



## Uitleg over de onderdelen van de businesscases van zonneparken en windmolenparken

F. Debets  
Debets bv  
Oktober 2020

## Inhoud

Inleiding .....	3
1. De exploitatie van zon- en windprojecten .....	3
2. De ontwikkeling in drie fasen .....	7
3. De financiering .....	9
4. De uitwerking in het rekenschema .....	10
4.1 Toelichting bij enkele onderdelen van het schema.....	12
Eindnoten .....	18

## Inleiding

In dit document wordt antwoord gegeven op de vraag van de gemeente Berkelland:

Breng een business case in beeld voor 2 referentieprojecten: zonnepark van 10 ha. en een windturbinepark van 3 turbines. Het doel is om als gemeente een globaal beeld te krijgen van de componenten binnen die business cases.

In drie hoofdstukken wordt op hoofdlijnen uitgelegd hoe de projecten ontwikkeld worden en hoe het verdienmodel werkt. Daarbij worden enkele uitdrukkingen en technieken toegelicht. In het vierde hoofdstuk wordt uitgelegd hoe de besproken onderdelen in een rekenmodel uitgewerkt worden. Het rekenmodel is in een bijlage bijgevoegd.

Ter wille van de leesbaarheid worden de hoofdpunten van de businesscase kort en in hoofdlijnen beschreven in de eerste drie hoofdstukken. In hoofdstuk 4 worden meer details beschreven en in 4.1 worden de details nog verder uitgewerkt. Voor meer diepgang wordt verwezen, via de eindnoten, naar aanvullende bronnen en documenten.

Deze uitleg en het bijbehorende rekenmodel zijn niet bedoeld om specifieke projecten door te rekenen.

### 1. De exploitatie van zon- en windprojecten

Windmolens en zonnepanelen produceren elektriciteit die verkocht wordt aan een afnemer, dit is doorgaans een energiebedrijf dat de elektriciteit verkoopt aan zijn klanten. De daarvoor opgestelde overeenkomst wordt de *Power Purchase Agreement* (PPA) genoemd. De prijs voor de stroom wordt bepaald door de markt van vraag en aanbod, de dagelijkse fluctuaties zijn te volgen op de stroombeurs<sup>i</sup>. De prijs per kWh schommelt doorgaans tussen 3 en 5 cent, met pieken van rond 8 cent en dalen tot onder 0 cent.

Omdat de kostprijs van stroom uit zon en wind gemiddeld hoger is dan de marktprijs geeft de overheid een subsidie om de investeerders over te halen om toch in deze systemen te investeren. Deze subsidie is de SDE++ subsidie<sup>ii</sup>. De subsidie heeft een voorjaarsronde en een najaarsronde, in 2021 wordt dit misschien één ronde. Per ronde wordt voor de diverse technieken een maximumvergoeding aangehouden. Om prijsconcurrentie te bevorderen kunnen de aanvragers inschrijven op een lagere vergoeding, dit verhoogt hun kans op honorering. De vergoeding wordt uitgedrukt in Euro per ton CO<sub>2</sub>-reductie en in Euro per kWh.

Afbeelding 1. Voorbeeld SD++ najaar 2020

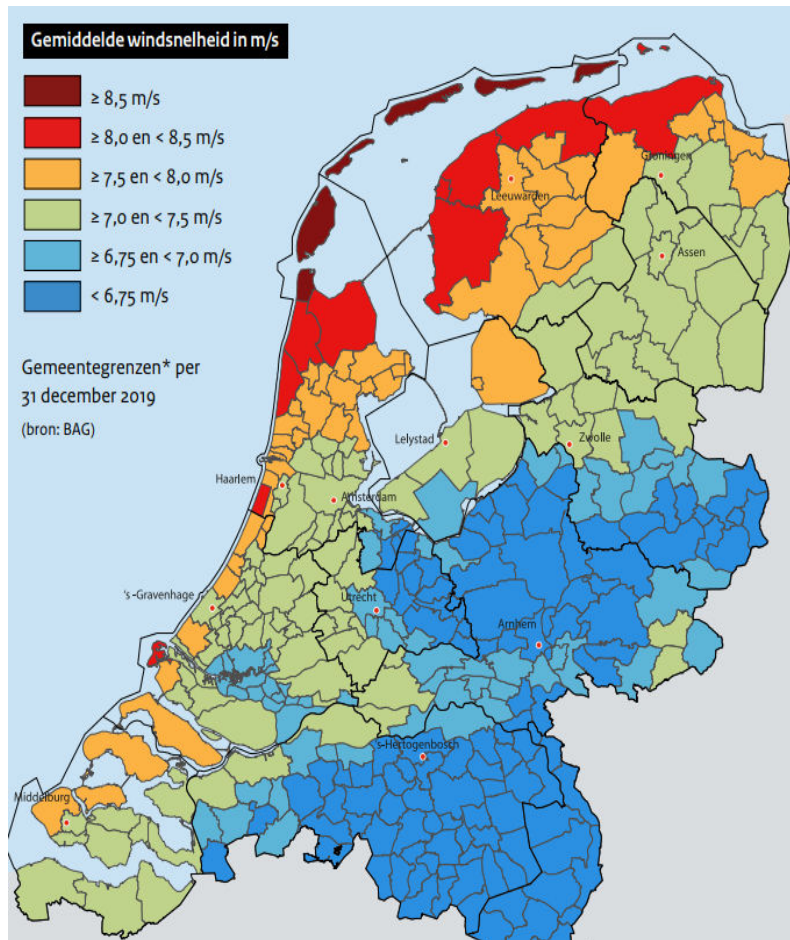
Voor het najaar 2020 loopt de regeling op 24 november, 9.00 uur tot donderdag 17 december, 17.00 uur. Het budget van de najaarssronde is € 5 miljard.		
		<b>Euro per ton CO<sub>2</sub>reductie</b>
Fase 1.	24 november 9.00 uur tot 30 november 17.00 uur	65 Euro reductie
Fase 2.	30 november 17.00 uur tot 7 december 17.00 uur	85 Euro
Fase 3	7 december 17.00 uur tot 14 december 17.00 uur	180 Euro
Fase 4	14 december 17.00 uur tot 17 december 17.00 uur	300 Euro

