

709003
12 oktober 2009

Kosten en baten windpark
op land

Definitieve rapportage

Opdrachtgever

Senternovem

Documenttitel Kosten en baten windpark op land

Soort document Definitieve rapportage | 12 oktober 2009

Projectnaam Geldstromen duurzame energie

Projectnummer 709003

Opdrachtgever Senternovem

Auteurs Martijn ten Klooster, Sergej van de Bilt

|.....

d.d. |.....

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	4
1.1	Inhoud rapportage	4
1.2	Leeswijzer	4
2	Casus windturbinepark	5
2.1	Het windturbinepark	5
2.2	Locatie	6
2.3	Onderdelen windpark	7
3	De kosten	9
3.1	Financiering	9
3.2	Onderhoud/verzekeringen	10
3.3	Grondkosten	11
3.4	Belastingen/overheid	11
3.5	Netaansluiting	12
3.6	Overige kosten	12
4	De baten	14
4.1	Verkoop elektriciteit	14
4.2	Subsidie	14
4.3	Variatie	15
5	Overzicht	17
5.1	Uitgangspunten	17
5.2	Kosten en baten voor een windpark met 5 windturbines	17
5.3	Kosten en baten voor een windpark van 15 MW	18
6	Onzekerheden	21
	Literatuur	22

1 INLEIDING

De idee kan bestaan dat je met een windmolen¹ kunt leven van de wind. Dat het echter niet zo eenvoudig is, is niet zo gek. Een windturbine is een kostbare installatie om aan te schaffen en te plaatsen. Daar tegenover staan echter de inkomsten van de verkoop van de opgewekte, groene, stroom. Daarnaast kan subsidie worden verkregen bij de overheid, het exploiteren van een windturbine kan zonder subsidie nog niet uit.

Senternovem heeft verzocht om inzicht te verschaffen in de kosten en baten van een windturbine. Dit inzicht kan behulpzaam zijn bij het communiceren over windenergie naar de maatschappij. Onder meer om de idee dat 'leven van de wind' zomaar kan te nuanceren.

1.1 Inhoud rapportage

In deze rapportage wordt een overzicht gegeven van de kosten en baten van een park met een klein aantal windturbines. Het doel van de rapportage is om inzicht te geven in de verschillende kosten en baten en om een ordegrootte aan te geven.

Gezien de omvang van de studie, in tijd en kosten, is het uitgangspunt daarbij om de kosten en baten op hoofdlijnen te bepalen. Er wordt een indicatief beeld geschetst, omdat het onmogelijk is om alles 'tot achter de komma nader te bepalen'. Voor elk windturbinepark variëren de hoogtes van de kosten en baten afhankelijk van de keuzes die de exploitant maakt en de specifieke situatie van het windturbinepark.

De basis voor de informatie in dit rapport komt voor een deel uit openbare bronnen, met name uit rapportages van ECN en Ecorys en andere studies die zijn uitgevoerd in het verleden ter onderbouwing van de hoogte van de subsidie voor windenergie. Een ander deel betreft vertrouwelijke informatie van contacten van Pondera Consult met ontwikkelaars van windenergieprojecten en van eigenaren van solitaire turbines.

1.2 Leeswijzer

De opbouw van de rapportage is als volgt. In hoofdstuk 2 wordt kort toegelicht voor welke casus, een windturbinepark met een geïnstalleerd vermogen van 15 MW, de kosten en baten zijn bepaald. In de hoofdstukken 3 en 4 zijn de kosten en baten van de casus uitgewerkt. In hoofdstuk 5 wordt een overzicht geschetst en wordt kort ingegaan op onzekerheden bij deze rapportage.

¹ Wij spreken in dit document verder over 'windturbines' omdat het een turbine betreft die energie uit windkracht omzet in elektriciteit

2 CASUS WINDTURBINEPARK

In dit hoofdstuk wordt kort toegelicht voor welke situatie, welke casus, de ordegroottes van de kosten en baten zijn bepaald. Een toelichting op de verschillende kosten en baten, inclusief de ordegroottes van de posten zijn in de volgende hoofdstukken opgenomen. Kort wordt stilgestaan bij diverse uitgangspunten die zijn gehanteerd. Daarbij worden een aantal begrippen nader toegelicht in kaders. Het betreft begrippen die relevant zijn om de bedragen en getallen beter te kunnen beoordelen.

