

Businesscase en risicobeoordeling Zonnepark Bakkersdam

Als onderdeel van het haalbaarheidsonderzoek naar de realisatie van het zonnepark Bakkersdam is een voorlopige business case opgesteld. De business case brengt de benodigde investeringen voor de realisatie en operationele kosten gedurende de looptijd van het zonnepark in beeld. Daar tegenover staan de inkomsten die volgen uit de verkoop van de opgewekte elektriciteit (incl. Garanties van Oorsprong voor groene elektriciteit). Zo komt een beeld naar voren of de business case onder de huidige omstandigheden positief dan wel negatief is. Maar omdat deze factoren aan verandering onderhevig zijn en daarbij beïnvloed worden door verschillende factoren is het goed om de risico's (op de langere termijn) in kaart te brengen.

In dit document wordt allereerst de business case kort samengevat. Daarnaast worden de hierboven genoemde variabelen verder uitgediept, op basis van 2 mogelijke routes voor de exploitatie van het park:

- 1) Het park wordt ontwikkeld en ingebracht in de zogenaamde (nog op te richten) energiegemeenschap. Dit is een juridisch vehikel (BV of Coöperatieve vereniging) dat als doel heeft de ontwikkeling van grootschalige opwek van hernieuwbare energie in lokaal eigendom te brengen met daaraan gekoppeld lokale zeggenschap over deze energiebronnen en (lokale) verkoop van energie.
- 2) Het park blijft in eigendom van de gemeente. Het kan enerzijds zijn dat de gemeente voor de gehele looptijd van 25 jaar eigenaar blijft van het park en daarmee haar doelen om lokaal hernieuwbare energie op te wekken en (waar mogelijk lokaal) te verkopen deels vormgeeft. Anderzijds is het niet ondenkbaar dat de gemeente als enige (initiële) eigenaar het park op enig moment te koop aanbiedt. Een derde optie is dat de gemeente langdurige PPA's (stroomafnameovereenkomst) aangaat met bij voorkeur lokale partners.

Indicatieve business Case

Investerings	Euro
<i>Totaal</i>	<i>1.495.000</i>

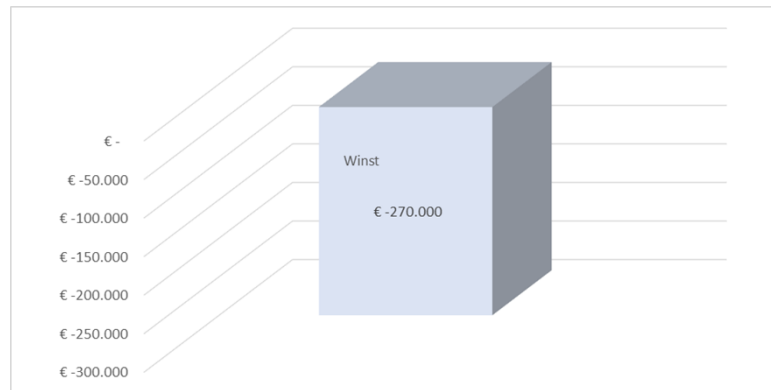
Financieringsoverzicht	Euro
Eigen vermogen	300.000
Vreemd vermogen (lening)	1.195.000
Werkkapitaal (lening)	100.000
<i>Totaal</i>	<i>1.595.000</i>

Exploitatieoverzicht	Euro
Opbrengsten ¹	5.335.000
Kosten ²	2.260.000
<i>Totaal</i>	<i>3.075.000</i>
Rente	415.000
Afschrijvingen	1.490.000
<i>Resultaat voor belastingen</i>	<i>1.170.000</i>
Belastingen	220.000
<i>Netto winst</i>	<i>950.000</i>

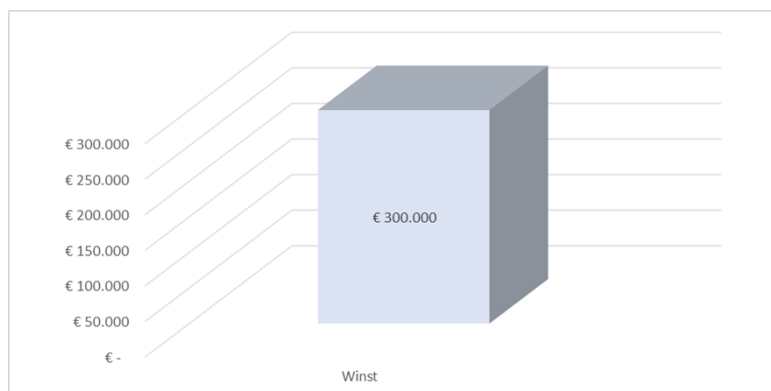
¹ Verkoopopbrengst stroom incl. garanties van oorsprong

² O.a. onderhoud, netbeheer, management, verzekering, erfpacht, etc.