Als de subsidieaanvraag wordt gehonoreerd, dan wordt de vergoeding (dit heet het *basisbedrag*) waarop is ingeschreven, voor 15 jaren vastgelegd. In jaar x bepaalt de overheid wat de reële gemiddelde marktprijs in jaar x-1 is geweest, dit is het *correctiebedrag*. De uit te betalen subsidie wordt dan: basisbedrag - correctiebedrag. Dus als de marktopbrengst hoog was, is de subsidie laag; als de marktopbrengst laag was, is het subsidiebedrag hoog, het resulterende eindbedrag is steeds gelijk. In de exploitatie kan de eigenaar zo rekenen met een vaste opbrengst per geleverde kWh gedurende 15 jaren. Daarna wordt alleen de marktvergoeding de bron van inkomsten.

De grondslag voor de SDE-vergoeding is een reëel financieel rendement voor de investeerder. Dit rendement wordt bepaald door o.a. de kostprijs van de systemen, de rente voor leningen, de kosten voor verzekeringen, onderhoud, etc. Omdat deze elk jaar veranderen wordt elk jaar onderzocht wat de reële kosten zijn, dit wordt verwerkt in een advies van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en op basis van het advies wordt de SDE vastgesteld door de Tweede Kamer. Parameters uit het PBL-advies voor de SDE 2020 zijn gebruikt in dit document en in het rekenmodel voor Berkelland (er wordt dan gerefereerd aan “het SDE-advies”).

**Bij wind** geldt dat de windsnelheid per locatie verschillend is, hiervoor wordt gecorrigeerd (in de SDE) zodat het rendement op elke locatie gelijk kan zijn.

Afbeelding 2. Windsnelheid per gemeente



De kaart geeft aan dat Berkelland kan rekenen 6,75 – 7 meter per seconde. Vanaf 2020 wordt gewerkt met Windviewer<sup>iii</sup> waarmee per molenlocatie en met de ashoogte de windsnelheid kan worden bepaald. Daarvan kan de productie per eenheid van vermogen worden berekend: kWh/kW.

**Bij zon** moet ook met een reëel aantal uren gerekend worden in de opbrengstbepaling per eenheid van vermogen: kWh/kW. Dit is afhankelijk van de locatie en de opstelling van de panelen. Hiervoor worden gestandaardiseerde rekenprogramma's gebruikt. In de standaardopstelling worden de panelen op het zuiden gericht onder een hoek van 35 tot 40 graden. Door deze hoek creëert elk paneel een schaduw waardoor het volgende paneel op afstand geplaatst moet worden. Een andere optie is een oost-west opstelling waarbij de helft van de panelen op het oosten is gericht en de andere helft op het westen, beide onder een lage hoek

van ca. 20 graden. Er kunnen dan meer panelen per vierkante meter geplaatst worden, de investering per hectare is daarom hoger. De opbrengst per paneel is dan lager, de opbrengst per hectare is echter hoger. Omdat de productiepiek rond het middaguur lager is, kan het vermogen van de omvormers ook verlaagd worden.

Afbeelding 3: *zonnepanelen in een zuid opstelling*



Afbeelding 4: *zonnepanelen in een oost-west opstelling*



**De financiering** van het project is zeer bepalend voor de business case. Gedurende het project worden leningen afgelost en de rente over de leningen worden betaald. Vaak worden de investeringen in 15 jaren afgeschreven (de tijdsduur van de SDE-ondersteuning) en de leningen afgelost. Het financieel resultaat kan daardoor gering of negatief worden. Daarentegen zijn de

kosten na 15 jaar zijn veel lager en is de exploitatie nog mogelijk op basis van de (lagere) marktvergoeding. Per project zal de balans tussen de kosten en baten op korte en langere termijn verschillend zijn, de financieringsgrondslag is hierin bepalend.

De technische levensduur van de systemen is langer dan de economische levensduur, voor zon en wind is een levensduur van 25 – 30 jaren mogelijk. Wat de marktprijs is na de 15 jaren SDE-periode is echter een grote onzekerheid.

Na de exploitatieperiode volgt de verwijdering, de organisatie dient middelen te reserveren om de ontmanteling mogelijk te maken. Het SDE-advies gaat ervan uit dat bij zonnevelden de baten (uit verkoop gebruikte panelen) gelijk zijn uit de kosten, voor wind wordt 5% van de initiële investering gerekend.

