

Bosch & van Rijn

Franz-Lisztplantsoen 200
3533 JG Utrecht
030 - 677 6466

Auteurs

Drs. W.L. Verweij
Steven Velthuisen MSc.

Windenergie in Noordoost Twente

Financiële analyse



Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

Windenergie in Noordoost Twente

Financiële analyse

Datum
10 november 2020

Versie
0.2

Bosch & Van Rijn
Franz-Lisztplantsoen 220
3533 JG Utrecht

Tel: 030-677 6466
Mail: info@boschenvanrijn.nl
Web: www.boschenvanrijn.nl

© Bosch & Van Rijn 2020

Behoudens hetgeen met de opdrachtgever is overeengekomen, mag in dit rapport vervatte informatie niet aan derden worden bekendgemaakt. Bosch & Van Rijn BV is niet aansprakelijk voor schade door het gebruik van deze informatie

Inhoudsopgave

HOOFDSTUK 1	INLEIDING	3
1.1	<i>Aanleiding en doel</i>	3
1.2	<i>Postcoderoos-subsidieregeling</i>	3
HOOFDSTUK 2	FINANCIËLE ANALYSE	5
2.1	<i>Inleiding</i>	5
2.2	<i>Elektriciteitsproductie</i>	5
2.3	<i>Inkomsten</i>	8
2.4	<i>Uitgaven</i>	9
2.5	<i>Resultaten</i>	11
2.6	<i>Financiële ruimte voor participatie</i>	14
BIJLAGE A	DASHBOARD FINANCIËEL MODEL	15

Hoofdstuk 1 Inleiding

1.1 Aanleiding en doel

De vier gemeenten die tezamen de regio Noordoost Twente vormen hebben Windenergiebeleid opgesteld met het oog op de realisatie van de gemeentelijke doelstellingen voor de lokale opwek van duurzame energie. Dit beleid wordt naar verwachting nog in 2020 door de gemeenten Dinkelland, Lossler, Oldenzaal en Tubbergen vastgesteld. Bosch & van Rijn heeft in verband met dat beleid een eerste verkenning van de financiële haalbaarheid uitgevoerd.

Doel van de analyse is inzicht te verkrijgen in de financiële uitvoerbaarheid en de financiële ruimte voor participatie, tegemoetkoming voor omwonenden en de uitvoering van mitigerende en compenserende maatregelen (milieu en/of ruimtelijke kwaliteit).



Er is een belangrijk onderscheid te maken tussen windturbines die vallen onder de 'gewone' stimuleringsregeling duurzame energieproductie en klimaattransitie (SDE++) en windturbines die vallen onder de nieuwe postcoderoos-subsidieregeling (PCRS). In paragraaf 1.2 is nader ingegaan op de business case van windturbines die worden geëxploiteerd met onder de PCRS-regeling. In de verdere analyse is enkel gerekend met de 'gewone' SDE++ subsidieregeling.

1.2 Postcoderoos-subsidieregeling

De PCRS is de opvolger van de Regeling Verlaagd Tarief (RVT, ook wel postcoderoosregeling genoemd). De PCRS is bedoeld voor kleinschalige lokale projecten en mag worden aangevraagd voor windturbines met een maximaal vermogen van 1 MW. Dergelijke windturbines worden in Nederland vrijwel niet meer geplaatst vanwege de veel hogere kostprijs van elektriciteit. Om lokale partijen toch de mogelijkheid te geven windenergie te benutten (cf. het model van de dorpsmolen) wordt per 2021 deze nieuwe regeling ingevoerd. Het subsidiebedrag is veel hoger dan voor 'moderne' windturbines, maar wel gemaximeerd.

In onderstaande tabel zijn de resultaten gepresenteerd van de financiële analyse voor een 1 MW windturbine met 3 verschillende tiphoogtes.

