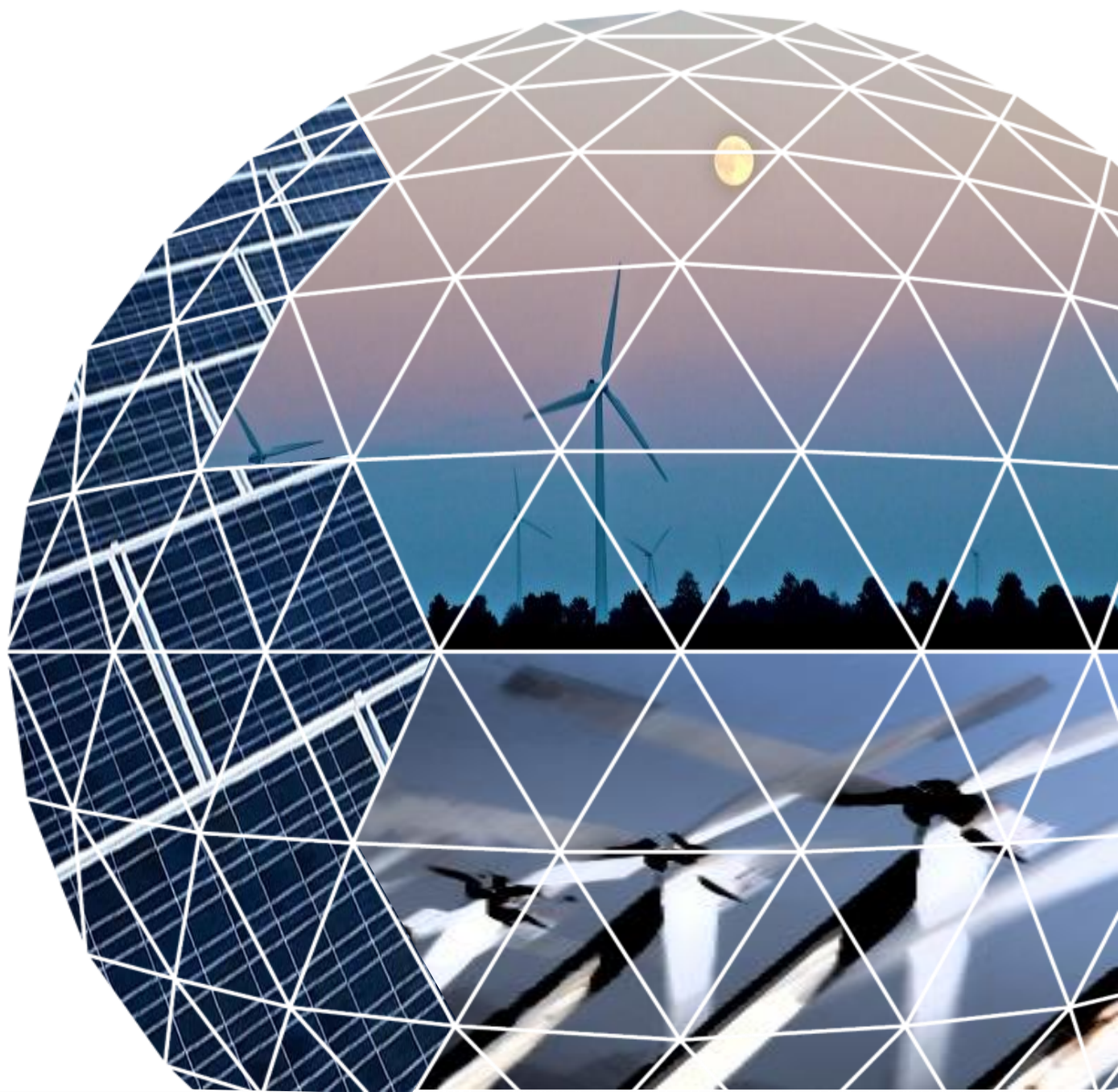


MKBA Uitbreiding duurzame energievoorziening op land

Eindrapport

Opdrachtgever: Nationaal Programma Regionale Energiestrategie (NPRES)

Rotterdam, 15 maart 2023



MKBA Uitbreiding duurzame energievoorziening op land

Eindrapport

Michel Briene
Rogier Eldering
Kurt Kreulen

Rotterdam, 15 maart 2023

Inhoudsopgave

Samenvatting	4
Inleiding	8
1.1 Aanleiding en doel	8
1.2 Uitgangspunten MKBA	8
1.3 Leeswijzer	9
2 Nulalternatief en beleidsopties	11
2.1 Context	11
2.2 Afbakening nulalternatief en beleidsopties	11
2.3 Effecten	17
3 Investeringskosten en exploitatie	18
3.1 Investeringskosten (installaties hernieuwbare elektriciteit)	18
3.2 Pachtkosten	19
3.3 Uitbreiding netwerkcapaciteit	20
3.4 Kosten i.v.m. leverings- en voorzieningszekerheid	23
3.5 Jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten	27
4 Effecten	28
4.1 Opbrengsten elektriciteit	28
4.2 Geluidshinder	30
4.3 Effecten op landschap	32
4.4 Broeikasemissies	33
4.5 Emissies luchtkwaliteit	35
4.6 Ecologische effecten	37
4.7 Werkgelegenheid	39
5 Resultaten MKBA	41
5.1 Inleiding	41
5.2 Overzicht kosten en baten	41
5.3 Risico's en onzekerheden	43
5.4 Verdelingseffecten	44
6 Conclusies	45
Geraadpleegde bronnen	47
Bijlage 1: Geproduceerd vermogen	49
Bijlage 2: Opgesteld vermogen	51

Samenvatting

1 Aanleiding en doel

Doelstelling voor duurzame elektriciteitsopwekking in Klimaatakkoord

In het Klimaatakkoord uit 2019 kregen 30 energieregio's als doelstelling om uiterlijk in 2030 ten minste 35 terawattuur (hierna TWh) elektriciteit te produceren met windturbines op land en zonnepanelen. De 30 RES regio's hebben in hun regionale energiestrategieën (RES 1.0) de regionale ambities en afspraken democratisch vastgesteld en daarmee met elkaar aangegeven hoe zij aan de genoemde landelijke doelstellingen gaan voldoen. De hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit die zij in deze RES'en 1.0 zeggen te kunnen gaan produceren bedraagt 55,1 TWh. Dit is significant meer dan de doelstelling van tenminste 35 TWh.

Inzicht gewenst in maatschappelijke kosten en baten om ambities te kunnen verzilveren

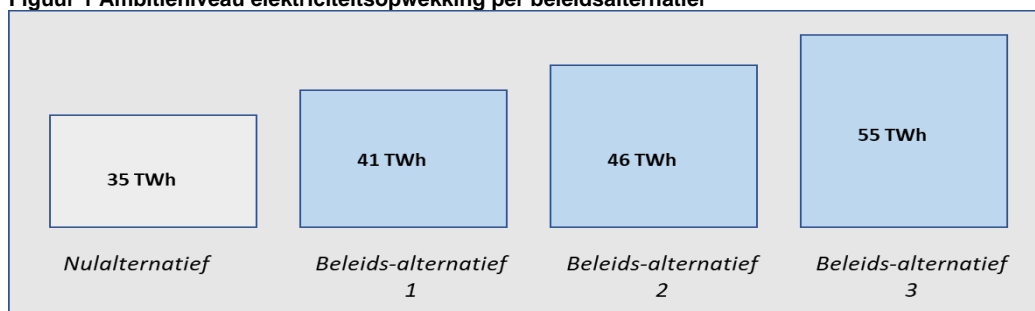
Op verzoek van het Bestuurlijk Overleg Klimaat & Energie is een verkenning gestart of en onder welke voorwaarden meer dan 35 TWh haalbaar is. Om de verkenning te ondersteunen, is een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) uitgevoerd. De bevindingen van de uitgevoerde MKBA geven een eerste beeld van de maatschappelijke kosten en baten van het realiseren van meer dan 35 TWh hernieuwbare elektriciteit op land.

2 Methodiek

Nulalternatief en beleidsalternatieven

In de MKBA zijn de kosten en effecten die gepaard gaan met het verzilveren van de ambitie van duurzame elektriciteit op land in beeld gebracht. Er is een vergelijking gemaakt met drie beleidsalternatieven waarbij de opgewekte hoeveelheid duurzame elektriciteit verder wordt opgevoerd. Het realiseren van 35 TWh in het jaar 2030 wordt in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) haalbaar geacht en is daarom in de MKBA aangemerkt als nulalternatief. Als beleidsalternatieven is uitgegaan van de realisatie van respectievelijk 41, 46 en 55 TWh hernieuwbare elektriciteit op land in 2030.

Figuur 1 Ambitieniveau elektriciteitsopwekking per beleidsalternatief



Bron: PBL (2021), Monitor RES 1.0: een analyse van de Regionale Energie Strategieën 1.0

Belangrijke uitgangspunten

Vanwege de korte doorlooptijd heeft de uitgevoerde MKBA het karakter van een verkenning, waarbij er alleen gebruik gemaakt is van *bestaande informatie*.

Een belangrijk uitgangspunt van de voorliggende MKBA is dat de *energievraag* in alle alternatieven gelijk is. Verder nemen wij aan dat er voldoende vraag is om de opgewekte duurzame energie in

eigen land te kunnen afzetten. Door meer hernieuwbare elektriciteit op te wekken in de beleidsalternatieven behoeft in dezelfde mate minder elektriciteit door fossiele energiebronnen opgewekt te worden.

Een belangrijk uitgangspunt in een MKBA is het *ruimtelijk schaalniveau* omdat het gekozen schaalniveau invloed heeft op de resultaten. Gelet op de vraagstelling kijken wij in deze MKBA naar de kosten en effecten voor Nederland als geheel. In de MKBA is een *tijdhorizon* gehanteerd tot en met 2050. Daarnaast is aangenomen dat realisatie van de gewenste voorzieningen plaatsvindt in de periode tot en met het jaar 2030. De verschillende beleidsalternatieven zijn hierdoor het beste onderling te vergelijken. Een maatschappelijke kosten-batenanalyse brengt onzekerheden met zich mee omdat een lange termijn perspectief wordt gehanteerd. Om hiermee rekening te houden zijn enkele *gevoeligheidsanalyses* uitgevoerd.

3 Resultaten MKBA

Totaalbeeld

In tabel 1 worden de resultaten van de uitgevoerde MKBA gepresenteerd. De tabel laat voor de onderscheiden kosten en effecten (d.w.z. positieve en negatieve baten) het verschil zien tussen het nulalternatief en de drie onderscheiden beleidsalternatieven. Uit de tabel blijkt dat alle beleidsalternatieven een positief saldo van maatschappelijke baten en kosten hebben ten opzichte van het nulalternatief (uitgedrukt in contante waarde). Dit saldo loopt op van 26,6 miljard euro voor beleidsalternatief 41 TWh tot 49,6 en 91,5 miljard euro voor respectievelijk beleidsalternatief 46 TWh en beleidsalternatief 55 TWh. De welvaartswinst in euro's neemt derhalve toe naarmate het opgestelde vermogen aan duurzame elektriciteitsopwekking en de daarmee samenhangende elektriciteitsproductie toeneemt en in dezelfde mate het gebruik van hoeveelheid elektriciteit uit fossiele bronnen afneemt. Naast het saldo kan ook worden gekeken naar de verhouding tussen kosten en baten. Deze verhouding is voor alle onderzochte alternatieven sterk positief (zie tabel 1), maar neemt wel af naarmate het ambitieniveau stijgt. Belangrijkste reden hiervoor is de meer dan evenredige kostenstijging in verband met leverings- en voorzieningszekerheid.

Tabel 1 Overzicht kosten en baten (CW) per alternatief t.o.v. nulalternatief (CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Kosten			
Investeringskosten (installaties hernieuwbare energie)	€ 538	€ 1.009	€ 1.872
Pachtkosten	€ 771	€ 1.448	€ 2.685
Uitbreiding netwerkcapaciteit	€ 188	€ 364	€ 640
<i>Nederland</i>	€ 235	€ 453	€ 751
<i>Interconnectie met buitenland</i>	-€ 46	-€ 90	-€ 111
Kosten i.v.m. leverings- en voorzieningszekerheid	€ 42	€ 333	€ 1.681
Jaarlijkse onderhoud- en exploitatiekosten	€ 436	€ 818	€ 1.517
Totaal kosten	€ 1.975	€ 3.971	€ 8.395
Baten			
Opbrengsten elektriciteit (totaal)	€ 8.174	€ 15.344	€ 28.456
<i>Opbrengsten elektriciteit (hernieuwbare bron)</i>	€ 8.124	€ 15.250	€ 28.282
<i>Netto opbrengsten elektriciteit (andere bron)</i>	€ 0	€ 0	€ 0
<i>Opbrengsten Garantie van Oorsprong</i>	€ 50	€ 94	€ 174

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Geluidshinder	-€ 1.290	-€ 2.422	-€ 4.491
Effecten op het landschap	Effecten op landschap zit opgenomen in 'geluidshinder'		
Broeikasemissies	€ 3.451	€ 6.478	€ 12.417
Emissies Luchtkwaliteit (PM10, NOx, SOx)	€ 18.207	€ 34.177	€ 63.384
Ecologische effecten	Ecologische effecten zijn kwalitatief meegenomen		
Werkgelegenheid	€ 36	€ 67	€ 125
Totaal baten	€ 28.577	€ 53.645	€ 99.891
Saldo baten minus kosten	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Ratio baten/ kosten	13,5	12,5	10,9

Investerings ruimschoots goedge maakt door verkoopopbrengsten opgewekte elektriciteit

De belangrijkste kostenpost zijn de (eenmalige) investeringen voor de realisatie van de voorzieningen voor duurzame elektriciteitsopwekking en de kosten voor de benodigde grond. Daarnaast zijn kosten gemoeid met de uitbreiding van de netwerkcapaciteit en de kosten in verband met leverings- en voorzieningszekerheid. Als de voorzieningen zijn gerealiseerd is sprake van kosten voor onderhoud en beheer. De genoemde kosten worden ruimschoots goedge maakt door de (financiële) opbrengsten uit de verkoop van de opgewekte elektriciteit. Investeren in (de uitbreiding van) duurzame elektriciteitsopwekking is derhalve in financiële zin, zeer aantrekkelijk.

Hinder voor omwonenden belangrijk negatief effect

Een belangrijk negatief effect is de hinder voor omwonenden die optreedt vanwege de plaatsing van de installaties. Daarnaast is sprake van effecten op de kwaliteit van het landschap die door omwonenden als negatief kan worden ervaren.

Bijdrage aan bereiken klimaatdoelstellingen belangrijkste positieve effect

Een belangrijk positief effect is de bijdrage van duurzame elektriciteitsopwekking aan het verminderen van broeikasemissies en het verminderen van emissies van luchtverontreinigende stoffen (PM10, NO_x, SO_x). Qua hoogte wegen deze effecten ruimschoots op tegen de (in geld gewaardeerde) negatieve effecten voor bijvoorbeeld hinder. Het verschil wordt wel kleiner bij een hoger ambitieniveau voor hernieuwbare elektriciteit op land, omdat daarvoor in toenemende mate wordt ingezet op zonnevelden die in vergelijking met windmolens een groter ruimtebeslag kennen.

Netverzwaring en flex-oplossingen zijn praktische hindernissen

De kosten van netverzwaring en flex-oplossingen ten behoeve van leverings- en voorzieningszekerheid zijn in verhouding tot andere effecten en het totaalbeeld van deze MKBA. De MKBA doet echter geen uitspraken over de praktische haalbaarheid. Krapte op de arbeidsmarkt, capaciteit bij de netbeheerders, wet- en regelgeving en ruimtelijke ordeningsprocedures vormen belangrijke obstakels voor het opschalen van de capaciteit van het midden- en hoogspanningsnet.

4 Risico's en onzekerheden

Gelet op het stadium van de planvorming concluderen we dat er nog sprake is van onzekerheid rondom de geraamde kosten en effecten. Om hiermee rekening te houden zijn enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Achtereenvolgens is gekeken naar de effecten van een verandering in discontovoet, prijspeil, hoogte van de investeringen, veranderingen in de waardering van de opgetreden hinder, de effecten van verschuivingen in de wijze waarop netcongestie wordt ondervangen en de effecten van een vertraging van de veronderstelde realisatie. In de uitgevoerde gevoeligheidsanalyses is zowel gekeken naar een opwaartse als een neerwaartse bijstelling van de

gehanteerde veronderstellingen ten opzichte van de geraamde basisvariant. In de uitgevoerde gevoeligheidsanalyse voor een verandering in de realisatietermijn is alleen gekeken naar de effecten van een vertraging, omdat het eerder uitvoeren van de maatregelen niet realistisch wordt geacht.

De resultaten laten zien dat veranderingen van de gehanteerde veronderstellingen weliswaar effect hebben op de uitkomsten, maar dat het eindbeeld in alle gevoeligheidsanalyses positief blijft. De uitkomsten zijn het meest gevoelig voor een verandering in het prijspeil van CO₂-emissies en voor luchtkwaliteit. Uit de gevoeligheidsanalyse blijkt ook dat een combinatie van netverzwaring én flex-oplossingen rendabeler is dan uitsluitend inzetten op netverzwaring of uitsluitend flex-oplossingen voor de problematiek van de netcongestie.

Ook bij een vertraging van 5 jaar (realisatie in 2035) van de beleidsalternatieven blijft het saldo van maatschappelijke baten en kosten hoger dan in het nulalternatief. Na 2030 zal evenwel ook het vermogen van de windparken op zee aanzienlijk verhoogd worden. Omdat wind op zee geen onderdeel vormt van de regionale energiestrategieën, is dat niet onderzocht in deze MKBA.

5 Verdelingseffecten

Ongelijke ruimtelijke verdelingseffecten beïnvloeden realisatie

Voor het draagvlak speelt mee dat de positieve effecten overwegend ten goede komen aan Nederland als geheel of zelfs daar buiten zoals de bijdrage aan de klimaatdoelstellingen. Negatieve effecten zoals geluidshinder, slagschaduw of de invloed op het uitzicht en landschap treden vooral op voor de directe omwonenden. Deze effecten verschillen per RES regio, afhankelijk van de lokale technologiemix.

Inleiding

1.1 Aanleiding en doel

Doelstelling voor duurzame elektriciteitsopwekking in Klimaatakkoord

In het Klimaatakkoord uit 2019 publiceerde het kabinet de Nederlandse uitwerking van de internationale klimaatafspraken van Parijs (2015). In genoemd Klimaatakkoord kregen 30 energieregio's als doelstelling om uiterlijk in 2030 ten minste 35 terawattuur (hierna TWh) elektriciteit te produceren met windturbines op land en met zonnepanelen. Daarnaast werd afgesproken dat elke regio een Regionale Structuur Warmte opstelt.

De optelsom van de RES 'en 1.0 ligt hoger dan doelstelling

De 30 RES regio's hebben in 2021 in hun regionale energiestrategieën (RES 1.0) de regionale ambities en afspraken democratisch vastgesteld en daarmee met elkaar aangegeven hoe zij aan de genoemde landelijke doelstellingen gaan voldoen. De hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit die zij in de RES 1.0 zeggen te kunnen gaan produceren bedraagt 55 TWh. Dit is significant meer dan de doelstelling van 35 TWh. Op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat volgt het PBL de ontwikkeling van de RES (PBL, 2021).

Verkenning mogelijkheden voor verzilvering ambities

Het Bestuurlijk Overleg Klimaat & Energie vroeg mevrouw Greetje Bos te verkennen of en onder welke voorwaarden meer dan 35 TWh haalbaar is. Naast gesprekken heeft mevrouw Bos zich laten voeden met 2 lopende onderzoeken: een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) en een Participatieve Waarde Evaluatie (PWE) om de verschillende beleidsopties te evalueren en de participatie van burgers te faciliteren.

