

Business case Rijnenburg en Reijerscop





Inleiding

De polders Rijnenburg en Reijerscop zijn geïdentificeerd als een van de weinige geschikte gebieden in de stad Utrecht om grootschalige opwekking van zonne- en/of windenergie mogelijk te maken. Tegelijkertijd is dit gebied in beeld om in de toekomst invulling te geven aan de grote woningbouwbehoefte in Utrecht en omgeving. De gemeente Utrecht heeft besloten om de polders voor een minimale periode van 15 jaar beschikbaar te stellen voor energieopwekking. Daarna moet de gebruiksfunctie 'grootschalige energieproductie' mogelijk plaatsmaken voor andere gebruiksfuncties, zoals wonen, werken, natuur, sport en/of recreatie. In een gezamenlijk proces met bewoners, initiatiefnemers, grondeigenaren en belangenorganisaties probeert de Gemeente Utrecht invulling te geven aan het energielandschap.

Onze opdracht

Het doel van de opdracht is om op basis van gevalideerde aannames en uitgangspunten te komen tot een heldere analyse van de business case voor energieproductie, landschapontwikkeling en het participatiemodel. Om deze analyse uit te voeren wordt gebruik gemaakt van een model. In het model kunnen verschillende beleids- en toekomstparameters gewijzigd worden. Hiermee kan geanalyseerd worden wat de impact is (sensitiviteit) van beleidsmaatregelen en toekomstige ontwikkelingen op de financiële prestaties van het energielandschap.

Doel en status business case

Het model kan gebruikt worden in de volgende situaties:

- Als communicatiemiddel met stakeholders bij het ontwerp van het energielandschap.
- Als visualisatie van de causaliteit tussen beleidskeuzes en haar impact op de business case.
- Voor het doorrekenen van de gevoeligheid van de bepaalde beleidskeuzes ten aanzien van de (financiële) haalbaarheid van de energielandschapsontwerpen.

Zoals ieder model heeft ook dit model beperkingen. Hierbij dient rekening gehouden te worden met het volgende:

- Er zitten onzekerheden in de business case. Kosten kunnen zich in de praktijk anders ontwikkelen dan aangenomen in het model. Om dit te ondervangen en te duiden wordt er voor een aantal belangrijke parameters een bandbreedte weergegeven van aannemelijke waarden op het dashboard.
- Het model is niet ontwikkeld om als basis te dienen voor een investeringsbeslissing of voor een financieringsaanvraag. Het model maakt gebruik van aannames over referentieinstallaties van PBL en presenteert dus geen projectspecifieke business case. Zodoende kan het model voor dit doeleinde dan ook niet direct worden gebruikt. Wel kan het model een goede basis bieden voor nader onderzoek voor dit doeleinde.



Leeswijzer

Deze rapportage bevat een beknopte toelichting van de *gehanteerde aannames* bij het opstellen van het business case model, de *resultaten* van het 'basisscenario' dat in het model is opgenomen inclusief een omschrijving van de sensitiviteit van de belangrijkste variabelen, en een *beschrijving* van de verschillende onderdelen waaruit het model bestaat. Dit laatste onderdeel kan dienen als handleiding voor gebruikers.



Aannames model

Om inzicht te krijgen in de business case voor het energielandschap van Rijnenburg en Reijerscop wordt een model gebruikt. Een model kan helpen om inzicht te krijgen in de werking van complexe mechanismen in de realiteit. Tijdens het modelleringsproces, waarbij deze complexe mechanismen worden omgezet naar een modellogica, worden verschillende aannames gemaakt. In dit hoofdstuk lichten wij toe wat de basis is voor de in de business case gehanteerde aannames. Deze aannames dienen in overweging genomen te worden bij de interpretatie van de modelresultaten.

Aannames opbrengsten en kosten

De investeringskosten, operationele kosten en opbrengsten voor de productie van energie middels zonnepanelen en windturbines zijn gebaseerd op de data van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).

PBL heeft voor 2020 een conceptadvies gepubliceerd voor de hoogte van de basisbedragen van de SDE++ subsidie.¹ Bij de berekening van deze basisbedragen worden referentieinstallaties voor zonne-energie en windenergie gebruikt. PBL heeft de kostencomponenten voor deze referentieinstallaties geschat op basis van landelijke data. Aan

de hand van deze kosten wordt de hoogte van de SDE++ subsidie (opbrengsten) benaderd.

Opbrengsten

De totale opbrengsten per jaar hangen af van met name drie factoren: **(1)** het aantal beschikbare vollasturen² in het gebied, **(2)** de hoogte van de SDE++ bijdrage, **(3)** de marktprijs en opbrengsten uit Garanties van Oorsprong (GvO, certificaten voor duurzaam opgewekte elektriciteit).

Op basis van de input van initiatiefnemers zijn wij uitgegaan van 3.370 *vollasturen* voor windenergie (windmolens zonder hoogtebeperking). Voor zon wordt 950 uren gebruikt (dit is de aanname die PBL gebruikt). Dit komt overeen met het aantal vollasturen voor een gemiddelde zuid-opstelling van zonnepanelen. Een wind- of zonstudie op locatie kan andere inzichten opleveren over het aantal vollasturen, de turbine- of paneelkeuze beïnvloedt het aantal vollasturen ook. Gezien de variabele aard van duurzame energiebronnen (de variatie in wind- en zonuren per jaar) kan het aantal vollasturen bovendien in de praktijk afwijken.

De vergoeding voor opgewekte elektriciteit is gebaseerd op het *conceptadvies voor de SDE++ 2020*. PBL stelt het genoemde advies op door middel van een doelberekening waarbij zij

¹ PBL (2019). Conceptadvies SDE ++ 2020; <https://www.pbl.nl/sde>.

² Het begrip 'vollasturen' is een indicator waarmee wordt aangeduid hoeveel uren per jaar de desbetreffende energiebron op vol vermogen energie kan produceren.

toerekenen naar een projectsubsidie die het mogelijk maakt voor duurzame energie ontwikkelaars om een 'redelijk rendement te bereiken'. De SDE++ subsidie ontwikkelt zich aan de hand van de toekomstige kostenvermindering voor de realisatie en exploitatie van duurzame energie. Het jaar waarop de subsidieaanvraag wordt gedaan heeft daarmee effect op het subsidiebedrag. In het model gaan we ervan uit dat het project in 2020 van start gaat, waarbij het SDE-basisbedrag gelijk is aan het betreffende conceptadvies.

In het conceptadvies van de SDE++ van 7 mei 2019 blijft de hoogte van de SDE++ subsidie gelijk over een tijdshorizon van 15 jaar. Het beschikbare budget voor de subsidie is niet onuitputtend. In de SDE++ systematiek is het zo dat de goedkoopste energiepark als eerste gebruik kan maken van het beschikbare budget. Dit betekent dat duurdere energieparks mogelijk geen aanspraak kunnen maken op de subsidie. Na de SDE++ subsidieperiode van 15 jaar worden de opbrengsten voor de energieproductie primair bepaald door de *marktprijs* en *GvO's*.³ Voor de ontwikkeling van de toekomstige marktprijs over de jaren gebruiken we de Nationale Energie verkenning (NEV).⁴ Aangezien de NEV een prognose geeft van de marktprijs tot en met het jaar 2039, wordt in het model voor de periode 2040 t/m 2050 eenzelfde marktprijs verondersteld als in het jaar 2039. De handel voor GvO's gaat via bilaterale

³ In het model is aangenomen dat er voor nieuwe SDE-beschikkingen een correctie plaats vindt voor inkomsten uit GvO's door de GvO-prijs te

contracten, waardoor de prijsvorming voor derden niet transparant is. In het model kan de gebruiker zelf variëren met GvO prijzen om het effect daarvan te ondervinden. Standaard is deze in het model op €0/MWh gezet omdat het PBL bij haar benadering van het SDE++ basisbedrag ook rekent zonder GvO vergoedingen.

Kosten

De kosten gemoeid met het realiseren van een energielandschap kan men onderverdelen in de volgende categorieën: **(1)** investeringskosten en operationele kosten van installaties, **(2)** kosten voor grondgebruik, **(3)** kosten voor onroerendezaakbelasting en **(4)** het realiseren van een netaansluiting. In deze sectie worden bovengenoemde kostencategorieën achtereenvolgens besproken waarbij aandacht wordt besteed aan het feit dat deze kosten in meer of mindere mate afhankelijk zijn van locatiespecifieke kenmerken.