Tabel 1 Resultaten financiële analyse windturbine PCRS (3 tiphoogtes)

	Optie 75,5m tip		Optie 86,5m tip		Optie 99,5m tip	
Project IRR	1,7%		4,2%		10,7%	
Equity IRR	-5,3%		5,6%		27,1%	
Projectwaarde (NCW) ¹	€	-132.605	€	-5.981	€	346.138
Gem. nettowinst per jaar (niet verdisconteerd)	€	-6.028,00	€	7.595,00	€	45.988,00

¹ Bij een gewenst rendement op eigen vermogen van 6%

Aan de hand van de rekenresultaten kan het volgende worden geconcludeerd:

- Uit de financiële analyse blijkt dat de businesscase aanzienlijk verbetert naarmate de ashoogte toeneemt.
- De berekeningen zijn uitgevoerd voor een levensduur van 15 jaar. Omdat de hoge subsidie na 15 jaar wegvalt terwijl de relatief hoge O&M kosten voor een dorpsmolen doorlopen zal na 15 jaar alleen nog maar verlies worden gedraaid. De businesscase voor een levensduur van 20 of 25 jaar is daarom alleen maar slechter dan een levensduur van 15 jaar.
- In lijn met de aannames van het Planbureau voor de Leefomgeving, die over de hoogte van de subsidies adviseert, word er vanuit gegaan dat een windturbine wordt gefinancierd met 20% eigen vermogen en 80% vreemd vermogen. Over vreemd vermogen moet 3,5% rente worden betaald. Deze rente is hoger dan bij grote windprojecten het geval is. Dit is een gevolg van het feit dat kleine dorpsmolenprojecten voor geldverstrekkers risicovoller zijn dan grote windprojecten.

Hoofdstuk 2 Financiële analyse

2.1 Inleiding

Voorliggend document biedt inzicht in de business case van een windenergieproject in de regio Noordoost Twente. De focus ligt op de belangrijkste kosten- en batenposten, de jaarlijkse winst en het rendement op eigen vermogen.

De financiële analyse is uitgevoerd met een gedetailleerd rekenmodel ontwikkeld door Bosch & van Rijn dat is aangepast aan het windaanbod binnen de betrokken gemeenten. We gaan hierbij uit van een denkbeeldig windpark van 3 windturbines.

De aannames in het rekenmodel komen grotendeels overeen met die uit het *eindadvies basisbedragen SDE++ 2021* (PBL) en zijn waar nodig aangevuld met bij Bosch & van Rijn bekende kentallen. De belangrijkste inputparameters van het model zijn:

- De windsnelheidsverdeling op ashoogte
- De vermogenscurve van voor de locatie geschikte windturbines
- De verwachte investeringskosten en jaarlijkse kosten
- De verwachte SDE++ subsidie (op basis van de gegevens over 2021)
- Rentekosten over de banklening
- Kosten equity (eigen vermogen)

De verwachte opbrengst voor de windturbine volgt uit de financiële analyse. Hiermee is op grote lijnen een business case bepaald. Aangezien het hier een vroege inschatting van de kosten en baten van het windpark betreft kunnen aan de resultaten van deze analyse geen rechten worden ontleend.

2.2 Elektriciteitsproductie

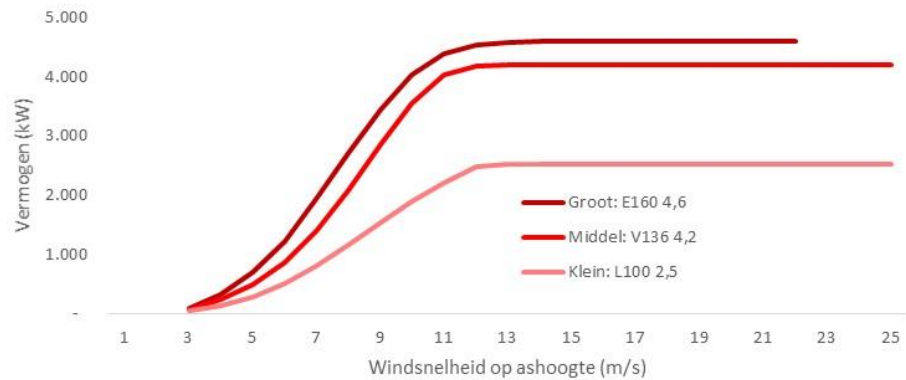
Windturbine

Voor het berekenen van de financiële haalbaarheid gaan wij uit van een windpark van 3 windturbines. De drie afmetingsklassen worden doorgerekend met de volgende specifieke windturbintypes:

- Klein: Lagerwey L100 2,5MW. (Zoals WP Nijmegen-Betuwe)
- Middel: Vestas V136 4,2MW. (Zoals WP Deil bij knooppunt A15/A2)
- Groot: Enercon E-160 4,6 MW. (Staat nog nergens in NL)

Elke windturbine heeft een vermogenscurve die aangeeft hoeveel vermogen de windturbine levert bij een bepaalde windsnelheid. Zie onderstaande grafiek.