2.1 Het windturbinepark

In deze rapportage wordt uitgegaan van een windturbinepark bestaande uit 5 windturbines, met een geïnstalleerd vermogen per turbine van 3 MW. Het gezamenlijk geïnstalleerd vermogen bedraagt daarmee 5 maal 3MW: 15 MW. In kader 2.1 is een korte toelichting op het 'geïnstalleerd vermogen' van een windturbine gegeven, waaruit ook blijkt dat dit niet een vast gegeven is. Gezien het vermogen relatief is zal bij de uitwerking van de case inzicht worden gegeven in een alternatieve windturbine met een lager vermogen.

Windturbines met een vermogen van 3 MW zijn de stand der techniek op dit moment, al worden windturbines met kleinere vermogens ook nog wel toegepast, met name op grond van procedures die in het verleden zijn opgestart. Ook hebben deze kleinere turbines zich over het algemeen bewezen en zijn de beheerskosten bekend (geen kinderziektes). De keuze van een windturbine is een complexe keuze door de factoren waar rekening mee moet worden gehouden. Het overzicht van kosten en baten, waarbij de subsidieregeling een belangrijke invloed heeft, is daarbij een belangrijke overweging. In deze rapportage zal hier bij stil worden gestaan.

Windturbines met een groter vermogen (tot 7,5 MW per molen) zijn inmiddels ook mogelijk, maar dit is nog geen algemene praktijk voor wind op land. De ontwikkelingen gaan echter snel. Zo wordt vanuit landschappelijke overwegingen momenteel in Estines in België een lijn van 11 turbines uit deze 7 MW klasse gebouwd in plaats van het oorspronkelijke plan van 20 turbines van 3 MW. Deze nieuwe generatie windturbines is in Nederland nog niet gerealiseerd, al wordt gewerkt aan de eerste windparken met dergelijke turbines.

- ✓ **Uitgangspunt: 5 windturbines met een vermogen van elk 3 MW, gezamenlijk 15 MW**
- ✓ **Alternatief: 5 windturbines met een vermogen van elk 2,8 MW gezamenlijk 14 MW**

De afmetingen van de windturbines met een vermogen van 3 MW varieert. Uitgegaan kan bijvoorbeeld worden van een ashoogte van circa 100 meter en een rotordiameter van circa 90 meter. De onderlinge afstand tussen de windturbines bedraagt ongeveer 400 meter. Als de windturbines in een rij worden gezet heeft de lijnopstelling (de lijn waarin de windturbines worden geplaatst) een lengte van 1.600 meter. Welke onderlinge tussenafstand gehanteerd moet worden hangt af van de omgeving (slootjes, grondeigendom) maar ook van het advies van de fabrikant van de windturbine. Deze adviseert een minimale onderlinge afstand om de energieopbrengst te kunnen maximaliseren.

De elektriciteitsproductie wordt, gegeven het geïnstalleerd vermogen en de dimensies, tenslotte bepaald door de locatie.

2.2 Locatie

De locatie van een windturbinepark is belangrijk aangezien de opbrengsten hier sterk van afhankelijk zijn. De gemiddelde windsnelheid bepaald de elektriciteitsproductie van de windturbine. Aan de kust van Nederland, en bij de grote meren is de windsnelheid, en daarmee de energieopbrengst, significant groter dan in het binnenland tegen de Duitse grens aan, meer dan 1.000 vollasturen verschil per jaar. In kader 2.1 is de winddistributieverdeling (windverdeling) toegelicht. Voor elke locatie geldt dat er een specifieke windverdeling kan worden opgesteld. De gemiddelde windsnelheid en het percentage van de tijd dat hoge of lage windsnelheden worden gehaald is afhankelijk van de hoogte maar ook van de locatie. In het oosten ondervindt de wind veel weerstand van het land (bossen, steden) waardoor de windsnelheid afneemt terwijl de wind aan de kust praktisch onbelemmerd over zee komt aanwaaien. Op grotere hoogte is dit verschil echter kleiner.

