW)	2,2	0,5			
	Totaal (GWh)	10.433	776	276 (3%)	164 (21%)	61%
5	Opgesteld vermogen (GW)	2,0	2,0			
	Max. invoedingspiek (GW)	1,9	1,4			
	Totaal (GWh)	9.072	2.172	0 (0%)	409 (19%)	62%

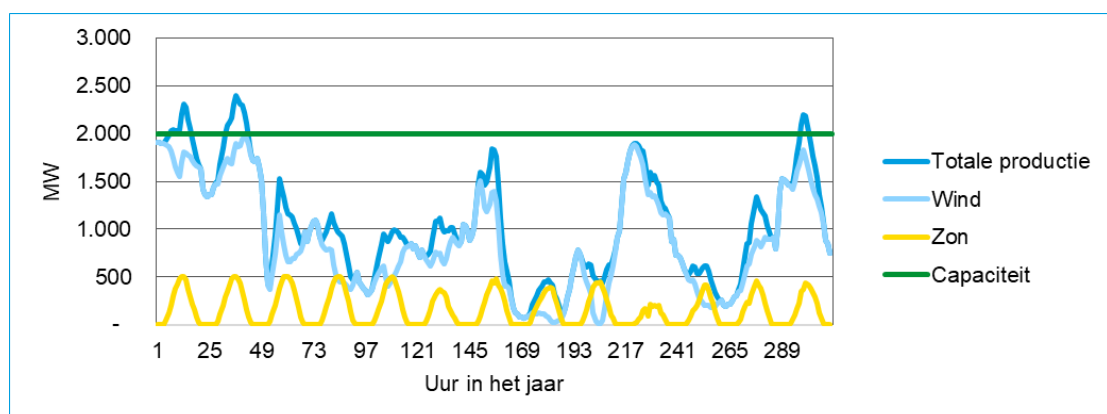
We zijn voor de modellering uitgegaan van configuratie 2: 0,714 GW zon op zee (met 70% omvormervermogen) wordt aangesloten op een substation van 2 GW, waar eveneens 2,1 GW wind op zee wordt aangesloten. In dit geval is de hoeveelheid energie die gecurtaild moet worden beperkt (13% van de zonne-energie). In respectievelijk Figuur 7 en Tabel 8 staat het effect van cable pooling in deze configuratie voor twee weken in de winter en voor twee weken in de zomer weergegeven. Het deel van de totale productie die op een gegeven moment boven de 2 GW uitkomt, wordt gecurtaild. Het effect in de zomer is groter omdat er dan meer zonne-energie beschikbaar is.

⁸ Hiervoor schrijven we de elektriciteit die ook zonder invoeding van zon op zee gecurtaild wordt, toe aan wind op zee en de rest aan zon op zee.

Figuur 7 - Profiel invoeding- twee weken in januari met 2,1 GW wind en 0,7 GW zon



Figuur 8 – Profiel invoeding - twee weken in juli met 2,1 GW wind en 0,7 GW zon



4.1.3 Resultaten verandering in nationaal energiesysteem

Een overzicht van de resultaten voor de verschillende varianten is weergegeven in Tabel 7 tot en met Tabel 9. Deze resultaten omvatten de resultaten van de ETM-modellering en geven het effect weer op het opgestelde vermogen van verschillende technieken, de inzet van centrales en de verandering in curtailment. Onder de tabellen lichten we de belangrijkste bevindingen toe.

Variant 1: Zon op zee is additioneel

Tabel 7 – Resultaten Variant 1: zon op zee is aanvullend. Verandering in opgestelde vermogens (MW) en inzet (MWh) ten opzichte van referentiescenario

	2035	2040	2050
Effect op zon 'onshore' (MW)	0	0	0
Effect op wind op zee (MW)	0	0	0
Effect op elektrolyzers voor flex (MW)	+157	+144	+176
Effect op systeembatterijen (MW)	+40	+42	+44

	2035	2040	2050
Effect op regelbare centrales (MWh)	-160	-90	-
Effect op curtailment (MWh)	+110	+70	-50

In Variant 1 ontstaat er meer behoefte aan flexvermogen om in de toekomstige vraag naar elektriciteit te kunnen voorzien. We zien dat er meer elektrolyzers nodig zijn doordat er meer overschotten van elektriciteit zijn met de extra opwek. Ook het aantal benodigde batterijen is iets hoger, doordat de kortetermijnmismatch tussen vraag en aanbod iets groter is. Regelbare centrales worden iets minder gebruikt, doordat er iets beter voldaan kan worden aan de vraag.

In de jaren 2035 en 2040 is er in dit scenario iets meer curtailment, terwijl deze in 2050 juist iets minder is. De grotere hoeveelheid curtailment in de jaren 2035 en 2040 kan verklaard worden doordat er simpelweg extra aanbod van elektriciteit is, die ook nog eens een *piekerig profiel* kent. In 2050 is de hoeveelheid curtailment juist minder; dit zou kunnen komen doordat er ook een groter vermogen van batterijen en elektrolyzers is die deze piekproductie mogelijk opvangt.

Variant 2: Zon op zee is in plaats van zon op dak en op land

Tabel 8 – Resultaten Variant 2: Zon op zee is in plaats van zon op dak en op land. Verandering in opgestelde vermogens (MW) en inzet (MWh) ten opzichte van referentiescenario

	2035	2040	2050
Effect op zon 'onshore' (MW)	-1671	-1765	-2047
Effect op wind op zee (MW)	0	0	0
Effect op elektrolyzers voor flex (MW)	-27	-3	-78
Effect op systeembatterijen (MW)	-1	-	-
Effect op regelbare centrales (MWh)	+40	+50	+130
Effect op curtailment (MWh)	+30	+60	+30

In Variant 2 is het vermogen aan zon 'onshore' dat vervangen wordt groter dan de hoeveelheid bijgeplaatste zon op zee. Dit heeft enerzijds te maken met de (hogere) hoeveelheid vollasturen van zon op zee ten opzichte van zon op land en anderzijds met de beperking op het aansluitpercentage die voor zon op land groter (45-50% beperking op het piekvermogen) is dan voor zon op zee (30% beperking op het piekvermogen). Dit laatste is met name een gevolg van de congestieproblematiek van het net op land. In Tekstkader 2 lichten we toe wat verhouding tussen zon op dak en zon op land is in deze variant.

Het effect op de benodigde hoeveelheid elektrolyzers varieert met het zichtjaar waarnaar gekeken wordt. Dit heeft vermoedelijk te maken met het feit dat het vraagprofiel in de verschillende jaren net anders is. Hetzelfde geldt voor het effect op benodigde vermogens aan systeembatterijen. Regelbare centrales worden iets meer gebruikt. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat iets minder goed aangesloten wordt op de vraag naar elektriciteit dan in het referentiescenario. Het opwekprofiel van zon op land sluit namelijk vermoedelijk iets beter aan op de vraag, vooral doordat hier meer elektriciteit afgekappt wordt (door een lager aansluitpercentage) dan bij zon op zee.

Ten slotte is er in dit scenario in alle jaren iets meer curtailment. Dit komt doordat het profiel van zon op zee iets minder goed aansluit op de vraag dan dat van zon op land, doordat zon op land meer afgekappt wordt dan zon op zee.

Tekstkader 2 – Verhouding zon op dak en zon op land

In het ETM bestaat zon op land uit twee type configuraties: zon op land en zon op dak. Omdat het voor de maatschappelijke effecten van belang is of een zonnepark op land of op dak vervangen wordt, geven we weer wat de verhoudingen tussen zon op land en zon op dak zijn in 2035:

- zon op dak: 73% van de capaciteit;
- zon op land: 27% van de capaciteit.

Richting 2050 neemt het aandeel van zon op land (veldgebonden) toe naar 31%. We rekenen echter met de verhouding zoals deze in 2035 is, omdat we op dat moment de zon op zee investering doen.

Variant 3: zon op zee is in plaats van wind op zee

In Variant 3 is het vermogen wind op zee dat vervangen wordt kleiner dan de hoeveelheid bijgeplaatste zon op zee. Dit heeft vooral te maken met het hogere aantal vollasturen van wind op zee.

Daarnaast varieert, net als in Scenario 2, het effect op de benodigde hoeveelheid elektrolyzers met het zichtjaar waarnaar gekeken wordt. Dit heeft vermoedelijk te maken met het feit dat het vraagprofiel in de verschillende jaren net anders is. Hetzelfde geldt voor het effect op benodigde vermogens aan systeembatterijen. Regelbare centrales worden iets meer gebruikt. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat iets minder goed aangesloten wordt op de vraag naar elektriciteit dan in het referentiescenario. Het opwekprofiel van wind sluit namelijk beter aan op de vraag.

In 2035 is er iets meer curtailment in dit scenario, terwijl er in de jaren 2040 en 2050 iets minder curtailment is. De grotere hoeveelheid curtailment (in 2035) kan verklaard worden doordat het aanbod zon op zee minder goed aansluit bij de vraag dan windenergie.

Echter, in latere jaren wordt door de grote hoeveelheid wind op zee ook hiervan een grotere hoeveelheid gecurtaild (omdat het een significant deel uitmaakt van de elektriciteitsmix), en is bij vervanging door zon op zee juist iets minder curtailment.

Tabel 9 – Resultaten Variant 3: Zon op zee in plaats van wind op zee. Verandering in opgestelde vermogens (MW) en inzet (MWh) ten opzichte van referentiescenario

	2035	2040	2050
Effect op zon 'onshore' (MW)	0	0	0
Effect op wind op zee (MW)	-271	-302	-327
Effect op elektrolyzers voor flex (MW)	-27	-13	-53
Effect op systeembatterijen (MW)	+37	+38	+41
Effect op regelbare centrales (MWh)	+20	+10	+100
Effect op curtailment (MWh)	+40	-10	-50

Uit deze analyse blijkt dus dat met 1,4 GW zon op zee zo'n 300 MW wind op zee vervangen kan worden. Voor het vervangen van 2 GW wind op zee (oftewel een volledig windpark en DC-station) is dus zo'n 10 GW zon op zee vereist. Als er dus zo'n hoge ambitie zon op zee gerealiseerd kan worden, kan er naar verwachting één windpark van totaal 2 GW minder gerealiseerd worden.

4.2 Effect aanlandingslocatie

Het effect van de aanlanding van zon op zee op de inpassing op land is afhankelijk van met name de uitrol van wind op zee, de locaties waar de energie van deze parken aanlandt en de verwachte capaciteit van de betreffende elektriciteitskabels.

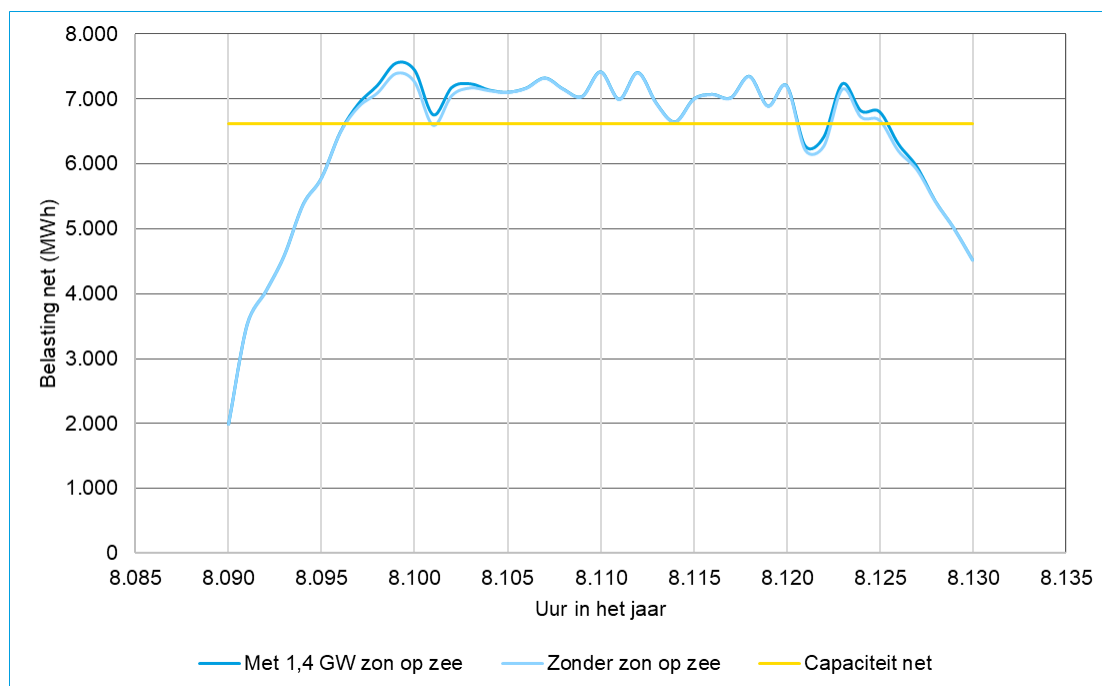
We hebben het effect van de inpassing van 1,4 GW zon op zee voor de hoeveelheid energie die niet aangeland kan worden (de Energy Not Transported, ENT) bepaald voor zowel Rotterdam als Zeeland. We hebben voor het zichtjaar 2040 gekeken naar de impact bij aanlanding van respectievelijk 9,5 en 7,5 GW. Dit hebben we gedaan voor 2 scenario's van de ii3050 uit 2023, te weten Nationale Sturing en Europese Integratie (Netbeheer Nederland, 2023). Dit hebben we gedaan voor twee scenario's van de ii3050 uit 2023, te weten Nationale Sturing en Europese Integratie (Netbeheer Nederland, 2023).

Tabel 10 – Effect zon op zee op aanlandingslocaties (GWh)

	Nationale Sturing		Europese Integratie	
	ENT (totaal)	ENT (max)	ENT (totaal)	ENT (max)
Rotterdam (9,5 GW wind)	0	0	0,9	0
Zeeland (7,5 GW wind)	1,3	0,036	6,9	0

Uit Tabel 10 blijkt dat het effect van de inpassing van zon op zee op de hoeveelheid energie die niet kan aanlanden zeer beperkt is (gemiddeld over het jaar gerekend 0,1% van de opgewekte hoeveelheid elektriciteit). We beschouwen dit effect daarom als verwaarloosbaar. Ter illustratie is het effect van overschrijding in Zeeland voor het scenario Europese Integratie voor het eind van het jaar weergegeven in Figuur 9. Op een aantal uren zorgt zon op zee voor extra belasting, en in sommige gevallen wordt de capaciteit van het net overschreden.

Figuur 9 – Belasting net in Zeeland in het scenario Europese Integratie, begin december (MWh)



5 Financiële effecten

5.1 Inleiding

In dit hoofdstuk behandelen we de directe financiële effecten van het plaatsen van een offshore-zonnepark. Daarbij gaat het om de investeringskosten die hoger of lager zijn ten opzichte van het alternatief (geen investering, zon op land of wind op zee), de onderhoudskosten van het zonnepark, de eventuele extra elektriciteitsopbrengsten, en de effecten op de investeringen in infrastructuur om het net te verzwaren.

5.2 Investeringskosten

In deze paragraaf gaan we in op de investeringskosten van zon op zee projecten. Onder investeringskosten (CAPEX) verstaan we de eenmalige uitgaven die nodig zijn om het systeem te realiseren en operationeel te maken. Deze omvatten onder andere de kosten voor pv-modules, ondersteunende drijvende constructies, verankering, bekabeling, omvormers, netaansluiting, en maritieme installatie. Ook kosten voor engineering, vergunningen en projectmanagement maken deel uit van de totale CAPEX.

5.2.1 Investeringskosten voor zon op zee en de referenties

We sluiten aan bij de categorie-indeling van de SDE++ (PBL, 2025b). We gaan uit van drijvende pv-systemen met een opgesteld vermogen van meer dan 1 MWp. Voor de vergelijking in Variant 2 met zon op land, hanteren we als referentie grondgebonden zonne-energiesystemen op land, eveneens met een vermogen van meer dan 1 MWp. Deze benadering zorgt voor een consistente analyse van de meerkosten van zon op zee ten opzichte van grondgebonden projecten van zon op land. In dit project hanteren wij dezelfde systematiek voor de opbouw van investeringskosten als toegepast in het Eindadvies basisbedragen SDE++-2025 van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL, 2025b). Dit betekent dat we uitgaan van een gestandaardiseerde kostenstructuur die representatief is voor de realisatie van een zon op landinstallatie met natuurinclusieve inpassing, zoals hieronder beschreven in het referentiepark voor veldsystemen.

PBL kiest er bewust voor om in het SDE++-advies geen uitsplitsing te geven van de investeringskosten per component. Deze benadering is bedoeld om geen invloed uit te oefenen op marktprijzen of onderhandelingsposities van marktpartijen (PBL, 2025b). Tegelijkertijd is uit de marktconsultatie gebleken dat er aanzienlijke variatie bestaat in de opgegeven investeringsbedragen voor zon op zee.

Marktpartijen noemen uiteenlopende inschattingen voor bijvoorbeeld moduleprijzen en systeemkosten, wat wijst op onzekerheid in technologie en ontwerpen. Om met deze spreiding om te gaan, zal in de analyse een gevoeligheidsanalyse worden uitgevoerd, waarbij meerdere scenario's worden doorgerekend op basis van lage en hoge kosten-niveaus.

We rekenen met een ondergrens (gunstig) van 15% meerkosten voor zon op zee ten opzichte van standaard pv-modules op land, zoals ook in het Eindadvies Basisbedragen SDE++-2025 het uitgangspunt is (PBL, 2025b). Als bovengrens (ongunstig) wordt gerekend met een inschatting van 447% meerkosten voor zon op zee ten opzichte van zon op land voor investeringskosten. De ongunstige meerkosten zijn een gemiddelde waarde uit literatuuronderzoek en vertrouwelijke informatie van marktpartijen. Vanwege de vertrouwelijke aard van de investeringskosten kunnen we alleen gemiddelde waardes hiervan delen en niet de losse schattingen. Deze bandbreedte weerspiegelt de huidige onzekerheid in technologie en ontwerpaanpak voor offshore zonne-energie.