Investeringskosten en (reguliere) operationele kosten zijn gebaseerd op inschattingen van PBL. Vooral investeringskosten zijn in de praktijk afhankelijk van marktomstandigheden. Investeringsbedragen kunnen bijvoorbeeld hoger of lager zijn wanneer de gekozen installatie in Rijnenburg en Reijerscop substantieel afwijkt van de referentie-installatie waarop PBL zich heeft gebaseerd. Dit kan

⁴ verwerken in het correctiebedrag. Als dat niet wordt gedaan dan vormen GvO's een aanvullende bron van inkomsten en zijn rendementen hoger. ECN (2017). Nationale Energieverkenning 2017.



bijvoorbeeld het geval zijn wanneer de gemeente Utrecht in haar uitnodigingskader additionele eisen stelt aan de windmolens of zonnepanelen die elders niet gelden. Voorbeelden voor windmolens zijn de mogelijke eisen rondom bijvoorbeeld geluidsoverlast of slagschaduw. Voorbeelden voor zonnepanelen zijn de inpassing-, beheer- en ontwikkelkosten ten behoeve van de ontwikkeling van natuurwaarden.

De [kosten voor grondgebruik](#), de [onroerendezaakbelasting](#) en de [netaansluiting](#) zijn locatiespecifiek.⁵ PBL gaat in de berekening van de SDE++ subsidie voor windenergie ervan uit dat de grondkosten €2,6/MWh zijn en dat de onroerendezaakbelasting 0,4% van de WOZ-waarde is (gemiddelde Nederland). Voor de grondkosten van zonne-energie rekent PBL zonder grondvergoedingen, omdat het rijk de inzet van agrarische gronden niet te veel wilt stimuleren. In de praktijk wordt wel degelijk grondvergoedingen betaald. In het model wordt gerekend met een grondvergoeding voor zon van €1.592/Ha⁶. Deze waarden kunnen echter afwijken per locatie. Zo zijn grondkosten bijvoorbeeld afhankelijk van de alternatieve functies van de grond op de betreffende locatie. In het ontwikkelde model zijn de grondkosten en

onroerendezaakbelasting door de gebruiker aan te passen. Op deze wijze kan de gebruiker zelf een locatie-specifieke inschatting opnemen voor de genoemde kosten.

In het model kan ‘cable-pooling’ worden toegepast waarbij wind en zon gebruik maken van dezelfde aansluiting om kosten te beheersen. Hierdoor kunnen er tijdelijk tekorten aan capaciteit ontstaan tijdens de piekmomenten in de energieproductie. In het model gaan we ervan uit dat een tekort van 10% aan netvermogen, ten opzichte van het opgestelde piekvermogen, resulteert in 0,5%⁷ opbrengsten verliezen voor de productie-eenheden (gebaseerd op het jaarlijks gemiddelde).

Voor de kosten van de [netaansluiting](#) maken we in het model gebruik van inschattingen van netbeheerder Stedin om de kosteninschattingen locatiespecifiek te maken voor de situatie in Rijnenburg en Reijerscop.⁸ In het model worden de netkosten tussen de initiatiefnemers van zon en wind verdeeld aan de hand van het geïnstalleerde productievermogen.

⁵ De investeringsbedragen en operationele kosten zoals PBL die gebruikt zijn gecorrigeerd zodat ze niet de kosten van grondverbruik, netaansluiting en onroerendezaakbelasting bevatten. Kosten voor grondverbruik, netaansluiting en onroerendezaakbelasting zijn als aparte kostenposten gemodelleerd.

⁶ RVO (2019). Regionormen en veranderpercentages voor los land 2018 en 2019; aanname 2 maal pacht prijs landbouwgrond in Hollands Utrechts Weidegebied.

⁷ Inschatting op basis van gesprekken van de gemeente Utrecht met initiatiefnemers.

⁸ Interview Stedin-Ecorys tbv de netwerkaansluiting mogelijkheden voor Rijnenburg-Reijerscop. Voor en 10kV-aansluiting publiceert Stedin tarieven. Tarieven voor een 50kV-aansluiting zijn gebaseerd op maatwerk.



Uitgelicht: Het beheersen van de kosten voor de netaansluiting

Netwerkaansluitingen vergen kostbare investeringen voor zowel de energieproducent (die vaste aansluittarieven dient te betalen) als de netbeheerder (die dient te investeren in de aansluitingen en deze te beheren). Om deze kosten te beheersen kan men gebruik maken van 'peak shaving'. 'Peak shaving' houdt in dat een deel van de energieproductie capaciteit wordt afgeschakeld om te voorkomen dat de capaciteit wordt overschreden. Hierdoor kan men een kleinere netwerkaansluiting gebruiken en daarmee kosten besparen op de netwerkaansluiting.

Om vergelijkbare redenen wordt voor zonnevelden en windmolens vaak gebruik gemaakt van een enkele aansluiting in plaats van de gebruikelijke dubbele aansluiting. Dat kan leiden tot productieverlies bij incidenten en bij onderhoud door gebrek aan een 2^e (reserve)verbinding. In het model wordt uitgegaan van enkele aansluitingen.

In het model gaan we ervan uit dat een tekort van 10% aan netwerkvermogen resulteert in 0,5% opbrengsten verliezen voor de productie-eenheden (gebaseerd op het jaarlijks gemiddelde). Deze beperkte verliezen zijn een logisch gevolg van de variabele aard van duurzame energiebronnen. De duur van de momenten waarop het volledige vermogen van zowel zonne- als windenergie productie-eenheden tegelijkertijd volledig worden benut is beperkt.

Peak shave en cable-pooling verliezen zijn geschat op basis van gesprekken van de gemeente Utrecht met initiatiefnemers. Door Ecorys is geen nader onderzoek gedaan naar de verwachte hoogte van verliezen.

Algemene aannames

Disconteringsvoet

Het model berekent de contante kasstromen voor het energielandschap. De discontovoet is gebaseerd op de WACC (Weighted Average Cost of Capital, de gewogen gemiddelde kosten voor de inbreng van eigen vermogen en leningen). De WACC representeert daarmee de kosten die gepaard gaan met het benodigde kapitaal voor de investering. In het model wordt gebruik gemaakt van dezelfde WACC als PBL hanteert voor de berekening van de SDE++ (4,5% voor windenergie en 3,9% voor zonne-energie).

Achter de hoogte van de WACC liggen een aantal veronderstellingen: de hoogte van de rendementseis van investeerders op eigen vermogen, de hoogte van de rendementseis op het vreemde vermogen en de verhouding van het eigen vermogen en vreemde vermogen. Het kan zijn dat één van deze veronderstellingen in de praktijk afwijkt van de aannames die PBL hanteert. Daarom is in het model een bandbreedte opgegeven.

De internal rate of return presenteert het netto rendement van het project als percentage over de gemaakte investering. Als de internal rate of return van het project hoger is dan de WACC dan is het in principe een rendabele investering. Echter, dit betekent niet dat voor elke rendabele investering ook een



initiatiefnemer zal zijn. De hoogte van de netto contante waarde van een project (ofwel het bedrag dat aan het einde van het project is verdiend) heeft ook impact op de aantrekkelijkheid van een project.

Looptijd/economische levensduur

PBL rekent in haar inschattingen voor de hoogte van de basisbedragen voor projectsubsidies met een looptijd van 15 jaar voor subsidies en een economische levensduur van het project van 20 jaar. De levensduur kan in het model langer of korter worden ingesteld, overeenkomstig met de plannen die de gemeente heeft voor Rijnenburg en Reijerscop. Het veranderen van deze waarde heeft uiteraard impact op de business case van het energielandschap.

Kosten landschappelijke maatregelen

De investeringskosten en operationele kosten voor de meeste landschappelijk maatregelen zijn gebaseerd op de data van Urban Reality⁹. De kostencomponenten zijn geschat op basis van verschillende voorbeelden uit de praktijk. Deze praktijkvoorbeelden bieden de basis voor de civieltechnische kengetallen die wij gebruiken in het model. Deze kengetallen zijn vervolgens aangepast aan het huidige prijspeil.