## 2. De ontwikkeling in drie fasen

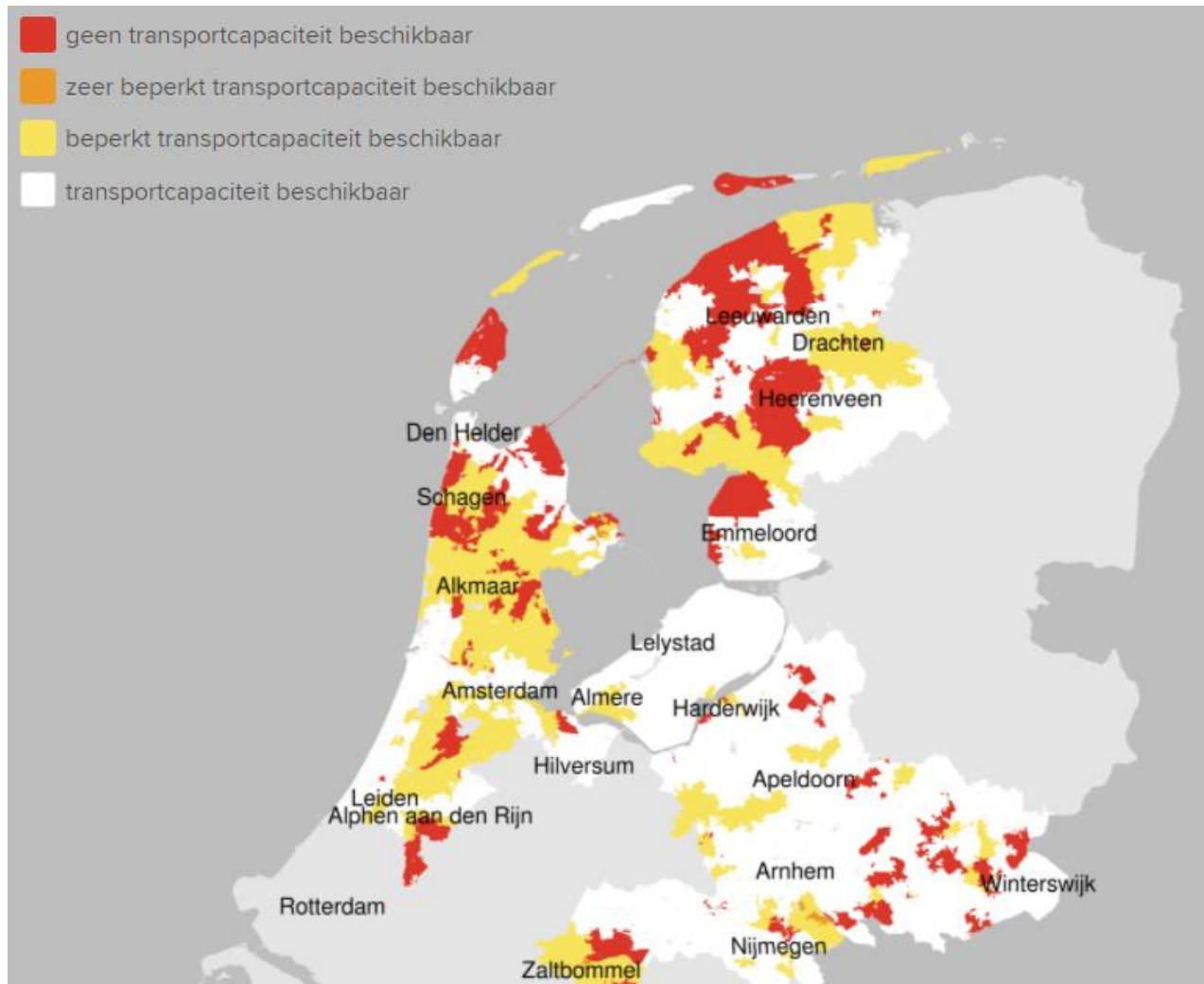
De **ontwikkeling** start bij een persoon of een organisatie die het idee opvat om een project te realiseren. Er wordt een eerste plan gemaakt en dit wordt oriënterend besproken met derden: perceelseigenaren, omwonenden, de gemeente, de bank, de netwerkbeheerder, deskundigen etc. Stapsgewijs wordt het plan verder uitgewerkt, voor de uitwerking worden deskundigen ingehuurd. Vergunningen worden voorbereid, de SDE wordt aangevraagd, de aansluitmogelijkheden worden verkend, de financiering wordt voorbereid, de afspraken met de EPC-partner (de constructeur) worden voorbereid. In deze fase kan een rechtspersoon, een b.v, vereniging of stichting, opgericht worden om de voorbereidingen te structureren. Deze SPV (special purpose vehicle) is vaak niet de rechtspersoon die in de investeringsfase wordt gebruikt.

Bij kleinere projecten (wind tot 5MW) toetst de gemeente de aanvraag aan de structuurvisie en bestemmingsplan, boven 5MW tot 100 MW doet de provincie dit. Boven 100 MW kan het Rijk de coördinatie overnemen cf. de rijkscoördinatierегeling (RCR).

Het ontwikkelproces kan soms jaren duren, o.a. door verzet vanuit de omgeving of onzekerheid over de netaansluiting, de kans op afbreuk is groot. De uitgaven zijn vooral aan uren gerelateerd. De kosten worden Devex genoemd: development expenditure.