Het grote verschil in windaanbod is ook een verklaring voor het feit dat de bestaande windturbines in Nederland met name in de kustprovincies en Flevoland zijn gerealiseerd, en er in provincies als Overijssel, Drenthe en Limburg nauwelijks windturbines voorkomen. In de 'windarme' provincies wordt in sommige gevallen een minimaal benodigd aantal vollasturen niet gehaald. Gegeven de huidige subsidiesystematiek van de SDE (Stimulering Duurzame Energieproductie) is dit echter wel noodzakelijk.

Zoals in kader 2.1 is toegelicht is dat de elektriciteitsopbrengst het resultaat van een combinatie van windturbine-eigenschappen (ashoogte en rotordiameter) en omgevingseigenschappen (windverdeling). Om de elektriciteitsopbrengst van de case te bepalen wordt uitgegaan van 2.200 vollasturen. Dit is het aantal vollasturen dat door ECN/KEMA is bepaald voor de SDE. In kader 2.3 is kort toegelicht hoe het aantal vollasturen wordt bepaald.

Omdat de locatie van grote invloed is, het verschil in vollasturen kan oplopen tot een factor 2. Wordt ervan uitgegaan dat het windturbinepark op een locatie is gelegen met een goede gemiddelde windsnelheid. Daarmee wordt in ieder geval 2.200 vollasturen per jaar gehaald (aannee ECN). De huidige subsidieregeling, de SDE, gaat uit van 1.760 vollasturen om ook windturbineparken op windarme locaties rendabel te kunnen maken. De variatie in de praktijk kan oplopen van minder dan 1.760 tot 3.300 vollasturen per jaar.

- ✓ **Een totaal van 2.200 vollasturen wordt als uitgangspunt genomen**

Kader 2.3 Vollasturen vs. elektriciteitsopbrengst

Als gesproken wordt over de elektriciteitsproductie van een windturbine wordt vaak gebruik gemaakt van de term 'vollasturen'. Het geeft een indruk van de tijd dat een windturbine stroom opwekt. Feitelijk gezien geeft dit een vertekend beeld van de elektriciteitsproductie van een windturbine.

De elektriciteitsproductie wordt bepaald door de windverdeling ter plaatse. Achteraf wordt het aantal vollasturen bepaald door de elektriciteitsproductie te delen door het maximale vermogen. Het is daarmee een maat voor het theoretisch aantal uren dat een turbine op vol vermogen draait.

Een voorbeeld laat dit zien. In de tabel is de situatie voor een 3 MW en een 2,8 MW turbine met dezelfde dimensies weergegeven. Het verschil in elektriciteitsopbrengst is beperkt, aangenomen is 5%, aangezien deze immers met name door de windsnelheid ter plaatse en de rotoroppervlakte worden bepaald. Deze factoren zijn voor de turbines gelijk. Alleen de generator is anders, en dit effect treedt alleen bij hogere windsnelheden op.

Maximaal vermogen turbine (P)	Electriciteitsproductie (E)	Berekening	Berekend aantal vollasturen
3 MW	6,6 miljoen kWh	$E / P = \text{vollasturen}$	2.200
2,8 MW	6,27 miljoen kWh	$E / P = \text{vollasturen}$	2.239

Het lijkt alsof de 2,8 MW turbine meer draait maar dit is niet het geval. De begin en eind windsnelheid zijn hetzelfde (zie ook powercurve in kader 2.1). Het berekende aantal vollasturen is echter anders (2% meer).

Om een goede vergelijking te kunnen maken wordt ook een vergelijk gemaakt op elektriciteitsopbrengst. Dit verschaft inzicht in het verschil tussen bijvoorbeeld een turbine met een vermogen van 2,8 MW en 3 MW van hetzelfde merk met dezelfde afmetingen. Het doel van de windturbines is immers niet het realiseren van geïnstalleerd vermogen maar van het produceren van een zo groot mogelijke hoeveelheid elektriciteit.