⁹ Urban Reality (2014). Prijzenboek 2014.

De kosten voor de landschappelijk maatregel 'Weidevogelvriendelijke agrarisch beheer' is gebaseerd op data van BIJ12¹⁰. Zij hebben deze kosten geschat op basis van de normen (normenboek Natuur, Bos en Landschap) en ervaringen met terreinbeheerorganisaties (waaronder provincies en Staatsbosbeheer).

In het model is het mogelijk om de kosten van landschappelijke maatregelen te variëren. Op deze manier kan men onzekerheid in de kostengetallen ondervangen alsook omgaan met de locatie specificiteit van de kosten van landschappelijke maatregelen.

¹⁰ BIJ12 (2018). Standaardkostprijs directe werkzaamheden Terreinbeheer voor gezamenlijke terreinbeherende organisaties.

Resultaten

Dit hoofdstuk presenteert de business case resultaten die het model kan berekenen. De resultaten worden berekend aan de hand van de waarden van vele verschillende parameters. Deze parameters zijn zelf in te vullen door de gebruiker. Hierdoor kan de gebruiker zelf bepaalde keuzes of onzekere bandbreedtes doorrekenen. In dit hoofdstuk kijken we tevens naar de gevoeligheid van deze parameters. Door de gevoeligheid van deze parameters te verkennen kunnen we achterhalen welke keuzes en onzekerheden een belangrijke impact kunnen hebben op de resultaten. Ten slotte bereken we de business case door van zes scenario's, de voorbeelduitwerking en het definitieve voorstel die verschillende beoogde uitwerkingen van het energielandschap representeren.

Uitgangspunten basisscenario business case

De resultaten in dit hoofdstuk worden gepresenteerd aan de hand van een basisscenario. Het basisscenario representeert een *best estimate* inschatting van een (haalbaar) ontwerp van het energielandschap Rijnenburg en Reijerscop. De basis voor deze inschatting is 'voorbeelduitwerking 1 van het conceptvoorstel voor de Visie- en uitnodigingskader'. Het gaat hierbij om zowel de inpassing en eigenschappen van energieproductie-eenheden (inclusief bijbehorende vermogens)

als de financiële- en economische uitgangspunten (bijv. inflatieontwikkelingen en vergoedingen).

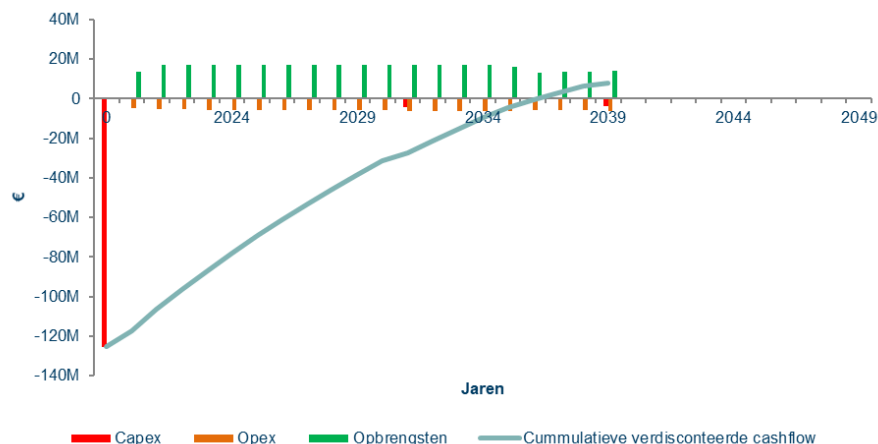
Nota bene: Bij het openen van het model worden de 'default settings' (en daarmee dus het basisscenario) ingeladen. Deze waarden zijn tevens weergegeven in de cockpit van het model in kolom E. De gebruiker kan de parameterwaarden herstellen naar het basisscenario door op de knop 'Default Settings' te klikken.

Resultaten basisscenario business case

Figuur 1 laat de resultaten zien voor de gehele business case van het energielandschap onder het basisscenario. Met een projectlevensduur van 20 jaar wordt een netto contante waarde van €8.390.605 behaald. De project internal rate of return is 5,0%. De LCOE (levelized costs of energy¹¹; de verdisconteerde kosten per geproduceerde eenheid energie) is €57,61 per MWh.

¹¹ De LCOE is een maat om enkel de kosten ten opzicht van de energieproductie uit te drukken. De baten (of subsidies) worden niet meegenomen in deze eenheid. Het geeft geen inzicht in de winstgevendheid.

Figuur 1 Resultaten basisscenario business case



Belangrijkste onzekerheden

Er zijn verschillende onzekerheden die impact hebben op de resultaten. De belangrijkste onzekere parameters worden hieronder beschreven. Deze parameters zijn onzeker omdat ze (1) moeilijk te voorspellen zijn over de looptijd van het project en (2) buiten de invloedzone van de gebruiker liggen. Ze zijn belangrijk omdat ze een relatief grote impact hebben op het business case resultaat. De gevoeligheid van de onzekere parameters wordt doorgerekend in vergelijking met het basis scenario als referentie. Tabel 1 laat een overzicht zien van de gevoeligheidsanalyses en de effecten op respectievelijk de

business case van het gehele energielandschap, van zonne-energie en van windenergie. Indien de getallen rood zijn betekent dit dat er geen positieve business case behaald wordt voor de betreffende productievorm.

- **Investeringskosten:** De gemeente Utrecht stelt verschillende omgevingseisen aan het energielandschap (bijv. beperking geluidshinder). Om aan deze eisen te voldoen zijn specifieke installaties nodig. Deze specifieke installatie hebben mogelijk investeringskosten die afwijken van de gehanteerde 'referentie-installatie' van PBL in het model. De eisen, zoals opgenomen in het Uitnodigingskader zullen naar verwachting van de gemeente Utrecht niet sterk afwijken van de eisen voor een 'gemiddeld wind- of zonnepark' waardoor het effect op de investeringskosten naar verwachting beperkt is.

Illustratie 1: Een 5% stijging in de investeringskosten van zon- en windinstallaties (zon op land: van 0,62 mln€/MWp naar 0,651 mln€/MWp; wind hoog: van 1,08 mln€/MW naar 1,134 mln€/MW) resulteert in een daling van de netto contante waarde van €5.536.975 (van €8.390.605 naar €2.853.631) voor het energielandschap. De internal rate of return daalt hierbij met 0,6 procentpunt (van 5,0% naar 4,4%). De LCOE neemt toe met 1,54 €/MWh.

- **Grondvergoedingen:** De hoogte van de grondvergoedingen wordt bepaald door overleg tussen de grondeigenaren en de energieontwikkelaars. De grondvergoedingen zullen ook afhankelijk zijn van de alternatieve mogelijkheden voor benutting van de grond en het belang dat grondeigenaren hebben bij energieproductie. In het uitnodigingskaders zijn geen voorwaarden opgenomen voor de grondvergoedingen voor zon en wind. Voornamelijk de grondvergoedingen voor zonnevelden hebben relatief veel invloed op de business case. Voor windmolens is dat minder het geval omdat windmolens minder grond nodig hebben.

Illustratie 1: Wanneer de grondvergoedingen voor zon toenemen met ongeveer 150% (van 1.594 €/Ha naar 4.000 €/Ha) daalt de netto contante waarde met €4.544.970 (van €8.390.605 naar €3.845.635) voor het energielandschap. De internal rate of return daalt met 0,5 procentpunt (van 5,0% naar 4,5%). De LCOE neemt toe met 1,26 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 58,87 €/MWh).

Illustratie 2: Wanneer de grondvergoedingen voor zon toenemen met ongeveer 400% (van 1.594 €/Ha naar 8.000 €/Ha) daalt de netto contante waarde met €12.101.031 (van €8.390.605 naar -€3.710.426) voor het energielandschap. De internal rate of return daalt met 1,2 procentpunt (van 5,0% naar 3,8%). De LCOE neemt toe met 3,37 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 60,97 €/MWh). De IRR is lager dan de

WACC wat betekent dat er geen positieve business case wordt behaald voor het energielandschap.