De netaansluiting wordt in veel gebieden bemoeilijkt omdat het net “vol” is. Aan de oostkant van Gelderland is er ook sprake van een tekort aan transportcapaciteit.

Afbeelding 5: overzichtskaart van beschikbaarheid van transportcapaciteit van Liander



Als de vergunningen en de SDE-beschikking er zijn, begint de **investeringsfase**. De plannen worden tot op detailniveau uitgewerkt en in uitvoering gebracht. Contracten worden getekend, de investeringen in materiaal worden gedaan, de constructie start. Bij zon is de constructie veel eenvoudiger dan bij windmolens waar de fundering, het plaatsen van de masten en het inhijzen van turbine specialistisch werk is. Dit proces duurt twee tot drie jaren, de SDE eist dat de uitvoering binnen een vastgestelde termijn wordt gerealiseerd<sup>iv</sup>. De uitgaven zijn zeer omvangrijk en aan de investeringen gerelateerd. De risico's worden lager naarmate de realisatie dichterbij de oplevering komt. De kosten worden Capex genoemd: capital expenditure.

Als het werk wordt opgeleverd start de **exploitatie**. Deze periode duurt 20 tot 30 jaren (het PBL advies rekent met 20 jaren). De kosten en uitgaven zijn o.a. personele kosten, verzekeringen,



onderhoud, vervangingen, pachtkosten, OZB, afdracht aan een gebiedsfonds, rente en aflossingen. De kosten in deze fase worden voor een groot deel bepaald door de keuzes en de afspraken in de voorgaande fases. Na de start van de productie zijn de risico's sterk verminderd voor de SDE-periode. De periode na de SDE is vanwege de onzekere stroomprijs weer risicovoller.

Een uitwerking van de maatschappelijke wens om de omgeving te laten participeren in projecten is een jaarlijkse afdracht aan een gebiedsfond. De Nederlandse Wind Energie Associatie (NWEA) houdt een richtbedrag van €0,40 - €0,50 per MWh per jaar aan. Gemeenten heffen ook OZB, soms wordt een combinatie gemaakt tussen WOZ heffing en de participatie afdracht.

De uitgaven kunnen gepland en gebudgetteerd worden. De kosten worden Opex genoemd: operational expenditure.

### 3. De financiering

Grotere wind – of zonprojecten kosten al gauw tientallen miljoenen. Banken zijn bereid dit soort projecten te financieren. Als de plannen voldoen aan hun criteria, zijn ze bereid 80% tot 90% van de kosten te financieren met een lening (Vreemd Vermogen)<sup>1</sup>. De ontwikkelaar dient dan dus 20% - 10% in te brengen (Eigen Vermogen, ook wel Equity genoemd). Vaak kan de ontwikkelaar zelf een deel van het Eigen Vermogen inbrengen, hij zoekt voor het overige deel een *equity partner* die de rest inbrengt als aandeelhouder of in de vorm van een achtergestelde lening (een achtergestelde lening wordt gezien als Eigen Vermogen). Ook banken kunnen de achtergestelde lening verstrekken, zij zijn terughoudend met de financiering van zowel EV als VV.

In de ontwikkelfase is nog niets zeker. Financiers willen deze fase wel financieren, maar vragen dan een hoge rentevergoeding. Er zijn (regionale) fondsen die deze fase kunnen ondersteunen. De financiers zullen ook zekerheden (onderpanden) eisen van de ontwikkelaar. In de investeringsfase zijn er al enkele zekerheden: de vergunningen, de SDE, een goed plan. Financiers willen dit financieren en de rente is dan lager.

Als het project de exploitatiefase ingaat en de technische “kinderziektes” achter de rug zijn, wordt de financiering soms veranderd. De investeerder van het eerste uur die grote risico's nam laat zich dan uitkopen door een partij die minder risico wil lopen en bereid is een lage vergoeding (rente) te accepteren gedurende langere tijd.

In het bovengenoemde SDE-advies wordt uitgegaan van een reële vergoeding voor de investeerder. Dit wordt uitgedrukt in de WACC<sup>y</sup> (weighted average cost of capital), de

---

<sup>1</sup> Een EV-percentage van 5% is soms zelfs mogelijk.

gemiddelde kosten voor het vermogen van een bedrijf. Naarmate een project risicovoller is, zal de WACC hoger zijn. In de overzichten in het SDE-advies worden projecten met zonnepanelen gezien als het laagste risico, windprojecten hebben het één na laagste risico<sup>vi</sup>

#### 4. De uitwerking in het rekenschema

Bovenstaande onderdelen worden in een rekensheet (zie bijlage) samengevat in een rekenmodel.