Bij 2.200 vollasturen produceert een turbine van 3 MW in een jaar 6,6 miljoen kWh. Een turbine van 2 MW produceert bij hetzelfde aantal vollasturen 4,4 miljoen kWh. Om eenzelfde elektriciteitsopbrengst als de 3 MW turbine te realiseren moeten 2.357 vollasturen worden gemaakt. Het overzicht van kosten en baten is echter anders. Daarbij, zoals in kader 2.3 is weergegeven is het aantal vollasturen rekenkundig bepaald op basis van de elektriciteitsopbrengst en zegt het niets over het aantal uren dat een windmolen echt draait.

✓ **Alternatief: 6.600.000 kWh (6,6 miljoen)**

2.3 Onderdelen windpark

Als het gaat om de investering in een windpark is het wenselijk om inzicht te hebben in de zaken waarin geïnvesteerd moeten worden. Een windpark bestaat namelijk niet - alleen uit windturbines. De fysieke hoofdonderdelen van een windpark zijn:

- De windturbines
- Toegangs- en bouwwegen
- Opstelplaatsen voor de bouw
- Elektriciteitskabels
- Transformatorstation waarin de opgewekte elektriciteit naar het juiste spanningsniveau wordt omgezet om af te kunnen zetten op het hoogspanningsnet.

Kader 2.1 Vermogen van een windturbine

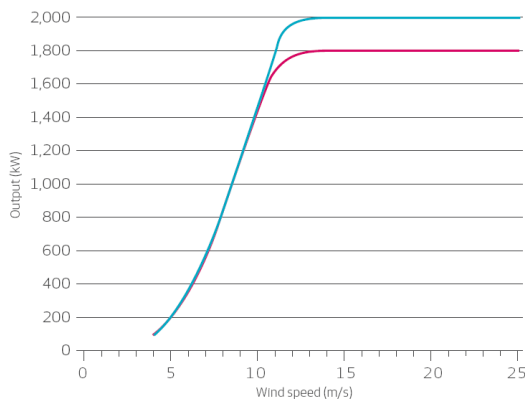
Het vermogen van een windturbine is geen vast gegeven. Het is een waarde die aangeeft welke productie de windturbine kan leveren bij hogere windsnelheden. Het zegt echter maar tot op zekere hoogte iets over de elektriciteitsproductie van de windturbine in kWh.

Bepalend voor de elektriciteitsproductie van een windturbine is de windopbrengst op de locatie waar de windmolen staat, de zogenaamde winddistributieverdeling die zegt hoe vaak per jaar een bepaalde windsnelheid voorkomt en wat de gemiddelde windsnelheid is, en het rotoroppervlak (de oppervlakte van de draaicirkel van de wieken). De energie die uit de wind wordt gehaald is namelijk in de volgende formule vastgelegd:
 P (vermogen uit de wind) = een constante $\times V_{wind}^3$ (windsnelheid) $\times A$ (rotoroppervlak)
 (constante = dichtheid lucht)

De rotoroppervlakte wordt bepaald door de rotordiameter (door de lengte van de wieken). Het rotoroppervlak is heel bepalend omdat dat immers de wind moet opvangen. Grotere wieken maken het dus mogelijk meer energie uit de wind te halen.

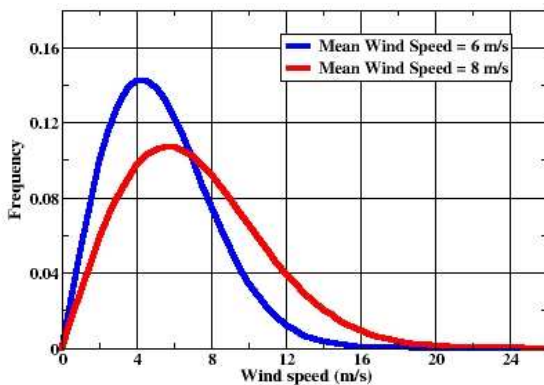
Tegelijkertijd geldt dat bij een hogere windsnelheid meer energie uit de wind kan worden gehaald. Dit neemt met een de derde macht toe (zie ide formule: 0,5 m/s extra levert al een toename qua energieopbrengst van circa 30% op. De locatie bepaalt over het algemeen voor een groot deel het windaanbod. Bij de kust waait het harder en vaker en is het aantal uren dat een windturbine met groter vermogen draait hoger (het aantal 'vollasturen' stijgt dan ook zoals hiernaar wordt verwezen) dan op een windarme locatie. Het verschil tussen de kust en het westen van Nederland loopt op tot meer dan 1.000 vollasturen per jaar. De ashoogte draagt hier ook aan bij omdat het op grotere hoogte harder en meer constant waait (meer vollasturen). De gemiddelde windsnelheid is hoger bij een hogere ashoogte en zorgt dus voor een hogere elektriciteitsproductie.