Illustratie 3: Wanneer de grondvergoedingen voor wind toenemen met ongeveer 100% (van 2,08 €/MWh naar 4,16 €/MWh) daalt de netto contante waarde met €4.369.609 (van €8.390.605 naar €4.020.996) voor het energielandschap. De internal rate of return daalt met 0,4 procentpunt (van 5,0% naar 4,6%). De LCOE neemt toe met 1,22 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 58,82 €/MWh).

- **Vollasturen Zon en Wind:** Het aantal vollasturen aan energie dat zonnepanelen en windturbines kunnen opwekken is afhankelijk van de natuurlijke variabiliteit, het type windmolen of zonnepaneel en de opstelling.

Illustratie 1: Een toename van 10% in het aantal vollasturen van zon (van 950 uur/jaar naar 1.045 uur/jaar) resulteert in een stijging van de netto contante waarde van €8.057.124 (van €8.390.605 naar €16.447.729). De internal rate of return stijgt met 0,7 procentpunt (van 5,0% naar 5,7%). De LCOE daalt met 1,56 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 56,05 €/MWh).



Illustratie 2: Een daling van 10% in het aantal vollasturen van zon (van 950 uur/jaar naar 855 uur/jaar; zoals een west-oost opstelling) resulteert in een daling van de netto contante waarde van €8.057.124 (van €8.390.605 naar €333.481). De internal rate of return daalt met 0,8 procentpunt (van 5,0% naar 4,2%). De LCOE neemt toe met 1,68 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 59,26 €/MWh).

Illustratie 3: Een toename van 5% in het aantal vollasturen van wind (van 3.370 uur/jaar naar 3.538,5 uur/jaar voor hoge windmolens) resulteert in een stijging van de netto contante waarde van €3.220.895 (van €8.390.605 naar €11.611.500) voor het energielandschap. De internal rate of return stijgt met 0,3 procentpunt (van 5,0% naar 5,3%). De LCOE daalt met 1,06 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 56,55 €/MWh).

- **Disconteringsvoet:** De hoogte van de disconteringsvoet hangt af van de kosten van de inbreng van eigen vermogen (de rendementseis van de investeerders van het energielandschap) en vreemd vermogen (rente leningen). De exacte waarde van de disconteringsvoet is onzeker en heeft relatief veel impact op de resultaten.

In het uitnodigingskader is de voorwaarde opgenomen dat minimaal 50% van het energielandschap lokaal bezit wordt. Met de lokale eigenaren kunnen afspraken gemaakt worden over een vergoeding voor hun investeringen. Op deze

manier kunnen bewoners in en om het gebied invloed uitoefenen op de business case voor de energieproductie.

Illustratie 1: Een toename in de disconteringsvoet van 0,5 procentpunt (van 4,2% naar 4,7%; toename van 0,5 procentpunt voor de WACC van zon en wind) resulteert in een daling van de netto contante waarde van €5.329.568 (van €8.390.605 naar €3.061.037) voor het energielandschap. De LCOE neemt toe met 1,48 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 59,09 €/MWh).

Illustratie 2: Een daling in de disconteringsvoet van 0,5 procentpunt (van 4,2% naar 3,7%; daling van 0,5 procentpunt voor de WACC van zon en wind) resulteert in een stijging van de netto contante waarde van €5.668.342 (van €8.390.605 naar €14.058.947) voor het energielandschap. De LCOE daalt met 1,45 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 56,15 €/MWh).

Beïnvloedingsmogelijkheden gemeente Utrecht

Op de hiervoor benoemde parameters heeft de gemeente beperkte invloed. Op een aantal andere parameters wordt door de gemeente met het uitnodigingskader wel significante invloed uitgeoefend. Enkele belangrijke beïnvloedbare parameters worden hier toegelicht:

- **Omgevingsfonds:** De gemeente Utrecht kan tijdens de onderhandelingen met initiatiefnemers sturen op de hoogte van het omgevingsfonds. In het uitnodigingskader wordt uitgegaan van een waarde van 0,50 €/MWh¹².

Illustratie: Wanneer we het omgevingsfonds schrappen (0 €/MWh) resulteert dat in een stijging van €1.050.387 van de netto contante waarde (van €8.390.605 naar €9.440.992) voor het energielandschap. De internal rate of return stijgt met 0,1 procentpunt (van 5,0% naar 5,1%). De LCOE daalt met 0,29 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 57,31 €/MWh).

- **Projectlevensduur:** Het Rijk heeft besloten om het basisbedrag voor de SDE-subsidie vanaf 2019 te berekenen van een levensduur van 20 jaar. De gemeente kan echter ervoor kiezen om de grond bij Rijnenburg en Reijerscop voor een kortere tijd te gebruiken voor energieproductie ten behoeve van andere gebruiksfuncties.

Illustratie: Een projectlevensduur van 15 jaar ten opzichte van 20 jaar resulteert in een daling van €13.801.840 van de netto contante waarde (van €8.390.605 naar -€5.411.235) voor het energielandschap. De internal rate of return daalt met 1,5 procentpunt (van 5,0% naar 3,5%). De LCOE neemt toe met 6,39 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 64,00 €/MWh).

We zien hier een negatieve netto contante waarde en een internal rate of return kleiner dan de WACC. Dit betekent dat in deze situatie geen positieve business case kan worden behaald.

Inrichting energieproductie-eenheden: De gemeente Utrecht heeft ook invloed op de specifieke inrichting van de energieproductie-eenheden. Zoals eerder benoemd kan de gemeente ervoor kiezen om bepaalde milieueisen te stellen. Een gevolg hiervan zou kunnen zijn dat er bijvoorbeeld 'lage' windturbines worden geplaatst in plaats van de reguliere 'hoge' windturbines. Ook kan er gekozen worden om de dichtheid van de zonnepanelen te verlagen ten behoeve van ecologische zones.

Illustratie 1: Wanneer we de 11 'hoge windmolens' uit het basisscenario vervangen voor de 11 'lage windmolens' daalt de netto contante waarde met €11.376.503 (van €8.390.605 naar -€2.985.898) voor het energielandschap. De interne rentevoet daalt met 1,2 procentpunt (van 5,0 % naar 3,8 %). De LCOE neemt toe met 6,33 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 63,94 €/MWh). We zien hier een negatieve netto contante waarde en een internal rate of return kleiner dan de WACC. Dit betekent dat in deze situatie geen positieve business case kan worden behaald. In het uitnodigingskader

¹² Uitnodigingskader energielandschap Rijnenburg Reijerscop, gemeente Utrecht 2019



worden geen beperkingen opgelegd aan de omvang van de windmolens. De business case voor 'lage windmolens' is slechter dan voor 'hoge windmolens' wat wordt veroorzaakt door de lagere energieproductie van de 'lage windmolens'.

Illustratie 2: Wanneer we het oppervlak voor zonnepanelen uit het basisscenario verhogen met 5% stijgt de netto contante waarde met €218.984 (van €8.390.605 naar €8.609.589) voor het energielandschap. De interne rentevoet blijft gelijk (5,0%). De LCOE neemt toe met 0,25 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 57,81 €/MWh).

Uitgelicht: Dichtheid van zonnepanelen

In het uitnodigingskader zijn concrete eisen opgenomen voor het behoud van sloten en het inrichten van ecologische zones. Dit leidt tot "snijverlies" in het te benutten grondoppervlak. Het behoud van sloten leidt tot een snijverlies van 22%. Inclusief de ruimte om een ecologische zones wordt het snijverlies in totaal 32%. In het zoekgebied van Rijnenburg en Reijerscop zou een dichtheid van ongeveer 1,056 MWp /Ha mogelijk kunnen zijn. Rekening houdend met de 32% snijverlies resulteert de effectieve dichtheid in 0,72 MWp/Ha. 0,72 MWp/Ha vormt in het model de default waarden en wordt ook gebruikt in de uitwerking van de scenario's.

Illustratie 3: Wanneer we de dichtheid van zonnepanelen uit het basisscenario verhogen naar de initiële 1,056¹³ MWp/Ha en het oppervlak verlagen naar 100 Ha (gelijk blijvende productie, er is immer minder land nodig om de default productie hoeveelheid te behalen) stijgt de netto contante waarde met €919.131 (van €8.390.605 naar €9.309.736) voor het energielandschap. De interne rentevoet stijgt met 0,1 procentpunt (van 5,0% naar 5,1%). De LCOE daalt met 0,37 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 57,23 €/MWh). Bij hogere grondprijzen neemt het effect van de snijverliezen sterk toe.