Tabel 11 geeft een overzicht van de investeringskosten per categorie die we hanteren in deze mkba. In de rest van dit hoofdstuk gaan we in op hoe deze schattingen tot stand zijn gekomen.

Tabel 11 – Overzicht van de gehanteerde investeringskosten (CAPEX) per categorie

Categorie	€/kWp	€/ha	Meerkosten t.o.v grongebondensystemen >1 MWp	Bron
Wind op zee	€ 1702	€ 1.531.962		(TNO, 2020)
Zon op land 10 MWp, grondgebonden	€ 419	€ 377.100		(PBL, 2025b)
Zon op dak 10 MWp	€ 463	€ 416.700		(PBL, 2025b)
Zon op zee 10 MWp (ondergrens)	€ 482	€ 433.665	15%	(PBL, 2025b)
Zon op zee 10 MWp (bovengrens)	€ 1.874	€ 1.686.632	447%	Marktconsultatie en literatuuronderzoek

Inbegrepen investeringskosten zon op land

De investeringskosten van zon-op-landprojecten zijn opgebouwd uit alle kosten die direct samenhangen met de realisatie van de installatie tot en met de ingebruikname. Daarbij gaat het om uitgaven die technisch noodzakelijk zijn voor het functioneren van het zonnepark, inclusief de vereiste ecologische en landschappelijke inrichting. Deze kosten worden beschouwd als generiek toepasbaar op representatieve zon-op-landprojecten.

De volgende kosten zijn onderdeel van de investeringsopbouw:

- **Pv-installatie en systeemcomponenten:** Waaronder pv-panelen, onderconstructie, bekabeling en omvormers;
- **Netwerkaansluiting:** Inclusief project-specifieke aansluitkosten en transportcapaciteit;
- **Installatie en bouw:** Arbeidskosten, montage, beveiliging en bijbehorende voorzieningen;
- **Natuurinclusieve inrichting:** Kosten voor landschappelijke inpassing, biodiversiteitsmaatregelen en bodemmaatregelen;
- **Ecologisch beheer en monitoring:** Opstartkosten voor beheersplannen en inrichting van monitoring.

Verder zijn er ook kosten die niet zijn inbegrepen:

- **Grondkosten:** Aankoop of huur van de locatie worden buiten beschouwing gelaten;
- **Participatiekosten:** Financiële bijdragen aan omwonenden of lokale gemeenschap (zoals pachtvergoedingen) worden beschouwd als winstdeling;
- **Vorbereidingskosten:** Zoals vergunningsprocedures, bodemonderzoek en planvorming voor de realisatie;
- **Netverzwaring op regionaal of landelijk niveau:** Alleen projectgebonden aansluitkosten zijn opgenomen; structurele uitbreiding van netcapaciteit valt erbuiten.

De kosten die niet zijn inbegrepen in het basisbedrag van de SDE++ behandelen wij apart in deze mkba (zie Paragraaf 5.3 voor de voorbereidingskosten en Paragraaf 6.1 voor de netverzwaringkosten).

Inbegrepen investeringskosten wind op zee

De investeringskosten (CAPEX) van het referentiepark omvatten alle uitgaven die noodzakelijk zijn om het windpark volledig operationeel op te leveren. De totale investeringskosten bedragen in dit scenario 2.550,75 €/kWp. Deze kosten zijn als volgt opgebouwd;

- **Windturbines:** Inclusief tandwielkasten, generatoren, rotorbladen, hubs, hoofassen, nacelles en transformatoren die geïntegreerd zijn in de turbine;
- **Fundaties en ondersteunende structuur:** Dit bestaat uit de turbine toren, monopiles en overgangsstukken voor de monopiles;
- **Private infrastructuurkosten:** Hierbij hoort onderlinge bekabeling binnen het park;
- **Installatiekosten:** Dit bestaat uit installatievaartuigen, installatieapparatuur, havenactiviteiten en arbeidskosten.
- **Vaste projectkosten**

5.2.2 Toekomstige ontwikkelingen

In deze paragraaf gaan we in op de op de verwachte toekomstige ontwikkelingen van de investeringskosten en de marktontwikkeling van pv-modules voor zon op land. De kostprijs van pv-modules is een grote component in de totale investeringsuitgaven.

In het Eindadvies SDE++-2025 (PBL, 2025b) wordt voor standaard grondgebonden veldsystemen met een vermogen tussen 1 en 20 MWp uitgegaan van een kostenniveau van 125 €/kWp voor de pv-modules.

De kostenontwikkeling van pv-modules is de afgelopen jaren sterk beïnvloed door schommelingen in grondstofprijzen, transport- en energiekosten en opschaling van de wereldwijde vraag (die aanzienlijke kostenreductie mogelijk maakte). In 2022 bereikten de prijzen echter een piek van circa 350 €/kWp, vooral door de hoge kosten van polysilicium (een belangrijke grondstof in pv-modules) en aanpassing van de logistieke keten. Sindsdien zijn de moduleprijzen weer sterk gedaald, tot ongeveer 125 €/kWp medio 2024. Deze daling wordt vooral toegeschreven aan gedaalde grondstofprijzen en veranderende marktomstandigheden. Hoewel de prijsdaling lijkt af te vlakken, is de toekomstverwachting onzeker (PBL, 2025b).

Verwachte kosten voor pv-modules voor zon op zee

Voor complete pv-modules die worden ingezet in offshore-toepassingen, zoals drijvende zonne-energiesystemen op de Noordzee, ligt de kostprijs vermoedelijk significant hoger dan bij installaties op land. In de offshore context worden pv-modules constant blootgesteld aan zout water en een vochtige lucht waarbij er hogere eisen zijn aan corrosiebescherming, afdichtingen en gebruikte materialen. De modules dienen langdurig bestand te zijn tegen zoutindringing, zonder verlies aan prestatie of structurele integriteit. Daarnaast worden panelen op zee blootgesteld aan golfslag, mechanische schokken en torsie; krachten die bij zon op land in veel mindere mate optreden. Hierdoor zijn gangbare pv-modules die op land worden toegepast, niet geschikt voor gebruik in de ruwe omstandigheden op zee. In reactie hierop zijn er in de markt speciale modules voor drijvende toepassingen ontwikkeld. Offshore toepassing vereist aangepaste ontwerpen, waaronder sterkere afdichtingen en corrosiebestendige materialen. Verdere innovatiestappen zijn noodzakelijk om modules geschikt te maken voor langdurige inzet op zee (TNO, 2022a).

Zoals reeds gesteld, gaan wij uit van een bandbreedte voor de investeringskosten. De kosten zijn in de tabel hieronder gespecificeerd.

Tabel 12 – Kosten zon op zee pv-modules

Scenario	Meerkosten t.o.v. zon op land	Pv-modules kosten €/kWp	Toelichting
Ondergrens	15%	143,75	Conservatieve inschatting op basis van Eindadvies SDE++ 2025 (PBL, 2025b).
Bovengrens	447%	558,75	Maximale inschatting op basis van uitersten uit marktconsultatie

Kosten en marktontwikkeling voor windturbines

Wat betreft windturbines nemen de investeringskosten per turbine toe naarmate ze groter worden, maar ze worden tegelijkertijd efficiënter per opgewekte MWh. In 2020 kostte een windturbine van 10 MW gemiddeld € 7,41 miljoen, terwijl een 15 MW turbine in 2025 € 13,05 miljoen kost en een 20 MW turbine in 2030 ongeveer € 19,02 miljoen zal bedragen. Hoewel de kosten per turbine stijgen, neemt het aantal benodigde turbines per windpark af bij gelijke totaalcapaciteit, wat kosten bespaart op fundering, bekabeling en installatie.

5.2.3 Kosten installatiemateriaal en -arbeid

Kosten installatiemateriaal en arbeidskosten voor zon op land

De kosten voor installatiemateriaal bij zon op land zoals montagemateriaal, kabels en bevestigingsonderdelen nemen jaarlijks met ongeveer 2% per kilowattpiek af. Deze daling wordt veroorzaakt door de toename in efficiëntie van PV-modules, waardoor minder fysieke componenten per kWp nodig zijn. De trend richting monokristallijne zonnepanelen versterkt dit effect, doordat deze modules een hoger rendement leveren (PBL, 2025b).

De arbeidskosten stijgen per gewerkt uur mee met de inflatie. Tegelijkertijd is door efficiëntere modules minder installatietijd per kWp nodig. Deze twee tegengestelde effecten zorgen ervoor dat de arbeidskosten per kWp in absolute zin licht stijgen, en in relatieve zin een groter aandeel in de totale investeringskosten innemen. PBL publiceert geen afzonderlijke bedragen voor deze componenten, om marktprijzen niet te beïnvloeden.

Tabel 13 – Verwachte kostenontwikkeling voor installatiemateriaal en arbeid

Kostencomponent	Trend per kWp/jaar	Toelichting	Effect op totale investeringskosten
Installatiemateriaal	- 2%	Minder materiaal nodig door hogere module efficiëntie	Dalend aandeel
Arbeid	Lichte stijging	Inflatie verhoogt uurloon; efficiëntere panelen verlagen installatietijd	Stijgend aandeel

Installatie- en arbeidskosten voor zon op zee

De installatiekosten van zon-op-zeeprojecten omvatten alle kosten die gepaard gaan met het transport, de montage en de verankering van drijvende modules op zee. Omdat pv-installaties in omvang groter zijn dan de grootste bestaande zeeschepen (ca. 400 meter lang en 70 meter breed), is het niet mogelijk deze systemen als een geheel te vervoeren.

In plaats daarvan worden individuele floaters op scheepswerven vervaardigd en afzonderlijk naar de operationele locatie vervoerd, waar ze op zee worden samengevoegd tot een volledig systeem. Deze aanpak vraagt om een nauwkeurige logistieke planning en aanvullende offshore-assemblagewerkzaamheden. Hoewel de logistiek vergelijkbaar is met de installatie van offshore windparken, verschilt zon op zee wezenlijk doordat pv-floaters niet als zelfstandige eenheden functioneren. Ze moeten fysiek en functioneel geïntegreerd worden in een groter geheel, dit verhoogt de complexiteit en daarmee ook de arbeids- en installatiekosten (TNO, 2022b).

Ook het ontwerp van de verankeringsystemen is bepalend voor de uiteindelijke installatiekosten. Afhankelijk van de locatieomstandigheden (zoals waterdiepte, stroming en getijden) worden verschillende verankeringsconcepten toegepast die afgestemd worden op de eigenschappen van lichte en flexibele drijvende structuren, waarvoor numerieke simulaties nog niet volledig volwassen zijn (TNO, 2022b).

Tekstkader 3 - Schaalvoordelen en leereffecten offshore zonnepark

Schaalvoordelen en leereffecten offshore-zonnepark

Ontwikkelaars geven aan dat er op de lange termijn, wanneer de technologie voor zon op zee verder ontwikkeld is, kostenreductie kan optreden door het doorlopen van de leercurve van de technologie. Door meer zon op zee te produceren en installeren kunnen de kosten per unit dalen als gevolg van efficiëntere productie en installatie. Daarnaast wordt zon op zee vooralsnog op kleine schaal geproduceerd en getest. Door zon op zee op grote schaal in te zetten kunnen er schaalvoordelen optreden; de vaste kosten worden over hogere productielevels uitgesmeerd.

Op dit moment zijn er nog grote onzekerheden over wanneer deze reducties optreden, én in welke mate de investeringskosten door zulke effecten dalen. Om toch rekening te houden met dergelijke effecten maken we in de analyse gebruik van een bandbreedte: gunstig en ongunstig. In het gunstige scenario wordt er rekening gehouden met lage investeringskosten van zon op zee (circa 15% meer dan zon op land). Het ongunstige scenario houdt juist rekening met het huidige klimaat en de vele onzekerheden rondom de kostprijs die nu – in deze beginnende technologische ontwikkel-fase - een grote rol spelen. We gaan hierbij uit van 447% meerkosten ten opzichte van zon op land. Om deze schatting te bewerkstelligen hebben we verschillende investeringskosten gebruikt om een gemiddelde te berekenen, waaronder de investeringskosten van marktpartijen en literatuuronderzoek. De investeringskosten van marktpartijen zijn vertrouwelijk, waardoor we de berekeningen niet kunnen delen.

Installatie- en arbeidskosten voor wind op zee

De installatiekosten vormen een substantiële post binnen de totale investeringskosten van offshore windparken. In 2025 verwacht TNO dat de installatie- en arbeidskosten in totaal 130,35 €/kWp, met windturbines van 15 MW en een park bestaande uit 67 windturbines, wat resulteert in een vermogen van 1.005 MW voor het gehele park. In 2030 verwacht TNO dat de windturbines een groter vermogen hebben, met windturbines van 20 MW, en je in hetzelfde referentiepark 100 windturbines zou installeren. Dit resulteert in een vermogen van 2.000 MW in 2030 en de installatiekosten zullen hierbij 103 €/kWp bedragen. Hoewel de installatiekosten in absolute zin toenemen bij opschaling naar grotere turbines (15 MW in 2025 en 20 MW in 2030), verwacht TNO dat deze kosten relatief per geïnstalleerde kWp zullen dalen. Dit komt door schaalvoordelen en een toename van het vermogen per windmolen. Met grotere turbines zijn immers minder eenheden nodig om dezelfde capaciteit te realiseren, wat leidt tot een efficiëntere installatie (TNO, 2022a).

Daarnaast zijn technologische en logistieke optimalisaties van invloed. Denk hierbij aan de inzet van effectievere installatieschepen, verbeterde assemblageplanning en integratie van installatieactiviteiten. Deze ontwikkelingen leiden tot een daling van de installatiekosten als aandeel van de totale kosten per geproduceerde kWh, ondanks de groei in absolute getallen (TNO, 2022b).

5.3 Voorbereidingskosten

Naast de investeringskosten voor een zonne- of windpark zelf, komen ook in het voortraject voorbereidingskosten zoals proces- en ontwikkelingskosten kijken. Dit gebeurt bijvoorbeeld vaak al voordat er subsidies worden aangevraagd. Hernieuwbare energie investeringen brengen hierdoor in de voorbereidingsfase aanzienlijke kosten met zich mee, onder andere voor:

- vergunningstrajecten (zoals bouw- en omgevingsvergunningen);
- milieu-effectrapportages (MER's);
- haalbaarheidsstudies;
- netstudies en aansluitingstrajecten;
- overleg met grondeigenaren, gemeenten, verzekeraars en hypotheekverstrekkers.

In tegenstelling tot zon-op-dakprojecten, die vaak zonder vergunning kunnen worden uitgevoerd geldt voor grotere projecten zoals zon op land, wind op zee en zon op zee juist dat de kosten van het doorlopen van dit soort trajecten substantieel zijn. De relatief hoge voorbereidingskosten van veldgebonden projecten ten opzichte van zon-op-dakprojecten hebben een positieve invloed op de realisatiegraad, mede doordat er al significante kosten zijn gemaakt voor vergunningen, projecten met meer voorbereiding robuuster zijn opgezet en bij veldgebonden projecten er minder “cowboygedrag” optreedt (Trinomics, 2021).

Voor zon-op-landprojecten wordt gemiddeld 5 tot 7% van de totale investeringskosten toegerekend aan voorbereidingskosten. Deze bestaan enerzijds uit leges (circa 2% van de CAPEX) die door overheden worden geheven voor het in behandeling nemen van vergunningaanvragen. Anderzijds omvatten de voorbereidingskosten een breed scala aan studies en juridische procedures (ongeveer 3 tot 5% van de CAPEX), waaronder milieueffectrapportages, technische haalbaarheidsstudies, ruimtelijke ordeningsprocedures, participatie, en juridisch advies (PBL, 2025b). Om deze reden gaan we uit van een range van 5 tot 7% van de investeringskosten van een zon-op-landproject.

5.3.1 Projectkosten voor zon op land

De investeringskosten van een veldgebonden zonnepark zijn geschat op € 419 per kWp. Met 5 à 7% extra projectkosten zijn dat € 21 tot € 29 per kWp. In Variant 2, waarin zon op land wordt vervangen, kunnen zo'n 45 (ongunstig) à 167 (gunstig) zonneparken worden voorkomen. Het verschil tussen deze twee schattingen zijn de dakgebonden systemen: zoals eerder toegelicht gaan we uit van een gunstig scenario waarbij enkel veldsystemen worden vervangen en een ongunstig scenario waarin ook een deel daksystemen worden vervangen.

Met een gemiddelde omvang van 10 MWp bedragen de projectkosten in deze variant € 209.500 tot € 293.300 in totaal in het gunstige en ongunstige scenario per project. Voor 45 tot 167 in het ongunstige en gunstige scenario komt dat neer op een bandbreedte van € 9,45 miljoen tot € 49 miljoen.

5.3.2 Projectkosten voor zon op zee

Vanwege het gebrek aan nauwkeurige inzichten, nemen we voor zon op zee aan dat de projectkosten per investering gelijk zijn aan die van een veldgebonden project. In het zon-op-zee-scenario gaan we uit van twee grote offshore zonneparken van elk 0,7 GWp. We nemen daarom tweemaal de projectkosten zoals bepaald voor zon op land. Dat komt neer op een gunstig en ongunstige schatting van in totaal € 419.000 tot € 586.600. Deze schatting geeft weer dat grotere projecten schaalvoordelen opleveren: in plaats van een groot aantal relatief kleine projecten op land, wordt dezelfde capaciteit geproduceerd door middel van twee grote projecten op zee. Daarmee worden voorbereidende projectkosten verminderd.