In deze rapportage worden de bevindingen van de uitgevoerde MKBA gepresenteerd waarmee een eerste beeld wordt verkregen van de maatschappelijke kosten en baten van het realiseren van meer dan 35 TWh op land in 2030. Het gaat in de MKBA om een globaal onderzoek van de bandbreedte die PBL schetst voor de verwachte elektriciteitsproductie in 2030 (35-46 TWh met een middenwaarde van 41 TWh) naast het RES-bod van 55 TWh.

1.2 Uitgangspunten MKBA

MKBA brengt de kosten en effecten van een project of investering in beeld

Een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) geeft zicht op de relevante effecten van een project. De voor- en nadelen voor de maatschappij van het nieuwe project worden in een kosten-batenanalyse (voor zover mogelijk en wenselijk) in geld gewaardeerd. Door een goed inzicht in de effecten van het voorgestelde project kan de afweging over eventuele uitvoering van het project en de vormgeving daarvan zorgvuldig plaatsvinden. Voor de uitvoering van de MKBA is aangesloten bij de Algemene leidraad voor maatschappelijke kosten-batenanalyse (CPB/PBL, 2013) en de Verkenning MKBA Werkwijzer Energie (SEO/RUG, 2018).

Afbakening alternatieven

Projecteffecten worden hierbij gedefinieerd als verschillen tussen de ontwikkeling met het project (beleidsalternatief) en de ontwikkeling zonder het project (nulalternatief). Van belang hierbij is dat het nulalternatief niet gelijk is aan 'niets doen'. Ook in de situatie zonder project staat de tijd staat immers niet stil. In deze MKBA staat het nulalternatief voor de situatie waarin het aandeel boven de

35 TWh van het RES-bod voor duurzame elektriciteitsopwekking niet wordt gerealiseerd en op ander wijze in de elektriciteitsbehoefte moet worden voorzien. In hoofdstuk 2 worden de beleidsalternatieven en het nulalternatief verder uitgewerkt.

Gebruik maken van bestaande informatie

Vanwege de korte doorlooptijd was er weinig tijd beschikbaar om nieuwe informatie te verzamelen. Daarnaast is er ook al veel benodigde informatie voor handen. Om die redenen is bij de uitvoering van de MKBA alleen gebruik gemaakt van bestaande informatie uit betrouwbare bronnen.

Geldelijke waardering als het kan

In een MKBA worden ook niet monetaire baten meegenomen. Dit betekent dat niet alle effecten ook daadwerkelijk in een MKBA gemonetariseerd kunnen worden, maar in ieder geval wel moeten worden benoemd en beschreven. De genoemde bedragen zijn inclusief btw.

Ruimtelijk schaalniveau

Een belangrijk uitgangspunt in een MKBA is het ruimtelijk schaalniveau dat in beschouwing wordt genomen. De keuze voor het schaalniveau heeft namelijk invloed op de resultaten. Gelet op de vraagstelling kijken wij in deze MKBA naar de kosten en effecten voor Nederland als geheel.

Tijdhorizon en fasering

In de MKBA is een tijdhorizon gehanteerd tot en met 2050. Daarnaast is aangenomen dat realisatie van de gewenste voorzieningen plaatsvindt in de periode tot en met het jaar 2030. De verschillende beleidsalternatieven zijn hierdoor het beste onderling te vergelijken. Er is gerekend met het prijspeil 2022 en een discontovoet van 2.25%.

Elektriciteitsbehoefte

Een belangrijk uitgangspunt van de MKBA is een vergelijkbare ontwikkeling van de energievraag bij alle alternatieven. De totale toekomstige elektriciteitsvraag is ontleend aan de KEV2022 (PBL, 2022b) en verschilt niet tussen de beleidsalternatieven. Verder nemen wij aan dat er voldoende vraag is om de opgewekte duurzame elektriciteit in eigen land te kunnen afzetten (zie ook afbakening referentiealternatief in de volgende paragraaf). Bij méér hernieuwbare elektriciteit op land is minder fossiele opwekking van elektriciteit en/of import van elektriciteit nodig.

Omgaan met onzekerheden

Een maatschappelijke kosten-batenanalyse brengt onzekerheden met zich mee omdat een lange termijnperspectief wordt gehanteerd. Om hiermee rekening te houden zijn enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Door middel van een gevoeligheidsanalyse kan worden vastgesteld in hoeverre de conclusies uit de MKBA anders zouden uitvallen als (een van de) uitgangspunten wijzigt. Hiermee kan de robuustheid van de MKBA worden bepaald. In hoofdstuk 5 worden de uitkomsten van de basisraming en de gevoeligheidsanalyses toegelicht.

1.3 Leeswijzer

- In [hoofdstuk 2](#) wordt nader ingegaan op de invulling en opzet van het project en de daarbij onderscheiden alternatieven.
- [Hoofdstuk 3](#) en [hoofdstuk 4](#) gaan in op de relevante kosten en effecten (d.w.z. positieve en negatieve baten) van de beleidsalternatieven. Per relevante post is een omschrijving opgenomen en wordt aangegeven op welke wijze de kosten en effecten in beeld worden gebracht en welke informatie daarvoor is gebruikt.

- In [hoofdstuk 5](#) worden de resultaten van de MKBA gepresenteerd. Daarnaast is op basis van een aantal uitgevoerde gevoeligheidsanalyses de robuustheid van de uitkomsten onderzocht.
- De belangrijkste conclusies worden in [hoofdstuk 6](#) op een rij gezet.

Het rapport wordt voorafgegaan door een [samenvatting](#). In de [bijlagen](#) zijn enkele nadere detailleringen opgenomen.

2 Nulalternatief en beleidsalternatieven

2.1 Context

Bijna de helft minder broeikasgassen in Nederland in 2030

In het Klimaatverdrag van Parijs uit 2015 hebben 195 landen, inclusief Nederland, afgesproken om in 2050 de stijging van de gemiddelde wereldtemperatuur te beperken tot ruim onder 2 graden Celsius, en zo mogelijk 1,5 graden Celsius. Om dit te behalen heeft de Nederlandse politiek als doel gesteld om in 2030 in Nederland bijna de helft (49%) minder broeikasgassen uit te stoten dan we in 1990 deden. Door het kabinet Rutte IV is dit doel op 55% gesteld, met als streefwaarde 60%. Bedoeling is dat Nederland in 2050 volledig klimaatneutraal is. Het belangrijkste broeikasgas is koolstofdioxide (CO₂), maar daarnaast wordt ook gekeken naar het verminderen van de uitstoot van andere broeikasgassen die bijdragen aan opwarming van de atmosfeer, zoals methaan en lachgas.

Regionale Energie Strategieën brengen keuzen voor duurzame elektriciteit op land in beeld

Het Klimaatakkoord uit 2019 is de Nederlandse uitwerking van de internationale klimaatafspraken van Parijs (2015). In dit Klimaatakkoord zijn de maatregelen opgenomen die Nederland de komende jaren moet nemen om de gestelde klimaatdoelen te behalen. Zoals gezegd is één van de afspraken dat 30 energieregio's in Nederland onderzoeken waar en hoe het best duurzame elektriciteit op land (wind en zon) opgewekt kan worden. Maar ook welke (regionale) warmtebronnen te gebruiken zijn zodat wijken en gebouwen van het aardgas af kunnen. In een Regionale Energiestrategie (RES) beschrijft elke energieregio zijn eigen keuzes.

Knelpunten en uitdagingen in de komende jaren

Het PBL heeft de plannen van de 30 RES regio's geïnventariseerd en nader geanalyseerd¹. Belangrijke conclusie is dat het met de RES'en mogelijk is om tenminste het doel van 35 TWh te behalen in 2030. Op korte termijn (tot 2026) worden projecten uitgevoerd die nu al in de pijplijn zitten. Met deze realisatie zal sprake zijn van een snelle toename van de elektriciteitsproductie door windparken op land en door grootschalige zonneprojecten.

2.2 Afbakening nulalternatief en beleidsalternatieven

Een belangrijke bouwsteen in een MKBA is de afbakening van het nulalternatief en de uitbreidingsalternatieven, in MKBA-termen beleidsalternatieven genoemd. In de voorliggende MKBA verschillen de beleidsalternatieven op basis van:

- a. Het gehanteerde ambitieniveau voor de aanvullende capaciteit aan duurzame elektriciteitsopwekking ten opzichte van het nulalternatief.
- b. De technologiemix voor duurzame opwek op land met de technieken die de basis van de RES vormen, waarbij een onderscheid wordt gemaakt in windmolens op land, zon-pv op daken en objecten en zon-pv op velden.²
- c. Ruimtelijke spreiding met de 30 RES regio's als laagste ruimtelijke schaalniveau.

¹ De "Monitor concept-RES" van PBL is van begin 2021. Eind 2021 verscheen de Monitor RES 1.0 en eind 2022 de Monitor RES 2022.

² De RES regio's werken volgens het principe van de zonneladder. Deze ladder bepaald de voorkeursvolgorde van het plaatsen van zonnepanelen. Eerst worden ze op daken geplaatst, daarna pas op terreinen in bebouwd gebied of locaties in het buitengebied.

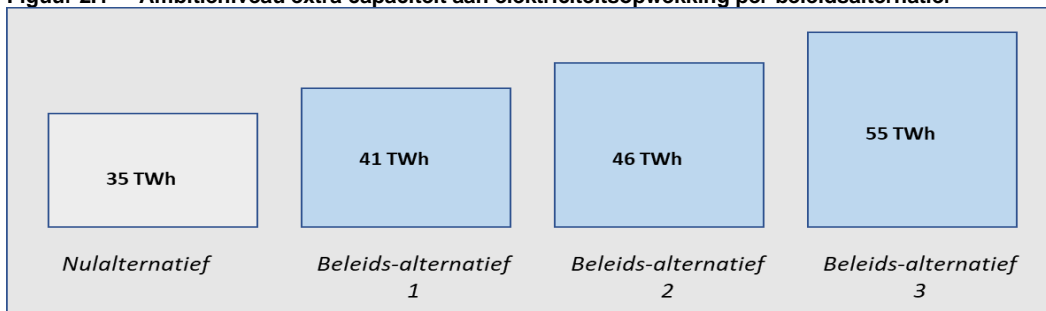
- d. Ontwikkeltempo, ervan uitgaande dat de additionele capaciteit voor duurzame elektriciteitsopwekking ten opzichte van het nulalternatief in alle beleidsalternatieven in 2030 is gerealiseerd.

Ad a) Ambitieniveau

De regio's hebben op 1 juli 2021 hun RES 1.0 aangeboden aan het NPRES. Op basis van de ingediende plannen heeft PBL de plannen en daarin opgenomen biedingen van alle regio's geanalyseerd en is uitgewerkt hoe de opgetelde inbreng van de individuele regio's bijdraagt aan het 35 TWh doel uit het Klimaatakkoord. Uit de PBL analyse komt naar voren dat de regio's gezamenlijk tot een bod komen van 55 TWh, hetgeen meer dan toereikend is om het minimale doel van 35 TWh in 2030 te behalen. Om rekening te houden met onzekerheden over de daadwerkelijke realisatie, hanteert het PBL een bovengrens van 50% voor de realisatiegraad van de aanvullende capaciteit hetgeen neerkomt op 46 TWh³. De middenwaarde komt dan neer op 41 TWh.

Bij de verdere uitwerking van de beleidsalternatieven en de bijbehorende ambities nemen we de bandbreedte die het PBL schetst als uitgangspunt. De genoemde ondergrens van 35 TWh hanteren wij als basis voor het nulalternatief en de overige waarden als basis voor de beleidsalternatieven.

Figuur 2.1 Ambitieniveau extra capaciteit aan elektriciteitsopwekking per beleidsalternatief



Bron: PBL (2021), Monitor RES 1.0: een analyse van de Regionale Energie Strategieën 1.0

Ad b) Technologiemix

Uit de Monitor RES 1.0 kan voor het beleidsalternatief worden afgeleid welke mix aan technologieën wordt ingezet. Daarbij is een onderscheid aangebracht in:

- Windmolens
- Zon-pv op daken
- Zon-pv op velden

In het bod van de individuele regio's is veruit het grootste deel van de technologiekeuze toegewezen aan één van de genoemde technologieën. Uitgaande van beleidsalternatief 3 heeft 25,1 TWh betrekking op windmolens, 13,1 TWh op Zon-pv op daken en 12,0 TWh op Zon-pv op velden. Voor het overige deel is geen expliciete keuze gemaakt maar wordt uitgegaan van "zon-pv op daken of op velden" (2,2 TWh) of "windmolens of zon-pv" 4,6 TWh.⁴

Bij het vaststellen van de energiemix per beleidsalternatief is het uitgangspunt dat de eerste 35 TWh in elk alternatief gelijk is aan het nulalternatief. Het 35 TWh nulalternatief is bepaald aan de

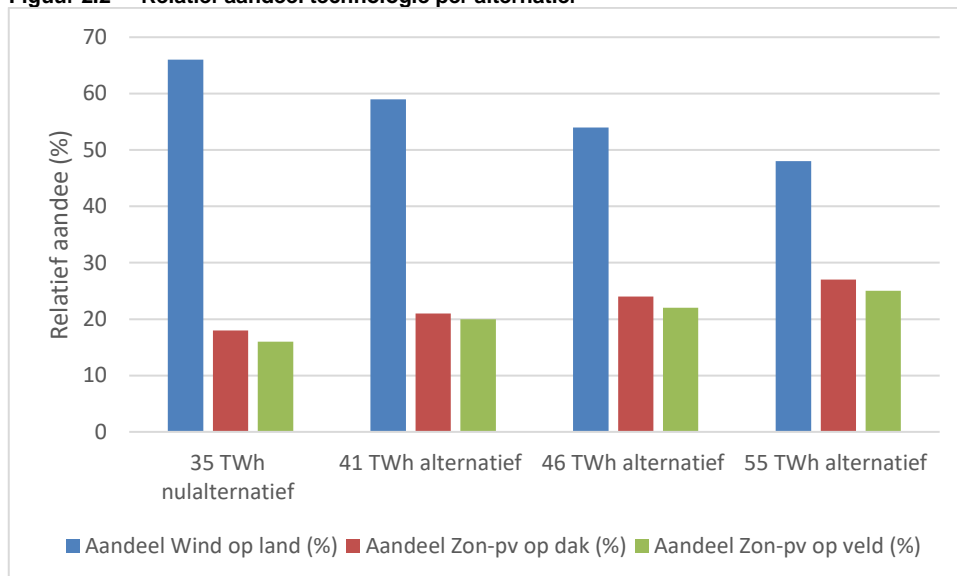
³ Het verschil tussen de doelstelling (35 TWh) en het gezamenlijke bod van de regio's (55 TWh) is 20 TWh. Om rekening te houden met onzekerheden gaat het PBL ervan uit dat 50% (zie monitor p.39), van genoemd verschil ook daadwerkelijk kan worden gerealiseerd. Bij elkaar opgeteld komt dit neer op circa 46 TWh.

⁴ In de Monitor RES 1.0 wordt op pagina 46 opgemerkt dat de optelling van de verschillende technologieonderdelen van het bod bij een achttal regio's hoger of lager uit kwam dan de ondergrens van het RES-bod. Daarom is een sluitpost van 1,8 TWh ingesteld waarmee de optelling wel op de ondergrens van 55,1 TWh uitkomt.

hand van de KEV 2022. Deze voorziet 23 TWh voor wind op land en 12 TWh voor zon-pv op dak en veld gecombineerd. De verhouding tussen zon-pv op dak en zon-pv op veld bepalen we aan de hand van de verdeling tussen die twee technologieën uit de RES-biedingen. Het 41 TWh beleidsalternatief is de middenwaarde tussen het 35 TWh nulalternatief en het 46 TWh beleidsalternatief. Het 46 TWh beleidsalternatief is gebaseerd op de RES biedingen uit de RES monitor 1.0, waarvan de minst zekere plannen afgehaald zijn. Het 55 TWh beleidsalternatief zijn de maximale RES biedingen.

Deze verdeling betekent dat de relatieve aandelen van elke technologie tussen de alternatieven afwijken, zie Figuur 2.2. Het gevolg is dat het aandeel wind op land tussen de alternatieven afneemt ten gunste van het aandeel zon. Absoluut gezien verschilt de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit uit wind met 3,4 TWh tussen het nulalternatief en het beleidsalternatief 55 TWh, terwijl zon-pv op dak en zon-pv op veld respectievelijk 8,6 TWh en 8 TWh verschillen.

Figuur 2.2 Relatief aandeel technologie per alternatief



Bron: Monitor RES 1.0, bewerking Ecorys

Ad c) Ruimtelijke spreiding

Het PBL heeft een inventarisatie gemaakt van de biedingen per RES regio, zie Tabel 2.1. Regio's met het hoogste bod zijn Flevoland, Groningen en Noord-Holland Noord. Tezamen nemen deze regio's ruim een kwart van het bod voor hun rekening.

Tabel 2.1 Bod RES (in GWh) per regio onderverdeeld naar keuze per technologie en het regiobod

	Wind op land	Zon-pv op dak	Zon-pv op veld	Totaal
Achterhoek	773	464	114	1.350
Alblasserwaard	157	145	18	320
Amersfoort	224	119	156	500
Arnhem Nijmegen	473	491	656	1.620
Cleantech regio	110	510	450	1.070
Drechtsteden	80	250	40	370
Drenthe	1.240	952	1.308	3.499
Flevoland	4.640	180	990	5.810
FoodValley	158	377	215	750

	Wind op land	Zon-pv op dak	Zon-pv op veld	Totaal
Friesland	2.156	405	439	3.000
Goeree-Overflakkee	706	61	86	853
Groningen	3.430	195	2.075	5.700
Hart van Brabant	344	458	199	1.000
Hoeksche Waard	335	30	21	386
Holland Rijnland	434	497	210	1.140
Metropoolregio Eindhoven	573	1.142	285	2.000
Midden-Holland	27	217	191	435
Noord- en Midden-Limburg	458	589	154	1.200
Noord Holland Noord	1.791	1.054	756	3.600
Noord Holland Zuid	487	1.331	882	2.700
Noord Veluwe	220	120	190	530
Noordoost Brabant	435	774	391	1.600
Rivierenland	690	269	241	1.200
Rotterdam-Den Haag	1.686	686	428	2.800
Twente	499	375	626	1.500
U16	496	571	733	1.800
West Overijssel	651	608	567	1.826
West-Brabant	1.123	773	304	2.200
Zeeland	2.011	517	527	3.055
Zuid-Limburg	170	710	450	1.330
Totaal	26.575	14.869	13.701	55.144

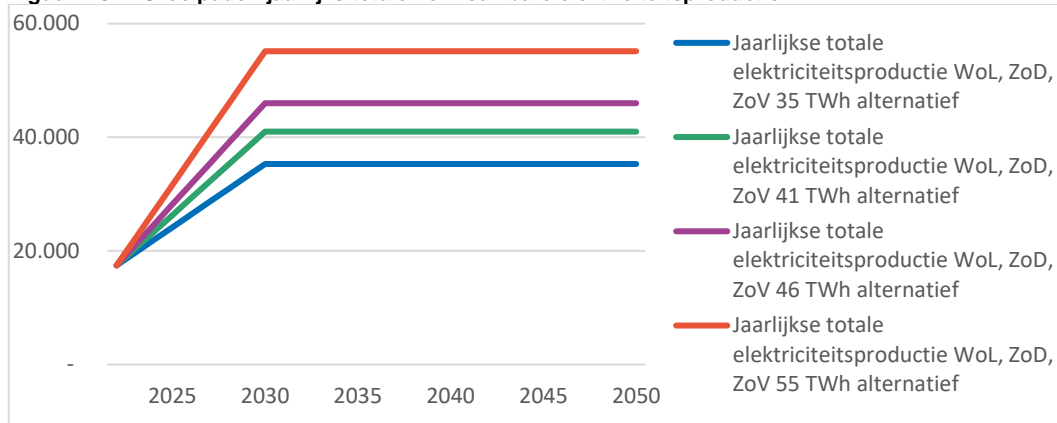
Bron (PBL 2021), Monitor RES 1.0, bewerking Ecorys

Ad d) Ontwikkeltempo geproduceerd vermogen

In de voorliggende MKBA wordt aangenomen dat het bod voor duurzame elektriciteitsopwekking in het jaar 2030 is gerealiseerd. De verschillen in de hoogte van het bod per alternatief betekenen dat er sprake zal zijn van een verschil in ontwikkeltempo van de duurzame elektriciteitsopwekking. Verschillen in ontwikkeltempo en een gelijke ontwikkeling in alle alternatieven betekent ook dat er sprake is van verschillen in de opgewekte hoeveelheid met alternatieven, zoals kolen- en gascentrales, import en wind op zee (tabel 2.2). Elk van de alternatieven kent dus een uniek groeipad in opgewekte elektriciteit.