Figuur 1 Vermogenscurve van de drie onderzochte types.



Vermogen vs. Productie

Het is goed om even stil te staan bij het verschil tussen het ‘vermogen’ van een windturbine, uitgedrukt in megawatt (MW) en de hoeveelheid elektriciteit die in een jaar wordt geproduceerd, uitgedrukt in megawattuur (MWh).

Een windturbine met een vermogen van 3 MW die een uur lang op vol vermogen draait produceert in dat uur 3 MWh. Echter, zoals uit bovenstaande figuur ook duidelijk wordt draaien windturbines niet altijd op vol vermogen; het waait immers niet altijd, of niet hard genoeg om maximaal te produceren.

Windturbines met hetzelfde vermogen produceren niet per se evenveel energie. Zo Een windturbines van 4,5 MW met een rotordiameter van 140 meter zal minder elektriciteit opwekken dan een windturbine van 4,5 MW met een rotordiameter van 160 meter. Daarom is het niet verstandig om de bijdrage van windturbines (en zonneparken) uit te drukken in MW, maar liever in MWh/jr of TJ/jr.

1 gemiddeld huishouden in NL verbruikt jaarlijks ca. 3,2 MWh aan elektriciteit.

Elektriciteit wordt vaak uitgedrukt in MWh. Dit is een eenheid van energie. Een andere veelgebruikte eenheid is de terajoule. 1 TJ (terajoule) = 277.778 MWh.

Windaanbod

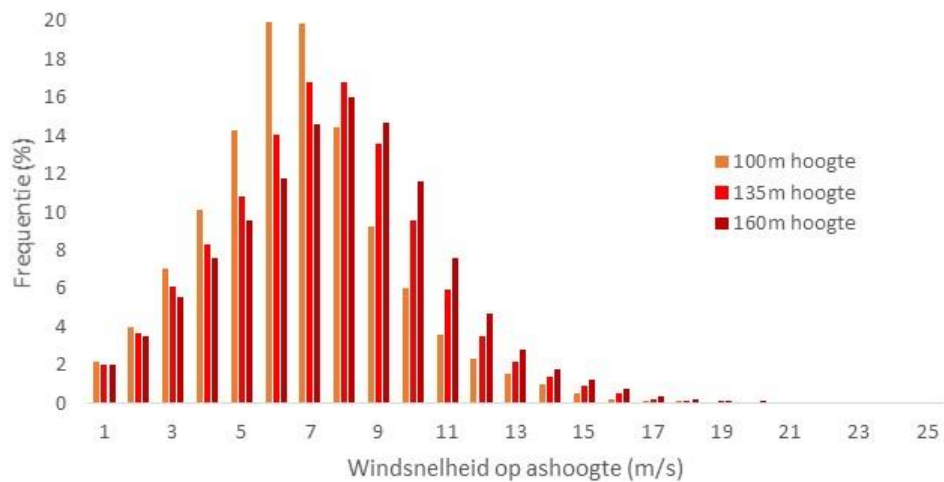
Windturbines genereren elektriciteit uit windenergie. Hoe harder het waait, hoe meer stroom er wordt geproduceerd. Daarom is het erg belangrijk om goed te weten wat het windaanbod is op de hoogte van de windturbines. Op grotere hoogte waait het gemiddeld harder, met meer productie tot gevolg, maar een hogere mast brengt ook hogere investeringskosten met zich mee.

Voor de bepaling van de windsnelheidsverdeling baseren wij ons op langjarige gemiddelde gegevens die door het KNMI beschikbaar zijn gesteld. De gemiddelde windsnelheid in de regio Noordoost Twente is:

- 6,67 m/s op 100 meter hoogte
- 7,31 m/s op 135 meter hoogte en
- 7,698 m/s op 160 meter hoogte

Onderstaande grafiek toont hoe vaak elke windsnelheid voorkomt.

Figuur 2 Windsnelheidsverdeling in de regio Noordoost Twente



Productie

Door de vermogenscurve en het lokale windaanbod te combineren maken wij een schatting van de jaargemiddelde energieproductie van een fictief windpark bestaande uit 3 windturbines.