Alhoewel het mogelijk is dat de absolute kosten per MWp voor een zon op zee hoger kunnen zijn, bijvoorbeeld vanwege ingewikkelde aanbesteding en juridische procedures, zullen de totale kosten relatief lager zijn voor zon op zee in vergelijking met zon op land. In Variant 1 (zon op zee is aanvullend) rekenen we deze kosten in het geheel toe aan zon op zee.

5.3.3 Projectkosten voor wind op zee

Voor wind op zee bepalen we geen aparte projectkosten. Bij de variant waarbij wind op zee wordt vervangen, gaan we ervan uit dat een deel van een windpark wordt vervangen door zon op zee. Dat betekent dat het windpark op zichzelf nog steeds wordt ontwikkeld, maar enkel wat kleiner is in de omvang. Daarom komen in deze variant enkel de projectkosten voor zon op zee er bovenop. Deze zijn daarmee gelijk aan de kosten zoals geschat voor Variant 1.

5.3.4 Overzicht totale effecten

In de tabel hieronder geven we een samenvattend overzicht van de effecten per variant.

Tabel 14 – Overzicht effecten op projectkosten per variant

Projectkosten (€)	Variant 1: ZOZ additioneel		Variant 2: ZOZ vervangt zon op land		Variant 3: ZOZ vervangt wind op zee	
	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig	Gunstig
Zon op zee	€ 586.600	€ 419.000	€ 586.600	€ 419.000	€ 586.600	€ 419.000
Zon op land	-	-	€ -9.452.000	€ -49.010.000	-	-
Wind op zee	-	-	-	-	€ 0	€ 0
Netto-effect	€ 586.600	€ 419.000	€ -8.965.400	€ -48.591.000	€ 586.600	€ 419.000

Tekstkader 4 – Overheidskosten voor de uitvoering van zon op land projecten

Bij de uitvoering van zon-op-landprojecten zijn er, naast de directe investeringskosten aan de zijde van projectontwikkelaars, ook significante kosten voor de overheid. Deze kosten zijn tweeledig: enerzijds betreft dit de uitvoering van nationale subsidieregelingen, zoals de SDE+, anderzijds gaat het om bredere bestuurlijke en ambtelijke inzet op regionaal en lokaal niveau, bijvoorbeeld bij vergunningverlening, ruimtelijke inpassing en netaansluitingscoördinatie.

Het Eindrapport Evaluatie van de SDE+ (Trinomics, 2021) geeft een onderbouwd en kwantitatief beeld van deze uitvoeringslast. In het jaar 2018 bedroegen de uitvoeringskosten van de regeling voor de betrokken organisaties, waaronder Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) en het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) in totaal circa € 11,5 miljoen. Deze kosten vertegenwoordigen ongeveer 0,4% van de totale verwachte kasuitgaven van de SDE+-regeling over de gehele looptijd van beschikkingen. Daarmee zijn de uitvoeringskosten relatief laag, want bij andere regelingen ligt het aandeel uitvoeringskosten doorgaans tussen de 2 en 5% van de totale uitgaven. De uitvoering van SDE+ wordt daarom als doelmatig beoordeeld.

Naast de uitvoering van de SDE+-regeling, maakt ook de bredere overheid (zoals gemeenten, provincies, omgevingsdiensten en netbeheerders) kosten in het kader van zon op land projecten.

Deze kosten omvatten onder andere:

- behandeling van vergunningsaanvragen (zoals omgevingsvergunningen en afwijkingsprocedures);
- milieueffectrapportages (MER) en beoordeling daarvan;
- bestuurlijke afstemming en participatieprocessen;
- toezicht en handhaving tijdens de bouw en exploitatie;
- ambtelijke ondersteuning bij ruimtelijke planvorming;
- ondersteuning bij netinpassing en coördinatie met netbeheerders.

Vooraf gemeenten en provincies vervullen hierbij een cruciale rol. De inzet op lokaal niveau is intensiever naarmate projecten complexer zijn of meer maatschappelijke impact hebben. Het Eindrapport Evaluatie SDE+ (Trinomics, 2021) maakt duidelijk dat de inzet van overheden buiten de landelijke uitvoeringsinstanties, zoals gemeenten en provincies, een rol speelt in de projectvoorbereiding en vergunningverlening van zon-op-landprojecten en dat dit kosten met zich mee brengt. Deze inzet wordt echter niet systematisch geregistreerd of gekwantificeerd. Hierdoor ontbreekt een duidelijk overzicht van de publieke inzet buiten de directe uitvoering van de SDE+-regeling.⁹ In deze mkba worden deze kosten niet meegenomen, vanwege gebrek aan gekwantificeerde gegevens.

5.4 Onderhoudskosten

Onderhoudskosten (OPEX) zijn de jaarlijkse kosten voor het in stand houden van een energiesysteem, zoals inspectie, reparatie, schoonmaak, verzekering en monitoring.

In Tabel 15 presenteren we de onderhoudskosten voor zon op land, zon op zee en wind op zee. PBL (2025b) adviseert om bij zon-op-zeeprojecten uit te gaan van 50% meerkosten voor onderhoud ten opzichte van zon op land. In marktconsultaties en de literatuur worden echter aanzienlijk hogere schattingen genoemd. Aangezien de uitkomsten van de marktconsultaties betrouwbaar zijn, kunnen we de hoogte van de gemiddelde onderhoudskosten wel specificeren, maar niet de onderliggende opbouw of herkomst van de cijfers. Daarom hanteren we een bandbreedte van 50% als gunstige indicatie ten behoeve van de meerkosten ten opzichte van zon-op-landprojecten en tot 315% meerkosten als ongunstige bovengrens om rekening te houden met de verschillende indicaties in de markt. In het gunstige scenario gaan we uit van 19,50 €/kWp/jaar aan onderhoudskosten voor zon op zee en in het ongunstige scenario gaan we uit van 40,96 €/kWp/jaar aan onderhoudskosten voor zon op zee.

⁹ Gebaseerd op analyse van het rapport *Evaluatie van de SDE+* Trinomics (2021), waarin uitsluitend landelijke uitvoeringskosten worden gekwantificeerd.

Tabel 15 - Overzicht gehanteerde onderhoudskosten per categorie

Categorie	€/kWp/jaar	€/ha/jaar	Meerkosten t.o.v. zon op land	Bron
Wind op zee	70,24	84.288		(TNO, 2020)
Zon op land	13,00	31.200		(PBL, 2025b)
Zon op dak	12,00	28.900		(PBL, 2025b)
Zon op zee zonnolgend drijvend	13,60	23.314		(PBL, 2025b)
Zon op zee (gunstig)	19,50	31.200	50%	(PBL, 2025b)
Zon op zee (ongunstig)	40,96	49.146	315%	Marktconsultaties en literatuuronderzoek

5.4.1 Onderhoudskosten van zon op land

Voor grootschalige zon op land projecten worden jaarlijkse onderhoudskosten geraamd op 13 €/kWp per jaar (PBL, 2025c). Deze inschatting omvat meerdere terugkerende kostenposten die samenhangen met het beheer, gebruik en juridische status van zon-op-land-projecten. De totale onderhoudskosten bestaan uit de volgende componenten:

- **Verzekeringskosten:** Voor dekking van schade aan installaties (bijv. door extreme weersomstandigheden, brand of diefstal).
- **Beveiliging:** Toezicht en fysieke beveiligingsmaatregelen om vandalisme en diefstal te voorkomen.
- **Netwerkaansluitingskosten:** Jaarlijkse kosten voor het in stand houden van de netaansluiting.
- **Assetmanagement:** Operationeel beheer van de installatie, monitoring van prestaties en coördinatie van onderhoud.
- **OZB (Onroerendezaakbelasting):** Aangezien zonnepanelen op land worden gezien als onroerend goed, zijn eigenaren belastingplichtig voor het gebruik van grond en installaties.
- **Pachtkosten:** Als de zonnepanelen op gehuurde landbouw- of private grond wordt gerealiseerd, komen er pachtbetalingen bij. Aangezien pachtkosten per locatie verschillen gaan we hier wederom uit van een gunstige inschatting wat 5.250,00 €/ha/jaar bedraagt en een ongunstige inschatting wat 7.000,00 €/ha/jaar bedraagt.

5.4.2 Onderhoudskosten van zon op zee

Onderhoud aan drijvende pv-systemen op zee is uitdagend door hoge transportkosten en beperkte toegang door extreme weersomstandigheden. In de winter en bij ruwe weersomstandigheden is het vaak niet mogelijk om personeel veilig naar de installatie te sturen. Voor zon op land zijn er al schoonmaakrobots ontwikkeld, maar dit is nog niet ontwikkeld voor zon op zee, hierdoor zijn antifoulingmaatregelen nodig. Monitoring, bijvoorbeeld via digital twinning is nodig voor vroegtijdige foutdetectie. In deze mkba hanteren we de onderhoudskosten per kWp. Dat betekent dat de onderhoudskosten lineair meeschalen met de omvang van een zonnepark.

Echter kan het zijn dat bij een groter project efficiënter onderhoud kan worden gepleegd. In dat geval zouden de relatieve kosten per kWp dalen. Met deze mogelijkheid is in deze mkba geen rekening gehouden vanwege gebrek aan informatie over dergelijke ontwikkelingen.

5.4.3 Onderhoudskosten van wind op zee

De onderhoudskosten voor wind op zee bedragen op dit moment 70,24 €/kWp/jaar, maar TNO verwacht dat deze kosten richting 2030 aanzienlijk zullen dalen. De daling van kosten wordt vooral toegeschreven aan technologische opschaling. Door de inzet van grotere turbines, is per geïnstalleerde MW minder infrastructuur nodig zoals fundering en bekabeling. Ook nemen installatie- en onderhoudswerkzaamheden af per eenheid vermogen. Dit leidt tot een efficiënter gebruik van arbeid, ondanks dat de absolute kosten per park toenemen. De onderhoudskosten stijgen tussen 2020 en 2030 in totaal, maar nemen per kWp juist af door schaalvoordelen. In 2025 bedragen deze kosten 70,24 €/kWp/jaar en in 2030 zakt dit naar 54 €/kWp/jaar. Verdere kostendaling blijft mogelijk via innovatie, ervaringseffecten en efficiëntere onderhoud strategieën. Hierdoor ontwikkelt wind op zee zich tot een steeds kosten efficiëntere bron van duurzame energie.

5.5 Aansluitkosten

Aansluitkosten omvatten de kosten vanaf de publieke infrastructuur (beschreven in de kosten op publieke infrastructuur in Paragraaf 6.1) voor de private infrastructuur: voor windmolens op zee dus vanaf het veld op het converterstation naar de windturbines zelf. De ontwikkelaar van de zonne- of windparken is verantwoordelijk voor de aansluitkosten op het converterstation. Dit is dus een additionele directe financiële post voor de ontwikkelaars. Zowel op zee als op land gelden aansluitkosten. Een overzicht van de effecten per variant is opgenomen in Tabel 16.

Tabel 16 – Overzicht effect op aansluitkosten per variant

Variant	Aansluitkosten op zee	Aansluitkosten op land
1. Extra zon op zee	Aansluitkosten vereist voor zon op zee	Geen effect
2. Vervanging zon op land	Aansluitkosten vereist voor zon op zee	Minder aansluitkosten vanwege minder zonnepark op land
3. Vervanging wind op zee	Aansluitkosten vereist voor zon op zee, minder aansluitkosten wind op zee	Geen effect

5.5.1 Aansluitkosten op zee

De aansluitkosten op zee spelen een rol in alle drie varianten. De ontwikkelaar is verantwoordelijk voor de bekabeling op het converterstation. De kosten van de aansluitkosten voor zon op zee zijn vooralsnog onbekend. Daarom wordt dit effect alleen kwalitatief meegenomen.

De effecten per variant zijn als volgt:

- **Variant 1: Zon op zee is aanvullend.** In dit geval zijn er extra aansluitkosten ten opzichte van het referentiescenario; er wordt immers meer hernieuwbare opwek aangelegd welke op het net moet worden gezet. Voor de mkba is dit daarom een ongunstige post.
- **Variant 2: Zon op zee ter vervanging van zon op land.** Ook in dit geval zijn er extra aansluitkosten ten opzichte van het referentiescenario. Wel worden er aansluitkosten op land bespaard. Dit wordt behandeld in de volgende paragraaf. Wat betreft aansluitkosten op zee is dit een ongunstige post in de mkba.
- **Variant 3: Zon op zee ter vervanging van wind op zee.** In dit geval zijn er twee tegengestelde effecten. Omdat er minder windturbines geplaatst worden, zijn er ook mogelijk minder aansluitkosten voor de windturbines nodig. Daarentegen vergt het zonnepark wél aansluitkosten op zee. In deze variant is het dus onduidelijk of dit gunstig of ongunstig uitpakt in de mkba.

Tabel 17 – Overzicht effecten aansluitkosten op zee per variant

Effect	Variant 1: ZOZ additioneel	Variant 2: ZOZ vervangt ZOL	Variant 3: ZOZ vervangt ZOW
Aansluitkosten op zee	PM -	PM -	PM +/-

5.5.2 Aansluitkosten op land

De aansluitkosten op land variëren alleen in Variant 2, waarbij zon op zee leidt tot minder vermogen van zon op land. We identificeren drie categorieën zon-pv: zon op residentieel dak, zon op daken van bedrijven en zonneparken. Additionele aansluitkosten vinden meestal alleen plaats bij nieuwe zonneparken, voor zon op dak wordt (meestal) gebruikt gemaakt van bestaande aansluitingen die niet vergroot hoeven te worden qua fysieke capaciteit. We rekenen met de huidige aansluitkosten, uitgaande van een nu gebruikelijk zonnepark van zo'n 6 MW met een aansluiting van 3 MW. De gemiddelde meerlengte gerapporteerd door Liander is 1.500 meter (Liander, 2025). We gaan voor de lage projectkosten uit van 1.000 meter en voor de hoge kosten van 3.000 meter.

Tabel 18 – Aansluitkosten voor gemiddeld zonnepark met veel en weinig meerlengte, gebaseerd op de tarieven van Liander voor 2025 (Liander, 2025)

Toelichting	Zonnepark – lage aansluitkosten	Zonnepark – hoge aansluitkosten
Aansluiting	HS/MS-station	HS/MS-station
Vermogen zonnepark (MW)	6	6
Vermogen aansluiting (MW)	3	3
Eenmalige aansluitvergoeding	€ 422.361	€ 422.361
Kosten per meter meerlengte	€ 217	€ 217
Meerlengte (m)	1000	3000

Toelichting	Zonnepark – lage aansluitkosten	Zonnepark – hoge aansluitkosten
Totale aansluitkosten	€ 639.361	€ 1.073.361
Aansluitkosten per MW zon-pv	€ 106.000	€ 176.000

Dit kengetal voor gemiddelde aansluitkosten per MW kunnen we koppelen aan de resulterende vermogen zon-pv op land, die minder gerealiseerd worden door zon op zee. Daaruit blijken de totale eenmalige investeringen door de zon-pv ontwikkelaar voor het aansluiten van de zon-pv. Deze zijn geschat tussen de € 57 en € 96 miljoen, met belangrijkste afhankelijkheid de meerlengte van de kabels voor het zonnepark.

Tabel 19 – Resultaat totale vermeden investering in aansluitkosten voor zon op land

Vermogen aansluitniveau	2. Vervangen zon op land - laag	2. Vervangen zon op land - hoog
LS-net	€-	
MS-kabel	€-	
HS/MS-station	€ 57.300.000	€ 96.200.000
Totaal	€ 57.300.000	€ 96.200.000

5.6 Productieopbrengsten

Productieopbrengsten zijn het verschil tussen de kosten van elektriciteitsproductie en de prijs waarmee het verkocht wordt aan een afnemer. Als in een scenario additionele elektriciteit geproduceerd wordt, nemen daarmee de productieopbrengsten toe, gebaseerd op de kosten en marktprijs. Voor de scenario's zien we voor de productieopbrengsten:

- Wanneer zon op zee bovenop bestaande hernieuwbare energieplannen aangesloten wordt komt er extra hernieuwbare energie beschikbaar. Deze additionele productie kan vervolgens op de elektriciteitsmarkt verhandeld worden. De producentensurplus hiervan worden als baat voor de offshore ontwikkelaars beschouwd. Deze baten ontstaan enkel in Variant 1, waarbij de geleverde energie hoger is dan in het referentiescenario 'Koersvaste Middenweg'. In deze berekening houden we rekening met wanneer die elektriciteit beschikbaar komt (namelijk op momenten met zonne-instraling) en wat de verwachte elektriciteitsprijs op die uren is. Op nationaal niveau zien we dat de momenten met zonne-invoeding vaak al momenten zijn met zeer veel productie, vanwege de grote hoeveelheden zonnepanelen, en daarmee vaak lagere prijzen.

- In Scenario's 2 en 3, waarbij zon op zee een andere hernieuwbare energiebron vervangt, nemen we aan dat de netto energieproductie gelijk blijft. De verschillende scenario's zijn namelijk zo afgestemd dat elke techniek (zon op zee, zon op land en wind op zee) dezelfde hoeveelheid energie oplevert in vollasturen.¹⁰

De extra productieopbrengsten worden bepaald door de hoeveelheid additioneel geleverde energie te vermenigvuldigen met de prijs waarvoor deze kan worden verkocht. De kosten voor de projecten zijn opgenomen als projectkosten, waardoor netto de winst voor de verkoop van elektriciteit overblijft. Gezien de onzekerheden omtrent de prijs, maken we in de analyse gebruik van een bandbreedte¹¹, bestaande uit de volgende prijzen:

- ongunstig scenario (in het nadeel van zon op zee), gebaseerd op de bodemprijs voor 'elektriciteit zon-pv netlevering' uit het Onrendabele Top Model (PBL, 2025a): € 0,0393/kWh;
- gunstig scenario (in het voordeel van zon op zee), gebaseerd op de langetermijnprijs voor 'elektriciteit zon-pv netlevering' uit het Onrendabele Top Model (PBL, 2025a): € 0,0589/kWh.