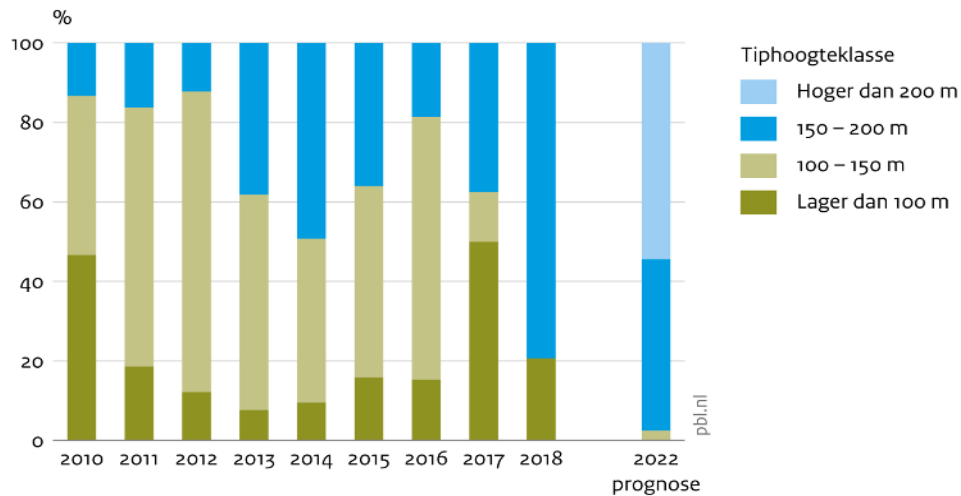
Hoewel elk project uniek is kunnen de belangrijkste onderdelen van een business case benoemd en gekwantificeerd worden. De kosten worden ten dele bepaald door de markt, maar de keuzes van de ontwikkelaar zijn ook belangrijk. Hieronder in 4.1 worden enkele onderdelen en de keuzes besproken. In het model worden grotendeels de parameters van het SDE-advies najaar 2020 aangehouden.

De afgelopen jaren zijn de **zonnepanelen** sterk in prijs gedaald. Dit is het gevolg van een verbetering van de productietechnieken, hierdoor zakte de prijs per paneel. De PV-techniek is echter ook verbeterd, dit leidde tot een hoger vermogen per paneel. De resultante van beide ontwikkelingen is een steeds lagere prijs per eenheid van vermogen (Euro per kW). Dit geldt ook voor de omvormers, de bevestigingstechniek en andere systeemcomponenten. Ook in de constructiefase zijn verbeteringen gerealiseerd, het kost nu minder tijd om een paneel te installeren dan voorheen. In de voorbereidingsfase vraagt de afstemming met de omgeving (het omgevingsmanagement) veel tijd en aandacht en dus ook kosten.

De totale investering (inclusief de voorbereiding) per kW voor nieuwe projecten (realisatie in 2023) is nu geschat op €580,- (SDE-advies najaar 2020).

Bij **windmolens** leidde de technische innovatie bij de productie en bij het product ook tot een prijsverlaging. De staalprijs heeft grote invloed op de kostprijs van de masten. Het vermogen per molen wordt steeds groter, de masthoogte wordt steeds hoger. De hogere mast leidt ook tot meer kWh/kW.

Afbeelding 6. De masthoogte wordt steeds hoger

**Hoogte van nieuw geplaatste windmolens op land**

Bron: PBL; RVO.nl

Bij wind zijn de kosten voor fundering, elektrische en civiele infrastructuur, etc. gestegen. De totale investering voor nieuwe projecten is nu geschat op ca. €1140 per kW.

Voor beide technieken geldt dat de rente erg laag is, dit verlaagt de kosten. Het aandeel in de “soft costs” groot blijft: het omgevingsmanagement, inpassingskosten, kosten voor participatie, etc.

De bovengenoemde trend van een lagere kostprijs heeft ook geleid tot een lagere SDE-vergoeding (basisbedrag), ter illustratie de trend bij zon:

Najaar 2017	13 cent per kWh (grootschalig zon, grondgebonden)
Najaar 2019	8,8 cent
Voorjaar 2020	7,4 cent
Najaar 2020	6,9 cent

Bij wind is de SDE 2020 ook gedaald t.o.v. 2019:

SDE 2019	6,4 cent per kWh (wind op land locaties met 7 – 7,5 m/s wind)
SDE 2020	4,8 cent

Wind is per eenheid van vermogen ca. tweemaal zo duur is als zon, maar het aantal productie uren (kWh/kW) leidt ertoe dat wind goedkoper is per kWh dan zon.

De verwachting is dat de trend van verlaging de komende jaren nog zal doorgaan, wellicht is over enkele jaren de SDE-subsidie niet meer nodig en kan de investering renderen met de marktvergoeding. Of de investeerders met de snelle daling van het SDE-basisbedrag nog rendement verwachten en zullen investeren is op voorhand niet te zeggen.

## 4.1 Toelichting bij enkele onderdelen van het schema

De gegevens uit het SDE-advies zijn de basis van het rekenschema en de gebruikte instelwaarden. Met de “instelwaardes” komt de zon-case uit op voldoende positieve uitkomsten. Bij wind is het rendement in de eerste jaren te laag, het lage SDE-bedrag is daarvoor een belangrijke oorzaak.

Het schema illustreert de opbouw en de dynamiek van zon- en windprojecten, het schema is niet bedoeld als instrument om de haalbaarheid van specifieke projecten te berekenen.

Baten uit subsidies als MIA of uit GVO verkoop; kosten en baten voor eigen gebruik en de complexere (rendements) berekeningen als de IRR of de liquiditeit door de jaren heen zijn niet opgenomen.

Hieronder worden de onderdelen kort toegelicht.