De bruto productie is de vermenigvuldiging van de vermogenscurve, het windaanbod en het aantal windturbines in het windpark. De netto productie schatten wij op 85% van de bruto productie (verliezen voor o.a. zogeeffecten). Onderstaande tabel geeft de resultaten.

Tabel 2 Geschatte elektriciteitsproductie van een windpark van 3 windturbines. Er zijn drie afmetingsklassen doorgerekend.

Afmeting	Tiphoogte	Bruto	Netto	Park	
		MWh/wtb/jr	MWh/wtb/jr	MWh/jr	TJ/jr
Klein	150m	7.250	6.163	18.488	67
Middel	205m	15.856	13.478	40.433	146
Groot	240m	21.061	17.902	53.705	193

Het effect van de afmetingen op de energieproductie is duidelijk zichtbaar; de energieproductie van een grote windturbine is ongeveer drie keer zo hoog als die van een kleine windturbine (met tiphoogte 150 meter).

Windturbines met lagere tiphoogte dan 150 meter zijn met zekerheid niet rendabel te exploiteren onder de huidige subsidieregeling voor grootschalige windenergie (SDE++) en vallen buiten de scope van dit rapport.

2.3 Inkomsten

Verkoop van stroom en subsidie

De SDE++ is een regeling waarmee producenten van duurzame energie van de overheid een bedrag ontvangen per opgewekte kWh. Voor windenergie is dit basisbedrag vanaf 2020 afhankelijk van de windsnelheid op 100 meter hoogte ter plaatse van het windproject. Zoals in de vorige paragraaf aangegeven is dat voor de regio Noordoost Twente ca. 6,67 m/s.

Bij deze windsnelheid hoort een 'basisbedrag' van 50 euro / MWh (oftewel 5 ct/kWh).

De SDE++-bijdrage komt neer op het verschil tussen het basisbedrag en de gemiddelde 'grijsstroomprijs'. Op deze manier worden producenten van windstroom gecompenseerd voor het feit dat productiekosten van windenergie hoger zijn dan de productiekosten van grijze stroom. Op dit moment ligt de grijsstroomprijs rond de 45 €/MWh. Als de exploitant zijn stroom voor dat bedrag zou verkopen krijgt hij dus nog 5 €/MWh erbij van de overheid, voor een totaal van 50 €/MWh.

Als een project SDE krijgt is dat voor 15 jaar lang tegen hetzelfde basisbedrag. Wel is het zo dat elk jaar de basisbedragen voor *nieuwe* projecten lager wordt, aangezien dit gebaseerd is op de verwachte investeringskosten voor een nieuw windpark en windturbines steeds goedkoper worden.

Door de verwachte productie te vermenigvuldigen met het basisbedrag vinden we een schatting van de jaarlijkse inkomsten uit de productie van elektriciteit, voor de looptijd van de SDE++-regeling (15 jaar). In de daaropvolgende jaren ontvangt de exploitant enkel nog de verkoopprijs van de geproduceerde elektriciteit, waarbij we voor de berekening uitgaan van 45 €/MWh.

Tabel 3 **Inschatting van de jaarlijkse baten van een windpark van 3 windturbines.**

Afmetingen	Jaarlijkse productie	Inkomsten eerste 15 jr	Inkomsten na 15 jr
	MWh/jr	€/jr	€/jr
Klein	18.488	1.035.321	831.954
Middel	40.433	2.264.235	1.819.475
Groot	53.705	3.007.469	2.416.716

Garanties van Oorsprong (GvO's)

Per opgewekte MWh aan duurzame energie ontstaat 1 garantie van oorsprong. Deze kan worden losgekoppeld van de bijbehorende elektriciteit en apart worden verhandeld. De elektriciteit is dan niet langer 'groen'.

De markt voor GvO's is erg ondoorzichtig. De prijzen voor GvO's verschillen per opwekkingsvorm en land van herkomst. Adviesbureau Wise publiceert regelmatig prijzen van GvO's op www.wisenederland.nl.