Het aantal vollasturen per jaar is volgens het ETM 1.089 per jaar. Daar gaat 13% vanaf vanwege de curtailment. De resterende vollasturen (947) vermenigvuldigen we met de prijzen zoals hiervoor aangegeven.

Tabel 20 geeft een overzicht van de totale productieopbrengsten per scenario. Zoals toegelicht zien we enkel maatschappelijke baten voor deze post in het scenario zon op zee additioneel.

Tabel 20 – Productieopbrengsten per scenario (x1.000)

	Variant 1: ZOZ additioneel		Variant 2: ZOZ vervangt ZOL		Variant 3: ZOZ vervangt WOZ	
	Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig
Opbrengsten	€ 951.483	€ 634.861	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0

¹⁰ In deze scenario's zullen de baten van de geproduceerde energie van de offshore wind óf onshore zon ontwikkelaar overgeheveld worden naar de offshorezonontwikkelaar; de netto maatschappelijke baten zijn nul. In principe kunnen de uiteindelijke productieopbrengsten van zon op zee en alternatieven vanwege het variërende energieprofiel van elkaar verschillen. Vanuit de mkba methodiek kijkt men echter niet naar hoe elektriciteitsprijzen tot stand komen, maar naar de daadwerkelijke kosten. De netto baten in Scenario's 2 en 3 zijn daarom nul.

¹¹ In de mkba combineren we het ongunstige opbrengsten scenario met het ongunstige kostenscenario (investeringen, etc.); het ongunstige scenario schetst het meest nadelige scenario voor zon op zee. Het gunstige scenario schetst daarentegen het meest voordelige scenario voor zon op zee (lage kosten, hoge opbrengsten).

6 Indirecte financiële effecten

Naast directe financiële effecten, kunnen er ook indirecte effecten optreden als gevolg van een verandering in het energiesysteem. Dit betreft de effecten op infrastructuur (netverzwaring) en flexvermogen, en effecten op de arbeidsmarkt. De effecten op infrastructuur rekenen we door. De effecten op de arbeidsmarkt beschrijven we op kwalitatieve wijze.

6.1 Effecten op infrastructuur

Naast de investeringen in het offshore zonnepark zelf, moet ook de relevante infrastructuur aanwezig zijn of worden aangelegd. Op zee gaat dat om het substation. Bij zon op land geldt hetzelfde: vanwege een vol elektriciteitsnet is vaak bij additionele zonneparken netverzwaring nodig. In deze paragraaf gaan we in op deze twee componenten van infrastructuurinvesteringen voor de drie varianten.

De effecten op elektriciteitsinfrastructuur zijn opgedeeld in de netverzwarkosten bij de netbeheerder voor het net op land en op zee. Een overzicht van de effecten per variant is opgenomen in Tabel 21.

Tabel 21 – Overzicht effecten op infrastructuur per variant

Variant	Netverzwaring op zee	Netverzwaring op land
1. Extra zon op zee	Gelijk; verzonken kosten	Geen effect
2. Vervanging zon op land	Gelijk; verzonken kosten	Minder netverzwaring nodig voor invoedingsnetcongestie, zie Paragraaf 6.1.2
3. Vervanging wind op zee	Gelijk; verzonken kosten	Geen effect

In deze analyse is onderzocht welke investeringen naar verwachting vereist zijn om de projecten te realiseren (en dus congestie op te lossen of te voorkomen). Voor de infrastructuur op land speelt dit vooral bij zon op land, we hebben in Paragraaf 4.2 al geconcludeerd dat het effect bij de aanlandingslocaties van zon op zee zeer beperkt zijn.

6.1.1 Netverzwaring op zee

Voor zon op zee gaan we ervan uit dat er geen additionele netinfrastructuur op zee wordt gerealiseerd in de vorm van additionele 2 GW DC-kabels en converterstations. De stations worden alleen gerealiseerd als er ook capaciteit van wind op zee gerealiseerd wordt, en niet voor zon op zee. Daarom beschouwen we de kosten als ‘verzonken’ en rekenen we deze kosten niet toe aan de varianten voor zon op zee. In de referentie gaan we ervan uit dat deze kosten ook worden gemaakt, onafhankelijk van de beslissing om wel of niet in zon op zee te investeren. De kosten veranderen niet en zijn daarom niet meer maatschappelijk relevant.

Tekstkader 5 – Kosten voor netverzwaring bij nieuw systeem

In deze mkba gaan we uit van een zonnepark dat wordt aangesloten op een al bestaand windpark. In dat geval zijn de kosten zoals hiervoor beschreven verzonken en niet relevant. Echter, wanneer er vanuit een systeem een nieuw project wordt gemaakt waarbij wind en zon beide worden opgenomen, is het denkbaar dat de kosten verdeeld worden over de verschillende technieken. Hierna lichten we toe om hoeveel kosten dat potentieel zou gaan.

De netkosten voor het net op zee omvatten zo'n € 35,5 miljard voor de plannen Routekaart 2031 waarmee 18,9 GW wordt aangesloten. Dit komt overeen met een investering van € 1,88 miljard per GW, oftewel € 3,76 miljard voor een 2 GW. De vraag is of er kosten voor deze netuitbreiding toegekend moeten worden aan zon op zee. Daarvoor zijn twee scenario's verkend:

1. Geen kosten toekennen aan zon op zee; alle infrastructuurkosten worden toegerekend aan wind op zee.
2. De kosten worden toegekend op de verhouding tussen productie (GWh) van zon op zee en wind op zee. Wind heeft veel meer productie (GWh) voor het opgesteld vermogen (GW) dan zon op zee.

Tabel 22 – Verkenning kosten toerekenen aan zon op zee voor netinfrastructuur op zee. De absolute kosten veranderen niet, maar mogelijk dient een deel van de kosten toegerekend te worden aan zon op zee

Kosten toekennen van net op zee aan zon op zee	Geen	Gebaseerd op productie (GWh)
Zon op zee		600 GWh
Wind op zee		9.100 GWh
Kosten toekennen aan wind op zee	€ 3.760.000.000	€ 3.530.000.000
Kosten toekennen aan zon op zee	€ 0	€ 230.000.000

Uit de analyse in Paragraaf 4.1.3 blijkt dat met 1,4 GW zon op zee zo'n 300 MW wind op zee vervangen kan worden. Voor het vervangen van 2 GW wind op zee (oftewel een volledig windpark en DC-station) is dus zo'n 10 GW zon op zee vereist. Als er dus zo'n hoge ambitie zon op zee gerealiseerd kan worden, kan er naar verwachting één totaal 2 GW windpark minder gerealiseerd worden en de totale infrastructuurkosten uitgespaard worden.

6.1.2 Netverzwaring op land

Investerings in netverzwaring op land worden alleen vermeden in Variant 2, met minder inzet in opwek van zon op land. De analyse over aanlandingslocaties en de netimpact daar is opgenomen in Hoofdstuk 3. De netverzwarkosten zijn gebaseerd op eerdere bronnen van Netbeheer Nederland en recentere kosteninformatie (CE Delft, 2023b; Netbeheer Nederland, 2019). Vervolgens is een verdeling gemaakt waar zon-pv-projecten aangesloten worden, gebaseerd op de scenario's van de netbeheerders over de ontwikkeling van zon-pv tot 2050 in het gehanteerde energiescenario (Netbeheer Nederland, 2025). De aangenomen netverzwarkosten zijn opgenomen in Tabel 23.

Tabel 23 – Aangenomen netverzwarkosten voor net op land (prijspeil 2025)

Investering per netvlak	Vermogen - indicatief (kW)	Investering – indicatief (€)	Investering per kW (€/kW)
EHS/HS-station	500.000	€ 130.000.000	€ 260
HS-kabel	500.000	€ 50.000.000	€ 100
HS/MS-station	200.000	€ 32.200.000	€ 161
MS-net (MS-T + MS-D)	5.000	€ 1.700.000	€ 340
MS/LS-station	600	€ 150.000	€ 250
LS-net (verzwaring van 40% van netcomponenten)	250	€ 150.000	€ 600

Uit de energiescenario's van Netbeheer Nederland is vervolgens bepaald op welk netvlak zon-pv wordt aangesloten. De netbeheerders gaan in het scenario Koersvaste Middenweg ervanuit dat 36% van de zon-pv in 2040 gerealiseerd wordt op huishoudelijke daken, 36% op daken bij bedrijven en 28% bij zonneparken. We nemen aan dat als zon op zee leidt tot minder zon op land, dit uniform verminderd wordt over deze drie categorieën. Het vermogen aangesloten op het LS-net, raakt ook het hoogspanningsnet. Dit vermogen is iets lager, vanwege enige ongelijktijdigheid in zon-pv.

Tabel 24 – Aansluitniveau zon op land – scenario Koersvaste Middenweg (Netbeheer Nederland, 2025)

Netbelasting aansluitniveau	Aansluit niveau zon op land	Totaal aangesloten vermogen zon op land	Eenheid
LS-net (zon op huishoudelijk dak)	36%	36%	MW
MS-net (zon op bedrijfsdaken)	36%	72%	MW
HS-net (zonneparken)	28%	100%	MW

Om de investeringskosten te bepalen is het vervolgens nodig om te bepalen hoeveel van de zon-pv-projecten ook echt leiden tot netverzwaring. Ten eerste wordt het net vaak verzaamd omdat er zowel te veel afname, als te veel invoeding is. Minder invoeding van zon-pv, betekent dan dat het net nog steeds verzaamd moet worden. Ook hoeven niet alle projecten tot extra netverzwaring te leiden.

- We nemen als **hoog scenario** aan dat 50% van de netinvesteringen wordt toegeschreven aan invoeding, en 50% aan afname. Daarnaast nemen we aan dat tweederde van de zon-pv gevestigd is in gebieden met invoedingscongestie en dus netverzwaring vereist. Dit leidt ertoe dat effectief 33% van de netverzwarkosten toegekend worden aan zon-pv. Als er minder zon op land gerealiseerd wordt in Variant 2, leidt dit dus tot een verlaging van de vereiste investeringen. Voor EHS/HS-stations en HS-kabels nemen we aan dat de impact de helft is van de lagere netvlakken omdat de gelijktijdigheid verschil en de meeste TenneT-investeringen vereist blijven naar verwachting.
- In het **laag scenario** nemen we subjectief aan dat éénderde van de investeringen van het hoog scenario daadwerkelijk voorkomen worden. Dit gaat ervan uit dat de netbeheerder minder verzaaren voor de invoedingspiek van zon-pv, omdat ze hier minder netverzwaring voor uitleggen vanwege intern beleid of omdat er minder netimpact is in de toekomst van zon-pv vanwege lokaal verbruik, opslag of andere netinpassing.

Tabel 25 – Aannames voorkomen netverzwaring laag en hoog – voor Variant 2. Minder zon op land

Investering per netvlak	Aangesloten vermogen (MW)	Minder zon op land voorkomt netverzwaring - laag	Minder zon op land voorkomt netverzwaring - hoog
EHS/HS-station	1.920 MW	6%	17%
HS-kabel	1.920 MW	11%	17%
HS/MS-station	1.920 MW	11%	33%
MS-net (MS-T + MS-D)	1.380 MW	11%	33%
MS/LS-station	690 MW	11%	33%
LS-net	560 MW	11%	33%

Al deze aannames resulteren in totale vermeden netinvesteringen als er in Variant 2 minder zon op land gerealiseerd wordt. De totale eenmalige infrastructuur investeringen (door de netbeheerders) zijn € 188 miljoen in het laag scenario en € 565 miljoen in het hoog scenario.

Tabel 26 – Totale vermeden netinvesteringen per netvlak laag en hoog – voor Variant 2. Minder zon op land

Investeringen	2. Vervangen zon op land - laag	2. Vervangen zon op land - hoog
EHS/HS-station	€ 27.50.000	€ 82.400.000
HS-kabel	€ 10.600.000	€ 31.700.000
HS/MS-station	€ 34.000.000	€ 102.000.000
MS-net (MS-T + MS-D)	€ 51.700.000	€ 155.100.000
MS/LS-station	€ 19.000.000	€ 57.000.000
LS-net (verzwaring van 40% van netcomponenten)	€ 45.600.000	€ 136.900.000
Totaal	€ 188.300.000	€ 565.000.000

Tekstkader 6 – Heeft hoger gebruik van substations op zee gevolgen voor nettarieven TenneT?

Het installeren van zon op zee bij bestaande windparken zorgt ervoor dat er meer capaciteit op dezelfde infrastructuur wordt aangesloten. De elektriciteit van het net op zee komt direct op het landelijk hoogspanningsnet – de snelwegen van het elektriciteitsnet – die in de basis al gereed zijn of worden gemaakt om per 2 GW-verbinding deze hoeveelheid windenergie te transporteren. Dat kan er in theorie voor zorgen dat TenneT bij eenzelfde totale productie (met zon op zee in plaats van zon op land) minder kosten voor transport van elektriciteit hoeft te maken, zodat de nettarieven verlaagd kunnen worden. Echter lijkt dit in de praktijk niet het geval, vanwege de volgende redenen:

1. Er treedt geen absolute besparing op. Wellicht resulteert het efficiënter benutten van het net op zee in lagere kosten per getransporteerde MWh (LCOE, levelised cost of energy), maar omdat dit geen absolute kostenbesparing is, is er geen geld over wat verdeeld kan worden.
2. Op dit moment betalen producenten van elektriciteit in Nederland geen transporttarieven.
3. Het beter gebruiken van het net is niet per individuele aangeslotene te bepalen. Ook op land zullen er casussen zijn die het net juist ontlasten. In de basis gebruikt elke aangeslotene het net en betaalt iedereen daar een – door de ACM vastgesteld – deel voor.

6.2 Effecten op regelbare centrales

In alle drie varianten van de mkba vindt een effect plaats op de inzet van regelbare centrales voor energiebalancerings. Dit betekent het op nationaal niveau in balans houden van vraag en aanbod. Het inzetten van regelbare centrales voor het eventueel verhelpen van netcongestie is geen onderdeel van deze analyse en is voor de zichtstermijn van deze studie minder relevant (2035-2050)

De regelbare centrales worden in Variant 1 minder ingezet, in Variant 2 juist meer. De detailresultaten en toelichting daarbij is opgenomen in Paragraaf 4.1. Het aan- of uitzetten van de centrales gaat gepaard met meer of minder operationele kosten, waarbij het gebruik van blauwe waterstof (in lijn met uitgangspunten NPE vanaf 2035) de belangrijkste kostenbron is. Dit effect nemen we mee in deze mkba.

Voor de kosten maken we gebruik van de een blauwe waterstofprijs van € 74,20 per MWh (CE Delft & Witteveen+Bos, 2024). Deze vermenigvuldigen we met het verschil in inzet van gascentrales ten opzichte van de referentie. Over een periode van vijftien jaar levert dat de meerkosten op zoals weergegeven in Tabel 27.

Tabel 27 – Totale meerkosten voor inzet gascentrales per variant

OPEX regelbare centrales	Variant 1	Variant 2	Variant 3
Totale effect	€ -71.535.000	€ 67.149.000	€ 33.672.000

6.3 Arbeidsmarkteffecten

In een mkba wordt veelal gekeken naar werkgelegenheid op de arbeidsmarkt. In de Algemene Leidraad voor mkba's wordt toegelicht dat er bij indirecte werkgelegenheid over het algemeen geldt dat er enkel sprake is van verschuivingen op de arbeidsmarkt; het netto-effect op de werkgelegenheid is daarmee nul (CPB & PBL, 2013). Enkel wanneer zon op zee zal leiden tot vermindering van onvrijwillige werkloosheid zal dit tot maatschappelijke baten leiden.

De huidige arbeidsmarkt is echter krap; er is sprake van personeelstekorten en de meeste (technische) vacatures zijn zeer moeilijk vervulbaar. Wegens deze krapte gaan we ervan uit dat de indirecte effecten (ook in 2035) beperkt zijn en dat het welvaartseffect hiervan praktisch verwaarloosbaar is in deze mkba (dus niet 'PM').

Naast effecten op de huidige arbeidsmarkt beschouwen we in Tekstkader 7 en Tekstkader 8 andere mogelijke effecten die te maken hebben met beschikbaarheid en kansen voor de arbeidsmarkt in Nederland. In Tekstkader 7 gaan we in op de mogelijke exportkansen voor de Nederlandse offshore zonindustrie.

In Tekstkader 8 gaan we in op de capaciteitseffecten voor installatieschepen, welke mogelijk zowel voor zon op zee als wind op zee nodig zijn, en slechts beperkt beschikbaar.

Tekstkader 7 – Kansen voor de Nederlandse industrie en kenniseconomie

Door als Nederland in te zetten op de ontwikkeling van offshore zonneparken, kan de nationale export van kennis en diensten op dit gebied mogelijk versterkt worden, zoals aangegeven door verschillende ontwikkelaars. Ook zijn er mogelijk kansen om de Nederlandse (maritieme) maak-industrie in de waardeketen van zon op zee te betrekken (TNO, 2022b). Er zou met name een rol weggelegd zijn voor eindgebruikers (energiebedrijven die de energie gebruiken), systeemleveranciers (zon op zee ontwikkelaars), producenten van onderdelen (zoals producenten van de mooring lines, drijvende structuren, etc.) en projectontwikkelaars. Het is echter onduidelijk in welke mate deze economische effecten op de opbouw van een nieuwe waardeketen in de toekomst een rol gaan spelen. Dit zal ook in belangrijke mate afhangen van het vervolgtraject na de eerste investeringen van 1.400 MW.