Gegeven het bovenstaande is vervolgens op basis van de zogenaamde 'powercurve' van een specifieke windturbine af te lezen bij welke windsnelheid welke hoeveelheid elektriciteit wordt opgewekt. In onderstaande figuur is bijvoorbeeld de powercurve van een windturbine met een ashoogte van circa 100 meter en een rotordiameter van circa 90 meter weergegeven. In de powercurve zijn twee curves weergegeven. Eén waarbij de turbine een maximaal vermogen heeft van 1,8 MW (1.800 kW) en één met maximaal 2 MW. Het betreft dezelfde turbine, met echter een andere generator.



Goed is te zien dat bij het oplopen van de windsnelheid de elektriciteitsproductie van de windturbine toeneemt. Het verschil in geïnstalleerd vermogen (0,2 MW) wordt pas relevant bij 10 m/s. Hogere windsnelheden komen echter maar een beperkt aantal uur per jaar voor zodat de daadwerkelijke extra elektriciteitsproductie beperkt is. Zie ook de figuur onder de powercurve voor een voorbeeld van de winddistributieverdeling (Weibull distribution).

The Weibull Distribution



(frequency: % tijd dat een windsnelheid voorkomt)

3 DE KOSTEN

Een windpark op land heeft een aantal kostenposten en een aantal batenposten. Per kostensoort wordt een beschrijving van de kosten gegeven, alsmede de gehanteerde uitgangspunten en een indicatie van de hoogte van de kosten.

3.1 Financiering

De financiering van een windturbine vindt over het algemeen plaats met overwegend geleend geld. De kosten van de financiering komen jaarlijks terug tot het moment dat de financiering is afgelost. Deze kosten zijn één van de belangrijkste kostenposten van een windpark.

Over het algemeen is sprake van annuïtaire financiering; er wordt tegelijkertijd aflossing en rente betaald. Het bedrag voor aflossing neemt toe in de tijd en het rentebedrag af. Over het algemeen is sprake van groenfinanciering waardoor een rentekorting van ca. 1% wordt verkregen.

Financiering heeft met name betrekking op de investeringen in de turbines en bijkomende voorzieningen als een aansluiting op het hoogspanningsnet.

Relevant voor de initiële investering is de mogelijkheid om investeringen in windturbines in mindering te brengen op de winst (EIA). Het brutovoordeel kan als gevolg van deze faciliteiten oplopen tot ruim 11% van de totale investering. Echter niet alle partijen hebben recht op EIA, of kunnen het gehele bedrag aan EIA in een jaar benutten. Initiatiefnemers als coöperaties en gemeenten hebben deze mogelijkheid in het geheel niet. Dat heeft een groot effect op de investeringskosten en daarmee de jaarlijkse financieringskosten. In de subsidie is wel rekening met EIA gehouden. Voor bedrijven met een omvangrijke balans is dit mogelijk, voor kleinere ontwikkelaars kan de EIA niet direct volledig worden benut omdat de omvang van de balans dit niet toestaat (het wordt immers van de winst afgetrokken en die is te beperkt om de investeringsaftrek snel toe te passen) waardoor het voordeel beperkter. In plaats van een lagere investering direct wordt het voordeel verspreid in de tijd. De jaren tot volledige benutting zal echter meer financiering nodig zijn dan als de EIA in een keer kan worden benut.