Figuur 3 Prijzen van GvO's (1 GvO = 1 MWh) van verschillende opwekkingsvormen en herkomsten.
Tabel prijzen GvO's (laatste update: oktober 2018)

GvO Nederlandse wind (stand 2018)	€ 7,00 - € 10,00
GvO wind EU (stand 2018)	€ 2,00
GvO Nederlandse zon (stand 2015)	€ 2,70 - € 5,-
GvO Italiaanse zon (stand 2015)	€ 0,35
GvO biomassa NL (stand 2015)	< € 0,50
GvO biomassa NL met NT8080 certificaat (stand 2015)	> € 0,85
GvO Noorse waterkracht (Nordic Hydro) (stand 2015)	€ 0,20

Door de grote onzekerheid van GvO's nemen wij deze vooralsnog niet mee in de beschouwing. De waarde is onzeker, en de mogelijkheid bestaat dat deze zal stijgen of dalen. Wij sorteren hier echter niet op voor. Een al te grote verandering van de business case wordt niet verwacht, omdat het Rijk in de SDE++ subsidieregeling heeft opgenomen dat in dergelijke gevallen met terugwerkende kracht de basisbedragen uit de SDE++ kunnen worden verlaagd.

2.4 Uitgaven

Investering (CAPEX)

Een windpark vergt een grote investering. Deze wordt doorgaans niet geheel door de ontwikkelaar uit eigen zak betaald: een deel (bijvoorbeeld 80%) wordt geleend van een kredietverstrekker, zoals een bank. Deze lening wordt in ca. 15 jaar terugbetaald. Over het openstaande bedrag wordt jaarlijks rente betaald. Momenteel is de rente ca. 2,5%. Het resterende bedrag betaalt de ontwikkelaar zelf, of wordt (deels) geleend in de vorm van obligaties of venture capital.

Moderne windturbines kosten grofweg €780.000 per MW. Daarbij komt een bedrag voor de bouw en ontwikkeling van het windpark. De tabel hieronder toont indicatief de gemaakte aannames en de totale investeringskosten. Voor de netinpassing hebben we een schatting gemaakt van 2 miljoen. Omdat de business case niet gebaseerd is op een specifieke locatie kunnen deze kosten niet nauwkeuriger worden ingeschat.

Tabel 4 Investeringskosten (CAPEX) van een windpark van 3 windturbines.

Post	Aanname	Bedrag (keuro) ¹		
		Klein	Middel	Groot
Windturbine	780 keuro/MW	5.850	9.828	10.764
Fundering etc.	117 keuro/MW	878	1.474	1.615
Netaansluitkosten	Grove schatting	2.000	2.000	2.000
Bouwleges regio NOT	1,35% van bouwkosten + € 25.760	150	150	150
Onvoorzien	5% van prijs wtb & fundering	336	491	538
Ontwikkelingskosten (DEVEX)	21 keuro/MW	158	265	290
Overig	2 keuro/MW	15	25	28
CAPEX Totaal		9.386	14.234	15.382

Operationele kosten (OPEX)

Een windturbine heeft, in tegenstelling tot de meeste productievormen, geen brandstof nodig om elektriciteit te produceren. Er zijn jaarlijks wel andere operationele kosten, zoals garantie- en onderhoudscontracten, grondkosten, diverse verzekeringen, netinstandhoudingskosten, eigenverbruik, OZB, beheer en land- en wegenonderhoud. Wij rekenen met de getallen die PBL gebruikt bij het vaststellen van de basisbedragen voor de SDE++ subsidieregeling.

Tabel 5 Operationele kosten (OPEX) van een windpark van 3 windturbines.

OPEX	Aanname	Bedrag (keuro / jaar)		
		Klein	Middel	Groot
Indexering OPEX	2,0% per jaar			
Grondkosten	€2,3/MWh/jaar	43	93	124
Opslag voor transactiekosten	€2,7/MWh/jaar	50	109	145
Omgevingskosten	€0,5/MWh/jaar	9	20	27
Variabele O&M-kosten	€5,3/MWh/jr	98	214	285
Vaste O&M-kosten	11 keuro/MW/jr	83	139	152
Extra O&M-kosten na 15 jaar	5% bovenop vaste kosten	4	7	8
Management	0,10% van CAPEX	9	14	15
OPEX eerste 15 jaar		291	589	747
OPEX na 15 jaar		295	596	754

N.B. de hierboven genoemde 'omgevingskosten' worden conform de gedragscode van de Nederlandse Windenergie Associatie (NWEA) gesteld op minimaal 50 ct/MWh. Deze post is dus bedoeld voor (bijvoorbeeld) een omgevings- of duurzaamheidsfonds.