- **Inrichting netwerkaansluiting:** In het uitnodigingskader stuurt de gemeente op de realisatie van de energieproductie in de buurt van het aansluitpunt. De lengte van de aansluiting zal hierdoor niet groter zijn dan 1 km. Als energieproductie binnen de zoekgebieden niet in samenhang wordt gerealiseerd, kan de afstand voor individuele initiatieven groter zijn. Voor het scenario de Nederlandse Plas is de afstand van de energieproductie tot het transformatorstation 3 km. Dit heeft effect op de benodigde lengte van de kabels naar de netwerkaansluitingen.

¹³

Volgend uit gesprekken met de gemeente Utrecht

Illustratie: Wanneer we de lengte van de kabels uit het basisscenario (1km) vervangen voor een lengte met 3km daalt de netto contante waarde met €2.000.000 (van €8.390.605 naar €6.390.605) voor het energielandschap. De interne rentevoet daalt met 0,2 procentpunt (van 5,0% naar 4,8%). De LCOE neemt toe met 0,56 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 58,16 €/MWh).

- **Inrichting landschappelijke maatregelen:** De gemeente Utrecht heeft ten slotte de mogelijkheid om te sturen op de investeringen van landschappelijke maatregelen. Landschappelijke maatregelen kunnen ertoe leiden dat het gebied milieuvriendelijker wordt. Ook kunnen de maatregelen de aantrekkelijkheid van het gebied voor bezoekers vergroten. Deze investeringen worden in het model toegerekend aan de energieproducenten wat uiteindelijk impact heeft op de business cases.

Illustratie 1: Wanneer we de omvang van de aanleg van nieuwe fietsroutes uit het basisscenario (2km) verlagen naar 0km neemt de netto contante waarde toe met €1.255.916 (van €8.390.605 naar €9.646.521) voor het energielandschap. De interne rentevoet stijgt met 0,1 procentpunt (van 5,0% naar 5,1%). De LCOE daalt met 0,35 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 57,26 €/MWh).

Illustratie 2: Wanneer we de omvang van de aanleg van nieuwe fietsroutes uit het basisscenario (2km) verhogen naar 4,4km daalt de netto contante waarde met €1.507.099 (van €8.390.605 naar €9.883.507) voor het energielandschap. De interne rentevoet daalt met 0,2 procentpunt (van 5,0% naar 4,8%). De LCOE stijgt met 0,42 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 58,03 €/MWh).

Illustratie 3: Wanneer we de omvang van de natuurvriendelijke oevers en rietkragen uit het basisscenario (4km) verlagen naar 0km stijgt de netto contante waarde met €1.022.624 (van €8.390.605 naar €9.443.230) voor het energielandschap. De interne rentevoet stijgt met 0,1 procentpunt (van 5,0% naar 5,1%). De LCOE daalt met 0,28 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 57,32 €/MWh).

Illustratie 4: Wanneer we de omvang van de natuurvriendelijke oevers en rietkragen uit het basisscenario (4km) vergroten naar 20km daalt de netto contante waarde met €4.090.497 (van €8.390.605 naar €4.300.108) voor het energielandschap. De interne rentevoet daalt met 0,4 procentpunt (van 5,0% naar 4,6%). De LCOE stijgt met 1,14 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 58,74 €/MWh).



Illustratie 5: Wanneer we de omvang van de weidevogelvriendelijke agrarisch beheer uit het basisscenario (25Ha) verlagen naar 0Ha stijgt de netto contante waarde met €272.840 (van €8.390.605 naar €8.663.446) voor het energielandschap. De interne rentevoet blijft gelijk (5,0%). De LCOE daalt met 0,08 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 57,53 €/MWh).

Illustratie 6: Wanneer we de omvang van de weidevogelvriendelijk agrarisch beheer uit het basisscenario (25Ha) vergroten naar 50Ha daalt de netto contante waarde met €272.840 (van €8.390.605 naar €8.117.765) voor het energielandschap. De interne rentevoet daalt met 0,1 procentpunt (van 5,0% naar 4,9%). De LCOE stijgt met 0,08 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 58,69 €/MWh).

Illustratie 7: Wanneer we geen landschappelijke maatregelen meenemen in het landschap stijgt de netto contante waarde met €3.428.276 (van €8.390.605 naar €11.818.882) voor het energielandschap. De interne rentevoet stijgt met 0,3 procentpunt (van 5,0% naar 5,3%). De LCOE daalt met 0,95 €/MWh (van 57,61 €/MWh naar 56,65 €/MWh).



Tabel 1 Overzicht gevoeligheidsanalyse

Businesscase		Energie-landschap			Zonne-energie			Wind-energie		
Gevoeligheidsanalyse	Δ Onzekere parameter	Δ Netto contante Waarde	Δ Interne rentevoet	Δ LCOE	Δ Netto contante Waarde	Δ Interne rentevoet	Δ LCOE	Δ Netto contante Waarde	Δ Interne rentevoet	Δ LCOE
Investeringskosten (€/MW)	+5%	-€5.536.975	-0,6 pp	+1,54 €/MWh	-€3.089.054	-0,5 pp	+2,20 €/MWh	-€2.507.907	-0,6 pp	+1,16 €/MWh
Grondvergoeding 1 (zon; €/Ha)	+150%	-€4.544.750	-0,5 pp	+1,26 €/MWh	-€4.859.750	-0,9 pp	+3,47 €/MWh	-	-	-
Grondvergoeding 2 (zon; €/Ha)	+400%	-€12.101.031	-1,2 pp	+3,37 €/MWh	-€12.951.613	-2,5 pp	+9,24 €/MWh	-	-	-
Grondvergoeding 3 (wind; €/MWh)	+400%	-€4.369.609	-0,4 pp	+1,22 €/MWh	-	-	-	-€4.235.467	-0,9 pp	+1,96 €/MWh
Vollasturen 1 (zon; uren/jaar)	+10%	+€8.057.124	+0,7 pp	-1,56 €/MWh	+€8.261.173	+1,4 pp	-5,22 €/MWh	-	-	-
Vollasturen 2 (zon; uren/jaar)	-10%	-€8.057.124	-0,8 pp	+1,68 €/MWh	-€8.439.860	-1,5 pp	+ 6,52 €/MWh	-	-	-
Vollasturen 3 (wind; uren/jaar)	+5%	+€3.220.895	+0,3 pp	-1,06 €/MWh	-	-	-	+€3.129.497	+0,6 pp	-1,25 €/MWh
Disconteringsvoet 1 (%)	+0,5 pp	-€5.329.568	Nvt.	+1,49 €/MWh	-€2.844.126	Nvt.	+2,21 €/MWh	-€2.471.159	Nvt.	+1,04 €/MWh
Disconteringsvoet 2 (%)	-0,5 pp	+€5.668.345	Nvt.	-1,45 €/MWh	+€3.024.776	Nvt.	-2,16 €/MWh	+€2.628.164	Nvt.	-1,02 €/MWh
Omgevingsfonds (€/MWh)	-100%	+€1.050.387	+0,1 pp	-0,29 €/MWh	-	-	-	+€1.018.141	+0,1 pp	-0,47 €/MWh
Project levensduur (jaar)	-25%	-€13.801.840	-1,5 pp	+6,39 €/MWh	-€5.693.134	-1,1 pp	+10,06 €/MWh	-€7.903.949	-1,8 pp	+4,16 €/MWh