De haalbaarheid van de business case is afhankelijk van de verkoopprijs van de stroom (kale stroomprijs). In bovenstaand overzicht is uitgegaan van de huidige stroomprijs (=€0,10 per kWh). Deze stroomprijs is echter volatiel. Onderstaand wordt het resultaat nog visueel weergegeven als uitgegaan wordt van een stroomprijs op het niveau van de basisprijs van de SDE/SCE in 2024 (= €0,07 per kWh) en van een prijs die gemiddeld nodig is om de inleg van het eigen vermogen terug te verdienen (de break-even prijs; €0,085). Op deze prijsvolatiliteit en de risico's voor de business case en daaruit volgende conclusies wordt in de paragraaf variabelen nog verder ingegaan.



Figuur 1: Resultaat bij SDE/SCE basisprijs



Figuur 2: Resultaat bij een break-even prijs

Variabelen

Een aantal variabelen hebben een aanzienlijke invloed op de haalbaarheid van de businesscase over de looptijd van het park. In onderstaand overzicht worden deze variabelen opgesomd:

Investerings in de installatie: Zonnepanelen, omvormers en de onderconstructie bepalen voor ongeveer 2/3 de totale kosten van de benodigde investering. Momenteel zakken de prijzen van panelen en omvormers en daarmee de kosten van de investering. Als deze dalende trend het komende jaar doorzet tot het moment van aanbesteden, is dit positief voor de business case. Als de prijzen onverhoopt weer stijgen het komende jaar dan is dit uiteraard negatief. Toch lijkt dat laatste minder aannemelijk. De vraag naar zonnepanelen is afgenomen en het aanbod stijgt vooralsnog, vooral vanuit China.

Investerings in de infrastructuur: Met name kosten voor het grondwerk en de benodigde bouwplaats-voorzieningen zijn lastig in te schatten omdat deze afhankelijk zijn van de staat van het terrein en de benodigde hoeveelheid werk om het huidige terrein te ontdoen van struikgewas. Daarnaast staat nog niet vast welke maatregelen genomen moeten worden om het terrein onaantrekkelijk te maken voor dassen en bevers. De mogelijke extra kosten hiervoor zullen echter op het geheel waarschijnlijk niet erg groot zijn.

De vaste jaarlijkse kosten: Deze omvatten het onderhoud aan het park en het groenbeheer, een reservering voor de vervangen van omvormers, het management, onderhoud van de elektrische installaties en kosten voor data communicatie en monitoring. Een aantal van deze langlopende onderhouds-zaken zullen normaliter (deels) contractueel vastgelegd worden voor langere tijd, maar kunnen veranderen als prijzen blijven stijgen. Echter is in de business case wel rekening gehouden met een jaarlijkse inflatie van 2%.

De rente voor de lening: Deze heeft uiteraard ook invloed op de totale lasten voor het park. Ter indicatie: een half procent hogere rente leidt tot 50.000 euro meer rentelast over de looptijd van de lening.