- **ZON**

### **Kosten in de ontwikkelfase**

Vanaf de allereerste activiteiten in de ontwikkelfase worden kosten gemaakt voor onderzoek, advisering, de indiening van de vergunningen en de leges-kosten, de aanvraag van de SDE, het omgevingsmanagement. Al deze ontwikkelkosten zijn onderdeel van de investeringskosten.

### **Investeringskosten in panelen**

Omdat de prijs per eenheid van vermogen (Euro per kiloWatt) een dalende trend vertoont en de realisatie van een project tijd kost (voor zon geldt drie jaren), kan voor een project dat in 2020 de SDE-subsidie beschikking ontvangt rekening houden met prijzen in 2022 of 2023.

Het SDE-advies 2020<sup>vii</sup> houdt voor de panelen aan:

Medio 2021:	€240 per kW (24 cent per Watt)
Medio 2022:	€230 per kW
Medio 2023:	€220 per kW

**Investeringskosten omvormers**

Het SDE-advies 2020 gaat voor de omvormers uit van:

Medio 2021:	€37 per kW
Medio 2022:	€36 per kW
Medio 2023:	€36 per kW

**Kosten voor de netwerkaansluiting**

De kosten voor de aansluiting worden in rekening gebracht door de netbeheerder, in Berkelland is dat Liander. Bij zeer grote projecten (vanaf 100 MW) is Tennet de beheerder. Vanaf ca. 30 MW overleggen Tennet en de regionale netbeheerder over de best passende aansluiting.

In het spreadsheet wordt het SDE-advies aangehouden: €30 per kW voor de aansluiting en €30 per kW voor de aansluitkabel (totaal €60,- per kW of €60.000 per MW).

Per locatie en project zal het specifiek bedrag voor kabel en aansluiting verschillend zijn. De te overbruggen afstand, de belemmeringen in het tracé en het vermogen zijn hierin bepalend.

Doorgaans wordt één kabel gelegd (in het net is de standaard dat er redundantie is, extra veiligheid met back-up leidingen).

Voor een 100 MW Tennet aansluiting moet gerekend worden met €1 miljoen voor de aansluiting, 1-1,5 miljoen voor de transformator (in eigen beheer) en €1 miljoen per kilometer leiding.

Een aansluiting van 6 tot 10 MW bij de regionale netbeheerder kost ca. €150.000 met €100,- per meter kabel (€100.000 per km).

De geïndiceerde €60.000 per MW is een vrij ruim budget.

Nb: bij zon is voor een bepaalde opbrengst ruim tweemaal meer vermogen nodig dan bij wind, dit maakt de aansluiting van zonprojecten relatief duur.

**Andere kosten**

De inpassingskosten (bv. omringende beplanting) worden niet apart benoemd, zij zijn onderdeel van de investeringskosten.

**Totale investeringskosten**

Voor de SDE 2020 werd uitgegaan van €640,- per kW (voorjaar 2020) en €580,- (najaar 2020).

Uitgaande van het najaar (€580,-) wordt voor de investeringen in panelen, omvormers en netwerkaansluiting de verwachte waarde van 2023 aangehouden: €220+ €36 + €60 = €316

De berekende ontwikkelkosten zijn dan: €580 - €316 = €264,-

In het model is de uitganginstelling voor de ontwikkelkosten €200,-

**Kosten voor onderhoud en beheer (O&M kosten) en andere operationele kosten**

Het SDE-advies houdt €6 per kW per jaar aan voor preventief en correctief onderhoud (inclusief vervanging van de omvormers na 12 jaren<sup>2</sup>), schoonmaak en monitoringsdiensten. Daarnaast zijn er kosten voor: brutoproductiemeter, verzekering, beveiliging, jaarlijkse

---

<sup>2</sup> In de looptijd van 25 jaren worden de omvormers dus eenmaal vervangen.

netwerkaansluitingskosten, assetmanagement en OZB (op basis van ca. 0,5% OZB). De huur van de grond is hierin niet opgenomen.

Het SDE-advies houdt de volgende waarden aan in Euro per kW per jaar:

O&M	€ 6,-
Bruto productiemeter	€ 0,20
Verzekering	€ 1
Beveiliging	€ 0,50
Netwerkaansluiting	€ 2
Asset management	€ 1
OZB	€ 2,10
<b>Totaal</b>	<b>€12,80 per kW per jaar</b>

Dit bedrag wordt als instelwaarde gebruikt. Daarnaast wordt een pachtvergoeding opgenomen van €4000,- per jaar en €0,50 per MWh aan participatieafdracht.

### Kosten voor de financiering

In hoofdstuk 2 is beschreven dat het risico afneemt in de projectfase; in de ontwikkelfase is het risico het grootst, als de installatie in productie is gekomen, is het risico het laagst. De rente voor leningen volgt het risicoprofiel. In het Eigen Vermogen is doorgaans een achtergestelde lening opgenomen, de leningverstrekker zal in geval van een faillissement de laatste "in de rij" zijn, daarom is het risicoprofiel hoog en de rente is daarom ook relatief hoog.

De instelwaarde is 20% Eigen Vermogen waarvan 50% met een achtergestelde lening wordt gedekt.

In het rekenmodel worden de rentes van het SDE-advies gehanteerd:

Rente op vreemd vermogen	1,5% -2% (1,5% is de instelwaarde)
Rente op eigenvermogen (achtergesteld)	9%

n.b. in de huidige rente-markt is 9% bij een achtergestelde lening aan de hoge kant.