¹ keuro = 1000 euro

Financieringskosten

Wanneer de windturbines deels met vreemd vermogen worden aangeschaft zal de uitgave in jaar 0 kleiner zijn. In plaats daarvan komen er echter jaarlijks financieringskosten bij: de lening zal moeten worden terugbetaald en er moet rente betaald worden over de openstaande lening.

In de analyse van de business case gaan wij uit van:

- 20% inleg eigen vermogen. 80% vreemd vermogen.
- Rente vreemd vermogen: 2,5%.
- Aflossing: lineair in 15 jaar.

Belasting

Over het bedrijfsresultaat moet vennootschapsbelasting worden betaald. De afschrijving mag hiervan worden afgetrokken. Er is uitgegaan van een afschrijving in 15 jaar.

2.5 Resultaten

Kasstroom

De hierboven beschreven kosten en baten zorgen elk jaar van de exploitatie van het windpark voor een nettowinst of –verlies voor de ontwikkelaar/exploitant.

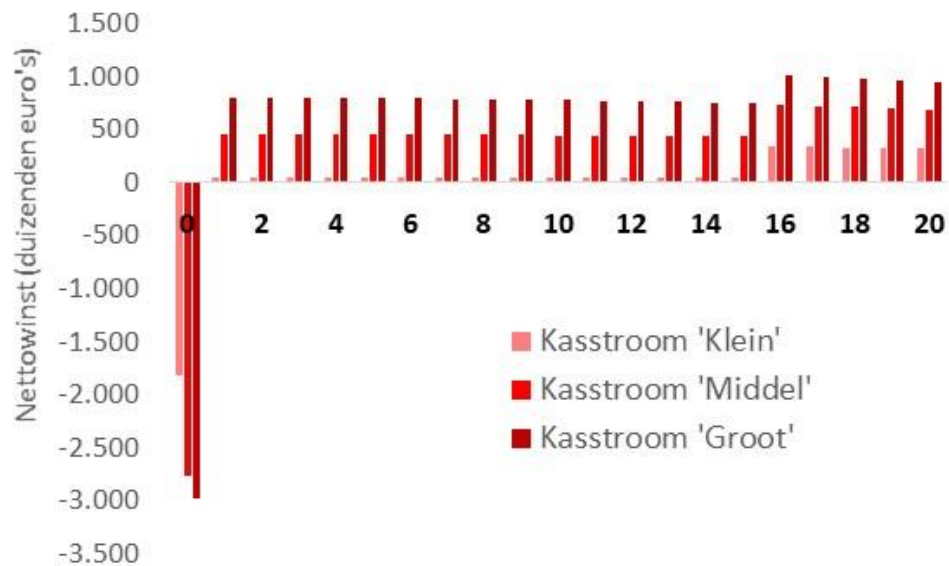
In jaar 0 wordt een grote uitgave gedaan: een deel van de investering zal uit eigen vermogen moeten worden betaald.

In de jaren 1 t/m 15 zijn de inkomsten hoog door de SDE++. De kosten zijn ook hoog vanwege de openstaande lening.

In de jaren 16 en verder vallen zowel de SDE-bijdrage als de financieringskosten weg.

Onderstaande figuur toont het verloop van de kasstroom eigen vermogen voor de drie afmetingen.

Figuur 4 Kasstroom van de eerste 20 jaar van het windproject.



Interne opbrengstvoet (IRR)

De belangrijkste resultante van de berekening is de interne opbrengstvoet (Internal Rate of Return, IRR) van het project, oftewel het netto rendement van de investering in het windproject. Hoe hoger de IRR, des te rendabeler het project.

Investeerders hanteren een grenswaarde (voor commerciële partijen is dit vaak ca. 8%, terwijl ideële organisaties zoals coöperaties met minder rendement genoeg nemen). Als een project een hogere interne opbrengstvoet heeft dan deze grenswaarde wil dan niet alleen zeggen dat het project winstgevend is (dat is al het geval bij een IRR van 0,1%), maar dat het ook **voldoende winstgevend** is naar de maatstaven van het bedrijf.

Project IRR

Het project IRR is berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 de totale investering, gevolgd door de bruto winst (EBITDA) in de jaren daarop. Dit is dus het rendement zonder de (hefboom)effecten van financiering.