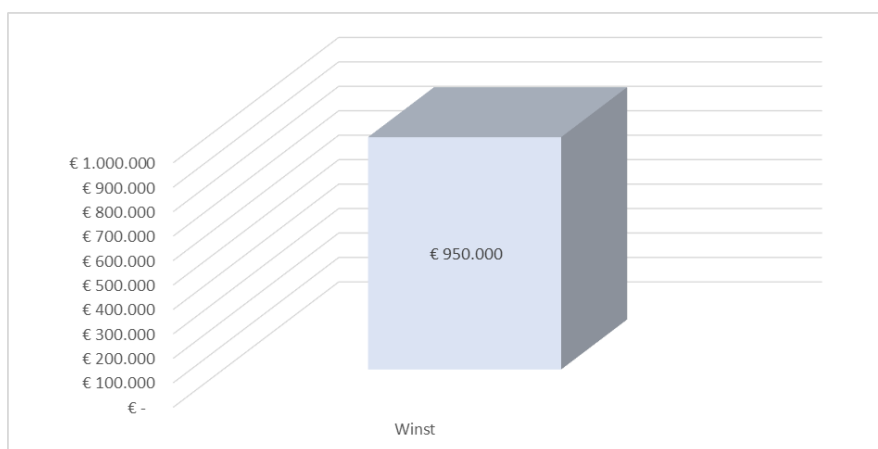
De elektriciteitsprijs: De gemiddelde elektriciteitsprijs over 25 jaar bepaalt de hoogte van de inkomsten en daarmee of de businesscase uit kan. De hoogte van de elektriciteitsprijs op de markt is uiteraard onderhevig aan verschillende externe factoren. Deze bepalen de prijs nu en geven ook een indicatie van de prijs in de nabije toekomst. Enkele jaren terug zagen we bijvoorbeeld dat de oorlog in Oekraïne en daarmee samenhangende stijging van de gasprijs de elektriciteitsprijs ook opdreef. Er is ook een duidelijke historische correlatie te zien tussen gasprijs en elektriciteitsprijs.

Als we naar het verleden kijken en dat vergelijken met nu zien we dat de prijzen voor elektriciteit pre-corona een stuk lager lagen dan nu en dat deze prijs is gestegen tot een piek in 2022 vanwege de energiecrisis. Daarna zijn de prijzen weer gaan dalen. Deze zijn echter nog niet terug op het niveau van pre-corona. In onderstaande tabel is de gemiddelde jaarlijkse kWh prijs te zien (bron: epexspot.com via ANWB energie).

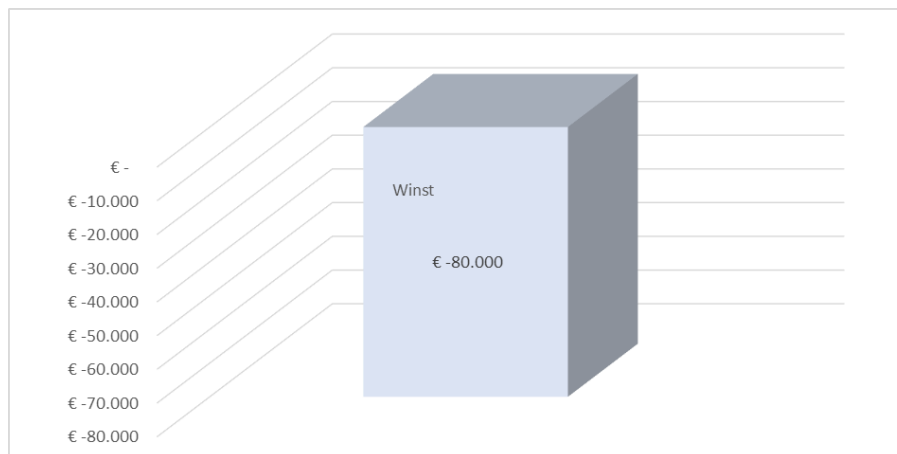
Jaar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 ytd
gemiddelde kWh-prijs excl. BTW	€ 0,05	€ 0,06	€ 0,05	€ 0,04	€ 0,13	€ 0,28	€ 0,12	€ 0,08

Uit deze tabel blijkt dat over een langere periode prijzen van rond de € 0,05 per kWh (kale prijs excl. BTW) eerder normaal zijn dan de prijzen van afgelopen jaren. Wanneer je nu uitgaat van de huidige prijs (die rond de €0,10 per kWh ligt), bestaat de kans dat deze nog gaat dalen. De verwachtingen op dit moment zijn dat de prijs voorlopig redelijk stabiel blijft rond de € 0,08 per kWh.