Businesscase		Energie-landschap			Zonne-energie			Wind-energie		
Gevoeligheidsanalyse	Δ Onzekere parameter	Δ Netto contante Waarde	Δ Interne rentevoet	Δ LCOE	Δ Netto contante Waarde	Δ Interne rentevoet	Δ LCOE	Δ Netto contante Waarde	Δ Interne rentevoet	Δ LCOE
Inrichting energie 1 (wind; aantal)	11 lage i.p.v. hoge wind	-€11.376.503	-1,2 pp	+6,34 €/MWh	-€198.075	-0,1 pp	+0,14 €/MWh	-€10.845.575	-2,8 pp	+6,55 €/MWh
Inrichting energie 2 (zon; ha)	+5%	+€218.984	-	+0,25 €/MWh	+€217.317	-	+0,07 €/MWh	-€1.800	-	-
Dichtheid zon (MWp/Ha)	Dicht: 1,056 Opp: 100	+€919.131	+0,1 pp	-0,37 €/MWh	+€935.088	+0,2 pp	-0,71 €/MWh	-€27.748	-	-
Inrichting netwerk (lengte; km)	+300%	-€2.000.000	-0,2 pp	+0,56 €/MWh	-€1.371.429	-0,3 pp	+0,98 €/MWh	-€628.571	-0,2 pp	+0,29 €/MWh
Inrichting landschap 1 (fietspad; km)	-100%	+€1.255.916	+0,1 pp	-0,35 €/MWh	-	-	-	+€1.239.564	+0,2 pp	-0,57 €/MWh
Inrichting landschap 2 (fietspad; km)	+120%	-€1.507.099	-0,2 pp	+0,42 €/MWh	-	-	-	-€1.487.477	-0,4 pp	+0,69 €/MWh
Inrichting landschap 3 (oevers, rietkragen; km)	-100%	+€1.022.624	+0,1 pp	-0,28 €/MWh	+€1.055.328	+0,2 pp	-0,75 €/MWh	-	-	-
Inrichting landschap 4 (oevers, rietkragen; km)	+400%	-€1.507.099	-0,2 pp	+0,42 €/MWh	-€4.279.124	-0,8 pp	+3,05 €/MWh	-	-	-
Inrichting landschap 5 (agrarisch beheer; Ha)	-100%	+€272.840	-	-0,28 €/MWh	+€196.190	-	-0,14 €/MWh	+€83.117	-	-0,04 €/MWh
Inrichting landschap 5 (agrarisch beheer; Ha)	+100%	-€272.840	-0,1 pp	+0,08 €/MWh	-€197.986	-	+0,14 €/MWh	-€83.117	-0,1 pp	+0,04 €/MWh
Inrichting landschap 7 (alle maatregelen)	Geen maatregel	+€3.428.276	+0,3 pp	-0,95 €/MWh	+€1.249.376	+0,2 pp	-0,89 €/MWh	+€2.188.124	+0,4 pp	-1,01 €/MWh



Doorrekening van scenario's

Op verzoek van de gemeenteraad van Utrecht zijn zes scenario's uitgewerkt. Deze scenario's representeren verschillende mogelijke invullingen van het energielandschap. Het ontwerp van deze scenario's is een gezamenlijk proces geweest met de bewoners, initiatiefnemers, grondeigenaren en belangenorganisaties. Naast de gezamenlijk ontworpen scenario's is er een voorbeelduitwerking van het in april gepresenteerde concept voorstel voor het energielandschap (VBU) door de gemeente Utrecht opgesteld. Vervolgens is hieruit het definitieve voorstel naar voren gekomen. De scenario's, de voorbeelduitwerking en het definitieve voorstel zien er als volgt uit.

- **Energie Voorop:** Hierbij wordt gestuurd op de maximale energieproductie die mogelijk is in het gebied Rijnenburg en Reijerscop. Met deze maximale energieproductie is waarschijnlijk meer budget beschikbaar om landschappelijke maatregelen toe te passen. Een nadeel van dit scenario is dat bewoners mogelijk hinder zouden kunnen ondervinden door de meerdere windmolens die relatief dicht bij de woonwijken staan.
- **Zon Voorop:** In dit scenario wordt enkel energie geproduceerd middels zonnepanelen. Hiermee wordt de hinder die door bewoners kan worden ervaren met windmolens voorkomen. Maar de opbrengsten van dit scenario zijn lager wat resulteert in een lager budget voor landschappelijke maatregelen.
- **De Ring:** In dit scenario is energieproductie geconcentreerd langs de autosnelwegen. Hierdoor blijft veel ruimte beschikbaar voor recreatie in Rijnenburg en Reijerscop. Het beperkte zoekgebied voor zonnepanelen en windmolens resulteert echter in een enigszins beperkte energieproductie. Daarnaast ligt het zoekgebied voor energieproductie dichtbij de woonwijken, waardoor bewoners mogelijk hinder van windmolens kunnen ondervinden.
- **De Kreek:** Dit scenario geeft voornamelijk invulling aan de behoeftes omtrent natuur, recreatie en sport (roeiwater). De windmolens staan ver van de woonwijken. Een voor de business case nadelig gevolg van dit scenario is dat het relatief veel financiële lasten heeft door de landschappelijke maatregelen. Er wordt niet verwacht dat de kosten gedekt kunnen worden uit de opbrengsten van de energieproductie.
- **Nieuw Rijnenburg:** In dit scenario wordt windenergie geconcentreerd in Reijerscop en de zonne-energie in Rijnenburg. Een nadeel van dit scenario is dat de energieproductie beperkt is, wat resulteert in een beperkt budget voor landschappelijke maatregelen.
- **Poldergroep:** Hierbij worden enkele (kleinere) windmolens geplaatst, waardoor het (negatieve) effect op de woonwijken in Utrecht en Nieuwegein kleiner is ten opzichte van windmolens zonder hoogtebeperking. De zuidelijke plaatsing is minder gunstig voor de bewoners in IJsselstein en Montfoort. Door de beperkte hoeveelheid (kleine) windmolens is de energieproductie laag in dit scenario. Door

de positionering van de energieproductie moeten tevens extra netwerkkosten gemaakt worden.

- VBU: In de voorbeelduitwerking is uitgegaan van 11 windmolens met een ashoogte van 155m en een rotordiameter van 150m. Om het geluidsniveau van de molens te beperken is er gekozen voor geluidsarme windmolens. Voor de productie van zonne-energie wordt gebruik gemaakt van 212Ha (waarvan 15,50Ha op het water) met een dichtheid van 0,72MWp/Ha.
- Definitief voorstel: Het definitieve voorstel is een vervolg op de VBU. Hierin zijn enkele wijzigingen opgenomen zoals een kleiner aantal windmolens (8 i.p.v. 11) en een kleinere hoeveelheid landschappelijke maatregelen.

In alle scenario's, de VBU en het definitieve voorstel wordt gebruik gemaakt van landschappelijke maatregelen. De mix en de hoeveelheid van de landschappelijke maatregelen verschillen per uitwerking. De landschappelijke maatregelen zorgen voor extra kosten boven op de business case van de initiatiefnemers van zonne-energie en windenergie.

De uitwerkingen zijn ingevoerd in het businesscase model om de financiële prestaties met elkaar te vergelijken. De instellingen die in het model zijn gebruikt om de scenario's, de VBU en het definitieve voorstel te representeren zijn beschreven in Appendix I. Tabel 2 presenteert die financiële presentatie van het energielandschap onder de verschillende

uitwerkingen. Hierbij zijn twee varianten doorgerekend; met én zonder landschappelijk maatregelen. Getallen in het rood presenteren wederom een negatieve business case voor de betreffende productievorm.

Wat opvalt uit de resultaten van Tabel 2 is dat bijna alle uitwerkingen een negatieve business case behalen met landschappelijke maatregelen. Daarentegen behalen alle uitwerkingen zonder landschappelijke maatregelen wel een positieve business case. Dit betekent dat niet alle kosten voor de landschappelijke maatregelen gedekt kunnen worden uit de baten van energieproductie. Het *definitieve voorstel* kan wel een positieve business case behalen inclusief landschappelijke maatregelen. Het aantal landschappelijke maatregelen is in deze uitwerking dan ook lager in vergelijking met de andere uitwerkingen.

Binnen het *definitieve voorstel* behaalt de initiatiefnemer van zon geen positieve business case inclusief landschappelijke maatregelen. We kunnen hier echter geen harde uitspraken over doen omdat de IRR slechts 0,1 procentpunt te laag is om een positieve businesscase te behalen. Afwijkende lokale omstandigheden of een andere herverdeling van de landschappelijke kosten zouden er toch in kunnen resulteren dat de business case voor de initiatiefnemers positief is. Het scenario *Energie Voorop* en de *Voorbeeld uitwerking (VBU)* omvatten een hoge energieproductie vergeleken met de andere

uitwerkingen. Een hoge energieproductie (met meer baten uit de productie) zou het gemakkelijker kunnen maken om de landschappelijke maatregelen te bekostigen. Desondanks kunnen ook deze uitwerkingen geen positieve businesscase behalen met landschappelijke maatregelen. Dit wordt echter niet veroorzaakt door een gebrek aan kostendekkend vermogen (zoals bij de andere uitwerkingen). Doordat de beschikbare netwerkaansluitingen in Rijnenburg en Reijerscop niet toereikend zijn voor deze grote hoeveelheid zon- en windproductie wordt een deel van de elektriciteitsproductie afgeschakeld ('*peak-shaved*'). Dit resulteert in productieverliezen wat de financiële resultaten negatief beïnvloedt. Wanneer we een situatie schetsen waarin de netwerkaansluitingen een onbeperkte capaciteit hebben, zien we dat deze uitwerkingen wel een positieve businesscases halen met landschappelijke maatregelen.