In deze MKBA wordt het tijdspad 2022-2050 gehanteerd, de RES biedingen zijn voor 2030. Dit betekent dat het gecombineerde groeipad van wind op land, zon-pv op dak en zon-pv op veld per alternatief van 2022 groeit naar 2030 en constant blijft tussen 2030-2050 (zie figuur 2.3). In bijlage 1 zijn de veronderstelde groeipaden voor geproduceerd vermogen per technologie per alternatief opgenomen.

Figuur 2.3 Groeipaden jaarlijks totale hernieuwbare elektriciteitsproductie



Bron: RES 1.0, KEV 2022, bewerking Ecorys

Per alternatief hanteren we twee mijlpalen, waartussen we de groei van opgewekte elektriciteit interpoleren. De mijlpalen zijn (inclusief bronnen) opgenomen in tabel 2.2.

Tabel 2.2 Mijlpalen t.b.v. opbouw groeipaden

Mijlpaal	Bron
2022	PBL, input RES monitor 2022
2030	RES-biedingen

Ad e) Opgesteld vermogen

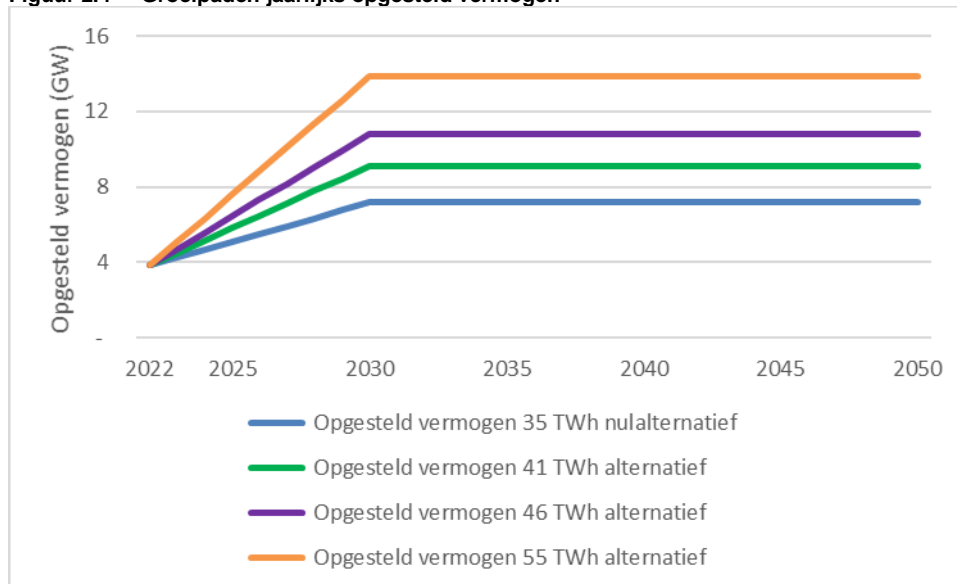
Voor het bepalen van de effecten is niet alleen inzicht nodig in het *geproduceerd* vermogen zoals verondersteld in de onderscheiden alternatieven, maar ook in het *opgesteld* vermogen dat hiervoor noodzakelijk is. De belangrijkste factor om van geproduceerd naar opgesteld vermogen te komen is het aantal vollasturen oftewel het aantal (omgerekende) uren dat een installatie op volvermogen draait. Navolgende tabel toont het aantal vollasturen per onderscheiden technologie. De tabel laat zien dat een windmolen op land veel langer op volvermogen kan draaien in vergelijking met zon-pv op dak en zon-pv op veld.

Tabel 2.3 Vollasturen opgesteld vermogen per onderscheiden technologie

Technologie	Vollastuur per jaar
Wind op land	3362
Zon-pv op dak	900
Zon-pv op veld	950

Bron: VIVET (2022), Begrippenkader RES 2022

Figuur 2.4 Groeipaden jaarlijks opgesteld vermogen



Bron: RES 1.0, KEV 2022, bewerking Ecorys

In bijlage 2 zijn de veronderstelde groeipaden voor het opgesteld vermogen per technologie per alternatief opgenomen.

Ad f) Referentiesituatie

In de MKBA nemen wij aan dat er voldoende vraag is om de opgewekte duurzame elektriciteit in eigen land te kunnen afzetten. Dat wil zeggen dat de gemiddelde jaarlijks elektriciteitsvraag in Nederland groter is en blijft dan het totaal aan opgewekte duurzame elektriciteit. Dit lijkt waarschijnlijk gezien de voorspellingen van PBL in de KEV2022 over de groeiende elektriciteitsvraag tot aan 2030. Ook na 2030 is deze aanname waarschijnlijk volgens de Europese variant van de ii 3050 scenario's, welke veronderstellen dat de elektriciteitsvraag toeneemt naar 237 TWh in 2050 t.o.v. 122 TWh in 2030.

Dit houdt in dat bij de beleidsalternatieven een kleiner deel van de elektriciteitsbehoefte vervuld wordt door opwekking via de aanwezige kolen- en gascentrales en import van elektriciteit dan bij het nulalternatief. De technologiemix van de niet-hernieuwbare elektriciteit is per alternatief gelijk verondersteld en daarom niet verder uitgesplitst.

Tabel 2.4 Duurzame elektriciteitsopwekking per alternatief en verschil in vraag uit niet-hernieuwbare energiebronnen t.o.v. nulalternatief in 2030

	Nul- alternatief	Beleids- alternatief 1	Beleids- alternatief 2	Beleids- alternatief 3
Duurzame elektriciteitsopwekking (wind op land en zon-pv op daken en velden)	35 TWh	41 TWh	46 TWh	55 TWh
Vraag naar elektriciteit uit niet-hernieuwbare energiebronnen		-6 TWh	-11 TWh	-20 TWh

Bron: PBL (2021), Klimaat en Energieverkenning 2021, p. 18

2.3 Effecten

Een belangrijke bouwsteen voor de MKBA is de identificatie van kosten en effecten die relevant zijn en derhalve nader in beschouwing moeten worden genomen. De volgende tabel geeft hiervan een overzicht. In de volgende hoofdstukken 3 en 4 worden deze effecten nader uitwerkt.

Tabel 2.5 Overzicht kosten en effecten

Tabel 2.5 Overzicht kosten en effecten	
Kosten	Investeringskosten (installaties hernieuwbare elektriciteit)
	Pachtkosten
	Uitbreiding netwerkcapaciteit
	Kosten i.v.m. leverings- en voorzieningszekerheid
	Jaarlijks onderhoud- en exploitatiekosten
Effecten	Opbrengsten elektriciteit (totaal)
	Geluidshinder
	Effecten op het landschap
	Broeikasemissies
	Emissies Luchtkwaliteit (PM10, NOx, SOx)
	Ecologische effecten
	Werkgelegenheid

3 Investeringskosten en exploitatie

3.1 Investeringskosten (installaties hernieuwbare elektriciteit)

Voor elk van de alternatieven dient in de MKBA een inschatting te worden gemaakt van de noodzakelijke investeringskosten. Bij de bepaling van de kosten is het noodzakelijk om rekening te houden met de fasering van de investering en de herinvesteringsperiode aan het einde van de levensduur van de apparatuur.

Metten en waarden

We berekenen de investeringskosten als volgt:

*Jaarlijkse investeringskosten = jaarlijkse gerealiseerd opgesteld vermogen per gigawatt (GW) * kosten voor installeren per gigawatt (GW)*

De investeringskosten per gerealiseerde gigawatt (GW) verschillen per technologie en worden weergegeven in tabel 3.1. Voor windenergie op land worden de investeringskosten in belangrijke mate bepaald door de turbineprijzen. Daarbovenop komen de kosten voor de fundering en heipalen, elektrische infrastructuur in het park, netwerkaansluiting, civiele infrastructuur, bouwrente en CAR-verzekering tijdens de bouw. Niet meegenomen in deze post zijn de grondkosten en de variabele kosten. In de MKBA worden deze als aparte post meegenomen en verderop nader toegelicht. Een aantal andere mogelijke aspecten van de investeringskosten zijn niet meegenomen zoals eventuele participatiekosten, niet bij de wet geregelde afdrachten aan decentrale overheden, kosten ten gevolge van het voorbereidingstraject voor bijvoorbeeld juridische procedures en tegemoetkomingen aan omwonenden (zie PBL 2022a, p. 97). De investeringskosten voor Zon-pv worden in belangrijke mate bepaald door de prijs van PV-modules. Tevens is de levensduur van de apparatuur van belang voor herinvestering.

Tabel 3.1 Investeringskosten per GW

Technologie	kosten/GW in miljoen euro	Levensduur (jaar)
Wind op land	€ 1.240	20
Zon-pv op dak	€ 250 in 2022 naar € 190 vanaf 2025	25
Zon-pv op veld	€ 250 in 2022 naar € 190 vanaf 2025	25

Bron: PBL (2022a), Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2022

Resultaat

De investeringskosten stijgen voor alle alternatieven tussen 2022 en 2030 omdat in deze periode de wind- en zonneparken gerealiseerd worden. Na 2030 blijven ze stabiel. Vanaf 2042 en 2047 stijgen de investeringskosten (tot 2050) vanwege de aflopende levensduur van de apparatuur en de noodzaak tot vernieuwing en herinvestering. Herinvesteringen na het jaar 2050 vallen buiten de scope van deze MKBA. Navolgende tabel toont de geraamde investeringskosten per onderscheiden alternatief.

Tabel 3.2 Investeringskosten installaties hernieuwbare elektriciteit t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 683	€ 1.281	€ 2.376
Contante waarde (CW)	€ 538	€ 1.009	€ 1.872

Bron: Raming Ecorys

3.2 Pachtkosten

De pachtkosten betreffen de kosten voor het landgebruik van de geïnstalleerde windturbines en PV-panelen. Zowel windturbines als PV-panelen vergen een open ruimte om zonder obstructies efficiënt te kunnen werken. Wind op land en zon-pv op veld die op dit moment al in de pijplijn zitten, zullen in de praktijk daarom veelal op agrarische of andere open gronden gerealiseerd worden, waarvoor een pacht- of ander type huurovereenkomst vastgesteld wordt.

Metten en waarden

De jaarlijkse kosten voor pacht worden bepaald door per onderscheiden technologie de benodigde ruimte (m²) voor het opwekken van het geproduceerd vermogen te bepalen en de pachtkosten per m²:

$$\text{Jaarlijkse pachtkosten} = \text{benodigde ruimte (m}^2\text{)} * \text{kosten per m}^2$$

Voor wind op land en zon-pv op veld wordt aangenomen dat deze volledig gerealiseerd worden op agrarische gronden en dus met pachtkosten te maken te krijgen. Van zon-pv op dak wordt een efficiënter gebruik van de ruimte verondersteld, waarbij oppervlaktes gebruikt worden die anders geen functie zouden dienen, zoals daken van loodsen en schuren. Voor zon-pv op dak worden dan ook geen pachtkosten meegenomen.

De pachtkosten zijn bepaald op basis van het Eindadvies Basisbedragen SDE++ (PBL, 2022a). Het Eindadvies geeft de pachtkosten per GWh geproduceerd vermogen (zie tabel 3.3). Hierin zit het ruimtegebruik al verwerkt. Voor het berekenen van de pachtkosten hanteren we dus het [geproduceerd vermogen](#) voor dat betreffende jaar.

Het Eindadvies Basisbedragen SDE++ geeft geen pachtkosten voor zon-pv op veld. Hiervoor wordt in de MKBA verondersteld dat deze hetzelfde zijn als voor wind op land per m². Per GWh heeft zon-pv op veld echter een aanzienlijk grotere ruimtebehoefte. We schalen de pachtkosten daarom om dit te reflecteren met een factor 9, op basis van de NVDE.

Tabel 3.3 Pachtkosten

Technologie	Pachtkosten (euro)/GWh
Wind op land a)	2.100
Zon-pv op dak	0
Zon-pv op veld b)	19.062

Bron: (a) PBL (2022a), Eindadvies Basisbedragen SDE++ (2022), (b) Verschalen van pachtkosten wind op land naar zon-pv op veld op basis van Hernieuwbare energiebronnen op land in de regionale energiestrategie (RES) (2020), NVDE

Resultaat

De pachtkosten nemen voor wind op land en zon-pv op veld toe bij alle alternatieven. De pachtkosten voor zon-pv op veld zijn voor alle alternatieven significant hoger dan voor wind op land. Voor het nulalternatief zijn de kosten dubbel zo groot, terwijl ze voor het 55 TWh alternatief meer dan vier keer zo veel zijn. Dit is te herleiden aan de hogere pachtkosten voor zon-pv op veld vanwege een groter landgebruik en een hoger relatief aandeel van zon-pv op veld in de energiemix van het 55 TWh alternatief ten opzichte van het nulalternatief.

Tabel 3.4 Pachtkosten t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 1.115	€ 2.093	€ 3.881
Contante waarde (CW)	€ 771	€ 1.448	€ 2.685

Bron: raming Ecorys

3.3 Uitbreiding netwerkcapaciteit

De transitie van fossiele brandstoffen naar hernieuwbare bronnen legt een zware last op het Nederlandse elektriciteitsnet. Aan zowel de vraag- als de aanbodzijde wordt er steeds meer capaciteit gevraagd. Op veel plaatsen in het land lopen netbeheerders tegen de grenzen aan van de beschikbare capaciteit. Op het moment dat de maximale capaciteit van (een deel van) het stroomnet bereikt is, spreek je van netcongestie. Deze kan aan de invoed- en/of verbruikskant ontstaan. Wanneer sprake is van netcongestie in een gebied, kunnen geen nieuwe klanten (afnemers en/of leveranciers) op het net aangesloten worden tot er weer capaciteit beschikbaar komt, wat schadelijke gevolgen voor de economie en maatschappij kan hebben.

Aan de aanbodzijde van het elektriciteitssysteem vindt een wezenlijke verandering plaats. Tot voor kort werd elektriciteit op een paar plaatsen (centraal) in grote hoeveelheden opgewekt. Deze stroom verspreidde zich door het land via een steeds fijnmaziger netwerk van kabels. Infrastructuur met hoge capaciteit lag dichtbij de bron of grootverbruikers, lage capaciteit bij de consument. Door de grootschalige aanleg van opwek uit zon en wind verandert dit model. In plaats van centrale opwek met hoge capaciteit, gaan we naar een model met meer decentrale opwek. Het net is hier niet overal voor ontworpen en kan de elektriciteitspieken afkomstig van duurzame bronnen niet altijd aan, met congestie tot gevolg.

Ook de vraagzijde ontwikkelt zich in hoog tempo. Veel sectoren schakelen voor hun energie over van olie en gas naar elektriciteit. Warmte wordt bijvoorbeeld opgewekt met e-boilers en minder met gas. Deze overschakeling betekent een extra belasting voor het elektriciteitsnet. Vooral de elektrificatie van grootschalige industriële processen legt momenteel verhoudingsgewijs een grote druk op het net. De verduurzaming van de gebouwde omgeving, die grotendeels middels elektrificatie lijkt plaats te gaan vinden, zou wel eens de volgende netcongestiegolf kunnen zijn die op ons af komt.

Netbeheerders zijn, als verantwoordelijke partijen voor de Nederlandse elektriciteitsinfrastructuur, druk in de weer met het oplossen van de congestie. Een oplossing is verzwaring van het net: de capaciteit van het net vergroten door extra, grotere en dikkere kabels aan te leggen. Dit is een kostbaar en tijdsintensief proces, waarbij de tekorten op de arbeidsmarkt en gebrek aan grondstoffen en materialen een belangrijke belemmering zijn. De netbeheerders zullen tot 2050 naar verwachting 102 miljard euro moeten investeren om de energietransitie te faciliteren (PwC, 2021).

In de MKBA bepalen we de kosten voor de benodigde netverzwaring in alle alternatieven. Netverzwaring staat echter niet op zichzelf. De netverzwaringsbehoefte hangt samen met een andere oplossingsrichting, namelijk flex-oplossingen. Deze oplossingen richten zich op het flexibel inzetten van vraag en aanbod, om deze beter op elkaar af te stemmen. Door tijdelijk opslag, conversie of het verschuiven van vraag- en aanbodpieken worden vraag en aanbod beter gecombineerd waardoor de belasting van het net afneemt. Over het algemeen kan gesteld worden dat meer toepassing van flex-oplossingen leidt tot een kleinere behoefte aan netverzwaring en vice versa. In de praktijk is een combinatie van beide oplossingen noodzakelijk, waarbij lokale omstandigheden grote invloed hebben op de geschiktheid van beide oplossingsrichtingen.

Metten en waarderen

De berekening van de kosten voor netverzwaring is in deze MKBA hand in hand gegaan met het toepassen van flex-oplossingen. De methode en kosten van de flex-oplossingen zijn opgenomen in sectie 3.4. De kosten van netverzwaring vallen hierdoor lager uit. In de gevoeligheidsanalyses kijken we naar de situatie waarbij alleen netverzwaring of alleen flex-oplossingen toegepast wordt om netcongestie tegen te gaan.

De kosten van netverzwaring benaderen we op basis van twee onderdelen:

Kosten netverzwaring = kosten netverzwaring in Nederland + kosten interconnectieverzwaring

De netverzwaring in Nederland heeft als doel om voldoende capaciteit aan te bieden om pieken in de productie van elektriciteit in Nederland op te vangen. Aan de andere kant bepaalt de interconnectie de hoeveelheid elektriciteit die geïmporteerd kan worden uit het buitenland om pieken in de vraag op te vangen. In deze MKBA gaan we ervan uit dat de vraag naar elektriciteit die niet in Nederland vervuld kan worden uit het buitenland gehaald wordt. Dit vanwege de veronderstelling dat een grotere elektrificatie van ons energieverbruik leidt tot grotere schommelingen en pieken aan de vraagzijde. In deze MKBA gaan we ervan uit dat deze elektriciteitsvraag te allen tijde vervuld kan worden door bronnen in het buitenland.

Netverzwaring Nederland

De netverzwaring in Nederland bepalen we aan de hand van de pieken in het aanbod van de drie technologieën. Deze piek is gereduceerd door het toepassen van flex-oplossingen (zie sectie 3.4). De overgebleven 'afgeschaafde' piek vangen we op met netverzwaring.