Voor nieuwe turbines wordt een economische levensduur (afschrijvingstermijn) van 15 jaar gehanteerd omdat 15 jaar recht bestaat op subsidie onder de SDE. Deze 15 jaar is tegelijkertijd de termijn waarvoor de financieringsovereenkomst wordt aangegaan.

Voor de financiering wordt in deze rapportage uitgegaan van 80% vreemd vermogen en 20% eigen vermogen. Overigens is dit meer interessant voor het inzicht in waar de vermogens vandaan moeten komen dan voor de hoogte van de financieringskosten. Voor het bepalen van de financieringslast wordt overigens ervan uitgegaan dat 100% van de benodigde middelen gefinancierd wordt. In de praktijk zal veel van het eigen vermogen ook niet uit de eigen middelen kunnen worden gefinancierd en wordt dit bijvoorbeeld mogelijk gemaakt door andere partijen te laten participeren (bijvoorbeeld burgers). Een groter benodigd eigen vermogen is met name complicerend omdat dit verkregen moet worden. Voor kleine projecten is dit goed te doen maar voor grote windparken kan het benodigde eigen vermogen oplopen tot tientallen miljoenen.

- ✓ **Voor rente van financiering wordt rekening gehouden met 5%, dit is inclusief rentekorting voor groenfinanciering.**

Voor de financieringskosten is het belangrijk de totale investeringskosten te weten: het bedrag dat gefinancierd dient te worden. Investeringskosten bestaan uit:

- Turbines en funderingen;
- Elektrische infrastructuur en netaansluiting;
- Civiele werken (bouwvoorbereiding en ontsluiting).
- Ontwikkelingskosten (onderzoeken zoals geluid, slagschaduw, archeologie en advieskosten/uren voor vergunningen, communicatie, etcetera).

De case die hier wordt uitgewerkt betreft een standaard situatie. Verschillen kunnen echter ontstaan. Bijvoorbeeld omdat innovatieve turbines worden toegepast, omdat de afstand tot de aansluiting op het hoogspanningsnet zeer groot is of omdat de bodemopbouw het noodzakelijk maakt om funderingen en wegen extra zwaar aan te leggen.

Door ECN/KEMA worden de investeringskosten geraamd op € 1.325,-/kW. Ecorys neemt in de investeringskosten ook overige kosten als bouwleges, planschade-uitkeringen, compensatiemaatregelen e.d. mee in dit bedrag en komt dan uit op gemiddeld € 1.430,-/kW. In deze rapportage wordt gekozen voor het investeringsbedrag dat door Ecorys wordt genoemd, omdat dat dit een reëler beeld geeft van de daadwerkelijke investeringskosten. Het verschil bedraagt voor een windpark met 3MW turbines circa € 1,5 miljoen. Niet alleen is dit reëler omdat daarmee rekening wordt gehouden met de kosten van de projectontwikkeling, ook is daarmee verdisconteerd dat tegenwoordig van ontwikkelaars wordt verwacht dat zij:

- Investeren in de landschapontwikkeling of andere projecten in de omgeving van het windpark om draagvlak te creëren
- Bestaande turbines opruimen (saneren)
- Participatie stimuleren.

De investeringskosten zijn eenmalige kosten en worden door financieringsconstructies vertaald naar jaarlijks terugkerende financieringskosten (rente + aflossing). Voor de jaarlijkse kosten/baten-analyse zijn de investeringskosten alleen van belang om de financieringskosten te bepalen.

✓ **De investeringskosten bedragen € 21.450.000,-**

Na 15 jaar zijn de windturbines afgeschreven, afbetaald en is er geen recht meer op subsidie. De kosten en baten dalen daarmee significant. In het overzicht van kosten en baten is deze situatie in beeld gebracht.

Indien de turbines met een vermogen van 2,8 MW worden toegepast bedragen de totale investeringen, uitgaande van het getal van Ecorys, € 21.021.000. Per turbine bedraagt het verschil € 429.000, wanneer er een lineair verband zou zijn tussen vermogen en prijs.. Voor een dergelijk klein verschil in vermogen zal dit verschil in prijs in de praktijk een stuk lager zijn. Het verschil in vermogen (0,2 MW) bedraagt 7%. Ervan uitgaande dat de turbine slechts een klein beetje goedkoper is, wordt uitgegaan van een prijs per kW geïnstalleerd vermogen die 5% hoger is (mast en rotor blijven gelijk;), is de investering voor een windpark met 5 turbines met een vermogen van 2,8 MW € 19.619.600.