Tekstkader 8 Capaciteit offshore installatieschepen

Afgelopen decennia is de vraag naar offshore windparken enorm toegenomen. In 2010 was de wereldwijde gerealiseerde offshore capaciteit 3 GW, terwijl deze in 2023 circa 66 GW bedraagt (McKinsey, 2024). Naar verwachting neemt de vraag naar deze capaciteit komende jaren nog sterk toe. Echter zorgt dit voor additionele druk op de beschikbare gespecialiseerde offshore installatieschepen, gezien deze offshore windparken op wereldwijde schaal installeren. Op de korte termijn wordt er zelfs op wereldwijde schaal al een tekort aan installatieschepen verwacht (H-BLIX, 2022). Mogelijk kan deze schaarste prijsopdrijvende effecten veroorzaken.

Voor de realisatie van zonneparken op zee zijn er mogelijk offshore installatieschepen nodig uit dezelfde pool als offshore wind. Zo zijn er schepen nodig om de kabels te leggen die de offshore zonneparken verbinden met windturbines of het converterplatform, welke ook door offshore windontwikkelaars ingezet zullen worden. Bij de aanleg van het ankersysteem voor het offshore zonnepark van Oceans of Energy wordt gebruik gemaakt van een anchor handling tug (AHT) schip (Oceans of Energy, 2025b). Dit type schip is bijvoorbeeld gespecialiseerd in het aanleggen van de ankers en afmeerlijnen, en het slepen van drijvende funderingen voor offshore windparken en/of olieplatformen.

Wel is aannemelijk dat er voor zon op zee kleinere schepen nodig zijn dan voor de installatie van wind op zee. Het blijft daarom de vraag in hoeverre de installatieschepen voor zon op zee in concurrentie staan met wind op zee.

Een prijsopdrijvend effect zou enkel optreden in het scenario waarin zon op zee additioneel wordt geplaatst aan offshore wind (Variant 1 en Variant 2); in deze scenario's wordt zowel wind op zee als zon op zee gerealiseerd. Mogelijk zou er in de toekomst ook synergie kunnen optreden wanneer zon op zee tegelijk met wind op zee wordt ontwikkeld.

Om een ordegrootte van de kosten van offshore installatieschepen te schetsen, maken we gebruik van een hypothetisch scenario. Stel, een anchor handling tug (AHT) wordt voor tien dagen ingezet om een offshore zonnepark naar het offshore windpark te slepen, en deze vervolgens te installeren. De kosten van een dergelijk schip bedragen anno 2024 tussen de € 24.000 en € 61.000 per dag, afhankelijk van het type en de grootte van het schip (BVGAssociates, 2023). Een kostenprijsverhoging van 2% als gevolg van concurrentie op de markt van installatieschepen leidt in dit hypothetische scenario tot een toename in kosten van € 4.600 tot € 11.800.

| 7 Externe effecten

7.1 Inleiding

Naast financiële effecten, zijn externe effecten een belangrijk onderdeel van een mkba. Dit zijn effecten die normaliter niet leiden tot een financiële transactie, maar wel leiden tot een verandering in welvaart voor burgers. Externe effecten zijn vaak onbedoeld – in die zin dat ze niet worden meegenomen in afweging door initiatiefnemer – en kunnen in positieve of negatieve zin bijdragen.

Zo zijn effecten op het milieu extern: emissies van vervuilende stoffen leiden tot een verlies aan welvaart (door bijvoorbeeld klimaatverandering en fijnstofvorming) maar deze negatieve effecten worden (grotendeels) door niemand afgerekend. Hetzelfde geldt voor ruimtelijke effecten, zoals grondgebruik en visuele hinder. Het externe effect kan ook positief zijn: door extra in te zetten op zon op zee kan de ruimtelijke impact van zonneprojecten op land beperkt worden en zien minder mensen hun welvaart achteruitgaan. Door externe effecten te identificeren en te waarderen, kan een completer beeld worden verkregen van de totale kosten en baten voor de samenleving.

In dit hoofdstuk gaan we in op elk van de externe effecten die een rol spelen bij het investeren in zon op zee.

7.2 Milieueffecten

7.2.1 CO₂-emissies

In de algemene zin zal de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen de gemiddelde CO₂-emissies van de elektriciteitsmix verminderen; er worden immers (relatief) minder fossiele brandstoffen ingezet naarmate de transitie naar een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening voortschrijdt. Zo kan ook de inzet van zon op zee er bijvoorbeeld voor zorgen dat er gascentrales in de mix afgeschakeld kunnen worden; hernieuwbaar vervangt daarmee in de marge een gasgestookte centrale. In de transitie naar een CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening, zal niet iedere geproduceerde kilowattuur een ander fossiel kilowattuur verdringen, zeker wanneer er een ongelijktijdigheid in het aanbod- en vraagprofiel optreedt. Het ligt dan steeds meer voor de hand dat extra hernieuwbare elektriciteit andere hernieuwbare elektriciteit verdringt (kannibaliseren), waarmee netto geen vermindering meer optreedt in de totale CO₂-emissies.

Het is zelfs mogelijk dat er ook effecten optreden waardoor de CO₂-emissies toenemen, hierbij gaat het om:

- **Ketenemissies:** als gevolg van de productie van hernieuwbare energiebronnen, zoals zonnepanelen;
- **CO₂-emissies:** juist als gevolg van opschakeling van gascentrales elders.

In de mkba maken we onderscheid in de ketenemissie-effecten van de productie en de emissies van het energiesysteem. Voor het bepalen van de externe effecten van CO₂-emissies wordt binnen mkba's doorgaans gebruik gemaakt van de efficiënte CO₂-prijzen uit de WLO. De meest recente CO₂-prijzen uit de WLO dateren echter uit 2016, en worden pas later in 2025 geüpdatet.¹² Deze prijzen sluiten niet aan op de ambitieuzere Europese klimaatdoelstellingen uit de EU Green Deal en ontbreken daarmee aan de hogere betalingsbereidheid voor klimaatbeleid die men sindsdien heeft. Daarom maken we in deze mkba gebruik van de CO₂-prijzen uit het Handboek Milieuprijzen van CE Delft (2023a). Een overzicht van de CO₂-prijzen, inclusief het voorgeschreven btw-percentage van 18%, voor prijspeil 2024, is opgenomen in Tabel 28. De prijzen voor de tussenliggende jaren hebben we geïnterpoleerd.

Tabel 28 – CO₂-prijzen o.b.v. het Handboek Milieuprijzen, in €₂₀₂₄/ton CO₂ incl. btw van 18%

	2025	2030	2040	2050
Prijs € ₂₀₂₄ /ton CO ₂	€ 213	€ 262	€ 400	€ 610

Ketenemissies productie

De bouw en sloop van energieproductiemiddelen (zoals zonnepanelen en windturbines) leiden tot CO₂-uitstoot. Zo worden er voor zon op zee bijvoorbeeld zonnepanelen, een drijvende structuur, ankers en kabels geproduceerd. Daarnaast komen er emissies vrij in de installatiefase, waarbij de infrastructuur op zee wordt aangelegd.

Deze ketenemissies beoordelen we aan de hand van de LCA benadering, waarbij we per techniek gebruik maken van een emissiekengetal per kWp. De emissiefactoren voor de verschillende technieken staan gepresenteerd in Tabel 29.

Tabel 29 – Ketenemissies per techniek

	Zon op zee	Zon op land	Wind op zee
Ton CO ₂ -eq./KWp	1,29	1,1	1,45

¹² Kort voor afronding van deze mkba zijn de nieuwe WLO-scenario's en de bijbehorende CO₂-prijzen gepubliceerd. Deze zijn niet meer meegenomen in deze mkba.

De emissiekengetallen van wind op zee zijn afkomstig uit onderzoek van CE Delft (2023c). In de huidige technologische staat is er nog weinig bekend over de ketenemissies van zon op zee ten opzichte van bijvoorbeeld zon op land. TNO (2024a) heeft onderzoek gedaan naar de ketenemissies van drijvende zonneparken in Nederland en Duitsland ten opzichte van de ketenemissies van zonneparken op land.¹³ Deze kengetallen worden toegepast in de mkba. Een belangrijke kanttekening is dat het gebruik van deze getallen mogelijk leidt tot een onderschatting van de ketenemissies van zon op zee. Voorbeelden van mogelijke onderschattingen zijn die mogelijk te maken hebben met een specifieke Nederlandse situatie:

- er zijn mogelijk andere zonnepanelen nodig welke tegen erosie kunnen en/of sterkere structuren om de zonnepanelen te beschermen tegen de golfslag;
- de emissies tijdens de aanleg en onderhoudsfase voor zon op zee vallen hoger uit, gezien de parken verder op zee worden aangelegd in plaats van op een meer.

We gaan ervanuit dat in 2035 de plaatsing van 1.400 MW zon op zee leidt tot de vervanging van 1.671 MW zon op land (Variant 2) of 271MW wind op zee (Variant 3) op basis van de energetische doorrekening.

Emissies energiesysteem

Offshore zonneparken wekken duurzame elektriciteit op, welke vervolgens ingezet kan worden in het energiesysteem. Door de inzet van zon op zee kunnen CO₂-emissies ten gevolge van de inzet van kolen- en gascentrales elders voorkomen worden (baat). Wanneer een gascentrale wordt ingezet, kan het gas op twee manieren worden toegepast: direct als brandstof, of als input voor de productie van blauwe waterstof. In het geval van waterstof komen er minder CO₂-emissies vrij dan wanneer het gas direct wordt gebruikt.

In de analyse sluiten we aan bij de aannames uit de energetische doorrekening. We gaan ervan uit dat de gascentrales enkel op blauwe waterstof draaien vanaf 2035 (dit is in lijn met de richting beschreven in het NPE).¹⁴ Gezien er vanaf 2030 een bijmengverplichting voor waterstof in gascentrales geldt¹⁵, is het aannemelijk dat blauwe waterstof dan beschikbaar zal zijn.

Als input voor de doorrekening gebruiken we de uitkomsten van de energetische berekeningen; hieruit volgt in welke mate gascentrales op- of afgeschakeld moeten worden per scenario. In Scenario 1 worden gascentrales afgeschakeld, terwijl in Scenario's 2 en 3 deze juist worden opgeschakeld.

¹³ Hierin maken we de aanname dat er geen verschil zit in de ketenemissies van zon op land en zon op dak.

¹⁴ Hierbij gaan we uit van het huidige prijspeil van de energiebronnen: blauwe waterstof is goedkoper dan groene waterstof. In de realiteit zullen blauwe waterstof en groene waterstof concurrerend worden, wanneer exact is nu nog niet te voorspellen.

¹⁵ In de praktijk zal deze verplichting ingevuld worden via blauwe of groene waterstof.

Deze uitkomsten vermenigvuldigen we met de emissiefactor van blauwe waterstof (90% afvang van CO₂) van 8,25 kg/GJ (zie CE Delft (2021) en de milieuprijzen uit het Handboek Milieuprijzen van CE Delft (2023a). Gezien de emissies van blauwe waterstof bekend zijn maken we – net zoals bij de ketenemissies – géén gebruik van een gunstig en ongunstig scenario.

Resultaat berekening effect op CO₂-emissies

Tabel 30 geeft een overzicht van de resultaten van de mkba-doorrekening. Hierin zijn zowel de emissies die vrijkomen bij de productie van panelen als de uitstoot van emissies ten gevolge van het energiesysteem gepresenteerd. Zoals eerder toegelicht, maken we voor de CO₂-emissies geen gebruik van een gunstig en ongunstig scenario.¹⁶

Tabel 30 – Resultaten emissies energiesysteem per scenario (x1.000)

	Variant 1: ZOZ additioneel	Variant 2: ZOZ vervangt ZOL	Variant 3: ZOZ vervangt WOZ
Ketenemissies productie	€ -495.541	€ 8.808	€ -387.721
Emissies energiesysteem	€ 18.672	€ -21.459	€ -11.449

7.2.2 Luchtvervuilende emissies

Net als het effect op CO₂-uitstoot, zal een verandering in de inzet van gascentrales ook een effect hebben op de uitstoot van luchtvervuilende stoffen. Hetzelfde geldt voor de productie van de verschillende investeringen. Hierbij gaat het om stoffen als fijnstof (PM_{2,5} en PM₁₀), stikstofoxiden (NO_x), ammoniak (NH₃), niet-methaan volatiele organische stoffen (NMVOS) en zwaveloxiden (SO_x). Dergelijke stoffen komen vrij bij bijvoorbeeld verbranding van fossiele brandstoffen en in industriële en agrarische processen. De stoffen zorgen voor schade aan de menselijke gezondheid en aan ecosystemen. Inademing van bijvoorbeeld fijnstof en stikstof kan bijvoorbeeld leiden tot hart- en vaatziekten, verhoogde kans op bronchitis en over het algemeen een verhoogde kans op vroegtijdig overlijden. Ook het ecosysteem ondervindt schade van luchtvervuiling, door de aantasting van de bodem (verzuring en vermesting).

Vanwege een gebrek aan nauwkeurige gegevens over de effecten op de emissies van luchtvervuilende stoffen nemen kwantificeren we dit effect niet. Bij elektriciteitsproductie op basis van gas treden negatieve effecten op, net als bij CO₂-emissies. In de keten is het effect onbekend; het is niet per definitie waar dat het effect parallel loopt met CO₂-emissies. We vatten de effecten samen als weergegeven in Tabel 31.

¹⁶ Een mogelijke gevoeligheidsanalyse kan worden gedaan op de CO₂-prijs met de WLO-scenario's. Echter waren de nieuwe WLO-prijzen nog niet beschikbaar ten tijde van het bepalen van deze effecten.

Tabel 31 – Overzicht effecten op luchtvervuilende emissies per variant

Effect op luchtvervuiling	Variant 1: ZOZ additioneel	Variant 2: ZOZ vervangt zon op land	Variant 3: ZOZ vervangt wind op zee
Emissies energiesysteem	PM +	PM -	PM -
Ketenemissies productie	PM	PM	PM

7.2.3 Biodiversiteit

Als maatschappij hechten we waarde aan de natuur. In een mkba wordt dan ook meegenomen wat de invloed is op de natuur, in de vorm van biodiversiteit: de verscheidenheid en rijkdom aan soorten. Zeker bij deze mkba van verschillende duurzame energietechnieken, waar fysieke ruimte voor nodig is, is het relevant om te onderzoeken wat voor effect de techniek heeft op biodiversiteit. De leefomgeving van verschillende soorten kan bijvoorbeeld verstoord worden, maar in het ene scenario in meer of mindere mate dan in het andere scenario. Om de scenario's te beoordelen, brengen we de ecologische gevolgen van zon op zee, zon op land en wind op zee in kaart.

Zon op zee

Er is nog geen duidelijk beeld van de effecten van een offshore zonnepark op de biodiversiteit op zee. Een aantal effecten, negatief en positief, zijn wel al beschreven, maar de orde van grootte is nog niet vast te stellen. We zullen een overzicht geven van de mogelijke effecten.

Een veelgenoemd risico is dat de panelen zorgen voor schaduw in het water, wat een effect kan hebben op de ecologie eronder (Futures, 2022) (TNO, 2022a). Met name het bodemleven ervaart negatieve gevolgen van schaduw, maar aangezien de panelen op zee liggen waar het heel diep is, is de verwachting dat dit effect klein is. Hierbij speelt ook het ontwerp van het zonnepark mee: de ruimte tussen de panelen om licht door te laten kan bepalend zijn voor het minimaliseren van dit effect. Onderzoek van (Karpouzoglou et al., 2020) laat zien dat het effect van schaduw sterk optreedt bij hoge bedekkingspercentages, maar tegelijkertijd ook makkelijk geminimaliseerd kan worden door lage bedekkingsgraden aan te houden.

Naast de panelen komt er ook infrastructuur in de zee te liggen, zoals kabels en verankering, die de zeebodem kunnen beïnvloeden (Futures, 2022). Verder kan het elektromagnetisch veld van de systemen verstorend werken (Futures, 2022), en kan het voorkomen dat onderdelen afbreken of giftige stoffen lekken, wat voor vervuiling zorgt (TNO, 2022a).

Behalve de negatieve effecten zijn er mogelijk ook een aantal potentiële positieve effecten van zonnepanelen op zee voor het ecosysteem. De systemen van de zonnepanelen bieden bijvoorbeeld beschutting voor vissen en dienen als groeiplaats voor planten en zeedieren (Deltares, 2020) (Futures, 2022).

Daarnaast kan zon op zee een dempend effect hebben op golfvorming, waardoor minder troebelheid in de zee en minder erosie van kustlijnen kan plaatsvinden (Futures, 2022).

Figuur 10 – Schematische weergave van de ecologische interacties van zon op zee

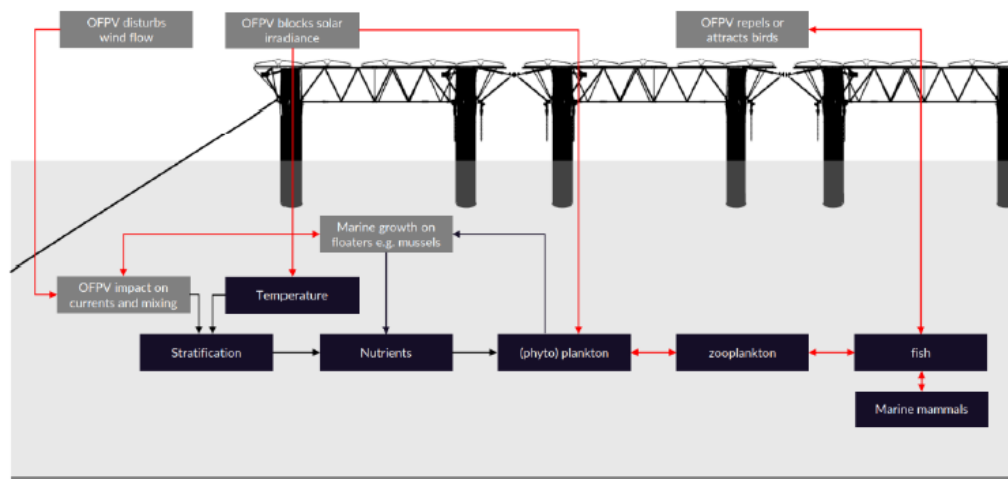


Figure 2: A simplified overview of the environmental and ecological interactions that influence the functioning of marine ecosystems, once without OFPV (a) and once with a OFPV installation (b). In (b), the red arrows represent the primary knowledge gaps of the impact of an OFPV installation on the marine environment.