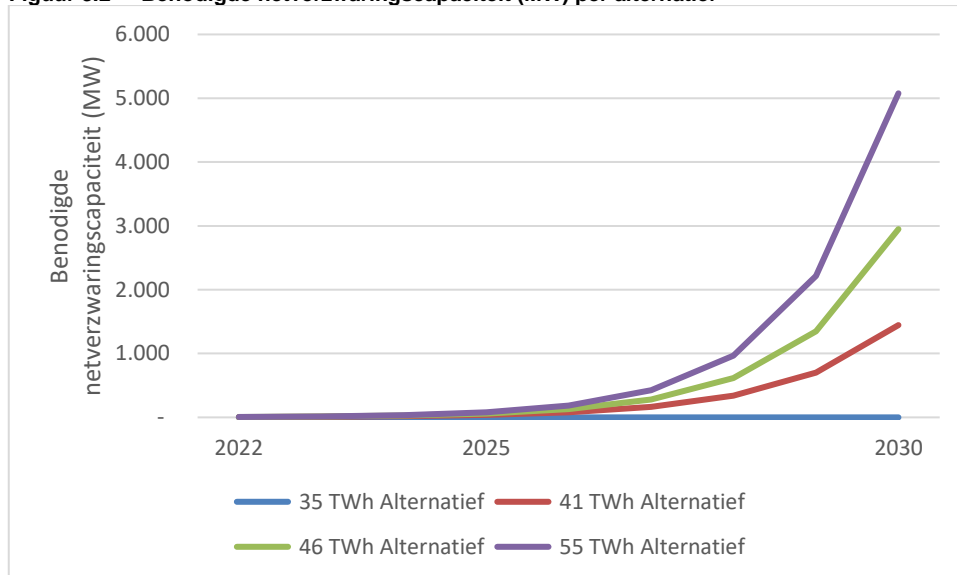
Figuur 3.1 Productiepiek na curtailment



De kosten voor de benodigde netverzwaring bepalen we door een tijdspad op te zetten met per jaar de **toename van de grootste 'afgeschaafde' productiepiek** (in GW) in het betreffende jaar. Investerings in netwerkuitbreidingen van voorgaande jaren helpen namelijk in opvolgende jaren ook nog. Deze tijdspaden vermenigvuldigen we vervolgens met de kosten voor netverzwaring (per GW).

Het tijdspad baseren we op de afgeschaafde productiepiek in 2030, die bepaald is met behulp van het Energy Transition Model van Quintel waarmee het energiesysteem van Nederland voor de mijlpaal 2030 voor elk alternatief gemodelleerd wordt op uurbasis. Het tijdspad groeit van 2022 exponentieel naar 2030. Na 2030 neemt het opgesteld vermogen niet meer toe in deze MKBA, waardoor de jaarlijkse groei 0 blijft en er geen kosten meer mee gemoeid zijn.

Figuur 3.2 Benodigde netverzwaringcapaciteit (MW) per alternatief



Bron: Raming Ecorys

De productiepieken vermenigvuldigen we met de kosten voor netverzwaring, die geraamd zijn op 100.080 euro per MW op basis van interviews met een netbeheerder en een MKBA van Berenschot (2020).

Interconnectie

De interconnectiebehoefte bepalen we aan de hand van de grootste landelijke vraagpiek. De opbouw van de vraagpiek gebeurt op dezelfde wijze als de productiepiek van de Nederlandse netverzwaring, namelijk middels het opbouwen van een tijdlijn op basis van een mijlpaal in 2030 afkomstig uit het Energy Transition Model. Alleen gaat het hier om de pieken onder de lijn in plaats van erboven.

Figuur 3.3 Vraagpiek na vraagrespons



Daar de beleidsopties alleen in de opwek van duurzame energie verschillen, wordt de vraagzijde van het Nederlandse energiesysteem als gelijk verondersteld over de jaren. De jaarlijkse piek is daarmee ook constant.

Tabel 3.5 Jaarlijkse grootste landelijke vraagpiek

	Alternatief 35 TWh	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Jaarlijkse vraagpiek (MW)	20.378	20.205	20.043	19.963

Bron: raming Ecorys

Voor de interconnectie wordt de vraagpiek vermenigvuldigd met de kosten voor het verzwaren van de interconnectie, die in het Energy Transition Model op 365.000 euro per MW zijn vastgesteld.

Resultaat

De totale kosten voor netverzwaring lopen op tot 751 miljoen euro in het 55 TWh alternatief. Dit betreft het toepassen van netverzwaring in combinatie met flex-oplossingen. Zoals vermeld, het meer toepassen van flex-oplossingen verlaagt de behoefte voor netverzwaring.

Voor het 35 TWh nulalternatief geldt dat de netverzwaring in Nederland op nul euro verondersteld wordt, vanwege de verwachting dat deze hoeveelheid elektriciteit (net) mogelijk moet zijn op het net (Netbeheer Nederland, 2020).

Tabel 3.6 Kosten uitbreiding netwerkcapaciteit t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde totaal	€ 229	€ 443	€ 778
<i>Netverzwaring NL (nominaal)</i>	€ 281	€ 544	€ 902
<i>Interconnectie met buitenland (nominaal)</i>	-€ 52	-€ 101	-€ 124
Contante waarde (CW) totaal	€ 188	€ 364	€ 640
<i>Netverzwaring NL (CW)</i>	€ 235	€ 453	€ 751
<i>Interconnectie met buitenland (CW)</i>	-€ 47	-€ 90	-€ 111

Bron: raming Ecorys

3.4 Kosten i.v.m. leverings- en voorzieningszekerheid

Om de leverings- en voorzieningszekerheid te borgen in het elektriciteitssysteem moeten aanbodtekorten en -overschotten gemitigeerd worden. Een gedeelte hiervan wordt ondervangen door het vergroten van de netcapaciteit (zie sectie 3.3). Het overige gedeelte zal opgevangen worden door het inzetten van flex-oplossingen. Aanbodtekorten kunnen aangevuld worden via reservecapaciteit, opslag of import, of kunnen teniet worden gedaan door de vraag te verminderen op bepaalde momenten (vraagrespons). Aanbodoverschotten worden idealiter opgevangen middels opslag, conversie of export. Als hiertoe geen mogelijkheid bestaat kunnen aanbodoverschotten teniet worden gedaan door **curtailment** (piekreductie) - dit is echter niet wenselijk, omdat daardoor kostbare geproduceerde elektriciteit verloren gaat.

Metten en waarden

We benaderen de kosten voor voorzieningszekerheid door het toepassen van een combinatie van drie flex-oplossingen om het net te balanceren:

1. Curtailment
2. Vraagrespons
3. Opslagcapaciteit

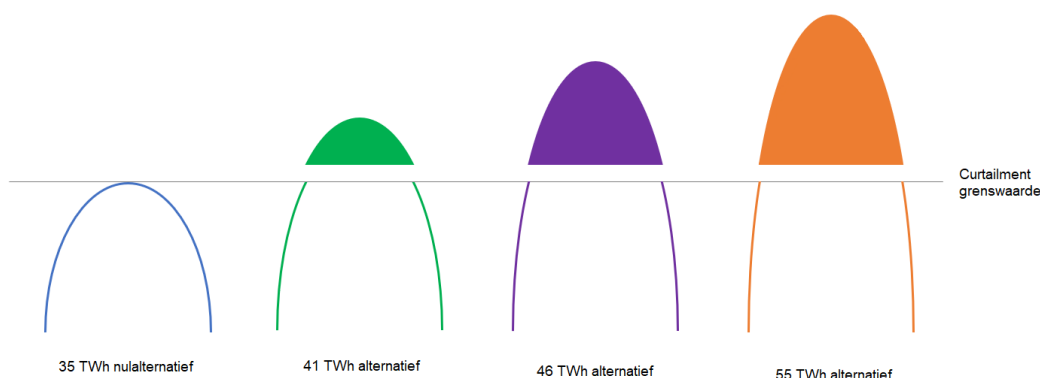
Dit komt neer op:

Kosten leverings- en voorzieningszekerheid = kosten curtailment + kosten vraagrespons + kosten opslagcapaciteit

Curtailement

De omvang van een aanbodoverschot is te verkleinen door curtailment toe te passen. Elk alternatief heeft zijn eigen opwek- en vraagprofiel, met zijn eigen opwek- en vraagpieken. In de MKBA wordt de aanbodpiek in elk beleidalternatief verkleind tot het niveau van de grootste aanbodpiek uit het nulalternatief. In Figuur 3.4 is een voorbeeld weergegeven, waarbij voor elk beleidalternatief een productiepiek afgetopt wordt.

Figuur 3.4 Afgetopte productiepieken o.b.v. hoogste piek 35 TWh nulalternatief



Het opwekprofiel met alle productiepieken genereren we met behulp van het Energy Transition Model van Quintell, waarmee het vraag- en aanbodprofiel opgebouwd wordt op basis van de verschillende alternatieven. Het aftoppen doen we voor alle productiepieken, in elk beleidalternatief, voor ieder jaar. Alle ‘toppen’ van de pieken in een jaar opgeteld is elektriciteit die niet wordt opgewekt, ofschoon dat wel had gekund. Deze jaarlijkse hoeveelheid elektriciteit heeft een waarde, die we waarderen aan de hand van de middenwaardes van de elektriciteitsprijzenprognose uit de KEV 2022. Opgeteld, wordt per alternatief de volgende hoeveelheid elektriciteit gecurtailed.

Tabel 3.4 Totale gecurtailde elektriciteit (MWh) per alternatief

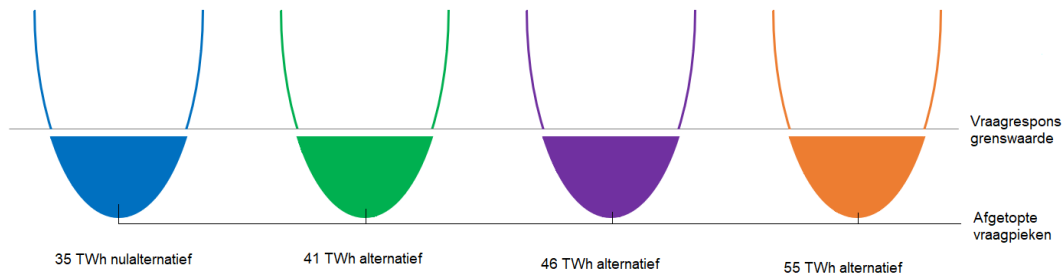
	Alternatief 35 TWh	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Totale gecurtailde elektriciteit (MWh)	0	748.258	5.928.616	30.008.061

Bron: raming Ecorys

Vraagrespons

De omvang van aanbodtekorten is te verkleinen door vraagrespons toe te passen, waarmee de vraagpiek verplaatst wordt naar momenten dat er veel aanbod is. Hiermee wordt (grote) energieverbruikers gevraagd om hun bedrijfsprocessen aan te passen aan de beschikbaarheid van goedkope en duurzame elektriciteit. De hoeveelheid energie die op deze manier verschoven wordt, bepalen we door alle toppen van de afgetopte vraagpieken (dus na toepassen van vraagrespons) op jaarbasis op te tellen. In Figuur 3.5 is een voorbeeld weergegeven voor een enkele piek voor elk alternatief, in werkelijkheid zijn dit er veel meer.

Figuur 3.5 Afgetopte vraag d.m.v. vraagrespons



Gezien de beleidsalternatieven alleen in de opwek van duurzame elektriciteit verschillen, wordt de vraagzijde van het Nederlandse energiesysteem als gelijk verondersteld voor elk alternatief. De kosten voor de vraagrespons zijn dus gelijk voor alle alternatieven. De hoeveelheid afgetopte elektriciteit door middel van vraagrespons is voor alle jaren opgeteld terug te vinden in Figuur 3.4.

Tabel 3.5 Afgetopte elektriciteit d.m.v. vraagrespons

	Alternatief 35 TWh	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Totale afgetopte elektriciteit (MWh) d.m.v. vraagrespons	105.776	105.776	105.776	105.776

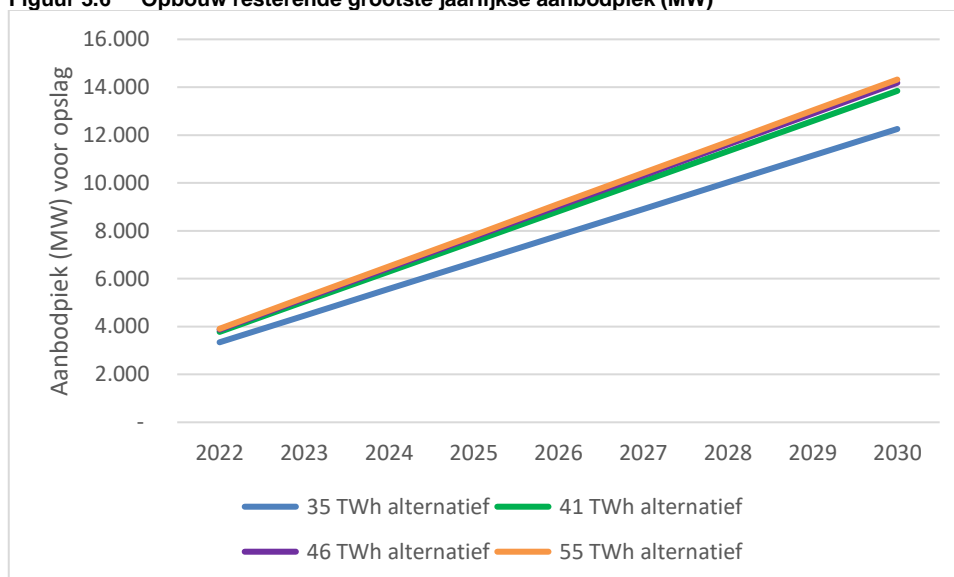
Bron: raming Ecorys

De afgetopte elektriciteit vermenigvuldigen we vervolgens met de waarde die industriële partijen hechten aan de 'uitgestelde' energie. Dit is de monetaire waarde die bedrijven bereid zijn te betalen om een onderbreking in hun stroomvoorziening te voorkomen. De waarde voor uitgestelde energie is berekend door DNV GL in *De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespons aan leveringszekerheid (2020)*. De waarde baseren we op de biedladder 6-24 uur inzet van het scenario Hoge in 2035, en stellen we vast op 1.674,75 euro/MWh in 2035.

Opslagcapaciteit

Opslagcapaciteit bestaat in verschillende vormen, zoals batterijen of waterstof. In deze MKBA is het uitgangspunt dat opslagcapaciteit in de vorm van lead-acid batterijen plaatsvindt. Na het toepassen van curtailment en vraagrespons, blijven nog aanbodpieken over die leiden tot onbalans. Om deze aanbodpieken te kunnen opslaan, dienen de batterijen groot genoeg te zijn om de elektriciteit van de volledige piek op te slaan en snel genoeg te kunnen ontladen om de volgende piek weer op te vangen. Daarbij veronderstellen we dat regionale spreiding van onbalans geen impact heeft. De opbouw van de benodigde batterijcapaciteit is in Figuur 3.6 weergegeven. Omdat in deze MKBA ervan uitgegaan wordt dat geen extra vermogen opgesteld wordt na 2030, is na 2030 ook geen nieuwe batterijcapaciteit nodig. Wel zijn er kosten verbonden aan het herinvesteren na de looptijd van een batterij.

Figuur 3.6 Opbouw resterende grootste jaarlijkse aanbodpiek (MW)



Bron: raming Ecorys

De waarde van de opslagcapaciteit bepalen we in de MKBA door [het jaarlijkse verschil in de grootste overgebleven aanbodpiek](#) te vermenigvuldigen met de prijzen van grootschalige batterijen. Hierbij worden investerings- en onderhoudskosten meegenomen. De kosten voor batterijen zijn opgebouwd uit eenmalige investeringskosten en jaarlijkse onderhoudskosten met een veronderstelde levensduur van 9 jaar voor een Lead-acid batterij, gebaseerd op de technology factsheet *Lead-acid battery for large-scale temporal electricity storage* van TNO (2021).

Resultaat

De kosten voor het toepassen van flex-oplossingen lopen op naarmate er meer duurzame elektriciteit opgewekt wordt, doordat de pieken groter worden. De kosten voor curtailment maken hierin het grootste verschil tussen de alternatieven, want deze lopen exponentieel op. De kosten voor vraagrespons is constant voor elk alternatief, vanwege de gelijk gestelde vraagprofielen voor elk alternatief. De kosten van het inzetten van batterijen voor net balancering lopen eveneens op, maar zijn significant kleiner dan de kosten voor curtailment. Alleen voor het nulalternatief zijn de kosten van batterijen hoger dan voor curtailment, vanwege het vastzetten van de grenswaarde voor curtailment op het aanbodprofiel van het nulalternatief. De totale kosten voor de leverings- en voorzieningszekerheid (Figuur 3.5) zijn daardoor in het beleidsalternatief 41 TWh slechts 1% hoger dan het nulalternatief, terwijl in het beleidsalternatief 55 TWh deze kosten 50% hoger zijn.

Tabel 3.6 Kosten i.v.m leverings- en voorzieningszekerheid t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 64	€ 506	€ 2.561
Contante waarde (CW)	€ 42	€ 333	€ 1.682

Bron: raming Ecorys

3.5 Jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten

Naast eenmalige investeringskosten dient ook rekening te worden gehouden met de jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten. Verder dient rekening te worden gehouden met het feit dat onderhouds- en exploitatiekosten doorgaans zullen toenemen met de leeftijd van de voorzieningen.

Metten en waarden

De jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten bestaan uit twee componenten, de vaste kosten en de variabele kosten. In de vaste kosten zijn de WA-verzekering, machinebreukverzekering, stilstandverzekering, netinstandhoudingskosten, eigen verbruik, OZB, beheer en land- en wegonderhoud opgenomen. De variabele kosten bestaan uit de garantie- en onderhoudscontracten voor windturbines en zon-pv.

Jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten = Jaarlijkse vaste kosten + jaarlijkse variabele kosten

De jaarlijkse vaste kosten zijn uitgedrukt op basis van het **jaarlijks geproduceerd vermogen** (GWh), de variabele kosten zijn uitgedrukt in euro per GW, en zijn dus gebaseerd op het **jaarlijkse totale opgestelde vermogen** in het betreffende jaar. De kosten per GW zijn weergegeven in navolgende tabel.

Het Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2022 van het PBL maakt geen onderscheid tussen de kosten voor zon-pv op dak en zon-pv op veld. In deze MKBA worden deze dan ook aangenomen dat deze gelijk zijn.

Tabel 3.7 Vaste en variabele kosten i.v.m onderhoud en exploitatie

Technologie	Vaste kosten (euro/GWh)	Variabele kosten (euro/GW)
Wind op land	€ 14.200.000	€ 6.000
Zon-pv op dak	€ 5.000.000	€ 2.000
Zon-pv op veld	€ 5.000.000	€ 2.000

Bron: PBL (2022a) Eindadvies Basisbedragen SDE++ (2022)

Resultaat

Zowel de vaste als variabele kosten nemen toe in elk beleidsalternatief ten opzichte van het nulalternatief, aangezien er meer apparatuur opgesteld wordt waar kosten en onderhoud mee gemoeid zijn. De verhouding tussen vaste kosten en variabele kosten verschuift met enkele procenten tussen de alternatieven. Zo is het aandeel vast / variabel respectievelijk 27% en 73% voor het nulalternatief en 31% en 69% voor het beleidsalternatief 55 TWh. De 41 TWh en 46 TWh alternatieven liggen ertussenin. Dit komt omdat naar verhouding zon-pv duurder is in variabele kosten dan wind op land en het aandeel zon toeneemt in de energiemix van de alternatieven.