Echter, een verschil van bijvoorbeeld 2,5 eurocent heeft een gigantische impact op de voorlopige business case voor het Zonnepark Bakkersdam. In onderstaande diagrammen is te zien wat dit verschil betekent. Figuur 3 laat de winst van het park o.b.v. gemiddelde e-prijs van €0,10 per kWh zien en figuur 4 laat de winst zien bij een gemiddelde e-prijs van €0,075 per kWh. Een verschil van ruim 1 miljoen euro. Waarbij het park bij € 0,075 gemiddeld over de looptijd een verlies maakt van bijna 90.000 euro, bovenop de inleg van het eigen vermogen van zo'n 300.000 euro.



Figuur 3: Resultaat van het park o.b.v. gemiddelde e-prijs van €0,10 per kWh



Figuur 4: Resultaat van het park o.b.v. gemiddelde e-prijs van €0,075 per kWh

Conclusie: Uit bovenstaande volgt dat het opereren op de energiemarkt dus een behoorlijke onzekerheid met zich meebrengt. De haalbaarheid hangt dus grotendeels af van de gemiddelde verkoopprijs van de elektriciteit over 25 jaar. Als we dit gegeven uitwerken voor de voorlopige business case van het zonnepark Bakkersdam voor de 2 routes is het dus belangrijk om te bepalen hoeveel invloed we op de prijs kunnen uitoefenen.

De overheid heeft, om business cases voor groene energieopwekking een grotere kans van slagen te geven, dan ook subsidies in het leven geroepen. De twee subsidies waar dit zonnepark aanspraak op kan maken zijn de SDE++ subsidie en de SCE-subsidie. Deze subsidies vangen lage elektriciteitsprijzen op en vergoeden het verschil tussen de op dat moment vigerende elektriciteitsprijs (het correctiebedrag) tot aan een zogenaamd basisbedrag. In het geval van het zonnepark Bakkersdam is het basisbedrag voor 2024 €0,0706 voor de SDE++ en €0,07 voor de SCE. Stel dat de prijs voor elektriciteit naar €0,06 zakt dan vergoed de SDE subsidie dit tot €0,0706 per geleverde kWh.

Dit is ook de reden dat de meeste commerciële ontwikkelaars rekenen met de SDE++/SCE basisprijzen in hun business case, om zodoende zeker te zijn dat een business case altijd uit kan en dat de risico's op te lage inkomsten worden afgedekt door de subsidie.

Twee routes

Route energiegemeenschap

Als het park wordt ingebracht in de energiegemeenschap wanneer deze is opgericht, gaat de gemeente een deel van de aandelen in het park aanbieden aan de overige 2 partities binnen de energiegemeenschap. Hoeveel de uiteindelijke verhouding tussen de aandelen van de gemeente en de overige partities gaat worden zal afhangen van hoeveel aandelen deze partities willen kopen. Bij een goed rendement zal de interesse waarschijnlijk hoger zijn dan bij een lager rendement. Toch kan de energiegemeenschap er ook voor kiezen het park te adopteren, wetende dat het rendement van dit park niet optimaal is. In combinatie met andere hernieuwbare energieprojecten kan alsnog een goede mix gekregen worden met een algemeen gewenst rendement.

De elektriciteit van het zonnepark kan binnen de energiegemeenschap-constructie verkocht worden op de markt. Maar een andere mogelijkheid is dat deze direct verkocht kan worden aan de leden van de e-gemeenschap (zelflevering). Hierbij bestaat de mogelijkheid om zelf als leden van de e-gemeenschap de prijs te bepalen en daarmee wordt een kostprijs+ model mogelijk. Ook dit kostprijs+ model kan bepaald worden op basis van het gehele portfolio van parken en het zou dus mogelijk

moeten zijn om voor dit park een gemiddeld hogere elektriciteitsprijs te rekenen (vanuit de BV) dan andere parken, zodat dit park in ieder geval geen verlies lijdt. Wel is het goed te beseffen dat om een kostprijs+ model voor langere tijd te laten werken, de prijs voor de leden altijd gelijk of liever nog lager dan de op dat moment gangbare marktprijs moet zijn, wil je niet in de situatie komen dat mensen alsnog overstappen naar andere leveranciers.