Bron: Deltares 2020

Al met al kan een offshore zonnepark marine ecosystemen beïnvloeden, maar is het moeilijk om te zeggen of dit positief of negatief uitpakt, en hoe groot deze invloed is.

Zon op land

Zonnepanelen op land zijn al op veel verschillende plekken te vinden. Veel daken zijn er mee bedekt, evenals stukken grond waar hele zonneparken zijn aangelegd. Voor de ecologische gevolgen van zonnepanelen op land richten we ons op de zonneparken, aangezien voor zonnepanelen op daken minder ecologische gevolgen bekend, maar ook te verwachten, zijn.

Zonnepanelen blokkeren het zonlicht en regenwater voor de bodem. Hierdoor groeien er minder planten en is er minder bodemleven onder de panelen (van der Zee et al., 2019) (de Vries & Klaassen, 2024). In de randen om de panelen is er juist potentie voor hogere biodiversiteit. Wat het effect van zonneparken op de biodiversiteit is, is afhankelijk van de opstelling van de panelen, en waar de grond eerst voor werd gebruikt. Doorgaans is dit landbouw, waardoor door intensieve bemesting en gebruik van bestrijdingsmiddelen de biodiversiteit sterk is afgenomen (van der Zee et al., 2019). Het gebruik van zonnepanelen geeft dan een positief effect op het voorkomen van vogels, insecten, planten en muizen. Bepaalde akker- en weidevogels meiden juist de zonneparken, omdat ze uitzicht en openheid verkiezen. Deze soorten zijn juist bedreigd en krijgen extra aandacht in natuurbescherming.

In gebieden voor deze vogels vormen zonneparken een bedreiging (de Vries & Klaassen, 2024; van der Zee et al., 2019). Het effect van een zonnepark op de habitat van vogels kan dus deels negatief en deels positief zijn.

Een ander, minder bekend fenomeen is de polarisering van zonlicht door zonnepanelen, waardoor waterinsecten denken dat het waterlichamen zijn (Black & Robertson, 2020). Waterinsecten leggen hun eitjes op de panelen, maar deze kunnen er niet op uit komen, waardoor ze sterven. Dit effect kan voorkomen worden door dunne witte strepen aan te brengen op de panelen, waardoor insecten dit niet meer herkennen als wateroppervlak, terwijl zo min mogelijk oppervlakte verloren gaat voor de productie van zonne-energie (Black & Robertson, 2020).

Voor zonneparken geldt dus dat negatieve effecten verminderd kunnen worden, en zelfs voorkomen, door mitigerende maatregelen. Ook kunnen er positieve effecten optreden. In Scenario 2 vervangt zon op zee zon op land, en wordt dus voorkomen dat de effecten van zon op land op biodiversiteit optreden. Het is sterk afhankelijk van het zonnepark in kwestie of er negatieve of positieve effecten optreden, en hoe groot die zijn. Wel is het aantal zonneparken dat wordt vervangen groot, dus is het effect daarmee in Scenario 2 ook relatief groter door de schaal waarop het plaatsvindt. Afhankelijk van wat voor ecologische effecten ervoor in de plaats komen door zonnepanelen op zee, is het netto-effect voor Scenario 2 positief of negatief.

Wind op zee

Wind op zee kent ecologische effecten gedurende de installatie van de turbines en door de aanwezigheid van de turbines zelf. Omdat voor de windturbines geheid moet worden, vindt er veel verstoring plaats in de zee tijdens het bouwproces. Dit heeft een effect op onder andere zeezoogdieren zoals de bruinvis, waar meer sterfte en/of verminderde voorplanting is tijdens de bouw van windturbines (Decisio & Witteveen+Bos, 2018).

De turbines op zee (of op land) zelf kunnen effect hebben op onder andere vogels en vleermuizen, waar sterfte door aanvaringen veel voorkomt. Een mitigerende maatregel die kan worden ingezet bij windturbines is het tijdelijk stilzetten van de turbines, wat voor trekvogels een verschil maakt, maar niet voor vogels die vast in het gebied aanwezig zijn (Decisio & Witteveen+Bos, 2018).

Wind op zee heeft dus een negatief effect op de biodiversiteit, waarbij door mitigerende maatregelen het effect verminderd kan worden. Wel is het aantal windturbines dat wordt vervangen door zon op zee maar klein in deze analyse. Het gaat hier niet om een windpark dat niet meer wordt gebouwd, maar enkel individuele windturbines. Hierdoor zijn de gevolgen van het vervangen van windturbines op zee door zonnepanelen op zee, relatief minder groot. Afhankelijk van wat voor ecologische effecten ervoor in de plaats komen door zonnepanelen op zee, kan het netto effect voor Scenario 2 positief of negatief uitvallen.

Conclusie

Al met al zijn de effecten van verschillende hernieuwbare opwektechnieken ambigu wat betreft biodiversiteit. Zeker in Scenario's 2 en 3, waarbij zon op zee ter vervanging dient van zon op land of wind op zee, is het moeilijk te beoordelen of dit tot een netto positief of negatief effect leidt. Alhoewel in Variant 1 (additionele hernieuwbare opwek op zee) waarschijnlijk het meeste verschil optreedt met de referentie, is het alsnog lastig te beoordelen of het effect op het marine ecosysteem positief of negatief is. Het is over het geheel dus lastig om iets te zeggen over hoe schadelijk de technieken zijn, aangezien het ook sterk afhangt van het beheer van de omgeving om de biodiversiteit ten goede te doen. Hierdoor kunnen we zon op zee, zon op land en wind op zee niet tegen elkaar afwegen.

Tabel 32 – Effecten op biodiversiteit van zon op zee, zon op land en wind op zee

Beschrijving	Zon op zee	Zon op land	Wind op zee
Panelen blokkeren zonlicht, wat invloed heeft op de groei van planten, bodemleven of (fyto)plankton onder de panelen.	-	-	
Infrastructuur (kabels, verankering) en installatieproces (vertroebeling van water) kunnen het bodemleven beïnvloeden.	-		-
Elektromagnetisch veld van systemen kunnen invloed hebben op lokale ecosysteem (waarschijnlijk klein).	(-)		
Vervuiling door plastics of andere materialen die afbreken bij schade of giftige stoffen die weglekken.	-		
Minder troebelheid en verminderde erosie van kustlijnen door terugdringen van golfvorming.	+		
Panelen bieden beschutting en habitat voor bijvoorbeeld vissen, mosselen en zeewier. Hiermee wordt lokaal de biodiversiteit verhoogd.	+		
Sterfte en/of verminderde voortplanting (door verstoring door m.n. heien) onder bruinvissen en andere zeezoogdieren.			-
Sterfte door aanvaring bij vogels en vleermuizen.			-
Weidevogels vermijden zonneparken, parken mogen dan ook niet gebouwd worden in gebieden voor akker- en weidevogels.		-	
Zonneparken kunnen bijdragen aan de biodiversiteit, in gebieden die intensief agrarisch zijn gebruikt (bemesting, bestrijdingsmiddelen) waar de biodiversiteit sterk is afgenomen.		+	
Zonnepanelen trekken waterinsecten aan omdat de reflectie van lichtstralen lijkt op die van een wateroppervlakte, waar ze vervolgens eieren leggen die niet uit kunnen komen.		-	

7.3 Grondgebruik

Een veelgebruikt argument voor zon op zee is het relatief beperkte ruimtegebruik: de Noordzee heeft een zeer groot oppervlak, waar slechts een fractie van nodig is om een significante hoeveelheid hernieuwbare energie op te wekken. Ook zijn er relatief weinig concurrerende belangen rondom het kleine stukje ruimte op zee. Dat betekent ook dat op land minder ruimte nodig is voor andere technieken zoals zon op land, zon op dak en wind op land. In deze mkba vergelijken we zon op zee met zon op land en met wind op zee. Met name in het geval van zon op land, is het mogelijk om een hoog aantal veldgebonden zonneparken en eventueel daksystemen te vervangen. In Tabel 33 vatten we samen wat de impact van de verschillende varianten is op het gebruik van grond op zee en op land.

Tabel 33 – Overzicht impact op grondgebruik per variant

Variant	Grondgebruik zee	Grondgebruik land
Variant 1: ZOZ additioneel	Claim op zee, concurrerend met scheepvaart, natuur, visserij, andere energieprojecten	Geen impact
Variant 2: ZOZ vervangt zon op land	Claim op zee, concurrerend met scheepvaart, natuur, visserij, andere energieprojecten	Voorkomt landgebruik, kan ingezet worden voor landbouw, woningbouw, natuur
Variant 3: ZOZ vervangt wind op zee	Windturbines nemen meer oppervlakte in, maar bedekken minder wateroppervlak. Mogelijk onder water geen palen nodig	Geen impact

Wat betreft het grondgebruik op zee brengen we geen (kwantitatieve) effecten in kaart. Omdat de ruimte op zee groot is, en we uitgaan van het aansluiten van een zonnepark bij een bestaand of gepland windpark, zijn er geen additionele claims op water. In veel gevallen is bij de aanleg van windparken rekening gehouden met additioneel ruimtegebruik tussen de windturbines, en wordt ook rekening gehouden met ruimte voor scheepvaart en visserij.

Op land kunnen we wel degelijk een effect in kaart brengen. In Variant 2, waarbij we zon op land vervangen door zon op zee, kan een aantal zonneparken voorkomen worden door de aanleg van offshore zonneparken. Nederland is een dichtbevolkt en klein land, waardoor er veel concurrentie is voor verschillende economische activiteiten op de beperkte grond. Zo kan land gebruikt worden voor landbouw, woningen, industrie of recreatie.

Om een inschatting te maken van de baten van vrijgekomen landgebruik, gebruiken we pachtkosten. Pachttarieven geven, in een goed functionerende markt, weer wat de economische waarde van de grond in kwestie is. Daarom geeft dit een goede inschatting van de baten die gepaard gaan met het vrijmaken van grond voor additionele activiteiten.

De geschatte huidige pachtkosten voor grond zijn € 5.250 tot € 7.000 per hectare per jaar.¹⁷ Gegeven het gemiddelde hiervan en de gemiddelde oppervlakte van een zonnepark op land kunnen we de totale pachtkosten bepalen per jaar. Wederom gaan we uit van een gunstig en ongunstig scenario waarbij in het gunstige scenario enkel veldgebonden systemen worden vervangen, en in het ongunstige scenario ook een deel dakgebonden systemen. Voor zon op dak rekenen we geen pachtkosten. Met een discontovoet van 2,25% resulteert dit in de effecten zoals weergegeven in Tabel 34.

Tabel 34 – Overzicht effecten op grondgebruik in variant 2

Grondgebruik	Ongunstig	Gunstig
Variant 2: ZOZ vervangt zon op land	€ 30.290.000	€ 112.185.200

7.4 Visuele hinder

Een ander extern effect betreft visuele hinder. Zonnepanelen en windturbines kunnen worden geplaatst in het zicht van mensen. Niet iedereen is even blij met het zicht hierop. Zonnepanelen op zee liggen te ver weg van de kust om door mensen gezien te worden (TNO, 2022a). Windturbines op zee daarentegen zijn groot genoeg om voor visuele hinder te zorgen. In Scenario 3 (zon op zee vervangt wind op zee) zullen er alleen niet genoeg windturbines worden vervangen om de visuele hinder van een windpark weg te nemen. Zon op land, op daken of in zonneparken, zorgt wel voor visuele hinder, en wordt in Scenario 2 (deels) voorkomen.

Zon op land

Zonnepanelen op daken kunnen zorgen voor een negatieve visuele beleving voor omwonenden (CE Delft, 2020). Zonneparken zorgen ook voor visuele hinder: onderzoek van (RVO, 2019) laat zien dat de waarde van huizen daalt met 3% binnen een straal van 1 km om een zonnepark. Voor zonnepanelen op daken is in wetenschappelijk onderzoek geen aanwijzing dat zonnepanelen tot daling van woningwaarde leidt. We berekenen het effect van visuele hinder in Scenario 2 aan de hand van het effect van zonneparken op woningwaarde.

In 2023 telde Nederland 562 zonneparken met een totale oppervlakte van 3.621 hectare (Kadaster, 2023). 40% van die oppervlakte ligt dichtbij of in de bebouwde kom, waarbij de gemiddelde grootte van een zonnepark in de bebouwde kom 1,23 hectare is. (Kadaster, 2023). We gaan uit van een gemiddelde grootte zonnepark, en van het vervangen van 167 zonneparken. Om te berekenen hoeveel woningen dalen in waarde door de visuele hinder van deze zonneparken, moeten we weten hoeveel woningen er in de buurt (de bebouwde kom) staan. In de bebouwde kom verschilt de dichtheid van woningen.

¹⁷ Zie: <https://www.grondverpachten.nl/>

In weinig stedelijke gebieden gaat het om gemiddeld 500-1.000 woningen per km², in sterk stedelijke gebieden om 1.500-2.500 woningen (CBS, 2022). We nemen hierbij aan dat zonneparken in de bebouwde kom aan de rand van stedelijke gebieden worden geplaatst, waar de stedelijkheidsgraad laag is, en rekenen met 1.000 woningen per km². N.B: dit zijn schattingen die een beeld geven van de ordergrootte.

We rekenen met een bandbreedte om dit effect in te schatten. In het meest gunstige scenario voor zon op zee, de bovengrens, zijn de vermeden kosten het hoogst, en hebben er dus veel woningen last van zonneparken. In het minst gunstige scenario zijn er juist weinig woningen die last hebben van zonneparken. Dit is de ondergrens. Voor de bovengrens rekenen we uit wat het effect is als alle zonne-energie die wordt vervangen, afkomstig was van zonneparken in de bebouwde kom. Deze waarde vormt de bovengrens voor de waardering van visuele hinder. Jaarlijks zorgen zonneparken in dit scenario voor € 8,9 miljoen aan gedaalde waardes van omliggende woningen.

De ondergrens wordt gevormd door een afname zoals de energie afkomstig van zon op land is verdeeld op het moment: ongeveer driekwart van zonnepanelen op daken en een kwart van zonneparken. Hierbij zeggen we ook dat de zonneparken die vervangen worden, liggen in een niet stedelijk gebied en dus weinig visuele hinder oplevert.

In dit scenario is de geschatte daling in woningwaarde jaarlijks € 140.000.

Tabel 35 – Kosten van visuele hinder

	Ondergrens	Bovengrens
Aantal zonneparken	45	167
Aantal woningen binnen een straal 1 km	10	111
Levensduur zonnepark	25	25
Jaarlijkse geschatte daling woningwaarde	143.653	8.851.020
Totale kosten visuele hinder	1.749.540	107.796.327

7.5 Economische effecten

De plaatsing van offshore zonneparken kan effect hebben op de economische activiteiten die plaatsvinden op de Noordzee. Hierbij gaat het bijvoorbeeld om impact op scheepvaart en visserij. In de mkba kijken we enkel naar de plaatsing van offshore zonneparken in de nabijheid van/ter vervanging van offshore windparken. Door de plaatsing van zonneparken tussen de windturbines, kunnen de mogelijkheden voor medegebruik mogelijk afnemen. Medegebruik kan bijvoorbeeld gaan over de scheepvaart tussen de windturbines, maar ook over aquacultuur en passieve visserij.

Zoals toegelicht in Paragraaf 1.3 wordt er een voor elk windpark een gebiedspaspoort opgesteld. Hierin wordt een verdeling gemaakt voor medegebruik activiteiten. Het overkoepelende beeld is dat de aanleg van zon op zee weinig tot geen impact zal hebben op andere economische activiteiten. Dit wordt verder toegelicht in de komende paragrafen.

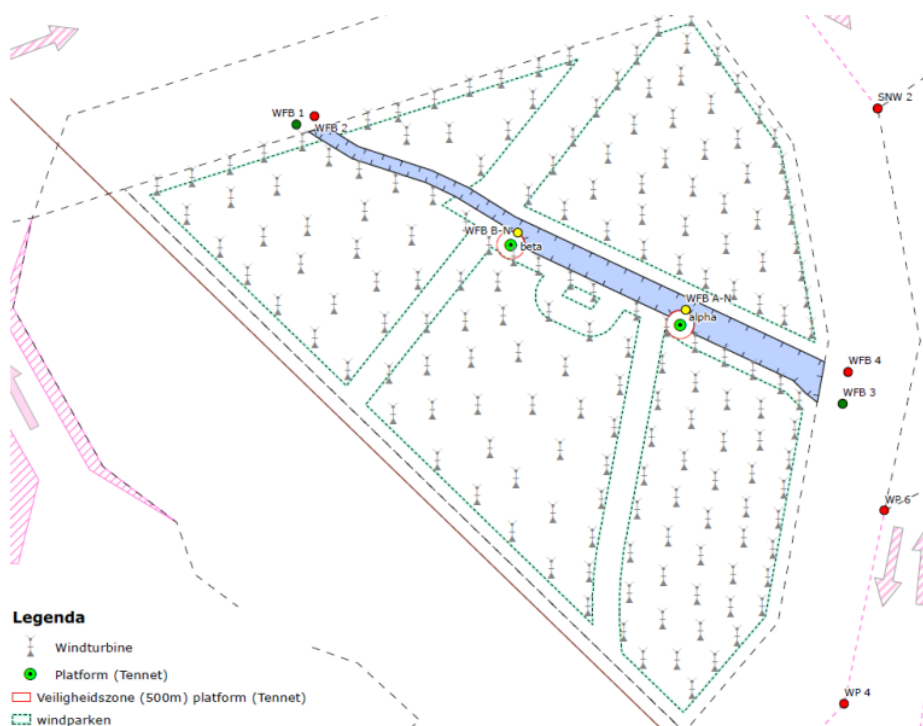
Scheepvaart

De Nederlandse havens vervullen in de internationale handel een grote economische rol. Voor het bereiken van de Nederlandse zeehavens ligt er 3.600 km² aan scheepvaartroutes, knooppunten, ankergebieden en clearways (Rijksoverheid, 2024). De plaatsing van duurzame opwekking op zee kan invloed hebben op de scheepvaart.