Tabel 3.8 Jaarlijkse onderhouds- en exploitatiekosten t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 629	€ 1.182	€ 2.192
Contante waarde (CW)	€ 436	€ 818	€ 1.517

Bron: raming Ecorys

4 Effecten

4.1 Opbrengsten elektriciteit

De belangrijkste (directe) baten van de windmolens en zonnepanelen zijn de exploitatieopbrengsten. De exploitatieopbrengsten bestaan uit de inkomsten uit de verkoop van de opgewekte elektriciteit en inkomsten uit de verkoop van garanties van oorsprong (GvO's).

Voor zowel de elektriciteitsprijs als de inkomsten uit verkoop van GvO's geldt dat de verwachte prijsontwikkeling jaarlijks zal fluctueren en op de lange termijn erg onzeker is. Bij het interpreteren van de exploitatieopbrengsten dient dus rekening te worden gehouden met het optreden van deze onzekerheden, die in de gevoeligheidsanalyse nader onderzocht worden.

Met en waarden

Jaarlijkse elektriciteitsopbrengsten worden berekend door de jaarlijkse hoeveelheid opgewekte elektriciteit te vermenigvuldigen met de gemiddelde elektriciteitsprijs van dat jaar. Inkomsten uit GvO's worden bepaald door de hoeveelheid GvO's te vermenigvuldigen met de gemiddelde GvO prijs in dat jaartal.

Jaarlijkse elektriciteitsopbrengsten = Jaarlijkse opbrengsten uit verkoop elektriciteit + jaarlijkse GVO opbrengsten

*Jaarlijkse opbrengsten uit verkoop elektriciteit = Jaarlijks geproduceerd vermogen * elektriciteitsprijs*

*Jaarlijkse GVO opbrengsten = Jaarlijks geproduceerd vermogen * GVO prijs*

Opbrengsten uit verkoop elektriciteit

Wij baseren de elektriciteitsprijs per jaar op 3 mijlpalen, 2022, 2030 en 2050. Voor 2022 en 2030 gebruiken we de middenwaardes voor de elektriciteitsprijs in de KEV 2022, de onder- en bovenwaarde worden in de gevoeligheidsanalyse meegenomen. Voor de elektriciteitsprijs in 2050 maken we gebruik van het gemiddelde van drie geprojecteerde prijsniveaus uit het rapport *Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving, Achtergrondstudie Klimaat en Energie* van het PBL en CPB (2016a); Voor de periode 2030-2050 interpoleren we de elektriciteitsprijs gebruikmakend van een constante groeifactor. Deze groeifactor gebruiken we om de onder- en bovenwaarden van 2030 naar 2050 te trekken en vervolgens een middenwaarde te bepalen.⁵ Het groeipad van de elektriciteitsprijs is weergegeven in Figuur 4.1.

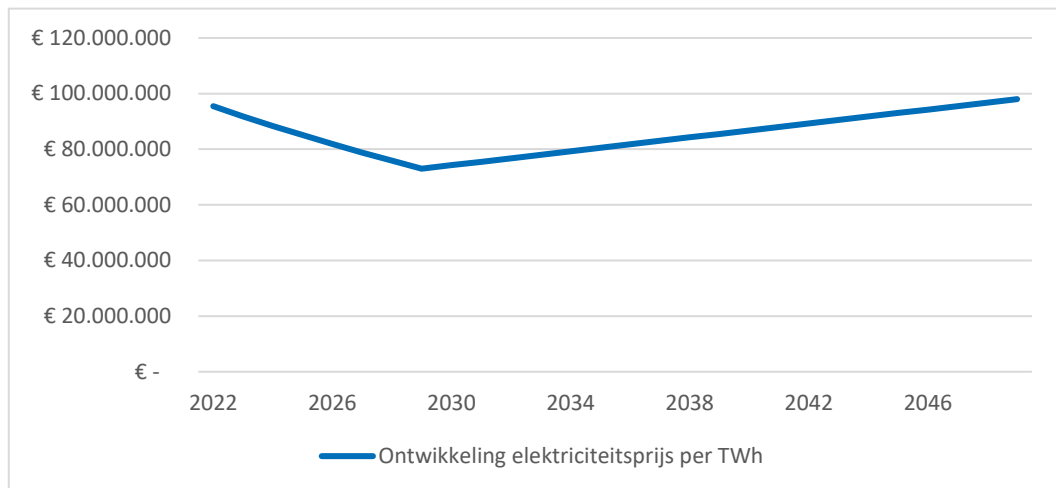
Tabel 4.1 Middenwaarde elektriciteitsprijs (euro/ GWh)

Mijlpaal	Middenwaarde van elektriciteitsprijs (euro/GWh)
2022	€ 99.134
2030	€ 73.000
2050	€ 98.000

Bron: PBL (2022b), KEV 2022

⁵ De KEV 2022 geeft ook de middenwaarde voor de elektriciteitsprijs voor 2040, maar geen hoge of lage waarde. Met het oog op de gevoeligheidsanalyse is ervoor gekozen om 2040 geen mijlpaal te laten zijn in de opbouw van de elektriciteitsprijs. Zo is voor zowel de hoge, midden en lage waarde dezelfde methodiek toegepast, namelijk een interpolatie tussen 2030 en 2050. De middenwaarde voor 2040 komt overeen met onze geïnterpoleerde benadering.

Figuur 4.1 Verondersteld ontwikkelingspad elektriciteitsprijs



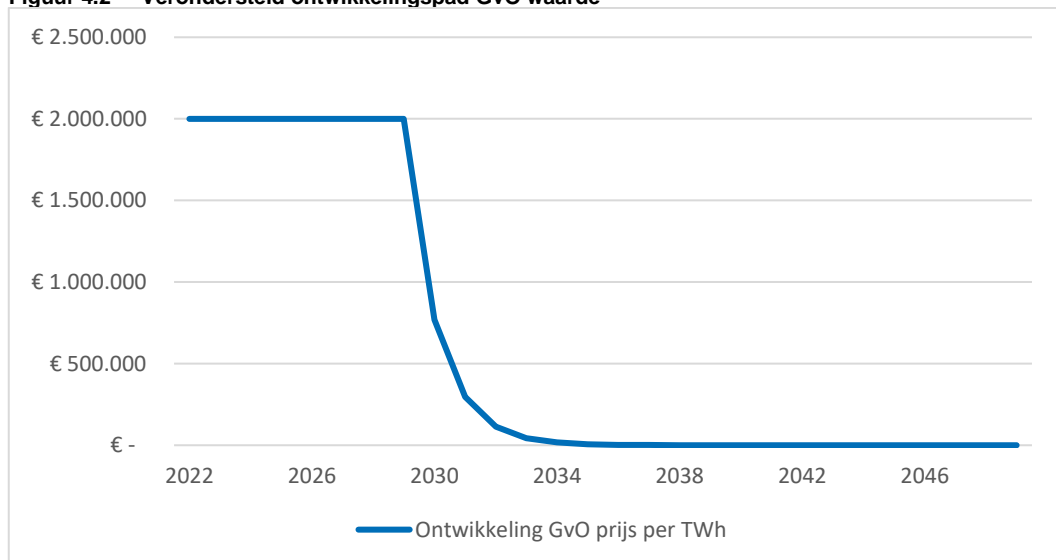
Bron: PBL (2022b) KEV 2022, bewerking Ecorys

De jaarlijkse elektriciteitsopbrengst bepalen we vervolgens door het [jaarlijks geproduceerd vermogen](#) te vermenigvuldigen met de betreffende elektriciteitsprijs van dat jaar (zie bijlage 1).

Inkomsten uit GvO's

Bovenop de prijs van stroom kunnen groencertificaten (GvO's) worden verkocht. De waarde van een GvO fluctueert sterk en kan zelfs verschillen tussen wind en zon (vanwege verschillen in de manier waarop een contract tot stand komt). Volgens het PBL is de waarde van een GvO circa 2 euro/MWh. Wij hanteren deze waarde voor 2030. In 2050 nemen we aan dat de waarde van een GvO gedaald is tot 0 euro/MWh, de totale energievoorziening is dan immers CO₂-neutraal. We veronderstellen een constante groeifactor van circa 77% (dit betekent dat de prijs ieder jaar met 23% daalt) in de prijsontwikkeling van het prijsniveau in 2030 tot 2050.

Figuur 4.2 Verondersteld ontwikkelingspad GvO waarde



Bron: PBL (2022b), KEV 2022, bewerking Ecorys

Resultaat

Logischerwijs lopen de opbrengsten uit de verkoop van elektriciteit en GvO's op naarmate er meer duurzame elektriciteit geproduceerd wordt in de alternatieven. De verhouding tussen de opbrengsten uit verkoop en GvO's blijft gelijk voor de alternatieven, waarbij de opbrengsten uit GvO's echter maar 1% van de opbrengsten behelzen en daarmee weinig invloed op de baten hebben.

Tabel 4.2 Opbrengsten elektriciteit t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 11.929	€ 22.394	€ 41.532
Contante waarde (CW)	€ 8.174	€ 15.344	€ 28.456

Bron: raming Ecorys

4.2 Geluidshinder

Het geluid van windturbines en transformatoren van zonneparken kunnen (slaap)verstoring en gezondheidseffecten veroorzaken. Om de omvang van deze effecten te kunnen bepalen, maken we gebruik van een hedonische prijsmethode waarbij ervan uitgegaan wordt dat veranderingen in de omgevingskwaliteit (bijvoorbeeld door de toename van hinder) eenmalig tot uitdrukking komen in de waarde van een woning, los van reguliere prijsschommelingen.

Metten en waarden

Om de mate van hinder te kunnen vaststellen kijken we in deze MKBA in eerste instantie naar (verschillen) in benodigd oppervlakte om de verschillende alternatieven te kunnen realiseren. Uitgaande van de ruimtelijke spreiding van de duurzame elektriciteitsopwekking over de RES regio's, het daarmee samenhangende ruimtebeslag en gemiddelde woningdichtheden maken we een inschatting van het aantal woningen dat mogelijk hinder zal ondervinden. Hieraan koppelen we de gemiddelde huizenprijs in Nederland om een waardering van de hinder voor omwonenden te krijgen.

*Hinder omwonenden = Jaarlijks additioneel geproduceerd vermogen (GWh) * ruimtebehoefte per GWh * gemiddelde woningdichtheid per RES regio * waardedaling per woning*

De hinder wordt apart berekend voor wind op land en zon-pv op veld, aangezien de ervaren hinder (uitgedrukt in een procentuele daling van de waarde van een woning) en straal waarin hinder ervaren wordt verschillen per technologie.

Het startpunt is het jaarlijks **additioneel geproduceerd vermogen**, oftewel de hoeveel vermogen dat wordt opgewekt ten opzichte van het voorgaande jaar. Dit is het vermogen (voor het betreffende jaar) waarvoor extra windturbines of zonnenvelden aangelegd worden om deze op te wekken. We nemen aan dat eenmalig in het aanlegjaar een waardedaling van de woningen in de buurt van de additionele windturbines en zonnenvelden plaatsvindt. Ook gaan we ervan uit dat de woningen, windturbines en zonnenvelden in een RES regio gelijk verspreid zijn.

Om te bepalen hoeveel huizen hinder gaan ondervinden, bepalen we eerst hoeveel ruimte die nieuwe windturbines en zonnevelden nodig hebben. Vervolgens leiden we daar een straal omheen af, waar door omwonenden hinder ervaren wordt.⁶ Deze straal en ruimtebehoefte zijn terug te vinden in navolgende tabel.

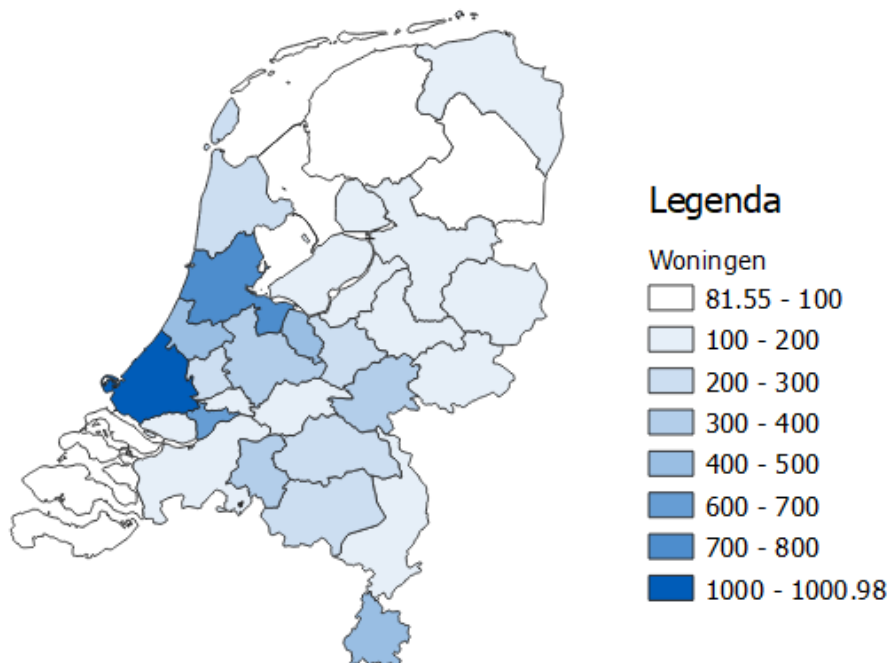
Tabel 4.3 Ruimtebehoefte per technologie

Technologie	Ruimtebehoefte per technologie (km ² / GWh)	Straal waarin hinder ervaren wordt (km)
Wind op Land	0,026	2
Zon-pv op dak	0	0
Zon-pv op veld	0,236	1

Bron: (NVDE, 2020), Hernieuwbare energiebronnen op land in de regionale energiestrategie (RES)

De volgende stap is om te bepalen hoeveel woningen in het gebied vallen waar overlast ervaren wordt. Dit bepalen we aan de hand van de woningdichtheid, die verschilt per RES regio (zie Figuur 4.3).

Figuur 4.3 Woningdichtheid RES regio's



Bron: CBS (2020), Wijk en Buurkaart, bewerking Ecorys

Wanneer we de woningdichtheid vermenigvuldigen met de oppervlakte van het gebied waar hinder ervaren wordt, verkrijgen we het aantal woningen dat hinder ervaart in dat desbetreffende jaar. In navolgende tabel is het aantal woningen per alternatief opgenomen dat in de periode 2022-2030 hinder ervaart.⁷

⁶ Droes en Kosten (2019) merken ten aanzien van zon-pv op veld op, dat ten tijde van hun studie nog niet veel zonneparken ontwikkeld waren en ook (nog) niet veel huizen zijn verkocht die in de buurt van zo'n park staan. Daarom dienen de straal waarin hinder ervaren wordt en de waardedaling van woningen met enige voorzichtigheid te worden bekeken. Bovendien gaan Droes en Koster niet in op ontwikkelingen in nieuwbouw, de grootte van huishoudens en andere type gebouwen dan woningen. Deze aspecten konden evenmin worden meegenomen in deze MKBA.

⁷ Volgens CBS-cijfers over 2022 wonen er gemiddeld 2,13 mensen in een Nederlands huishouden

Tabel 4.4 Aantal woningen dat hinder ondervindt per alternatief

Technologie	Alternatief 35 TWh	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Wind op land	66.611	71.866	76.476	84.906
Zon-pv op veld	205.831	336.271	450.692	659.945

Bron: raming Ecorys

Als laatste stap vermenigvuldigen we de procentuele waardedaling per woning (tabel 4.5) met een gemiddelde woningwaarde van 387.000 euro en het aantal woningen dat hinder ondervindt per alternatief.

Tabel 4.5 Waardedaling per woning

Technologie	Waardedaling per woning (%)	Waardedaling per woning (euro)
Wind op land	2,1	8.127
Zon-pv op veld	2,8	10.836

Bron: Drees en Koster (2019), Windturbines, zonneparken en woningprijzen

Resultaat

De ervaren hinder neemt toe, naarmate er meer duurzame elektriciteit in de regio wordt opgewekt. Dit effect wordt versterkt vanwege het significant hogere landgebruik door zon-pv op veld ten opzichte van wind op land. Hierdoor vallen er relatief meer woningen in het gebied van zon-pv op veld die hinder ervaren dan in het gebied van wind op land.

Tabel 4.6 Waardevermindering woningen t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro) t.o.v. nulalternatief

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	-€ 1.456	-€ 2.733	-€ 5.069
Contante waarde (CW)	-€ 1.290	-€ 2.421	-€ 4.491

Bron: raming Ecorys

4.3 Effecten op landschap

Naast het leveren van duurzame elektriciteit, hebben windturbines en zonneparken impact op het landschap en veroorzaken zij slagschaduw, reflecties en schitteringen. Dit kan zorgen voor een vermindering van de landschappelijke waarde die tot uiting kan komen in bijvoorbeeld een verminderde recreatieve waarde voor bezoekers en bewoners van het landschap.

Metten en waarden

In een recent uitgevoerde MKBA (Berenschot, 2021) wordt opgemerkt dat de algehele verwachting is dat de komst van een windpark een negatieve impact heeft op het landschap en daarmee een negatief effect heeft op het resultaat van een MKBA. Men schat in dat de impact van een zonneweide een kleinere impact heeft op het landschap. In desbetreffende MKBA wordt het effect op het landschap overigens niet nader gekwantificeerd. Ander onderzoek heeft niet tot betekenisvolle waarderings geleid. Bovendien kan de waardering van de aantasting van het landschap niet onderscheiden worden van de gezondheidseffecten door geluidhinder, die in sectie 4.2 door middel van de hedonische prijsmethode (waardedaling van woningen) zijn geraamd. Het effect op het landschap voor toeristen, recreanten en bedrijfsmedewerkers wordt daarom kwalitatief meegenomen in onze MKBA.

Resultaat

In navolgende tabel is de kwalitatieve waardering voor de landschappelijke effecten opgenomen per technologie. De kwalitatieve waardering kan uiteenlopen van een zeer grote, negatieve impact (- - -) tot een zeer grote, positieve impact (+ + +). Deze waardering is gebaseerd op de volgende aannames. Wind op land heeft de grootste negatieve impact op het landschap, aangezien de turbines erg hoog en daarmee erg zichtbaar zijn. Zon-pv op dak wordt grotendeels buiten zicht gerealiseerd. In gevallen dat het zichtbaar is, is het gerealiseerd op al bestaande landschappelijke elementen en daarmee is de impact op het landschap klein. Zon-pv op veld heeft een negatieve impact op het landschap, maar een stuk kleiner dan wind op land. Dit vanwege de lage constructies van zon-pv op veld waardoor ze minder zichtbaar zijn en minder opvallen. Vooral op langere afstanden is de impact van zon-pv op veld een stuk kleiner dan die van wind op land.

Tabel 4.7 Kwalitatieve waardering van landschappelijke effecten t.o.v. nulalternatief

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Wind op land	-	--	---
Zon-pv op dak	0	0	0
Zon-pv op veld	-	--	--

4.4 Broeikasemissies

Een belangrijke reden om te investeren in duurzame elektriciteitsopwekking is om te voorkomen dat milieuschadelijke broeikasgasemissies vrijkomen. De doelstelling van het Klimaatakkoord is dan ook om de uitstoot van broeikasgassen in 2030 met 49% te reduceren ten opzichte van 1990, in 2022 heeft het kabinet dit doel aangescherpt naar 55% (met een streven naar 60%) CO₂-reductie.

Broeikasgas bestaat uit verschillende stoffen, waaronder waterdamp, CO₂, methaan en lachgas. Van deze stoffen is CO₂ de belangrijkste stof. De uitstoot van broeikasgassen wordt daarom ook vaak uitgedrukt in CO₂-equivalent, waarbij de andere stoffen omgerekend worden op basis van hun absorptievermogen van warmte en hun aanwezigheid in de atmosfeer.