Equity IRR

Het rendement op eigen vermogen is berekend door de interne opbrengstvoet te berekenen van een reeks getallen met in jaar 0 dat deel van de investering dat met eigen vermogen is betaald, gevolgd door de kasstroom na belasting (EBITDA minus rente & aflossing, minus vennootschapsbelasting).

Netto Contante Waarde (NCW)

De netto contante waarde (Engels: NPV, net present value) is een andere maat voor de rentabiliteit van het project. Om deze te berekenen is het nettoresultaat van jaar 0 t/m jaar 15, 20 of 25 *contant gemaakt*, dat wil zeggen teruggerekend naar

het jaar 0 tegen een disconteringsvoet van 4% (een percentage waarvan wij inschatten dat het voor coöperaties nog acceptabel is)². Deze waarden zijn vervolgens opgeteld. Dit geeft een maat van de absolute waarde van het project. Een negatieve NCW betekent dat het project minder oplevert dan wanneer het geld in een andere investering een rendement van 4% kan genereren. Als het project dus een IRR heeft van 4% is de NCW precies gelijk aan €0.

Business case

De kasstromen leiden tot de volgende resultaten, waarbij wij gekeken hebben naar de kasstromen over een periode van 20 jaar.

Tabel 6 Resultaat business case van een (denkbeeldig) windpark van 3 windturbines in de regio NOT.

	Klein	Middel	Groot
Project IRR	2,0%	6,9%	10,3%
Equity IRR	1,8%	16,2%	26,6%
Equity NPV (bij 4%)	-0,46 mln €	3,86 mln €	7,88 mln €

In zijn algemeenheid geldt: hoe groter de windturbines, des te goedkoper de stroom die zij produceren. Daarom heeft een windpark met grote windturbines een hoger rendement dan een windpark met kleine windturbines.

Belangrijk om te realiseren is dat elk jaar voor de nieuwe subsidieronde het *basisbedrag* wordt berekend: dit is het bedrag tot waar de overheid door middel van subsidie de inkomsten per geproduceerde MWh aanvult. Het doel van de subsidie-regeling is te zorgen dat een windpark precies zo rendabel is dat marktpartijen in het project willen investeren, zonder dat het ze teveel winst oplevert. Als windturbines goedkoper worden zal ook het basisbedrag dalen. Dat betekent dat oudere modellen die enkele jaren geleden gangbaar waren tegenwoordig niet meer rendabel geplaatst kunnen worden: de overheid stimuleert dat de meest kostenefficiënte windturbines worden geplaatst.

Uit de berekening blijkt dat windturbines met een tiphoogte van 150 meter nauwelijks rendabel zijn. Een partij die 4% rendement op zijn investering wenst te halen zal niet tot investering in een dergelijk project overgaan. De 'Equity IRR' van 1,8% voor dergelijke windturbines betekent dat de netto contante waarde van het windpark pas positief zal zijn als de initiatiefnemer genoeg neemt met een jaarlijks rendement van minder dan 1,8%.

Dit, in combinatie met het feit dat de voorbereidingstijd van een windpark enkele jaren vergt, waardoor de subsidiebedragen nog verder gedaald zullen zijn, maakt het onwaarschijnlijk dat windturbines met een tiphoogte van 150 meter of minder in de regio Noordoost Twente geplaatst kunnen worden onder het SDE++-subsidie-regime.

Voor grotere modellen geldt nog steeds: hoe groter, hoe rendabeler.

² Jaar 0 bevat de inleg eigen vermogen, een negatieve post.

2.6 Financiële ruimte voor participatie

Uit het financieel model volgt een berekening van de nettowinst van het project. De gemiddelde jaarlijkse netto winst gedurende de eerste 15 jaar van het project zijn weergegeven in tabel 7. Dit geeft over de duim inzicht in het beschikbare budget voor het uitkeren van tegemoetkomingen, afdrachten aan een fonds etc. Uit het financieel model blijkt dat een windpark met 3 windturbines met een tiphoogte van 150m niet rendabel te exploiteren is, het resultaat is negatief.