De plaatsing van een offshore zonnepark wordt gezien als medegebruik van het offshore windpark. Een ander type medegebruik is de scheepvaart. Voor een aantal windparken op de Noordzee is in de huidige situatie medegebruik door de scheepvaart toegestaan. Er zijn twee typen doorvaart mogelijk:

- Vrije doorvaart, waarbij schepen (tot 24 meter) tussen de windturbines door mogen varen. Hier zitten echter wel strenge regels aan verbonden, zoals het behoud van een minimale afstand van 250 meter van de windturbines. Dit is bijvoorbeeld mogelijk bij het Prinses Amalia Windpark en bij Windpark Egmond aan Zee. Bij de meeste offshore windparken is dit vanwege de veiligheid van scheepvaart niet toegestaan. In verband met medegebruik voor bijvoorbeeld natuur, (passieve) visserij en andere vormen van energieopwekking, is er in toekomstige windenergiegebieden geen optie meer tot vrije doorvaart. In het bijzonder geldt dat aquacultuur en duurzame energieopwekking een conflicterend ruimtegebruik hebben met scheepvaart (Dekker & Kolk, 2024).
- Een doorvaartpassage, waarbij er door het windpark heen een passage wordt toegewezen aan de scheepvaart (tot 46 meter). Hierdoor kan voor het grootste deel van de vissersschepen en recreatieve schepen omvaren worden voorkomen. In Figuur 11 is zo'n doorvaartcorridor voor het windpark bij Borssele weergegeven. Regels voor scheepvaart die hierbij gelden zijn bijvoorbeeld een minimale afstand van 150 meter tot de windturbines, 500 meter tot converterplatforms en geen contact met de bodem, om eventuele schade aan kabels en/of leidingen te voorkomen (Dekker & Kolk, 2024).

Figuur 11 – Doorvaartcorridor windpark Borssele



Bron: Noordzeeloket (2025a)

Door medegebruik in windparken, onder andere door zonneparken, zal vrije doorvaart in de toekomst niet meer mogelijk zijn. Dit leidt mogelijk tot meer drukte op de reguliere scheepvaartroutes en de doorvaartcorridor. Hierdoor kan mogelijk de veiligheid van de scheepvaart in het geding komen; er ontstaat meer risico op aanvaring. Dit zal met name een mogelijk risico zijn voor stuurloze (driftende) schepen, zoals toegelicht in Decisio (2014). Ook is het mogelijk dat schepen die voorheen gebruik maakte van de vrije doorvaart te maken krijgen met omvaarkosten, zoals extra brandstofkosten.

Tevens zullen er tijdens de aanlegfase van zon op zee meer scheepvaartbewegingen plaatsvinden, dit leidt ook mogelijk tot extra drukte op de scheepvaartroutes.

Gezien er nog doorvaart mogelijk is via de corridor en op reguliere scheepvaartroutes verwachten we een beperkt effect wanneer schepen vanuit de vrije doorvaart via deze wegen zullen varen. De effecten op de veiligheid van de scheepvaart zijn in eerdere onderzoeken niet gemonetariseerd. We nemen deze dan ook in de mkba op als PM-post.

Visserij

De Noordzee ontleent zich als uitvalsbasis voor de visserij en aquacultuur, zoals mosselkweek, zeewierkweek en/of schelpdierkweek. In principe geldt dat vissers overal mogen vissen, behalve in gebieden waar andere activiteiten plaatsvinden. De plaatsing van duurzame opwekking op zee kan invloed hebben op deze economische activiteiten.

De verschillende vormen van medegebruik van offshore windparken voor de visserij zijn vastgesteld in het Programma Noordzee 2022-2027 (Rijksoverheid, 2023a).

Het gaat om:

- **Aquacultuur:** zoals schelpdier- en zeewierkweek. Voor de meeste van deze technieken is geen doorvaart van schepen meer mogelijk (Deltares, 2019).
- **Passieve visserij:** een visteknik waarbij de vis, kreeft of krab naar het tuig toe komt. Bij actieve visserij wordt er bijvoorbeeld gebruik gemaakt van sleepnetten; hier komt het net naar de vis toe (WUR, 2024). Actieve visserij is vooralsnog niet toegestaan in offshore windparken in verband met veiligheidsrisico's, zoals kabelbreuk. Wel worden mogelijkheden hiervoor onderzocht. Sportvisserij is in de offshore windparken wel toegestaan. Hiervoor moet er minimaal 50 meter afstand gehouden worden tot turbines en 500 meter tot converterstations.¹⁸

Voor het ondernemen van deze zowel aquaculturele- als passieve visserij worden verschillende gebieden in het windenergiegebied gereserveerd. Hierdoor verwachten we een zeer beperkte impact van offshore zonneparken op de mogelijkheden voor de visserij binnen de windenergiegebieden. We nemen deze dan ook in de mkba op als PM-post.

Tekstkader 9 – Offshore zon met een aandeel in de maatschappelijke kosten van offshore wind

In principe gaan we ervanuit dat zon op zee enkel geplaatst wordt bij een offshore windpark; zon op zee wordt niet losstaand ontwikkeld. Hierdoor gaan we ervanuit dat er geen externe kosten van de ontwikkeling van het offshore windpark overgeheveld moeten worden naar zon op zee. Als zon op zee in de toekomst (los) onderdeel uitmaakt van een offshore windpark, zouden de externe effecten mogelijk gedeeltelijk aan zon op zee toegewezen kunnen worden. Dit gaat bijvoorbeeld om de effecten op zandwinning, scheepvaart, visserij en gas- en oliewinning.

In principe geldt dat er bij de aanleg van een offshore windpark naar een plek wordt gezocht waar zo min mogelijk andere activiteiten plaatsvinden. Echter leert de praktijk dat het compleet vermijden van deze activiteiten lastig is; hierdoor treden er toch effecten op. Ter illustratie geven we een rekenvoorbeeld van de impact op de visserij van de aanleg van een offshore zonnepark:

Stel, het windenergiegebied beslaat 290 km² aan kustgebied, waarvan 1,5 km² wordt gebruikt voor offshore zonnepark, in plaats van offshore wind; dan is zo'n 0,5% van de externe effecten toe te rekenen aan offshore zonnepark. De gemiddelde opbrengsten voor de visserij in zoekgebieden voor offshore wind over de periode 2010-2019 bedragen ongeveer € 1.600/km² per jaar (anno 2025) (WUR, 2020). Wanneer 1,5 km² wordt ingezet voor offshore zonnepark voor een levensduur van +/-25 jaar, komt dit neer op ongeveer € 60.000 aan gederfde inkomsten voor de visserij in het windenergiegebied.

¹⁸ [Het effect van wind op zee op de visserij - Wind op zee](#)

7.6 Leveringszekerheid

Door de plaatsing van hernieuwbare energiebronnen wordt Nederland minder afhankelijk van de import van fossiele brandstoffen. Hiermee vermindert de Nederlandse afhankelijkheid van import uit politiek instabiele regio's. Dit effect speelt met name in het eerste scenario, waarbij de zonne-energie op zee boven op de bestaande duurzame energie-technieken komt. In de twee scenario's waarbij zon op zee dan wel zon op land, dan wel wind op zee vervangt, betekent dit weinig voor de leveringszekerheid van energie voor Nederland.¹⁹

Leveringszekerheid gaat aan de ene kant om technische beschikbaarheid: of er in de landen waaruit wij energie importeren, zoals aardgas, wel voldoende is om te exporteren. Hierover bestaan vooral op de langere termijn risico's (GTS, 2024; Minister voor Klimaat en Energie, 2024; TNO, 2024b). Aan de andere kant is er de economische kant: of de energie wel betaalbaar is die we moeten importeren. Stijgingen in de olieprijs hebben, door onder andere verhoogde inflatie en werkloosheid, een negatief effect op het BBP en verminderen daarmee de nationale welvaart (CE Delft, 2012).

¹⁹ Omdat uit de energetische doorrekeningen blijkt dat zon op zee t.o.v. zon op land en wind op zee vaker zorgt voor het aanzetten van gascentrales, zorgt het voor een kleine toename in de afhankelijkheid van fossiele brandstoffen.

8 Conclusie en aanbevelingen

8.1 Mkba-resultaat

In Tabel 36 herhalen we het resultaat van de mkba. Hierin zijn maatschappelijke kosten negatief weergegeven, maatschappelijke baten positief. De effecten die niet gemonetariseerd zijn worden met PM (Pro Memorie) in de tabel aangeduid. Een positief eindsaldo betekent dat er een positief welvaartseffect optreedt wanneer zon op zee wordt ontwikkeld. Bij een negatief eindsaldo is het maatschappelijk gezien gunstiger om zon op zee niet te ontwikkelen en vast te houden aan de keuzes in de referentie.

In algemene zin komen Varianten 1 en 3 zowel in het gunstige als ongunstige scenario altijd uit op een negatief saldo. In Variant 2 is het saldo in de gunstige omstandigheden positief. Het welvaartseffect van een verschuiving tussen zon op land en zon op zee kan dus positief uitpakken. Dit is in grote mate afhankelijk van de gunstige ontwikkeling van bijvoorbeeld de meerkosten voor zon-op-zeeprojecten ten opzichte van zon op land. Ook de hoeveelheid netverzwaring die nodig is op land maakt een groot verschil voor de maatschappelijke waarde van zon op zee. Daarnaast kan des te meer voordeel uit zon op zee worden gehaald naar mate het alternatieve nuttige gebruik van grond, die anders voor zon op land wordt gebruikt, toeneemt. Onder de tabel gaan we dieper in op de resultaten per variant.

Tabel 36 – Eindsaldo maatschappelijke kosten-baten analyse (x 1.000 €)

Welvaartseffecten t.o.v. nulalternatief		Variant 1: ZOZ additioneel		Variant 2: ZOZ vervangt ZOL		Variant 3: ZOZ vervangt WOZ	
		Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig	Gunstig	Ongunstig
Direct effect	Investering en onderhoud	€ -978.034	€ -3.209.009	€ -43.463	€ -2.237.933	€ -304.775	€ -2.535.751
	Projectkosten	€ -419	€ -838	€ 48.591	€ 8.865	€ -419	€ -838
	Opbrengsten	€ 951.483	€ 634.861	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
	Investering infra (zee)	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
	Subtotaal	€ -26.970	€ -2.574.735	€ 5.128	€ -2.229.068	€ -305.194	€ -2.536.338
Indirect effect	Vermeden netverzwarkosten	-	-	€ 604.894	€ 224.686	-	-
	Kosten productie waterstof	€ 119.225	€ 119.225	€ -111.915	€ -111.915	€ -56.120	€ -56.120
	Arbeidsmarkt	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0
	Subtotaal	€ 119.225	€ 119.225	€ 492.979	€ 112.771	€ -56.120	€ -56.120
Extern effect	Leveringszekerheid	PM +	PM +	PM	PM	PM	PM
	CO ₂ -emissies: elektriciteit	€ 18.672	€ 18.672	€ -21.459	€ -21.459	€ -11.449	€ -11.449
	CO ₂ -emissies: keten	€ -495.541	€ -495.541	€ 8.808	€ 8.808	€ -387.721	€ -387.721
	Luchtemissies: elektriciteit	PM +	PM +	PM -	PM -	PM -	PM -
	Luchtemissies: keten	PM	PM	PM	PM	PM	PM
	Biodiversiteit	PM	PM	PM	PM	PM	PM
	Landgebruik	-	-	€ 112.185	€ 30.290	-	-
	Visuele hinder	-	-	€ 107.796	€ 1.750	-	-
	Economische activiteit zee	PM	PM	PM	PM	PM	PM
	Subtotaal	€ -476.869	€ -476.869	€ 207.330	€ 19.389	€ -399.170	€ -399.170
Totaal		€ -384.614 +/- PM	€ -2.932.379 +/- PM	€ 705.437 +/- PM	€ -2.096.908 +/- PM	€ -760.484 +/- PM	€ -2.991.628 +/- PM

Variant 1: Zon op zee additioneel

De variant zon op zee additioneel is vergeleken met het nulalternatief: geen zon op zee. Het eindsaldo duidt in zowel het gunstige als ongunstige scenario op een negatief welvaartseffect. De volgende effecten dragen bij aan dit resultaat:

- **Financiële effecten:** De investerings- en projectkosten van zon op zee hebben een sterk negatief effect in zowel het gunstige als ongunstige scenario. Er worden geen investeringskosten vermeden door zon op zee additioneel te plaatsen. Wel valt op dat er aanzienlijke baten zijn in de vorm van productieopbrengsten door het additioneel plaatsen van hernieuwbare energie, maar de productiekosten wegen niet op tegen de verkoopopbrengsten van de stroom.
- **Externe effecten:** Door de plaatsing van zon op zee komen er veel extra keten-emissies vrij, hetgeen resulteert in een sterk negatief welvaartseffect. Tegelijkertijd worden er emissies in het elektriciteitssysteem vermeden door zon op zee additioneel te plaatsen, dit levert een positief welvaartseffect op. Ook zien we een kwalitatief positief effect op de leveringszekerheid van elektriciteit in deze variant.

Variant 2: Zon op zee ter vervanging van zon op land

Deze variant richt zich op het plaatsen van zon op zee in plaats van nieuwe zon op land. In het nulalternatief wordt dus meer zon op land geplaatst om aan stijgende elektriciteitsvraag te voldoen. In een gunstig scenario wordt zon op zee alléén geplaatst in plaats van veldgebonden zon op land. In het ongunstige scenario worden ook een aantal (27%) daksystemen voorkomen door zon op zee te plaatsen. In het gunstige scenario treden er positieve welvaartseffecten op, het ongunstige scenario leidt tot een negatief mkba-saldo. Dit komt met name omdat bij het vervangen van zon op land meer baten gemoeid zijn, met name qua alternatief ruimtegebruik. Projecten op land zorgen er bijvoorbeeld voor dat de grond niet voor andere nuttige toepassingen kan worden ingezet, zoals woningbouw of landbouw. Ook levert de afname van ontwikkelkosten een positieve bijdrage: door één groot zonnepark op zee aan te leggen, kan een veelheid aan voorbereidingsprocedures voorkomen worden die nodig zijn om kleinere parken op land te bewerkstelligen. Zon op dak heeft daarentegen op het gebied van ruimtegebruik geen nadelen. In beleid kan hier rekening mee gehouden worden door te sturen op het vervangen van zon op land in plaats van zon op dak, alhoewel de mogelijkheden daartoe potentieel beperkt zijn.

De volgende effecten hebben invloed op het resultaat in deze variant:

- **Financiële effecten:** De hoge investeringskosten van zon op zee worden, zeker in het gunstige scenario, gedempt door de vermeden kosten van zon op land. Dit komt mede door de lagere curtailment van zon op zee ten opzichte van zon op land; 1.400 MW aan zon op zee vervangt bijna 1,2x zoveel zon op land. In zowel het

gunstige als ongunstige scenario leidt de besparing van de projectkosten van de ontwikkeling van zon op land tot een positief welvaartseffect. De aanleg van zon op zee kan grootschaliger dan op land, hierdoor kunnen er veel (kleinere) zonneparken op land – en de bijbehorende voorbereidingskosten – vermeden worden.

Door het overhevelen van de productieopbrengsten van zon op land naar zon op zee is de netto productiebaat nul; er treedt geen welvaartseffect op.

- **Indirecte effecten:** Het vermijden van zon op land leidt tot minder invoedingscongestie. Daarmee draagt het bij aan een vermindering van de uitbreidingsopgave voor netten op land. Dit uit zich in een positief welvaartseffect voor vermeden netverzwaringskosten.
- **Externe effecten:** Door het vervangen van zon op land worden ketenemissies vermeden; er treedt een positief welvaartseffect op. Dit komt omdat er op zee meer onderdelen nodig zijn voor een zonnepark, welke in de productie emissies met zich meebrengen.²⁰ Door de toename in het gebruik van gascentrales – en de daarbij behorende CO₂-emissies – is het mkba-saldo voor CO₂-emissies in het elektriciteitssysteem negatief.

Door het vervangen van zon op land wordt zowel in het gunstige als ongunstige scenario landgebruik en visuele hinder voorkomen; dit resulteert beide in een positief welvaartseffect. In het gunstige scenario is dit effect sterker, gezien meer zon op land vervangen wordt. Zon op land heeft een hoger landgebruik dan zon op dak en leidt tot hogere visuele hinder voor omwonenden.

Variant 3: Zon op zee ter vervanging van wind op zee

In deze variant wordt zon op zee geplaatst ter vervanging van wind op zee en vergeleken met het nulalternatief: geen zon op zee. Zowel in het gunstige als ongunstige scenario leidt de vervanging van wind op zee door zon op zee tot een negatief saldo. Het negatieve resultaat kan in belangrijke mate verklaard worden door de ongunstige vollasturen voor zon op zee in relatie tot wind op zee, waardoor veel meer MW's zon op zee nodig is om dezelfde productie te kunnen waarborgen, met alle gevolgen voor investeringen en ketenemissies van dien. De volgende effecten dragen bij aan dit resultaat:

- **Financiële effecten:** De hoge investeringskosten van zon op zee worden gedeeltelijk verminderd door het vermijden van de investering in wind op zee. Dit weegt echter niet tegen elkaar op, gezien 1.400 MW zon op zee zo'n vijf keer minder MW wind op zee vervangt. Hierdoor zien we een negatief welvaartseffect. Door het overhevelen van de productieopbrengsten van wind op zee naar zon op zee is de netto productiebaat nul; er treedt geen welvaartseffect op.