Metten en waarden

De waardering van CO₂-emissie bepalen we door de vermeden CO₂-uitstoot te vermenigvuldigen met de prijs van CO₂:

$$CO_2\text{-emissie} = \text{Vermeden } CO_2\text{-uitstoot} * \text{prijs van } CO_2$$

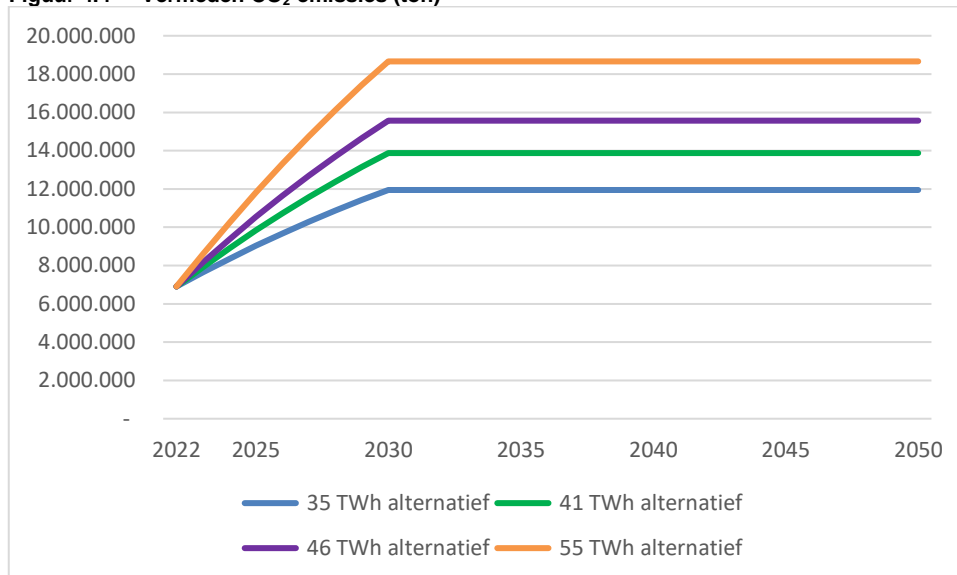
Vermeden CO₂-uitstoot

De vermeden CO₂-uitstoot hangt direct samen met de hoeveel extra elektriciteit die uit hernieuwbare bronnen wordt gewonnen in elk beleidalternatief. Onze aanname is dat elke toename van opwek uit hernieuwbare bronnen gepaard gaat met een gelijke afname in fossiele bronnen. Hierbij gelden windturbines, zon-pv op land en zon-pv op dak elk als hernieuwbare bron. Elke extra opwek elektriciteit (GWh) uit hernieuwbare bronnen staat dus gelijk aan een gelijke afname van CO₂. Het startpunt is het [jaarlijks geproduceerd vermogen](#).

De vermeden CO₂-uitstoot door hernieuwbare elektriciteit wordt vervolgens bepaald door te kijken wat de uitstoot geweest zou zijn als deze elektriciteit uit fossiele bronnen was gekomen. De CO₂-uitstoot van kolen en aardgas verschilt (97,5 en 56,4 kg/GJ respectievelijk) daarbij aanzienlijk (RVO, 2022).

In 2021 heeft het kabinet besloten om de kolencentrales stapsgewijs af te bouwen met het doel om deze in 2030 allemaal gesloten te hebben. Wij werken vanuit de aanname dat recente geopolitieke spanningen geen afbreuk doen aan dit doel en een tijdelijk effect zijn. In 2050 dient de emissie van CO₂ teruggebracht te zijn tot 0%. In de MKBA veronderstellen we dat de import van energie in 2050 eveneens geheel CO₂-vrij is. Er is dus tot 2050 sprake van vermeden CO₂-uitstoot, daarna niet meer. In navolgende figuur is de vermeden CO₂-uitstoot gevisualiseerd.

Figuur 4.4 Vermeden CO₂-emissies (ton)



Bron: CO₂-emissie per GWh opgewekt uit steenkool of aardgas: RVO (2022), Nederlandse lijst van energiedrager en standaard CO₂-emissiefactoren, bewerking Ecorys

Prijs van CO₂

De Europese ETS emissiehandel beprijsd de uitstoot van CO₂ volgens een marktmodel. Bedrijven met hoge emissie betalen voor hun CO₂ uitstoot door emissierechten te kopen. Deze rechten zijn beperkt beschikbaar en worden elk jaar vastgesteld door de Europese Commissie. De commissie verlaagt het aantal beschikbare rechten elk jaar met een vast percentage, wat een prijsopdrijvend effect zou hebben op een markt.

Voor de beprijzing van CO₂ dienen in een MKBA echter de zogenoemde efficiënte prijzen gehanteerd te worden, d.w.z. de efficiënte prijs om het beoogde klimaatdoel te bereiken. De ETS-prijs is pas efficiënt als alle economische actoren en daarmee de gehele uitstoot van broeikasgassen onder het ETS-emissiehandelssysteem vallen (CPB/PBL, 2016b). In *WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO₂ in MKBA's* hebben het CPB en PBL de efficiënte CO₂-prijzen in 2030 en 2050 geraamd. Ofschoon in het WLO-scenario Hoog de Europese emissiereductie van CO₂ achterblijft bij het klimaatdoel van het kabinet, hanteren wij in de MKBA de efficiënte CO₂-prijzen van het WLO-scenario Hoog als middenwaarde.⁸ De efficiënte CO₂-prijzen in het rapport van CPB/PBL hebben we omgerekend naar prijspeil 2022.

Tabel 4.8 Efficiënte CO₂-prijs (eur)

	2022	2030	2050
Efficiënte prijs van een ton CO ₂	€ 199,92	€ 300,-	€ 600,-

Bron: WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO₂ in MKBA's (2016), CPB en PBL. Bewerking Ecorys naar prijspeil 2022

⁸ In WLO-scenario Hoog is in 2030 en 2050 de CO₂-uitstoot in Europa respectievelijk 40% en 65% lager dan in 1990. Pas in 2024 worden de WLO-scenario's geactualiseerd.

In de gevoeligheidsanalyses komen de efficiënte CO₂-prijzen van het scenario Laag en het 2-graden scenario aan bod.

Resultaat

De baten van vermeden de CO₂-emissie nemen toe naarmate er meer duurzame energie wordt opgewekt ten koste van fossiele brandstoffen.

Tabel 4.9 Waardering vermeden broeikasemissies t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 5.188	€ 9.738	€ 17.673
Contante waarde (CW)	€ 3.451	€ 6.478	€ 12.417

Bron: raming Ecorys

4.5 Emissies luchtkwaliteit

Naast broeikasemissies zijn ook de effecten op luchtkwaliteit van belang. De luchtkwaliteit is een indicatie van verschillende stoffen in de lucht. Deze stoffen hebben verschillende negatieve effecten, waaronder een bijdrage aan de opwarming van de aarde en gezondheidsklachten zoals astma, COPD en longkanker. (Longfonds, 2022)

In de luchtkwaliteitsregelgeving zijn fijnstof (PM10), stikstofoxides (NO_x) en zwaveloxides (SO_x) de belangrijkste stoffen. Net als broeikasgassen, stoot de energiesector ook deze stoffen uit met de verbranding van fossiele brandstoffen. Het verschilt per brandstof welke stof in welke mate uitgestoten wordt.

Metten en waarderen

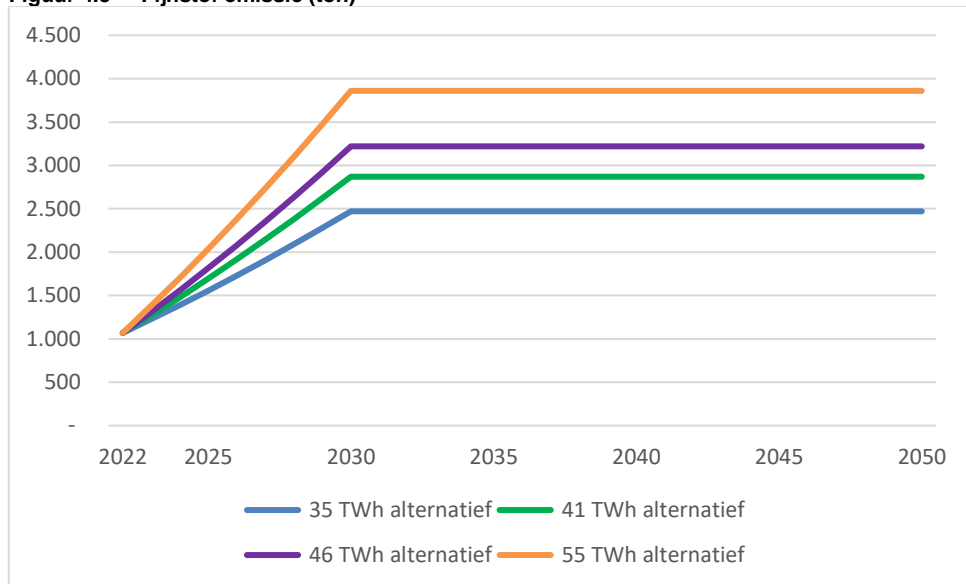
Voor ieder van de drie stoffen (fijnstof, NO_x en SO_x) wordt de vermeden emissie bepaald. Deze wordt vermenigvuldigd met kengetal voor de kosten van uitstoot van deze stof. Dit wordt als baten opgenomen.

*Luchtkwaliteit = vermeden emissies (fijnstof, NO_x en SO_x) * prijs voor emissies (fijnstof, NO_x en SO_x)*

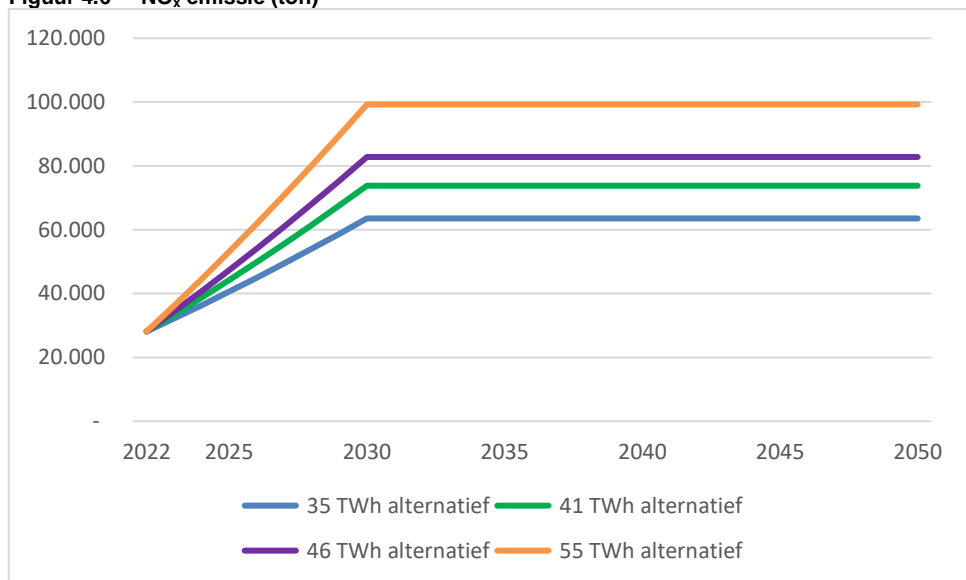
Vermeden uitstoot

De vermeden emissies zijn bepaald op dezelfde manier als de vermeden CO₂-emissies zijn bepaald. Extra opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen leidt tot een even grote afname van opwek uit fossiele bronnen. Op basis van de *Emissiekentallen elektriciteit* van CE Delft (2020), bepalen we de uitstoot van fijnstof, NO_x en SO_x per eenheid elektriciteit. Deze vermenigvuldigen we het [jaarlijks geproduceerd vermogen](#), om tot het vermeden fijnstof, NO_x en SO_x in kg te komen. In figuren 14 tot en met 16 zijn de vermeden emissies per type stof uitgezet.

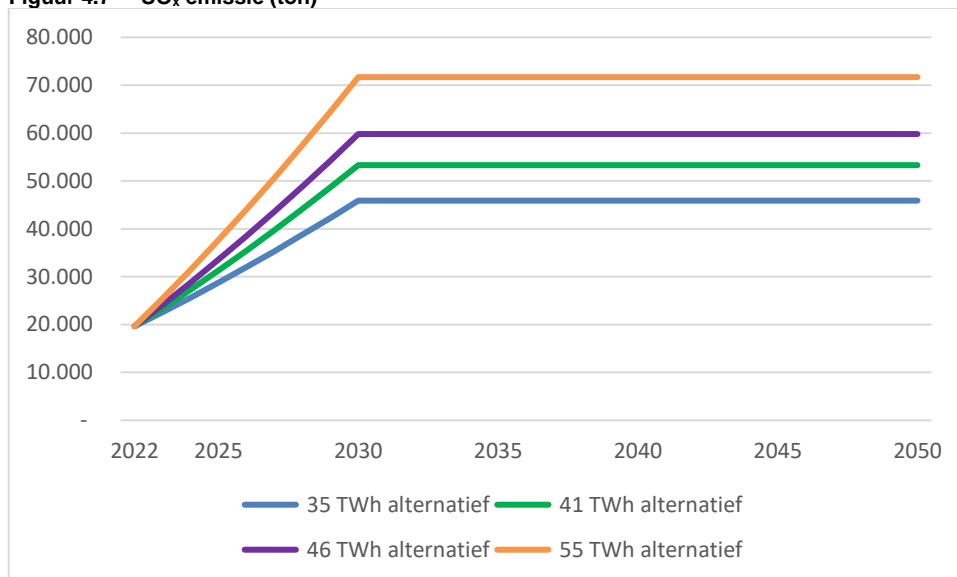
Figuur 4.5 Fijnstof emissie (ton)



Figuur 4.6 NO_x emissie (ton)



Figuur 4.7 SO_x emissie (ton)



Prijs per kg fijnstof, NO₂, SO_x

De prijs per kg uitgestootte stof stellen we vast op de centrale waarden uit het *Handboek Milieuprijzen (2017)* in Euro/kg emissie voor gemiddelde emissies in Nederland. Op het moment van oplevering van deze MKBA is de voorziene actualisering van het Handboek Milieuprijzen nog niet gepubliceerd.

Resultaat

Vergelijkbaar met de vermeden CO₂-emissies, nemen de baten toe naarmate er meer duurzame energie opgewekt wordt ten koste van fossiele brandstoffen. De baten zijn significant hoger, aangezien er hier drie stoffen tegelijk gewaardeerd worden. Het aandeel van NO_x is het grootst (64%), aangezien de uitstoot in ton het grootst is van de drie en de prijs in het midden ligt. Het aandeel van SO_x is ruwweg half zo groot als dat van NO_x (33%). Het aandeel van fijnstof is met 3% het kleinst, ondanks de hoogste prijs per ton. De uitstoot in ton voor fijnstof is echter een factor 26 kleiner dan NO_x.

Tabel 4.10 Waardering vermeden emissies luchtkwaliteit t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 27.424	€ 51.481	€ 95.475
Contante waarde (CW)	€ 18.206	€ 34.177	€ 63.384

Bron: raming Ecorys

4.6 Ecologische effecten

Grootschalige toepassing van wind en zon-pv op veld heeft een effect op de flora en fauna in de omgeving waar het geplaatst wordt. De effecten van windturbines op land, zon-pv op dak en zon-pv op veld, zijn echter niet gelijk aan elkaar.

Windturbines hebben een negatieve impact op de vogel- en vleermuizenpopulatie in de omgeving. (WUR, 2022). Algemeen wordt aangenomen dat vogels en vleermuizen last ondervinden van de wieken van de turbines. Ze kunnen door een wiek geraakt worden met dodelijke gevolgen. Ook komt het voor dat ze last hebben van de turbulentie die om de wieken speelt. Een uiteinde van een

wiek kan snelheden halen van meer dan 350 km/u en verstoort de luchtverplaatsing zijn pad. Vogels en vleermuizen worden door elkaar geschud, raken gedesoriënteerd en ervaren stress. (Alterra, 2008) Onderzoek van de Wageningen Universiteit en Research toont aan dat een 1% hogere sterfte van spreeuwen kan leiden tot een 2-24% kleinere populatie in 10 jaar (WUR 2020). Nieuwe windparken zijn daarom ook verplicht om een Milieu Effect Rapportage (MER) in te dienen als onderdeel van het vergunningstraject. In de MER is de indiener verplicht te onderzoeken welke milieurisico's kunnen optreden bij de bouw en exploitatie, en daar mitigerende maatregelen voor op te stellen. De invloed van windturbines op flora is vermoedelijk op land zeer beperkt. Waar offshore turbines een aanhechtingsplaats bieden aan schelpdieren, algen en wieren, is eenzelfde effect voor onshore turbines afwezig.

Zon-pv op veld kan juist een positieve bijdrage aan de lokale flora en fauna leveren. De stellingen van de PV panelen bieden beschutting aan kleine dieren. Dit effect wordt versterkt als er maai-beheer wordt toegepast in combinatie met het zaaien van specifieke planten (WUR, 2019). Onderzoek van de WUR toont aan dat maaien en maaisel afvoeren, in combinatie met ten minste 2 meter ruimte tussen de panelen, de biodiversiteit in sommige situaties versterkt (WUR, 2021). Dit heeft een positieve bijdrage aan de biodiversiteit, vooral als deze velden een ecologische verbindingzone vormen met andere gebieden. Daar staat tegenover dat de schaduwwerking van de PV panelen een negatieve impact heeft op de bodem direct onder de panelen. Het is nog onbekend of deze lokale effecten een regionale impact hebben (Frambach & Schurer, 2019).

De ecologische effecten van zon-pv op dak zijn nog weinig onderzocht. Aangenomen wordt dat deze effecten gering zullen zijn, gezien de overwegend bebouwde omgeving waar deze installaties geplaatst worden. Daken hebben zeer geringe ecologische waarde, de plaatsing van zonnepanelen verandert daar weinig aan.

Metten en waarderen

Er is nog onvoldoende onderzoek gepleegd naar de invloed van windturbines en zon-pv op land op de ecologie om deze adequaat te kwantificeren. Algemeen wordt aangenomen dat windturbines een negatief effect hebben op de lokale vogel- en vleermuisstand. Hoe groot dat effect is, hangt af van de landschappelijke omstandigheden in de directe omgeving van de turbines. Ook speelt de plaatsing van de turbine ten opzichte van migratiepatronen een grote rol. Voor deze MKBA wordt aangenomen dat met de mitigerende maatregelen dit effect niet meer plaatsvindt. De kosten van de mitigerende maatregelen zijn onderdeel van de investeringskosten van nieuwe windparken, en zijn meegenomen in die effecten.

Ook voor zon-pv op veld geldt dat het effect op de ecologie sterk verschilt tussen de zonneparken. De opzet en oriëntatie van de panelen bepalen hoeveel zonlicht de grond kan raken, en dus wat voor planten er kunnen groeien. Ook speelt het type ondergrond en het maai-beheer mee. Het effect van zon-pv op land wordt als positief effect meegenomen vanwege de aanname dat regionale positieve effecten zwaarder wegen dan lokale negatieve effecten.

Zon-pv op dak wordt als neutraal effect meegenomen, aangezien zij een zeer beperkt effect op de ecologie hebben.

Resultaat

Aangezien de effecten op de ecologische welstand niet voldoende onderzocht en begrepen zijn, worden deze niet in euro's gewaardeerd. De effecten zijn kwalitatief meegenomen. Wind op land heeft een overwegend stabiele negatieve impact op de ecologische waarde per turbine zoals hierboven beschreven. Dit vanwege de relatief kleine groei van wind op land over de verschillende

alternatieven. De positieve bijdrage van zon-pv op veld neemt toe, vanwege de relatieve hoge bijdrage van zon-pv op veld in de energiemix van de alternatieven.