Bij de doorrekening van de business case is gebruik gemaakt van een gewogen WACC van 4,2%. De scenario's Energie Voorop, Zon Voorop, Nieuw Rijnenburg, Poldergroep en de VBU behalen een projectrendement van respectievelijk 3,8%, 3,8%, 3,7%, 3,3% en 3,7% inclusief landschappelijke maatregelen. Het valt niet uit te sluiten dat investeerders ook interesse hebben in het energielandschap wanneer een projectrendement lager dan 4,2% kan worden behaald.

De scenario's De Ring en De Kreek hebben een zeer negatieve business case wanneer landschappelijke maatregelen worden meegenomen. Dat komt doordat deze scenario's het meer in het energielandschap inrichten voor recreatief roeiwater gebruik. Dit brengt hoge kosten met zich mee die niet gedekt kunnen worden met de opbrengsten uit de energieproductie.

Uitgelicht: Onbeperkte netwerkcapaciteit in model

Het instellen van onbeperkte netwerkcapaciteit in het model kan handig zijn om inzicht te krijgen in de financiële prestaties van het energielandschap wanneer deze niet beperkt wordt door de aansluitmogelijkheden van de netbeheerder. Het model kan gemakkelijk aangepast worden naar deze situatie. De volgende handelingen zijn daarbij nodig:

- Ga op de Cockpit onder het kopje Netwerkaansluitingen naar Peak-shave (cel D42). Hier kan je de optie peak-shave aan of uit zetten ten behoeve van beperkte netwerkaansluitingen.
- Zet deze optie **uit**, ondanks dat er een tekort aan netwerkcapaciteit is (zie cel D40).



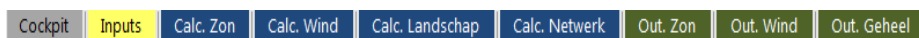
Tabel 2 Resultaten scenario's, VBU en definitief voorstel

Businesscase		Energie-landschap			Zonne-energie			Wind-energie		
Scenario	Variant	Netto contante Waarde	Interne rentevoet	LCOE	Netto contante Waarde	Interne rentevoet	LCOE	Netto contante Waarde	Interne rentevoet	LCOE
Energie Voorop	Incl. landschap	-€4.642.532	3,8%	62,82 €/MWh	-€4.311.310	3,4%	76,06 €/MWh	-€768.583	4,4%	51,58 €/MWh
	Excl. landschap	€7.074.091	4,6%	60,15 €/MWh	€886.228	4,0%	73,54 €/MWh	€5.872.337	5,7%	48,68 €/MWh
Zon Voorop	Incl. landschap	-€1.107.689	3,8%	74,49 €/MWh	-€1.107.689	3,8%	74,49 €/MWh	-	-	-
	Excl. landschap	€4.667.981	4,4%	71,77 €/MWh	€4667.981	4,4%	71,77 €/MWh	-	-	-
De Ring	Incl. landschap	-€46.678.840	-0,4%	82,35 €/MWh	-€35.682.152	-1,0%	102,42 €/MWh	-€11.374.403	0,9%	60,85 €/MWh
	Excl. landschap	€7.694.200	5,0%	61,00 €/MWh	€3.011.167	4,4%	73,57 €/MWh	€4.502.423	6,3%	47,44 €/MWh
De Kreek	Incl. landschap	-€48.433.236	-0,6%	82,08 €/MWh	-€37.395.847	-1,4%	101,85 €/MWh	-€11.429.347	0,9%	60,90 €/MWh
	Excl. landschap	€7.727.630	5,0%	60,02 €/MWh	€3.080.567	4,5%	71,67 €/MWh	€4.502.423	6,3%	47,44 €/MWh
Nieuw Rijnenburg	Incl. landschap	-€2.691.491	3,7%	66,46 €/MWh	€969.659	4,1%	73,23 €/MWh	-€3.688.841	2,5%	55,92 €/MWh
	Excl. landschap	€5.797.795	4,9%	62,46 €/MWh	€2.737.132	4,4%	71,88 €/MWh	€2.952.106	6,2%	47,50 €/MWh
Poldergroep	Incl. landschap	-€4.407.342	3,3%	71,52 €/MWh	€607.098	4,0%	73,48 €/MWh	-€4.899.269	-0,8%	65,15 €/MWh
	Excl. landschap	€1.358.034	4,2%	67,92 €/MWh	€2.186.642	4,3%	72,21 €/MWh	-€788.697	3,6%	53,48 €/MWh
VBU	Incl. landschap	-€4.861.502	3,7%	63,69 €/MWh	-€4.920.906	3,3%	77,51 €/MWh	-€451.382	4,4%	51,46 €/MWh
	Excl. landschap	€6.348.716	4,6%	61,30 €/MWh	€624.921	4,0%	74,82 €/MWh	€5.354.294	5,7%	48,69 €/MWh
Definitief voorstel	Incl. landschap	€1.015.274	4,1%	64,43 €/MWh	-€1.003.271	3,8%	75,61 €/MWh	€1.673.159	5,0%	50,15 €/MWh
	Excl. landschap	€4.461.688	4,4%	63,47 €/MWh	€307.928	3,9%	74,98 €/MWh	€3.825.817	5,6%	48,73 €/MWh

Modelbeschrijving

Dit hoofdstuk bevat een korte toelichting op de wijze waarop het door ons ontwikkelde model gebruikt kan worden. De modelleerwijze volgt de FAST-methodologie¹⁴ en is opgebouwd uit de volgende onderdelen: cockpit, input-tab, calculations-tabs en output-tabs (Figuur 2).

Figuur 2 Tabbladen model



Cockpit

De cockpit omvat een overzicht van de belangrijkste input- en outputparameters. De *inputparameters* staan aan de linkerkant en zijn aan te passen door de gebruiker zelf. De inputparameters omvatten de sturingsmogelijkheden voor de *inrichting van het energielandschap* en de mogelijkheden om *marktparameters* te differentiëren. In het midden van de cockpit is de *visuele presentatie* van de *outputparameters* te zien. Aan de linkerkant zijn de *numerieke waarden* van de *outputparameters* te vinden. De cockpit kan gebruikt worden om op een snelle en makkelijke manier het effect van inputwijzigingen op de resultaten te bekijken.

Sturingsmogelijkheden: inrichting energielandschap

Het energielandschap kan ingericht worden met:

- **Zonne-energie:** het oppervlak land dat beschikbaar is voor zonnepanelen met de gehanteerde panelendichtheid.
- **Windenergie:** aantal turbines (afhankelijk van het type) met de bijbehorende vermogens. Het aantal uren per jaar stilstand ten behoeve van het verminderen van slagschaduw kan tevens worden ingesteld.
- **Landschappelijke maatregelen:** aantal geïmplementeerde maatregelen. Ook kan zelf een kosten verdeling van de maatregelen naar de energie-exploitanten (zon versus wind) worden ingesteld.

¹⁴

'FAST' staat voor Flexible, Appropriate, Structured & Transparant. De standaard betreft een veelgebruikte methode om op een gestructureerde en systematische wijze tot valide en 'fit-for-purpose' financiële modellen te komen: <https://www.fast-standard.org/>



Uitgelicht: Toebedeling kosten landschappelijke maatregelen

De kosten van landschappelijke maatregelen worden doorgerekend aan de initiatiefnemers van het energielandschap. De *kosten omtrent fietsroutes* (verbreding en renovatie fietsroute, aanleg nieuwe fietsroute en aanleg groen langs fietsroute) worden toegekend aan de initiatiefnemers van *windenergie*. De *kosten voor natuurvriendelijke oevers en rietkragen* worden toegekend aan de initiatiefnemers van *zonne-energie*. De *kosten voor weidevogelvriendelijk agrarisch beheer en roeiwater* worden verdeeld tussen de *initiatiefnemers naar hun opgestelde productievermogen*.