3.2 Onderhoud/verzekeringen

Turbines hebben onderhoud nodig gedurende de gehele levensduur van de turbines. Jaarlijks onderhoud vindt plaats aan met name bewegende delen.

Voor het in bedrijf hebben van windturbines worden diverse verzekeringen afgesloten. Verzekeringen dekken herstellkosten, aansprakelijkheid, maar ook productieverlies bij schade.

Er wordt in deze rapportage uitgegaan van € 0,011/kWh voor onderhoud en verzekering².

- ✓ **De kosten voor onderhoud/verzekeringen bedragen €363.000,-/jaar.**

3.3 Grondkosten

Indien een turbine niet op eigen grond is geplaatst zal een pachtovereenkomst van kracht zijn waarbij de grondeigenaar jaarlijks een vergoeding krijgt voor de aanwezigheid van de turbine op zijn grond. We hanteren in deze rapportage twee scenario's voor de grondkosten: één scenario waarbij het windpark op particuliere grond staat en één waarbij het windpark is gelegen op het grondgebied van Domeinen.

Grondeigendom particulier

De range van grondkosten op agrarische grond varieert van ca. € 5.000 tot € 23.000 /MW/jaar. In deze rapportage wordt van € 14.000/MW/jaar uit gegaan (de mediaan). Naar verwachting zullen de kosten de komende jaren eerder het gemiddelde of de bovenkant van de marge benaderen aangezien de beschikbare ruimte voor windturbines schaarser wordt. Met name nu meer en meer ingezet wordt op concentratiebeleid.

De pacht bedraagt daarmee gemiddeld € 14.000/MW/jaar, echter dit is inclusief Onroerend Zaakbelasting (OZB).

- ✓ **De grondkosten voor een perceel in particulier bezit bedragen € 191.397/jaar (excl. OZB)**

Grondeigendom Domeinen (Rijk)

Domeinen werkt momenteel aan beleid dat uitgaat van € 15.000,-/MW/jaar. Een turbine van 3 MW kost dan dus € 45.000,-/jaar aan pacht, een park met 5 turbines van 3 MW dan € 225.000,-/jaar.

- ✓ **De grondkosten voor een perceel van Domeinen bedragen € 225.000,- / jaar (excl. OZB)**

3.4 Belastingen/overheid

Er is sprake van diverse belastingen waar rekening moet worden gehouden, het betreft met name:

- Onroerend zaakbelasting (OZB) en
- Omzetbelasting.

De hoogte van de OZB wordt door de waarde van het object en door het tarief van de gemeente bepaald. Voor de OZB geldt gemiddeld in Nederland een percentage van 0,0936% van de waarde van het object. Als waarde is hier uitgegaan van de investeringskosten. In dat geval bedraagt de OZB €18.603,- per jaar voor een windpark van 15 MW.

² Dit komt overeen met de aanname die ECN/KEMA hanteert in hun eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling.

✓ **De onroerend zaak belasting bedraagt € 18.603/jaar**

Ook met de bouwleges, geheven door de gemeente, moet rekening gehouden worden. De hoogte van deze leges, die over de totale bouwsom geheven wordt verschilt per gemeente en is voor grote bouwprojecten (met hoge investeringen) over het algemeen degressief (neemt af). Voor een inschatting is gebruik gemaakt van de legesverordening van de gemeente Noordoostpolder waarin rekening is gehouden met projecten met een grote investering (zie Legesverordening 2009, gemeente Noordoostpolder). De leges bedragen € 65.000 voor de bouwkosten onder € 10 miljoen en 3‰ van het bedrag boven € 10 miljoen.

✓ **De bouwleges bedragen € 100.000**

De bouwleges zijn verwerkt in het investeringsbedrag en daarmee in de financiering. Het verschil in bouwleges tussen 2,8 MW turbines of 3 MW turbines is beperkt (circa € 4.000).