In onderstaande tabel is de kwalitatieve waardering voor de landschappelijke effecten opgenomen per technologie. De waardering loopt van zeer grote negatieve impact (- - -) tot zeer grote positieve impact (+ + +).

Tabel 4.11 Kwalitatieve beoordeling ecologische effecten t.o.v. nulalternatief

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Wind op land	-	--	---
Zon-pv op dak	0	0	0
Zon-pv op veld	+	++	+++

4.7 Werkgelegenheid

Het verhogen van het aandeel en de omvang van de duurzame elektriciteitsopwekking is niet primair gericht op het functioneren van de arbeidsmarkt. Het verhogen van de arbeidsproductiviteit of het vergroten van het arbeidsaanbod heeft alleen indirect effect op het de arbeidsmarkt. In de algemene MKBA leidraad van CPB/ PBL (2013) wordt voor dergelijke indirecte effecten op de arbeidsmarkt ervan uitgegaan dat meestal alleen sprake is van verschuivingen op de arbeidsmarkt. Extra werkgelegenheid die ontstaat als gevolg van een maatregel op een locatie of in een bedrijfstak (in dit geval in sectoren die betrokken zijn bij de duurzame elektriciteitsopwekking), gaat dan ten koste van werkgelegenheid elders (in sectoren met conventionele elektriciteitsopwekking). Niet omdat bedrijvigheid verschuift, maar omdat het arbeidsaanbod verschuift. Alleen als maatregelen effect hebben op de arbeidsproductiviteit, is er sprake van welvaartswinst.

Metten en waarden

Om te bezien in hoeverre sprake is van verschuiving van werkgelegenheid en van additionele werkgelegenheid bekijken we per alternatief hoeveel additionele werkgelegenheid nodig is voor de realisatie van de voorziening en hoeveel additionele werkgelegenheid ontstaat tijdens de operationele fase. We benaderen dit door:

Werkgelegenheid = tijdelijke werkgelegenheid + permanente werkgelegenheid

Tijdelijke werkgelegenheid

In 2021 heeft Berenschot een MKBA uitgevoerd naar de inpassing van zonne- en windenergie op land (Berenschot, 2021). Hierin veronderstelt men de volgende tijdelijke werkgelegenheidseffecten:

Tabel 4.12 Tijdelijke werkgelegenheidseffecten (Fte/ MW)

Technologie	Tijdelijke werkgelegenheid (FTE/MW)
Wind op land	0,1
Zon-pv op dak	0,5
Zon-pv op veld	0,25

Bron: Berenschot (2021)

In deze MKBA veronderstellen we dat het tijdelijke effect een jaar duurt. De tijdelijke werkgelegenheid is gebaseerd op het [jaarlijkse additionele opgestelde vermogen per technologie](#). Deze wordt vermenigvuldigd met de werkgelegenheid per MW (zie tabel hierboven) en de toegevoegde waarde per fte. De toegevoegde waarde per fte stellen we vast op 15.000 op basis van de MKBA van

Berenschot uit 2021. Als laatste verlagen we de jaarlijkse tijdelijke werkgelegenheid met 50%, om rekening te houden met verplaatsingen van werkgelegenheid op de arbeidsmarkt i.p.v. additionele werkgelegenheid te creëren. Deze 50% is een aanname gebaseerd op voorgaande MKBA's.

Permanente werkgelegenheid

De permanente werkgelegenheid is op dezelfde manier opgebouwd als de tijdelijke werkgelegenheid, behalve dat deze is gebaseerd op het [cumulatieve opgestelde vermogen per technologie](#). Dit omdat de permanente werkgelegenheid gaat over het onderhoud en instandhouden van de technologieën en dus groeit als er meer windturbines en zonnepanelen aangelegd worden. We hanteren de volgende permanente werkgelegenheidseffecten:

Tabel 4.13 Permanente werkgelegenheidseffecten (Fte/ MW)

Technologie	Permanente werkgelegenheid (fte/MW)
Wind op land	0,01
Zon-pv op dak	0,13
Zon-pv op veld	0,13

Bron: Berenschot (2021), CE Delft (2013), MKBA Windenergie Lage Weide

Ook bij de permanente werkgelegenheid hanteren we een waarde per fte van 15.000 euro en een factor van 50% om rekening te houden met verplaatsingen op de arbeidsmarkt.

Resultaat

De werkgelegenheidsbaten nemen toe naarmate er meer duurzame elektriciteit gerealiseerd wordt. De baten zijn echter te verwaarlozen ten opzichte van andere baten en de kosten.

Tabel 4.14 Baten werkgelegenheid t.o.v. nulalternatief (nominaal en CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Nominale waarde	€ 50	€ 94	€ 175
Contante waarde (CW)	€ 36	€ 67	€ 125

Bron: raming Ecorys

5 Resultaten MKBA

5.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de verschillende kosten en baten van de alternatieven op een rij gezet. In het gepresenteerde overzicht van de kosten en baten wordt een vergelijking gemaakt tussen het nulalternatief en de drie onderscheiden beleidsalternatieven.

Daarnaast worden de uitkomsten van enkele uitgevoerde gevoeligheidsanalyses gepresenteerd. Door middel van een gevoeligheidsanalyse kan worden vastgesteld in hoeverre de conclusies uit de MKBA anders zouden uitvallen als (een van de) uitgangspunten wijzigt. Hiermee kan derhalve de robuustheid van de MKBA worden bepaald.

5.2 Overzicht kosten en baten

In navolgende tabel is het verschil tussen het nulalternatief (35 TWh) en de drie onderscheiden beleidsalternatieven voor de onderscheiden kosten en effecten uit de voorafgaande hoofdstukken inzichtelijk gemaakt. De tabel laat zien dat het (positieve) saldo van de onderscheiden beleidsalternatieven ten opzichte van het nulalternatief oploopt van 26,6 miljard euro voor alternatief 41 TWh tot 49,6 en 91,5 miljard euro voor respectievelijk alternatief 46 TWh en alternatief 55 TWh. De welvaartswinst in euro's neemt derhalve toe naarmate het opgestelde vermogen aan duurzame elektriciteitsopwekking en de daarmee samenhangende duurzame elektriciteitsproductie toeneemt. Een belangrijke randvoorwaarde voor het genereren van genoemde welvaartswinst is het daadwerkelijk kunnen aanleggen van de noodzakelijke voorzieningen.

De belangrijkste kosten zijn de noodzakelijke (eenmalige) investeringen voor de realisatie van de noodzakelijke voorzieningen voor duurzame elektriciteitsopwekking en de kosten die worden gemaakt voor het verkrijgen van de benodigde grond om de windmolens en de zonnepanelen te kunnen realiseren. Daarnaast zijn kosten gemoeid met de uitbreiding van de netwerkcapaciteit en de kosten in verband met leverings- en voorzieningszekerheid. Als de voorzieningen zijn gerealiseerd is sprake van kosten voor onderhoud en beheer.

De investeringskosten worden ruimschoots goedgehaakt door de (financiële) opbrengsten uit de verkoop van de opgewekte elektriciteit. Investeren in (de uitbreiding van) duurzame elektriciteitsopwekking is derhalve, in financiële zin, zeer aantrekkelijk. Een negatief effect is de hinder voor omwonenden die optreedt vanwege de plaatsing van de installaties. De geraamde post voor hinder neemt meer dan evenredig toe naarmate het opgewekt vermogen aan duurzame elektriciteit toeneemt. Dit komt door het oplopende aandeel van zonnepanelen in het opgestelde vermogen aan duurzame elektriciteitsopwekking en doordat het ruimtebeslag van zonnepanelen veel hoger ligt in vergelijking met windmolens. Veruit het belangrijkste positief effect van duurzame elektriciteitsopwekking is de bijdrage aan de vermindering van broeikasemissies en het verminderen van emissies van luchtverontreinigende stoffen (PM10, NO_x, SO_x).

Tabel 5.1 Overzicht kosten en baten (CW) per alternatief t.o.v. nulalternatief (CW, miljoen euro)

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Kosten			
Investeringskosten (installaties hernieuwbare elektriciteit)	€ 538	€ 1.009	€ 1.872
Pachtkosten	€ 771	€ 1.448	€ 2.685
Uitbreiding netwerkcapaciteit	€ 188	€ 364	€ 640
<i>In Nederland</i>	€ 235	€ 453	€ 751
<i>Interconnectie met buitenland</i>	-€ 46	-€ 90	-€ 111
Kosten i.v.m. leverings- en voorzieningszekerheid	€ 42	€ 333	€ 1.681
Jaarlijkse onderhoud- en exploitatiekosten	€ 436	€ 818	€ 1.517
Totaal kosten	€ 1.975	€ 3.971	€ 8.395
Baten			
Opbrengsten elektriciteit (totaal)	€ 8.174	€ 15.344	€ 28.456
<i>Opbrengsten verkoop elektriciteit (hernieuwbare bron)</i>	€ 8.124	€ 15.250	€ 28.282
<i>Netto opbrengsten elektriciteit (andere bron)</i>	€ 0	€ 0	€ 0
<i>Opbrengsten verkoop GvO's</i>	€ 50	€ 94	€ 174
Geluidshinder	-€ 1.290	-€ 2.422	-€ 4.491
Effecten op het landschap	Effecten op landschap zit opgenomen in 'geluidshinder'. Voor waardering zie tabel 5.2.		
Broeikasemissies	€ 3.451	€ 6.478	€ 12.417
Emissies Luchtkwaliteit (PM10, NO _x , SO _x)	€ 18.207	€ 34.177	€ 63.384
Ecologische effecten	Ecologische effecten zijn kwalitatief meegenomen, zie tabel 5.2		
Werkgelegenheid	€ 36	€ 67	€ 125
Totaal effecten	€ 28.577	€ 53.645	€ 99.891
Saldo baten minus kosten	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Ratio baten/ kosten	13,5	12,5	10,9

Tabel 5.2 Overzicht kwalitatieve waardering effecten op het landschap en ecologische effecten

	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Effecten op het landschap			
Wind op land	-	--	---
Zon-pv op dak	0	0	0
Zon-pv op veld	-	--	--
Ecologische effecten			
Wind op land	-	--	---
Zon-pv op dak	0	0	0
Zon-pv op veld	+	++	+++

5.3 Risico's en onzekerheden

Gelet op het stadium van de planvorming concluderen we dat er nog sprake is van onzekerheid rondom de geraamde kosten en effecten. Om hiermee rekening te houden zijn enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Achtereenvolgens is gekeken naar de effecten van een verandering in discontovoet, prijspeil, hoogte van de investeringen, veranderingen in de waardering van de opgetreden hinder, de effecten van verschuivingen in de wijze waarop netcongestie wordt ondervangen en de effecten van een vertraging van de veronderstelde realisatie. In de uitgevoerde gevoeligheidsanalyses is zowel gekeken naar een opwaartse als een neerwaartse bijstelling van de gehanteerde veronderstellingen ten opzichte van de geraamde basisvariant. In de uitgevoerde gevoeligheidsanalyse voor een verandering in de realisatietermijn is alleen gekeken naar de effecten van een vertraging, omdat het eerder uitvoeren van de maatregelen niet realistisch wordt geacht.

De resultaten laten zien dat veranderingen van de gehanteerde veronderstellingen weliswaar effect hebben op de uitkomsten, maar dat het eindbeeld in alle gevoeligheidsanalyses positief blijft. De uitkomsten zijn het meest gevoelig voor een verandering in het prijspeil van CO₂-emissies en voor luchtkwaliteit. Een vertraging van 5 jaar in de realisatie laten lagere baten zien, maar blijft positief.

Tabel 5.3 Saldo van baten en kosten in uitgevoerde gevoeligheidsanalyse ten opzichte van nulalternatief (CW, mln. euro)

Discontovoet	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Basisvariant (2,25%)	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Laag (1,85%)	€ 28.589	€ 53.385	€ 98.205
Hoog (2,65%)	€ 24.777	€ 46.265	€ 85.329

Prijspeil CO ₂ -emissies en luchtkwaliteit ⁹	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Basisvariant	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Laag prijspeil	€ 19.637	€ 36.599	€ 66.947
Hoog prijspeil	€ 48.257	€ 90.324	€ 168.001

Prijspeil elektriciteitsprijs ¹⁰	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Basisvariant	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Laag prijspeil	€ 24.187	€ 45.140	€ 83.088
Hoog prijspeil	€ 28.679	€ 53.573	€ 98.728

Investering & onderhoud	Alternatief 41 TWh	Alternatief 46 TWh	Alternatief 55 TWh
Basisvariant	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Laag (-25%)	€ 26.845	€ 50.130	€ 92.343
Hoog (+25%)	€ 26.358	€ 49.217	€ 90.649

⁹ Voor het hoge en lage prijspeil voor luchtkwaliteit zijn respectievelijk de boven- en onderwaarde uit het Handboek Milieuprijzen gehanteerd. Voor de hoge en lage CO₂-emissies zijn respectievelijk de WLO 2 graden doelstelling en WLO laag gebruikt.

¹⁰ Voor het hoge en lage prijspeil elektriciteitsprijs zijn respectievelijk de hoge en lage prijsscenario's uit de KEV 2022 gehanteerd.

Hinder	Alternatief	Alternatief	Alternatief
	41 TWh	46 TWh	55 TWh
Basisvariant	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Lagere acceptatie (10%)	€ 26.473	€ 49.431	€ 91.047
Hogere acceptatie (10%)	€ 26.731	€ 49.916	€ 91.945

Netcongestie	Alternatief	Alternatief	Alternatief
	41 TWh	46 TWh	55 TWh
Basisvariant (netverzwaring én flex)	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Volledig netverzwaring	€ 26.649	€ 50.013	€ 93.186
Volledig flexoplossingen	€ 26.616	€ 50.042	€ 93.510

Vertraging in realisatie	Alternatief	Alternatief	Alternatief
	41 TWh	46 TWh	55 TWh
Basisvariant	€ 26.602	€ 49.673	€ 91.496
Vertraging van 5 jaar	€ 23.907	€ 44.614	€ 82.067

5.4 Verdelingseffecten

In het voorafgaande is al geconstateerd dat een belangrijke randvoorwaarde voor het genereren van genoemde welvaartswinst is gekoppeld aan het daadwerkelijk kunnen realiseren van de noodzakelijke voorzieningen. Belangrijke randvoorwaarden zijn onder andere het op korte termijn kunnen beschikken over afdoende ruimtelijke mogelijkheden, de kaders en eisen die vanuit ruimtelijke ordening worden gesteld en het aanwezige lokale draagvlak.

Voor het draagvlak speelt mee dat de positieve effecten overwegend ten goede komen aan Nederland als geheel of zelfs daarbuiten (denk bijvoorbeeld aan de bijdrage aan de klimaatdoelstellingen), maar dat het realiseren van de voorzieningen vooral tot negatieve effecten voor de directe omwonenden kan leiden. Denk hierbij onder ander aan de hinder die omwonenden kunnen ondervinden vanwege het geluid van de windmolens of de optredende slagschaduw van de wieken. Windmolens, maar ook zonneparken, kunnen bovendien invloed hebben op het uitzicht en het landschap.

6 Conclusies

1) Benodigde investeringen worden ruimschoots goedge maakt door verkoopopbrengsten van opgewekte elektriciteit

De uitkomsten van de MKBA laten zien dat het saldo voor alle alternatieven ten opzichte van het nulalternatief positief is. Het saldo van kosten en effecten wordt positiever naarmate de omvang van de duurzame elektriciteitsopwekking toeneemt. De ratio's tussen de kosten en de baten worden kleiner, wat betekent dat er relatief gezien meer kosten gemaakt worden ten opzichte van de baten. De belangrijkste kostenpost zijn de (eenmalige) investeringen voor de realisatie van de voorzieningen voor duurzame elektriciteitsopwekking en de kosten voor de benodigde grond. Daarnaast zijn kosten gemoeid met de uitbreiding van de netwerkcapaciteit en de kosten in verband met leverings- en voorzieningszekerheid. Als de voorzieningen zijn gerealiseerd is sprake van kosten voor onderhoud en beheer. De genoemde kosten worden ruimschoots goedge maakt door de (financiële) opbrengsten uit de verkoop van de opgewekte elektriciteit. Investeren in (de uitbreiding van) duurzame elektriciteitsopwekking is derhalve in financiële zin, zeer aantrekkelijk.

2) Hinder voor omwonenden belangrijk negatief effect

Een belangrijk negatief effect is de hinder voor omwonenden die optreedt vanwege de plaatsing van de installaties. Daarnaast is sprake van effecten op de kwaliteit van het landschap die door omwonenden als negatief kan worden ervaren.

3) Bijdrage aan bereiken klimaatdoelstellingen belangrijkste positieve effect

Een belangrijk positief effect is de bijdrage van duurzame elektriciteitsopwekking aan het verminderen van broeikasemissies en het verminderen van emissies van luchtverontreinigende stoffen (PM10, NO_x, SO_x). In de MKBA zijn deze effecten gemonetariseerd. Qua hoogte wegen deze effecten ruimschoots op tegen de (in geld gewaardeerde) negatieve effecten voor bijvoorbeeld hinder. Het verschil wordt wel kleiner bij een hoger ambitieniveau voor hernieuwbare elektriciteit op land, omdat daarvoor in toenemende mate wordt ingezet op zonnevelden die in vergelijking met windmolens een groter ruimtebeslag kennen.

4) Netverzwaring en flex-oplossingen zijn praktische hindernissen

De kosten van netverzwaring en flex-oplossingen ten behoeve van leverings- en voorzieningszekerheid zijn in verhouding tot andere effecten en het totaalbeeld van deze MKBA. De MKBA doet echter geen uitspraken over de praktische haalbaarheid. Krapte op de arbeidsmarkt, capaciteit bij de netbeheerders, wet- en regelgeving en ruimtelijke orderingsprocedures vormen belangrijke obstakels voor het opschalen van de capaciteit van het midden- en hoogspanningsnet.

5) Omgaan met risico's en onzekerheden.

Gelet op het stadium waarin de RES'en zich bevinden, concluderen we dat er nog sprake is van onzekerheid rondom de geraamde kosten en effecten. Om hiermee rekening te houden zijn enkele gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. In de uitgevoerde gevoeligheidsanalyses is zowel gekeken naar een opwaartse als een neerwaartse bijstelling van de gehanteerde waarderingskengetallen ten opzichte van de geraamde basisvariant. De resultaten laten zien dat veranderingen van de gehanteerde veronderstellingen weliswaar effect hebben op de uitkomsten, maar dat het eindbeeld in alle gevoeligheidsanalyses positief blijft. De uitkomsten zijn het meest gevoelig voor een verandering in het prijspeil van CO₂-emissies en voor

luchtkwaliteit. Ook bij een vertraging van 5 jaar van de realisatietermijn blijft bij alle beleidsalternatief het saldo van de maatschappelijke baten en kosten positief.

6) Ongelijke ruimtelijke verdelingseffecten beïnvloeden realisatie

Voor het draagvlak speelt mee dat de positieve effecten overwegend ten goede komen aan Nederland als geheel of zelfs daarbuiten zoals de bijdrage aan de klimaatdoelstellingen, maar dat het realiseren van de voorzieningen vooral tot negatieve effecten voor de directe omwonenden kan leiden. Denk hierbij onder ander aan de hinder die omwonenden kunnen ondervinden vanwege het geluid van de windmolens of de optredende slagschaduw van de wieken. Windmolens en zonneparken hebben bovendien invloed op het uitzicht en het landschap. Deze effecten verschillen per RES regio, afhankelijk van de lokale technologiemix.