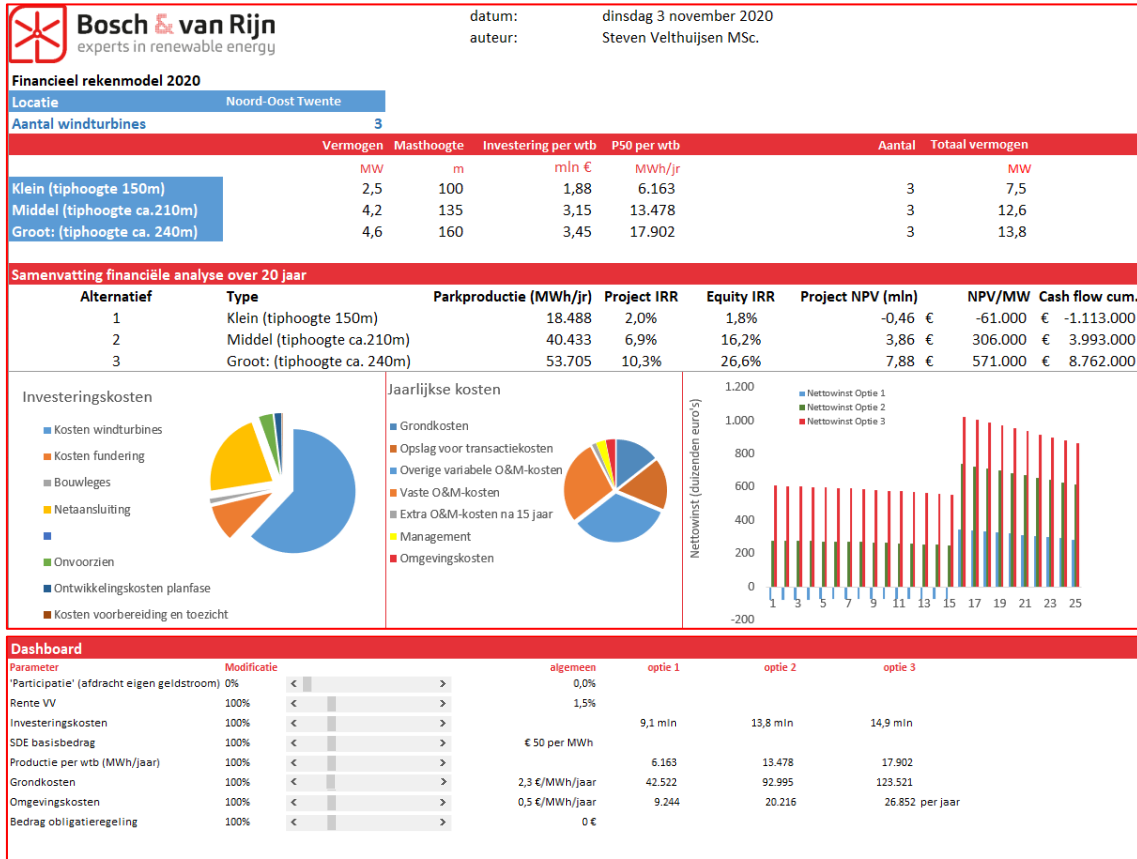
Bij het interpreteren van de deze cijfers is het volgende van belang:

- De netto winst is berekend voor een scenario waarin de exploitant genoeg neemt met een projectrendement van 4%. Dat is geen businesscase die aantrekkelijk is voor marktpartijen, die stappen daar niet in. Het is alsnog wel een geschikt rendement voor (sommige) energiecoöperaties
- Afdrachten uit de netto winst zijn gelimiteerd, deze gaan namelijk ten koste van het projectrendement. Vanuit de financiering en de cashflow zijn daar grenzen aan. Het is niet zo dat het gehele budget kan worden benut voor afdrachten aan de omgeving.
- In het financieel model is al onder de operationele kosten rekening gehouden met een jaarlijkse afdracht aan de omgeving, conform de NWEA gedragscode van 0,50 euro/MWh. Deze afdracht is in het model opgenomen onder het kopje 'omgevingskosten'. Dit komt neer op een afdracht van € 9.000, € 20.000 en € 27.000 per jaar voor de drie afmetingsklassen.

Tabel 7 **Netto winst windpark (3 windturbines) in Noordoost Twente, gemiddeld over eerste 15 jaar.**

Afmeting	Tiphoogte	Netto winst TJ/jr
Klein	150m	ca. minus 75.000
Middel	205m	ca. € 260.000
Groot	260m	ca. € 575.000

Bijlage A Dashboard Financieel model





Bosch & van Rijn
experts in duurzame energie

Franz-Lisztplantsoen 200
3533 JG Utrecht
www.boschenvanrijn.nl