Om op basis van de huidige stand van zaken een positieve business case te bewerkstelligen zou de prijs gemiddeld over 25 jaar op minimaal €0,085 moeten worden gezet. Dat levert een winst van zo'n €305.000,- op waarmee de initiële investering van de gemeente van €298.000,- terugverdiend wordt. Dit geeft echter geen ruimte voor onvoorziene omstandigheden zoals bovenstaande omschreven risicofactoren. Denk aan onvoorziene operationele kosten of prijsstijgingen van bijvoorbeeld onderhoud hoger dan de inflatie. Om voldoende buffer te houden zou een prijs van bijvoorbeeld €0,088 aangehouden kunnen worden. Dit levert een winst van €412.000,- op, ruim €100.000,- hoger dan de inleg van het eigen vermogen.

Bovenstaande keuze is een keuze die de energiegemeenschap gezamenlijk moet maken. Of de gemeenteraad, als deze in een eerste stadium nog volledig zeggenschap heeft over het park.

Route opereren in de markt

Als het park voor langere tijd in eigendom blijft van de gemeente omdat er geen energiegemeenschap komt of deze op zich laat wachten, zal de gemeente in de markt moeten opereren. De elektriciteit wordt dan op de energiemarkt verkocht en afhankelijk van de keuzes die hierbij gemaakt worden (welke elektriciteitsmarkt bijvoorbeeld) zal er meer of minder verdiend worden aan de verkoop van elektriciteit. Zoals we eerder al hebben gezien liggen de huidige prijzen rond de €0,010 per kWh (kale prijs). In dat geval maakt het park aanzienlijke winst. Zoals we in bovenstaand diagram rechts ook al zagen zou dat zo'n €950.000,- zijn.

Echter als de prijs zoals voorzien de komende jaren gaat dalen naar het pre-corona niveau is het maar de vraag of deze winst overeind blijft. Ter indicatie. Als de prijs gemiddeld over 25 jaar op €0,075 cent per kWh zit, maakt het park zo'n €87.000 euro verlies. De gemeente zou dan haar initiële inleg van €300.000,- kwijt zijn en daarnaast nog €87.000 euro moeten inleggen over de looptijd van het park. Zoals we hiervoor al hebben gezien biedt de SDE++ of SCE subsidie (die overigens alleen door een coöperatieve vereniging verkregen kan worden), dan een te lage basisprijs en deze kan het verlies dus niet opvangen. Uitgaande van de huidige SDE++/SCE basisprijs van €0,07 per kWh kan het verlies zelfs uitkomen

N.B. Het is bovendien goed te bedenken dat als de gemeente ontwikkelt en uiteindelijk exploiteert met prijzen onder de marktprijs, dit gezien kan worden als staatsteun. Wellicht kan het 'zwaarwegend algemeen belang' van de energietransitie en RES-opgave maken dat staatsteun argumenten van tafel geveegd kunnen worden, maar dat is op dit moment nog niet volledig duidelijk.

Conclusie

Voor de huidige business case is bij het langjarig opereren onder marktomstandigheden het risico aanwezig dat de prijzen dusdanig zakken dat het park verlies lijdt. Aan de andere kant is het natuurlijk wel zo, dat als de prijzen een jaar of langer stijgen naar bijvoorbeeld €0,15 of €0,20 (zoals in 2022), de winst in die jaren dusdanig is dat deze kan compenseren voor slechte jaren. De onzekerheid is echter groot.

Om het risico van met name de prijsvolatiliteit te mitigeren zijn de opties beperkt. Het meest voor de hand liggende is wachten tot de business case verbetert (lagere investeringskosten) en/of de SDE++ of SCE subsidie basisbedragen hoger worden.

Mocht de business case niet verbeteren en er op langere termijn geen uitzicht zijn op een energiegemeenschap, dan is het de vraag of de gemeente de ontwikkeling van dit park moet

voortzetten. Het park ontwikkelen om het te verkopen is een optie, maar het is de vraag of het park verkoopbaar is als het rendement laag is. Een laatste optie die nog onderzocht kan worden is of het park door de gemeente ontwikkeld kan worden en middels een langjarige PPA constructie stroom lokaal verkocht kan worden aan bijvoorbeeld nabijgelegen bedrijven. Maar ook hierbij is het maar zeer de vraag of dit voor de benodigde verkoopprijs van minimaal €0,085 kan. De maximale contractduur zal dan waarschijnlijk 10 jaar zijn, korter dan de gehele looptijd van het park.