Geraadpleegde bronnen

Literatuur

Alterra (2008), *Ecologische en natuurbeschermingsrechtelijke aspecten van windturbines op land*

Berenschot (2020), *Maatschappelijke kosten-batenanalyse naar toekomstige inpassing van drie alternatieven voor opwek van zonne-energie.*

Berenschot (2021), *Maatschappelijke kosten-batenanalyse naar inpassing van zonne- en windenergie op land*

CE Delft (2013), *MKBA Windenergie Lage Weide*

CE Delft (2017), *Handboek Milieuprijzen*

CE Delft (2020), *Emissiekentallen elektriciteit*

CBS (2020), *Wijk en Buurtkaart*

CBS (2021), *Gemiddelde transactieprijs koopwoning in 2021 gestegen tot 387 duizend euro*

CBS (2022), *Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik*

CPB en PBL (2013), *Algemene leidraad voor maatschappelijke kosten-batenanalyse*

CPB en PBL (2016a), *Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving, Achtergrondstudie Klimaat en Energie*

CBS en PBL (2016b), *WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO₂ in MKBA's*

CPB en PBL (2022), *Maatschappelijke kosten-batenanalyse en brede welvaart; een aanvulling op de Algemene MKBA-Leidraad*

DNV GL (2020), *De mogelijke bijdrage van industriële vraagresponso aan leveringszekerheid (2020).*

Droes en Koster (2019), *Windturbines, zonneparken en woningprijzen*

Frambach, M., Schurer, B. (2019) *De effecten van grondgebonden zonneparken op de bodemgesteldheid. Indicatief bodemonderzoek onder zonnepanelen*

Netbeheer Nederland (2020), *Monitor landelijke netimpact RES 1.0*

Netbeheer Nederland (2021), *Het energiesysteem van de toekomst – ii 3050 scenario*

NVDE (2020), *Hernieuwbare energiebronnen op land in de regionale energiestrategie (RES)*

PBL (2021), *Monitor RES 1.0. Een analyse van de Regionale Energie Strategieën 1.0*

PBL (2022a), Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2022

PBL (2022b), *Klimaat- en energieverkenning 2022*

PBL (2022c), *Monitor RES 2022. Een voortgangsanalyse van de Regionale Energie Strategieën*

PwC (2021), *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders*

RVO (2022), *Nederlandse lijst van energiedrager en standaard CO₂-emissiefactoren*

SEO/ Rijksuniversiteit Groningen (2018), *Verkenning MKBA werkwijzer Energie*

TNO (2021), *Lead-acid battery for large-scale temporal electricity storage*

VIVET (2022), *Begrippenkader RES*

WUR (2019), *Zonneparken natuur en landbouw*

WUR (2020), *Impact van windturbines op vogelsterfte vaak onderschat*

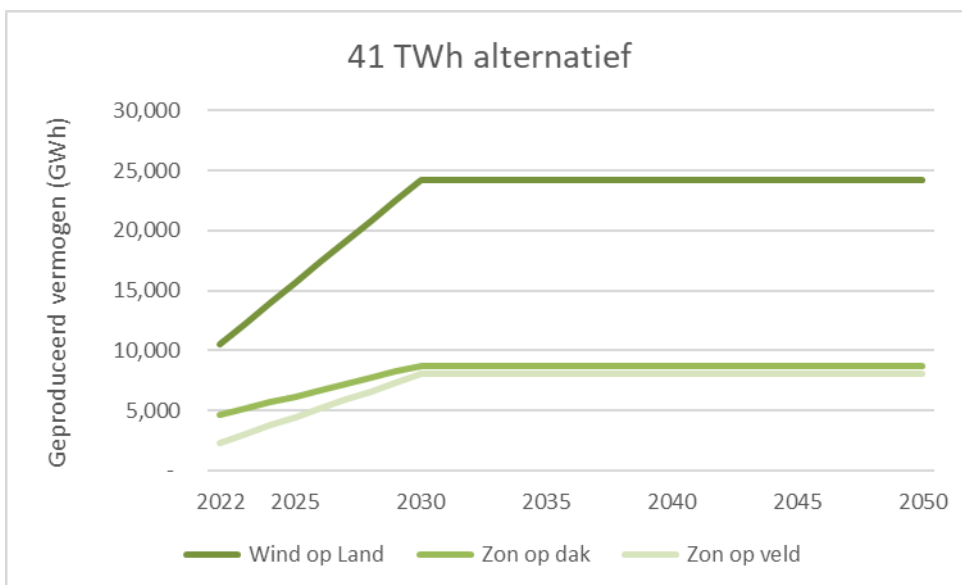
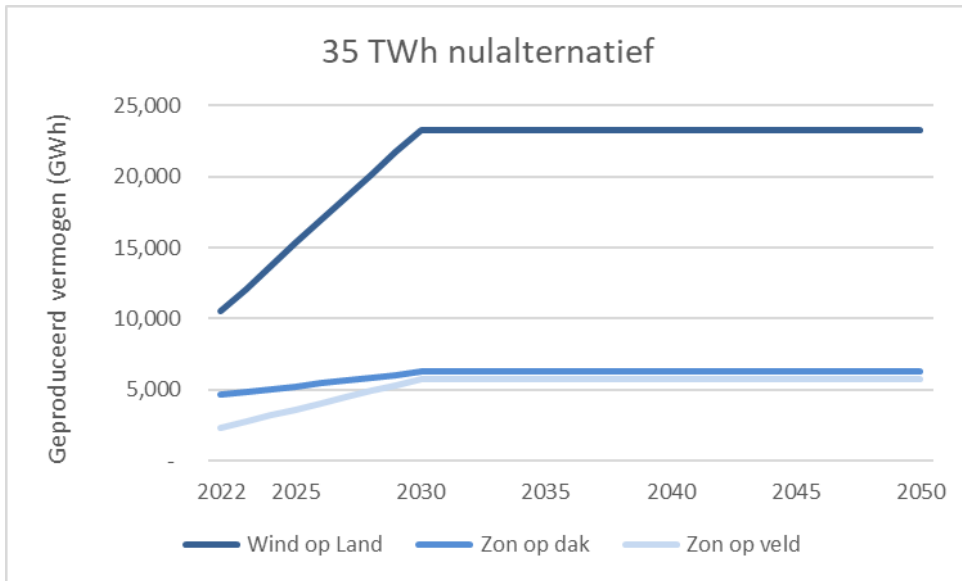
WUR (2021), *Zonneparken en biodiversiteit: ruimte voor verbetering*

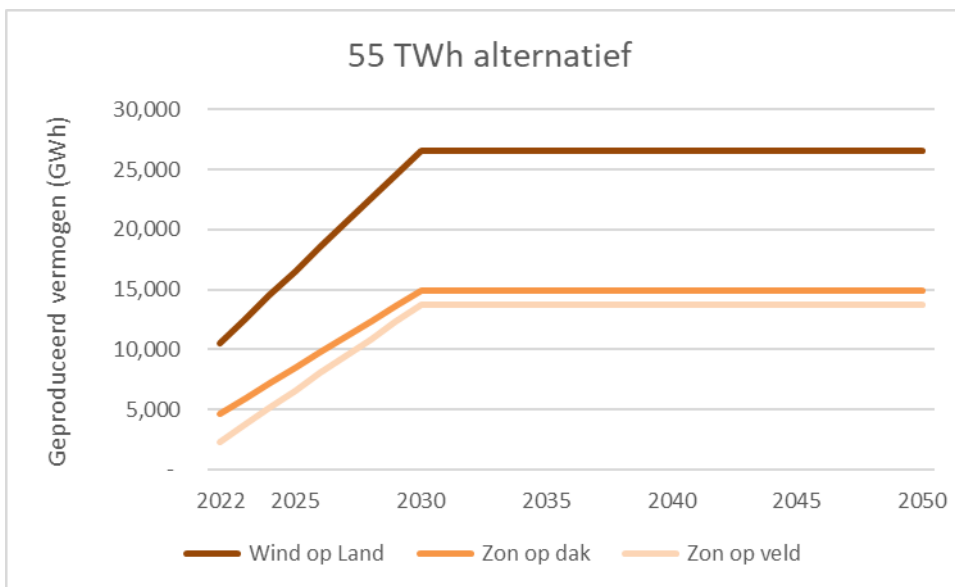
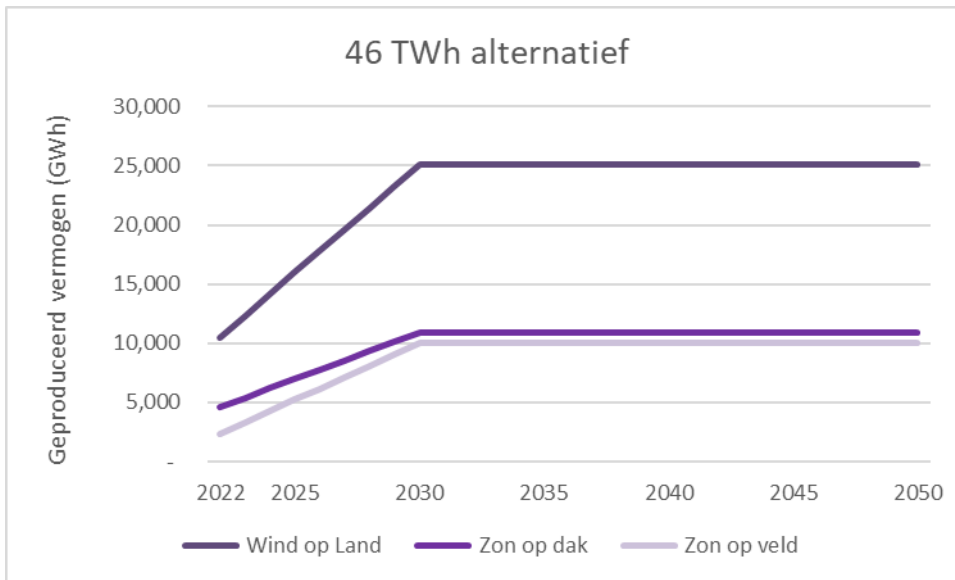
Internet

Longfonds (2022), *Hoe gezond is de lucht bij jou? (Longfonds, geraadpleegd 2022)* ([link](#))

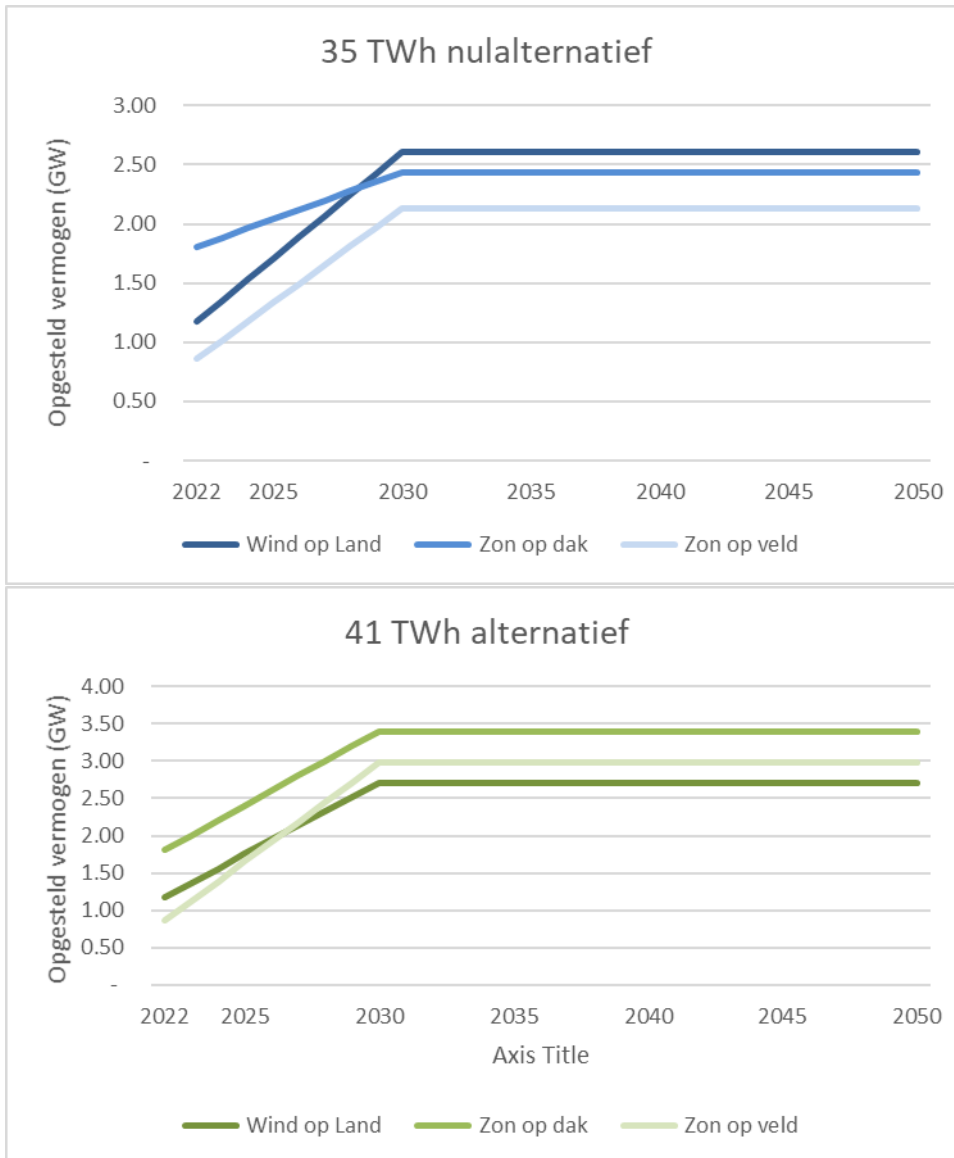
Quintel, *Energy Transition Model*, <https://energytransitionmodel.com>

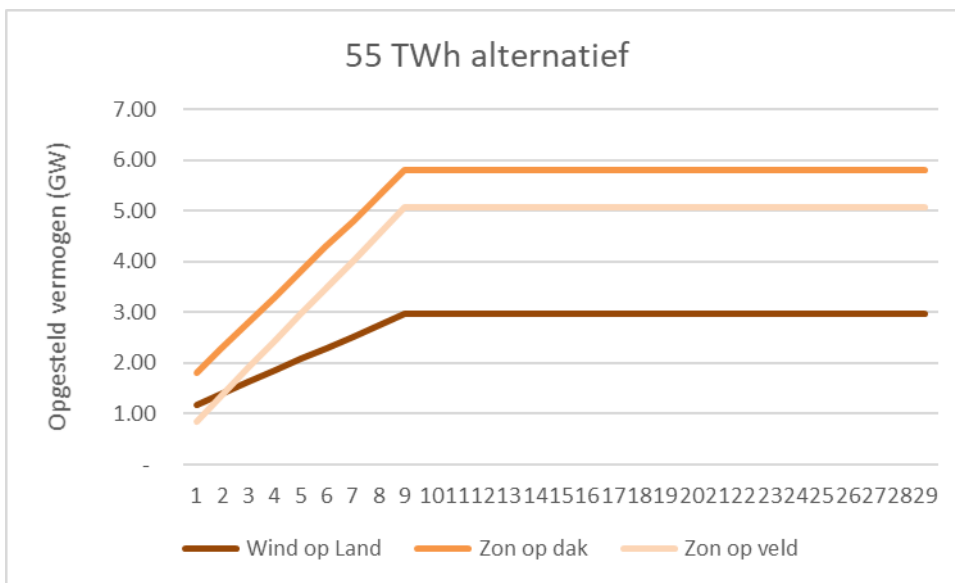
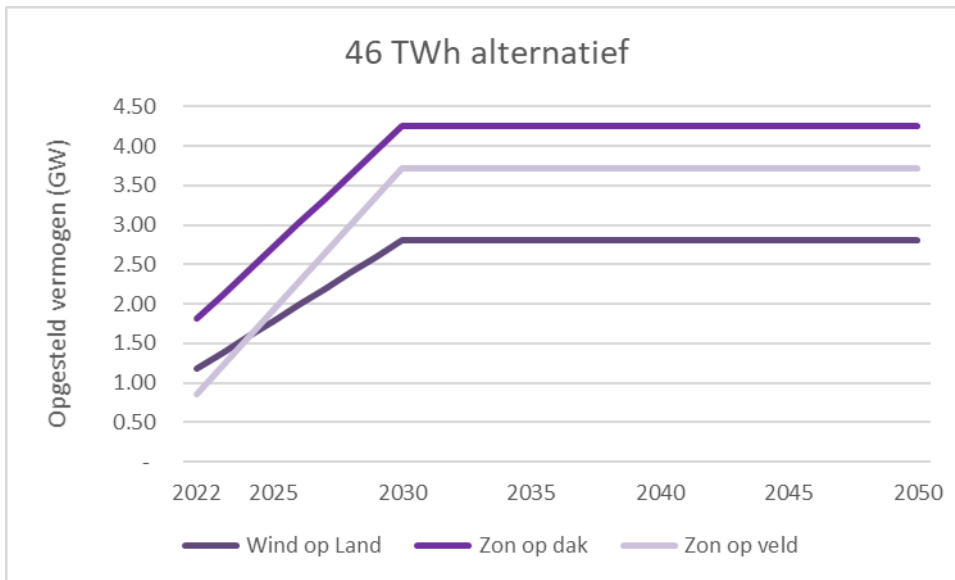
Bijlage 1: Geproduceerd vermogen





Bijlage 2: Opgesteld vermogen





Over Ecorys

Ecorys is een toonaangevend internationaal onderzoeks- en adviesbureau dat zich richt op de belangrijkste maatschappelijke uitdagingen. Door middel van uitmuntend, op onderzoek gebaseerd advies, helpen wij publieke en private klanten bij het maken en uitvoeren van gefundeerde beslissingen die leiden tot een betere samenleving. Wij helpen opdrachtgevers met grondige analyses, inspirerende ideeën en praktische oplossingen voor complexe markt-, beleids- en managementvraagstukken.

Onze bedrijfsgeschiedenis begon in 1929, toen een aantal Nederlandse zakenlieden van wat nu beter bekend is als de Erasmus Universiteit, het Nederlands Economisch Instituut (NEI) oprichtten. Het doel van dit gerenommeerde instituut was om een brug te slaan tussen het bedrijfsleven en de wereld van economisch onderzoek. Het NEI is in 2000 uitgegroeid tot Ecorys.

Door de jaren heen heeft Ecorys zich verspreid over de wereld met kantoren in Europa, Afrika, het Midden-Oosten en Azië. Wij werven personeel met verschillende culturele achtergronden en expertises, omdat wij ervan overtuigd zijn dat mensen met uiteenlopende eigenschappen een meerwaarde kunnen bieden voor ons bedrijf en onze klanten.

Ecorys excelleert in zeven werkgebieden:

- Economic growth;
- Social policy;
- Natural resources;
- Regions & Cities;
- Transport & Infrastructure;
- Public sector reform;
- Security & Justice.

Ecorys biedt een duidelijk aanbod aan producten en diensten:

- voorbereiding en formulering van beleid;
- programmamanagement;
- communicatie;
- capaciteitsopbouw (overheden);
- monitoring en evaluatie.

Wij hechten waarde aan onze onafhankelijkheid, onze integriteit en onze partners. Ecorys geeft om het milieu en heeft een actief maatschappelijk verantwoord ondernemingsbeleid, gericht op meerwaarde voor de samenleving en de markt. Ecorys is in het bezit van een ISO14001-certificaat dat wordt ondersteund door al onze medewerkers.



Postbus 4175
3006 AD Rotterdam
Nederland

Watermanweg 44
3067 GG Rotterdam
Nederland

T 010 453 88 00
F 010 453 07 68
E netherlands@ecorys.com
K.v.K. nr. 24316726

W www.ecorys.nl

Sound analysis, inspiring ideas