In de kredietbeoordeling zal de kredietverlener beoordelen of er voldoende "vrij" geld is om de maandelijkse rente en aflossing te betalen, hiervoor wordt de *DSCR-indicator*<sup>viii</sup> gehanteerd. Daarnaast zal hij het business plan en het technisch ontwerp beoordelen (*due diligence*). Ook de partij die het technisch ontwerp en de constructie verzorgt wordt beoordeeld, een goede EPC partner<sup>3</sup> is daarom belangrijk. Banken zijn kritisch op de producent van de panelen, als deze geassocieerd wordt met bv. kinderarbeid of wapenhandel dan zullen ze geen krediet verlenen.

<sup>3</sup> EPC staat voor: Engineering, Procurement, Construction.

**kWh/kW**

De jaaropbrengst per eenheid van vermogen wordt uitgedrukt in uren (kWh/kW = uren). Goed geplaatste systemen kunnen rond de 1000 uren halen. Elk jaar wordt de opbrengst iets minder als gevolg van de veroudering van de systemen. De SDE rekent met 0,5% veroudering en met 950 uren over de 15 jaren SDE-periode. Afhankelijk van de locatie en het “legplan” wordt deze waarde lager.

In het rekenmodel wordt gerekend met 920 uren gedurende 15 jaren en voor de periode na 15 jaar wordt gerekend met 850 uren. Elk jaar worden enkele panelen met storingen vervangen, de nieuwe panelen zullen beter zijn de oude, dit verlaagt de verouderingsfactor enigszins.

**SDE opbrengst**

De hoogte van de SDE in 2020 (het basisbedrag) was:  
€0,074 per kWh (voorjaar) en €0,069 per kWh (najaar).

**Restwaarde en ontmanteling**

Na de exploitatieperiode zijn er kosten en opbrengsten voor het “opruimen” van de locatie. Het SDE-advies saldeert de kosten en opbrengsten op 0.

- **Wind**

**Kosten**

Bij de investeringskosten worden de volgende posten meegenomen:

- De turbine, incl. transport en installeren
- De fundering
- Elektrische en civiele infrastructuur
- Netaansluiting
- Bouwrente
- CAR verzekering (constructie all risk)
- Grondkosten bij de bouw
- Bouwmanagement
- Verwijderingskosten

De totale kosten zijn €1140 per kW (SDE-advies 2020)

Bij de operationele kosten:

Variabele kosten:

Grondkosten	€0,0026 per kWh
Onderhoudscontracten:	€0,0066 per kWh
Totaal	€0,0092 per kWh (0,92 cent per kWh)
Opslag voor transactiekosten	€0,0027 per kWh
Totaal variabele kosten	€0,0119 per kWh

Dit wordt aangevuld met €0,50 per MWh voor participatiekosten

Vaste kosten:

Verzekeringen	
Onderhoudscontracten	
OZB <sup>ix</sup>	
Beheer	
Onderhoud van wegen	
Totaal	€11,5 per kW per jaar

Deze waarden gaan uit van molens zonder hoogte restricties. Daar waar de tiphoogte (ashoogte + wieklengte) op maximaal 150 meter wordt beperkt, worden variabele onderhoudskosten verhoogd van €0,0066 naar €0,0088 per kWh.

Het SDE-advies gaat ervan uit dat de ontwikkelingskosten, de participatiekosten of juridische kosten niet worden meegerekend in de investeringskosten. Deze kosten moeten uit de exploitatie gedekt worden.<sup>x</sup> Een deel is verwerkt in de transactiekosten.

De DEVEX in het schema wordt toch apart weergegeven, daarbij wordt uitgegaan van €200,- per kW.

### Baten

De baten worden bepaald door de opbrengst van de windmolen en dit wordt vooral bepaald door de SDE-vergoeding (instelwaarde 4,8 cent per kWh) en de windopbrengst. Maar ook het onderhoud is belangrijk, de stilstand uren bij storing en onderhoud beïnvloeden de productie. Voor de windopbrengst zijn de locatie belangrijk, de hoogte en het door de wieken bestreken oppervlakte (3,14 \* kwadraat van de wieklengte). Daarnaast zijn de invloed van omringende molens (zogverliezen) en de niet-beschikbaarheid door storing mede bepalend.

De kWh/kW wordt berekend met een windenergieopbrengstberekening, gebaseerd op erkende rekenmodellen, omgevingsmodellen, windmodellen en windkaarten.<sup>xi</sup> Voor de gemiddelde windsnelheid geldt als maximum de windsnelheid voor de betreffende locatie uit de Windviewer SDE++

Hier wordt gerekend met een P50 stelpost van 3100 kWh/kW voor het gebied van beide gemeenten voor molens van 4,2 MW met een ashoogte van 140 meter en een rotordiameter van 136 meter, de tiphoogte is: 208 meter<sup>xii</sup>

De term **P50** betekent: het aantal vollasturen (kWh/kW) waarbij de verwachte jaarlijkse energieproductie voor een gegeven combinatie van locatie en productie-installatie voor de productie van hernieuwbare elektriciteit met behulp van windenergie dient te zijn bepaald met een waarschijnlijkheid van 50%; nominaal vermogen.