²⁰ Een kanttekening hierbij is dat de ketenemissies van zon op zee nog onbekend zijn. Door het gebruik van de ketenemissiefactoren van zon op meer kan dit effect positiever uitvallen dan dat het in de werkelijkheid is.

- **Externe effecten:** Er treedt een negatief welvaartseffect op ten gevolge van de ketenemissies die vrijkomen bij de plaatsing van zon op zee, ondanks er ketenemissies vermeden kunnen worden door het vervangen van wind op zee. Daarnaast wordt er juist meer CO₂ uitgestoten in het elektriciteitssysteem; gascentrales worden opgeschakeld ten opzichte van geen zon op zee. Dit leidt tot een negatiever saldo.

Tekstkader 10 – Gevoeligheidsanalyse: investeringskosten van zon op zee

De investeringskosten voor zon op zee zijn nu erg uiteenlopend in het ongunstige en gunstige scenario, vanwege de grote onzekerheid over de kosten. Dat leidt ertoe dat de saldo's van de verschillende varianten aanzienlijk uiteenlopen. Om aan te geven wat de investeringskosten doen met het saldo, laten we hierna zien wat het effect van een middenvariant is, waarbij zon op zee tweemaal zo duur is als zon op land (in plaats van 15% in het gunstige en bijna 450% in het ongunstige scenario. De investeringskosten betreffen hier de totale kosten die gemaakt worden om een park fysiek neer te zetten. Hierbij wordt geen rekening gehouden met subsidieondersteuning of een verdeelsleutel tussen publieke en private investeringen.

Scenario	Element	Variant 1	Variant 2	Variant 3
Gunstig	Investeringskosten	€ -978.034	€ -43.463	€ -304.775
	mkba saldo	€ -404.354	€ 766.160	€ -728.454
Ongunstig	Investeringskosten	€ -3.209.009	€ -2.237.933	€ -2.535.751
	mkba saldo	€ -2.988.969	€ -2.053.979	€ -2.966.872
Midden (gunstig)	Investeringskosten	€ -1.566.006	€ -631.436	€ -892.747
	mkba saldo	€ -992.326	€ 178.187	€ -1.316.426
Midden (ongunstig)	Investeringskosten	€ -1.566.006	€ -594.930	€ -892.747
	mkba saldo	€ -1.345.966	€ -410.976	€ -1.323.868

Varianten 1 en 3 blijven ook in dit middenscenario een negatief saldo opleveren, zowel onder de gunstige als ongunstige aannames. Voor Variant 2 geldt dat het saldo nog steeds negatief onder de ongunstige scenario's. Het saldo onder de gunstige aannames in de middenvariant blijft wel positief, maar is veel kleiner. Wanneer de investeringskosten inderdaad twee keer zo duur zijn als zon op land, is er alleen onder anderszins gunstige omstandigheden een positief welvaartseffect. Deze gevoeligheidsvariant laat zien dat het saldo sterk varieert met de aannames over de investeringskosten van zon op zee. Het is daarom raadzaam om in de toekomst nauwkeurigere data te vergaren om het effect goed in te schatten.

8.2 Conclusie en aanbevelingen

Deze eerste mkba omtrent zon op zee laat in vijf van de zes scenario's een negatief welvaartseffect zien. Enkel in een gunstig scenario waarbij zon op zee in plaats van nieuwe zon op land komt, leidt de analyse tot een netto positief saldo. Dit komt omdat de maatschappelijke baten van vermeden netinvesteringen en grondgebruik een groot effect heeft, terwijl in het gunstige scenario het prijsverschil tussen zon op zee en zon op land beperkt is.

Het meest aantrekkelijke scenario lijkt daarom inzetten op vervanging van zon op land. De baten zijn in dit geval vooral maatschappijbreed: de ontwikkelaar ontvangt niet de maatschappelijke baten zelf. Daarentegen uiteten de baten zich met name in vermeden kosten voor de netbeheerder, welke ten gunste komen voor de eindgebruiker die uiteindelijk mogelijk lagere tarieven betaalt.

Het mkba-resultaat wordt voor een erg groot deel gedreven door de hogere investeringskosten die voor zon op zee nu nog verwacht worden gegeven de (redelijke) beperkte extra uitbreiding (1,4 GW) die in deze studie is doorgerekend. Mogelijk kan een grotere uitrol en opschaling door de tijd (die in deze mkba niet is meegenomen) een groter positief effect laten zien, zowel op kostenefficiëntie als de voordelen van het voorkomen van nieuwe investeringen op land, zoals het voorkomen van netverzwaringen en de beschikbaarheid van grond voor andere nuttige toepassingen. De onzekerheid omtrent de totale investeringskosten zorgt er daarnaast voor dat het uiteindelijke saldo sterk kan veranderen, en mogelijk van negatief naar positief kan gaan bij een verdere (grootschalige) uitrol van zon op zee. Mogelijk kunnen door toekomstige ontwikkelingen en schaalvoordelen de investeringskosten dalen. Ook kan overheidsbeleid bijdragen aan het op gang brengen van kostendalingen, bijvoorbeeld via bestaande subsidieregelingen zoals de SDE++.

Op basis van deze analyse is nog niet met zekerheid te stellen of investeringen in zon op zee in dat geval per saldo de welvaart zullen verhogen.

De analyse van het effect op het energiesysteem laat zien dat de omvang van het zon op zee project dat wordt aangesloten op het substation heeft gevolgen voor de benutting van de kabels. Zo wordt er bij een grotere aansluiting meer gecurtaild. Bij een configuratie waarbij 2,1 GW wind op zee op een substation wordt aangesloten samen met 0,714 GW zon op zee, wordt slechts een beperkt deel van de opgewekte energie gecurtaild (13% van de zonne-energie). In deze mkba zijn we daarvan uitgegaan. Wanneer er meer zon wordt aangesloten op een substation van 2 GW, zonder de aansluiting van wind te verlagen, ontstaat er een veel hoger curtailment percentage. Bij een aansluiting van 3 GW op een 2 GW-substation wordt bijvoorbeeld 32% van de opgewekte zonne-energie gecurtaild. De optimale configuratie qua mkba-resultaat of financiële baten voor de projectontwikkelaar is niet onderzocht.

In brede zin laat de mkba zien dat investeringen in zon op zee gepaard gaan met hoge kosten, maar een mogelijk scenario waarbij het positief uitpakt, de vervanging van nieuwe zon op land projecten betreft. Over het algemeen bevelen we aan om deze mogelijkheid verder te onderzoeken, rekening houdend met mogelijke opschalingseffecten.

Daarbij bevelen we concreet het volgende aan:

- **Zet in op kostenverlaging:** Het verlagen van de investeringskosten van zon op zee is sterk afhankelijk van de investeringskosten. Om richting 2035 zon op zee maatschappelijk positief te ontwikkelen, is het van belang dat er ingezet wordt op kostenverlaging door bijvoorbeeld innovatieve projecten. Zon op zee is nog een zeer innovatieve techniek, waar nog veel in ontwikkeld kan worden voordat het op grote schaal kan worden toegepast.
- **Zet wanneer mogelijk in op vervanging van zon op land:** Dit vergroot de kans op positieve maatschappelijke waarde. Sturing kan mogelijk plaatsvinden via subsidies, maar de invloed is wel gelimiteerd aangezien de groei van zon-pv voortkomt uit individuele keuzes van bedrijven en huishoudens. Met het (deels) vervangen van wind op zee zal mogelijk pas op grote schaal een voordeel optreden, wanneer de bouw van een extra substation voorkomen kan worden. Dit effect kan mogelijk blijken uit een doorrekening van een grotere investering in zon op zee.
- **Zon op zee kan extra hernieuwbare opwek mogelijk maken:** De potentie wordt door partijen als zeer verschillend ingeschat. Op dit moment is er dus nog veel onzekerheid over hoeveel potentieel er gerealiseerd kan worden, mede afhankelijk is van de economische situatie rond zonopwek.

Aanbevelingen voor vervolgonderzoek

Voor nadere analyses bevelen wij het volgende aan:

- **Nadere concretisering van zon-op-zeeprojecten:** Er zijn alleen nog pilot zon-op-zeeprojecten gerealiseerd waardoor er onzekerheid is over hoe de projecten gerealiseerd zullen worden. Het omvat dan bijvoorbeeld het type zonnepanelen, manier van installatie, manier van aansluiten op elektriciteitsinfrastructuur, locaties en verhouding tussen opgesteld vermogen zon en wind op zee. Concretere (project)informatie maakt een nauwkeurigere mkba mogelijk. Hiervoor zijn met name nieuwe en grootschaligere demonstratieprojecten noodzakelijk, zodat de kennisleemte kan worden gereduceerd.
- **Additionele scenario's.** In deze mkba hebben we een scenario doorgerekend waarbij er eenmalig wordt geïnvesteerd in zon op zee in het jaar 2035. Een interessante aanvullende analyse zou zijn wat de gevolgen zijn van het structureel en toenemend investeren in zon op zee, waarbij van steeds meer ruimte op zee bij windparken gebruik wordt gemaakt om investeringen in zonneparken op land te vermijden. Ter illustratie, een dergelijk scenario zou kunnen bestaan uit een opschalingsvariant die bijvoorbeeld 10 GW in 2040 realiseert, en 20 GW in 2050,

of een andere variant waarbij zon op zee als prioriteit wordt aangewezen (boven bijvoorbeeld zon op land).

- **Precieze inschattingen van de investeringskosten.** Vanwege bedrijfsgevoeligheid en het feit dat zon op zee een relatief nieuwe en door te ontwikkelen techniek is, is het tot nu toe lastig gebleken om een goede inschatting van de investeringskosten van zon op zee te maken. De schattingen lopen ver uiteen. Tegelijk zijn er veel ontwikkelingen gaande waardoor de kosten over tijd mogelijk gaan dalen. Dat is bijvoorbeeld bij zon op land en wind op zee gebeurd, waarbij kostendalingen gekoppeld waren aan de schaalvergroting van de technieken.
- **Uitgebreidere gevoeligheidsscenario's.** In deze mkba hebben we beperkte gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Om de aannames verder te toetsen, kan het nuttig zijn om gevoeligheidsanalyses op meerdere effecten uit te voeren, met name vanwege de grote onzekerheidsmarge bij sommige effecten.

Literatuur

- Agentschap Landbouw en Zeevisserij & Departement Omgeving. (2025). *Zonneparken en agrivoltaïcs in agrarisch gebied*.
- Black, T.V., & Robertson, B.A. (2020). How to disguise evolutionary traps created by solar panels. *Journal of Insect Conservation*, 2020(2), 241-247.
- BVGAssociates. (2023). *Guide to a floating offshore wind farm*.
- CBS. (2022, 2022). *Stedelijkheidsgraad*. [https://www.cbs.nl/nl-nl-nieuws/2022/49/regionale-brede-welvaart-hier-en-nu-ten-koste-van-later-/stedelijkheidsgraad?](https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2022/49/regionale-brede-welvaart-hier-en-nu-ten-koste-van-later-/stedelijkheidsgraad?)
- CBS. (2024). *Bijna helft elektriciteitsproductie komt uit hernieuwbare bronnen*.
- CE Delft. (2012). *Mkba windenergie flevoland*.
- CE Delft. (2020). *Kosten zontoepassingen: Methode om private en maatschappelijke kosten te vergelijken*.
- CE Delft. (2021). *Feasibility study into blue hydrogen*.
- CE Delft. (2023a). *Handboek milieuprijzen 2023. Methodische onderbouwing van kengetallen gebruikt voor waardering van emissies en milieu-impacts*.
- CE Delft. (2023b). *Impact van de warmtetransitie op het lokale elektriciteitsnet*.
- CE Delft. (2023c). *Ketenemissies elektriciteit, actualisatie elektriciteitsmix 2021*.
- CE Delft, & Witteveen+Bos. (2024). *Elektriciteitsmix en marktdynamiek in 2035 co2-vrij elektriciteitssysteem*.
- CPB, & PBL. (2013). *Algemene leidraad voor maatschappelijke kosten-batenanalyse*.
- de Vries, S., & Klaassen, R. (2024). *Ecologie in zonneparken*.
- Decisio. (2014). *Mkba windenergie binnen de 12-mijlszone. Maatschappelijke afweging van windenergie op zee binnen en buiten de 12-mijlszone*.
- Decisio, & Witteveen+Bos. (2018). *Integrale kosten-batenstudie vervolgroutekaart windenergie op zee*.
- Dekker, M., & Kolk, G. (2024). *Scheepvaart-veiligheid en medegebruik in windparken*.
- Deltares. (2019). *Verkenning toekomstig medegebruik windparken*.
- Deltares. (2020). *Zonnesystemen op water*.
- Futures, C. (2022). *Integratie van duurzame bronnen op zee*.
- GTS. (2024). *Advies over de leveringszekerheid van aardgas na sluiting van het groningenveld*.
- H-BLIX. (2022). *Offshore wind vessel availability until 2030: Baltic sea and polish perspective*.
- Kadaster. (2023). *Zonneparken in nederland*.
- Kakoulaki, G., Gonzalez Sanchez, R., Gracia Amillo, A., Szabo, S., De Felice, M., Farinosi, F., De Felice, L., Bisselink, B., Seliger, R., Kougias, I., & Jaeger-Waldau,

- A. (2023). Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 171, 112989.
- Karpouzoglou, T., Vlaswinkel, B., & van der Molen, J. (2020). *Effects of large-scale floating (solar photovoltaic) platforms on hydrodynamics and primary production in a coastal sea from a water column model*.
- Liander. (2025). *Tarieven voor aansluiting en transport elektriciteit 2025*.
- Mckinsey. (2024). *Offshore wind: Strategies for uncertain times*.
- Minister voor Klimaat en Energie. (2024). *Update gasleveringszekerheid q1 2024*.
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2021). *Routekaart zon op water*.
- Netbeheer Nederland. (2019). *Basisinformatie over energie-infrastructuur : Opgesteld voor de regionale energie strategieën*. Netbeheer Nederland.
https://www.netbeheernederland.nl/upload/Files/Basisdocument_over_energie-infrastructuur_143.pdf
- Netbeheer Nederland. (2023). *Het energiesysteem van de toekomst: De ii3050-scenario's*.
- Netbeheer Nederland. (2025). *Netbeheer nederland scenario's editie 2025*.
- Noordzeeloket. (2020). *Drijvende offshore zonneparken gaan voor de wind*.
<https://www.noordzeeloket.nl/beleid/interdepartementaal-directeuren-overleg-noordzee/idon-nieuwsbrief/nr-32/drijvende-offshore-zonneparken-gaan-wind-interview/>
- Noordzeeloket. (2025a). *Gedragcode voor veilig varen door windfarm borssele pass*.
 Rijksoverheid. <https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/191388/gedragcode-corridor-borssele.pdf>
- Noordzeeloket. (2025b). *Windenergiegebied hollandse kust (noord) inclusief prinses amalia windpark (pawp)*. Rijksoverheid. <https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/windenergie/doorvaart-medegebruik/hollandse-kust-noord-inclusief-prinses-amalia/>
- Oceans of Energy. (2025a). *Oceans of energy - projects*.
<https://oceansofenergy.blue/projects/>
- Oceans of Energy. (2025b). *Offshore solar integration with offshore wind is kicking off in the netherlands*. <https://oceansofenergy.blue/2025/05/20/11074/>
- PBL. (2025a). *Datasets sde++ en sce*. <https://www.pbl.nl/sde/datasets-sde-en-sce>
- PBL. (2025b). *Eindadvies basisbedragen sde++ 2025*.
- PBL. (2025c). *Ot-model eindadvies sce 2025*.
- Quintel. (Iopend). *Energy transition model*. In.
- Rijksoverheid. (2023a). *Bijlage 1 nadere uitwerking medegebruik in windparken op zee*
- Rijksoverheid. (2023b). *Nationaal plan energiesysteem*.
- Rijksoverheid. (2024). *Scheepvaart*. Noordzee loket.
<https://www.noordzeeloket.nl/functies-gebruik/scheepvaart/>
- RVO. (2019). *Windturbines, zonneparken en woningprijzen*.
- RWE. (2025). *Discover offshore solar energy*. <https://www.rwe.com/en/research-and-development/solar-energy-projects/offshore-solar/>

- Shi, W., Yan, C., Ren, Z., Yuan, Z., Liu, Y., Zheng, S., Li, X., & Han, X. (2023). Review on the development of marine floating photovoltaic systems. *Ocean Engineering*, 286, 115560.
- SolarDuck. (2025). *Welcome to solarduck*. <https://solarduck.tech/>
- TenneT. (2025). Het 2 gw program. In: TenneT.
- TNO. (2020). *Pathways to potential cost reductions for offshore wind energy*.
- TNO. (2022a). *Challenges and potential for offshore solar*.
- TNO. (2022b). *Challenges and potential for offshore solar*.
- TNO. (2024a). *Carbon footprint analysis of floating pv systems*.
- TNO. (2024b). *Energieleveringszekerheid vraagt om urgente actie en nieuwe afweging*.
- Trinomics. (2021). *Evaluatie van de sde+*.
- van der Zee, F., Bloem, J., Galama, P., Gollenbeek, L., van Os, J., Schotman, A., & de Vries, S. (2019). *Zonneparken natuur en landbouw*.
- WUR. (2020). *Wind op zee: Zoekgebieden 2030-2050. Inzicht in de sociaal-economische waarde van de zoekgebieden windenergie op de noordzee 2030-2050 voor de nederlandse visserij*.
- WUR. (2024). *Passief vissen tussen de windmolens*. <https://wageningen-ur.foleon.com/wur/ko-magazine-2024-nl/passief-vissen-tussen-de-windmolens>