Let op: Indien de gebruiker het landschap enkel met wind of wind inricht in het model, dient de gebruiker de bijbehorende

De gebruiker kan zelf ook de *netwerkaansluiting* op het energielandschap inrichten, middels het selecteren van het aantal 50kV en 10kV aansluitingen met de bijbehorende verwachte belasting (elektriciteitsafname). Een reporter is in het model ingebouwd die aangeeft of er voldoende netwerkvermogen is geïnstalleerd. Indien er een tekort aan netwerkvermogen is kan gebruik gemaakt worden van de peakshave-optie om productiecapaciteit af te schakelen op piekmomenten (tot maximaal een tekort van 50%

netwerkvermogen). Wanneer het netwerkvermogen groter of gelijk is aan het productievermogen, heeft deze optie dus geen invloed op de business case.

De gebruiker kan ook gebruik maken van cable-pooling, waarbij de productie van zon en wind samen op eenzelfde aansluiting worden aangesloten. Hiervoor dient de peak-shave optie geselecteerd te zijn met één enkele 50kV of 10kV aansluiting (zie Figuur 3). Peak-shave leidt tot productieverlies. Hoeveel productieverlies er optreedt zie je aan de rechterkant van de cockpit bij productie-eigenschappen.

Naast de inrichting van de aansluitmogelijkheden kan de gebruiker ook verschillende scenario's voor de belasting op het net instellen. Het gaat hierbij om een niet-beïnvloedbare variabele; de belasting op het net kan namelijk niet 'ingericht' worden. De belasting is afhankelijk van de ontwikkeling van de toekomstige elektriciteitsvraag.

Figuur 3 Cable-pooling instellingen

Netwerkaansluiting		Eenheid			Waarde			Landbreedte		
Beschrijving	Eenheid			Default	Laag	Hoog				
Benodigde vermogen aansluiting	MVA		158							
Beschikbaar vermogen energieproductie	MVA		130							
Voldoende vermogen aansluiting?	Reporter		Peak-shave							
Peak-shave	Aan/uit		☒ Aan							
Invulling netwerkaansluiting		Vermogen in MVA								
50 KV 1	60		☒ Aan							
50 KV 2	60		☒ Aan							
10 KV 1	10		☐ Uit							
10 KV 2	10		☐ Uit							
10 KV 3	10		☐ Uit							
Afname elektriciteit op aansluiting (belasting)	10			10	5	20				
(Niet te beïnvloeden door het energielandschap)										

Marktparameters

Marktparameters kunnen gedifferentieerd worden om het effect van verschillende onzekere onafhankelijke marktontwikkelingen op het energielandschap te verkennen. Een voorbeeld hiervan is de ontwikkeling van de inflatie of de economische waarde van grondgebruik. Deze parameters kunnen gebruikt worden voor risicoanalyses; wat is het effect van onzekere marktontwikkelingen op de business case van het energielandschap? Ten eerste zijn er *financiële parameters*, die de financiële uitgangspunten in de kasstroom berekeningen kunnen veranderen. Dit zijn de volgende parameters:

- **Disconteringsvoet** ofwel de gewogen gemiddelde kosten voor de inbreng van eigen vermogen en leningen voor de verschillende energievormen
- **Ontwikkeling van de consumentenprijsindex (CPI)** ofwel de inflatie
- **Projectduur** van het energielandschap

Vervolgens zijn er ook *economische parameters*, die de hoogte van opbrengsten- en kostenposten kunnen veranderen:

- **Grondvergoedingen** voor de verschillende energievormen
- De bijdrage aan het **omgevingsfonds** en de **omwonendenregeling** door windenergie-exploitanten.
- **Garantie van Oorsprong (GVO)**
- Hoogte van de **vennootschapsbelasting** en **onroerendezaakbelasting**

Outputparameters

De belangrijkste outputparameters zijn gevisualiseerd in het midden van de cockpit. De numerieke waarden van de outputparameters staan aan de rechterkant. De outputparameters presenteren de productie eigenschappen en financiële prestaties per energievorm (wind en zon) en in het totaal voor het gehele energielandschap. De output bestaat uit:



- **Productie-eigenschappen:** De hoeveelheid geproduceerde elektriciteit en het productieverlies veroorzaakt door peak-shaving. Ook wordt de bespaarde CO₂-uitstoot middels het duurzaam produceren van elektriciteit gerapporteerd.
- **Financiële prestaties:** De opbrengsten, capex (investeringskosten) en opex (operationele kosten) per energievorm (zon en wind) en in het totaal voor het gehele energielandschap. Daarnaast wordt de netto contante waarde (de winst na de projectperiode), de internal rate of return (het behaalde rendement op de gemaakte investeringen) en de LCOE (levelized costs of energy; de verdisconteerde kosten per eenheid geproduceerde energie) gepresenteerd. Als de internal rate of return (IRR) groter is dan de discontovoet (WACC), dan wordt de netto contante waarde (NCW) positief.

Input-tab

In de input-tab worden de overige inputparameters gedefinieerd in het model. Deze inputparameters omvatten voornamelijk kengetallen voor de investeringskosten, operationele kosten en opbrengsten voor de verschillende energievormen. Ook worden hier de kengetallen voor de kosten van de netwerkaansluitingen en de maatschappelijke maatregelen gedefinieerd. De gebruiker kan zelf aanpassingen maken in deze inputparameters, zolang dezelfde eenheden worden gehanteerd.

Calculations-tabs

In de calculations-tabs worden de kosten en opbrengsten berekeningen gemaakt. Er is een calculations-tab per entiteit in het energielandschap dat kosten maakt en/of opbrengsten genereert. De inputparameters zoals gedefinieerd in de cockpit en input-tab worden aangeroepen bij deze berekeningen. In de calculations-tab kan de gebruiker nagaan welke transformaties er plaatsvinden van de inputparameters. De berekeningen leveren uiteindelijk de kasstromen: opbrengsten, capex en opex. Deze kasstromen worden verder bewerkt in de output-tabs.

Output-tabs

In de output-tabs worden de kasstromen in vermindering gebracht middels de onroerendezaakbelasting en vennootschapsbelasting berekeningen. Vervolgens worden de verdisconteerde cashflows berekend. Tenslotte wordt in de output-tabs de outputvariabelen berekend die worden weergegeven in de cockpit.



Appendix I

Modelinstellingen van de scenario's en voorbeelduitwerking doorrekening. Overige instelling zijn conform de 'Default Settings'.

Parameter	Energie Voorop	Zon Voorop	De Ring	De Kreek	Nieuw Rijnenburg	Poldergroep	VBU	Definitief voorstel
Oppervlak zon op land (Ha)	227,50	227,50	127,50	143	140	132,50	212	212
Oppervlak zon op water (Ha)	0	0	15,50	0	0	0	15,50	15,50
Dichtheid zonnepanelen (MWp/Ha)	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Aantal 'hoge' windmolens (#)	12	0	6	6	4	0	11	8
Aantal 'lage' windmolens (#)	0	0	0	0	0	3	0	0
Verbreding en renovatie fietsroute (Km)	2,8	0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2
Aanleg nieuwe fietsroute (Km)	4,4	0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	2
Groen langs fietsroute (Km)	12,4	0	12,4	12,4	12,4	2	9	1
Natuurvriendelijke oevers (Km)	19,4	21,7	11,6	17,5	6,7	5	20,7	4
Weidevogelvriendelijke agrarisch beheer (Ha)	0	0	0	0	0	0	0	25
Roeiwater gebruik (Aan/Uit)	Uit	Uit	Aan	Aan	Uit	Uit	Uit	Uit
Netwerkaansluiting ¹⁵	2x 50KV 3x 10KV	2x 50KV 1x 10KV	2x 50KV	2x 50KV	2x 50KV	2x 50KV	2x 50KV 3x 10KV	2x 50KV 3x 10KV

¹⁵ De netwerkaansluitingen zijn geselecteerd om de maximale netto contante waarde voor het energielandschap te behalen.