Afbeelding 7. Opstelling bij Deil in de Betuwe van Vestas V136 molens met een vermogen van 4,2 MW. De ashoogte is 140 meter, de rotordiameter is 136 meter, de tiphoogte is:  $140 + (136/2) = 208$  meter.



### Het SDE-basisbedrag 2020

Het SDE-advies gaat uit van een rendement op eigen vermogen van 12% en een rente op leningen van 1,2%. De instelwaarde is 1,5%

Wind op land > categorie	8,50 m/sec	€0,040 per kWh (zonder hoogte beperking)
	8,00 – 8,50	€0,042
	7,50 – 8,00	€0,045
	<b>7,00 – 7,50</b>	<b>0,048</b>
	6,75 - 7,00	0,052
	<6,75	0,056

In het rekenmodel wordt gerekend met de categorie 7,00 tot 7,50 m/sec en 4,8 cent per kWh.

### Ontmanteling

Er wordt uitgaan van (cf het SDE-advies) van 5% van de initiële investering voor ontmantelingskosten. Hiervoor wordt een jaarlijkse voorziening gedurende 20 jaren opgenomen.

## Eindnoten

- i De stroom wordt verhandeld op de APX beurs, elk uur verandert de prijs. Per dag wordt een APX index gepubliceerd. Zie: <https://www.epexspot.com>
- ii SDE stond voor *Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie*, sinds het najaar van 2020 staat het voor *Stimuleringsregeling Duurzame Energietransitie*. De regeling wordt nu als SDE++ beschreven. Zie [www.RVO.nl](http://www.RVO.nl)
- iii De website voor de Windviewer: <https://geocontent.rvo.nl/windviewer/>
- iv De SDE eist een realisatie bij zon op land van 36 maanden, bij wind op land 4 jaar
- v De WACC na belasting, wordt berekend als:  

$$\text{WACC} = [\text{aandeel eigen vermogen}] * [\text{rendement op eigen vermogen}] + [\text{aandeel vreemd vermogen}] \times [\text{rendement op vreemd vermogen}] \times [1 - \text{vennootschapsbelasting}]$$
 Voor de vennootschapsbelasting wordt 21,7% aangehouden
- vi Het risicoprofiel en de WACC in het SDE advies 2020 ( zie: [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020\\_3526\\_27-02-2020.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf))

**Tabel 3-2. Vermogenskostenvergoeding (WACC<sup>7</sup>) per thema voor de SDE+ 2020**

Thema	Gewogen gemiddelde vermogenskostenvergoeding (WACC) [nominaal / reëel]
Fotovoltaïsche zonnepanelen	2,7% / 1,2%
Windenergie	3,3% / 1,8%
Waterkracht	4,1% / 2,6%
Zonthermie en daglichtkas	4,4% / 2,9%
Vergisting en slibgisting	4,4% / 2,9%
Vergassing van biomassa	5,3% / 3,8%
Geothermie	5,3% / 3,8%
Verbranding van biomassa	5,6% / 4,0%
Overige CO <sub>2</sub> -reducerende opties	5,6% / 4,0%
Osmose	5,6% / 4,0%
Aquathermie	5,6% / 4,0%

- 
- vii Het SDE advies van het PBL voor 2020: [https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020\\_3526\\_27-02-2020.pdf](https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2020_3526_27-02-2020.pdf)
- viii De DSCR (*Debt Service Coverage Ratio*) is de verhouding tussen de betalingscapaciteit en de financiële verplichtingen aan de schuldeisers. De banken eisen doorgaans een DSCR van 1,2 als minimum.  
In het spreadsheet is de DSCR rood weergegeven als de waarde onder 1,2 is.
- ix Uit het SDE-advies over OZB:  
De OZB betreft de som van het tarief voor de eigenaar en het tarief voor de gebruiker van niet-woningen. Als grondslag voor de OZB zijn de investeringskosten genomen exclusief arbeidskosten en netwerkaansluiting. Hiervoor is gerekend met 65% van de totale investeringskosten. Het gekozen OZB-tarief is 0,5%. Deze waarde is bepaald aan de hand van data van COELO19 (juni 2019). OZB-tarieven variëren sterk tussen gemeentes en de afgelopen jaren is een licht stijgende trend waar te nemen. Daarom is er gekozen voor een iets hogere waarde dan het gemiddelde van alle gemeenten.
- x Uit het SDE-advies:  
Zoals ook in SDE+ 2019 het geval was, worden in SDE++ 2020 participatiekosten en voorbereidingskosten niet meegerekend in de berekening van het basisbedrag. De voorbereidingskosten dienen terug te worden verdiend uit het rendement op eigen vermogen. Participatie beschouwt EZK de facto als het laten meedelen in de netto-opbrengst van een windpark; bij participatie gaat het niet om kosten maar om afspraken omtrent winstdeling.
- ix Bij de SDE aanvraag worden standaard rekensheets ingevuld, daarvoor is een uitgebreide handleiding beschikbaar:  
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/09/Handleiding%20haalbaarheidsstudie%20SDE%20plus%20plus%202020.pdf>
- xii Als voorbeeld kan verwezen worden naar het park bij Deil waar het Vestas model V136 wordt geplaatst, met een vermogen van 4,2 MW en een ashoogte van 140 meter en een rotordiameter van 136 meter, de tiphoogte is: 208 meter.