3.5 Netaansluiting

Voor de aansluiting op het elektriciteitsnet zijn kosten verschuldigd aan TenneT in verband met het verlenen van transportdiensten. Voor jaarlijkse netaansluitkosten wordt door ECN/KEMA een bedrag van € 11,-/kW/jaar gehanteerd.

✓ **De netaansluiting kost jaarlijks € 165.000,-**

3.6 Overige kosten

Er zijn een aantal kosten die we willen noemen ter indicatie. Echter zijn deze kosten al in de genoemde kosten hierboven meegenomen. De kosten die door ECN/KEMA zijn berekend zijn gebaseerd op gemiddelden totale kosten, waarin de mogelijke incidentele kosten van windparken ook zijn meegenomen. Ter indicatie de volgende kostenposten:

- Sloopkosten;
- Monitoringskosten;
- Gebiedsgebonden bijdragen (verschillend per provincie).

Sloopkosten

Na de einde van de technische levensduur zal het windpark afgebroken dienen te worden. Er dient dan rekening te worden gehouden met de kosten van sloop. Over de hoogte van de kosten is beperkt wat te zeggen. Met name als windturbines voor het einde van de technische levensduur worden verwijderd is het mogelijk om deze te verkopen (tot en met 12 jaar oud is dit ongeveer haalbaar). Er zijn dan niet of nauwelijks sloopkosten en er kan zelfs opbrengst zijn. Voor oudere molens zullen wel sloopkosten moeten worden gemaakt.

✓ **Sloopkosten zijn niet meegenomen in dit voorbeeld**

Monitoringskosten

In een aantal gevallen worden door het bevoegd gezag monitoringseisen opgelegd. Gedacht kan worden aan het monitoren van vogel- en/of vleermuislachtoffers. Met name de laatste jaren komt steeds meer aandacht voor de effecten van windturbines op deze diersoorten.

Een jaar monitoren kost ongeveer € 50.000,- Veelal geldt zo'n verplichting een aantal jaar. Uitgegaan is van 3 jaar monitoring.

✓ **Monitoren zal € 50.000,- kosten**

Gebiedsgebonden bijdragen

In een aantal provincies verlangt de provinciale overheid een financiële bijdrage voor gebiedsontwikkeling. De provincie Flevoland heeft bijvoorbeeld in een beleidsregel bepaald dat, in overleg tussen de gemeente en de initiatiefnemer, tussen 10% en 30% van de opbrengst afgedragen wordt aan een concreet project in de omgeving. Voor de gebiedsgebonden bijdrage in de provincie Flevoland kan als ondergrens gerekend worden met €2000,- /MW/jaar.
(zie beleidsregel wind 2007).

- ✓ **Voor de gebiedsgebonden bijdrage wordt een bedrag van €30.000,- per jaar aangehouden, dit is verwerkt in de investeringskosten**

4 DE BATEN

De belangrijkste baten van windpark op land bestaan uit de verkoop van elektriciteit en de subsidie op grond van de SDE

4.1 Verkoop elektriciteit

De opgewekte elektriciteit kan door de producent worden verkocht op een vrije markt. Diverse contractvormen behoren tot de mogelijkheden. Zo beschikt een deel van de producten over een vast contract waarbinnen een prijs is afgesproken voor de opgewekte en geleverde elektriciteit gedurende een bepaalde periode (kort < 3 jaar of lang >3 jaar). Er zijn ook producten die de elektriciteit op de beurs (de zgn. 'spotmarkt', de APX) verhandelen tegen de actuele waarde. Deze waarde varieert en het verschil in opbrengst kan daarmee zeer groot worden. Er zijn contracten bekend waarin de verkoop voor meerdere jaren is vastgelegd voor € 0,03/kWh, terwijl op de beurs € 0,07 /kWh wordt betaald. Aangezien het de verwachting is dat de prijs van elektriciteit zal stijgen, ondanks de huidige kredietcrisis, wordt hier uitgegaan van de gemiddelde elektriciteitsprijs. Het gemiddelde van 2008 is € 0,07/kWh. Deze prijs wordt ook door het rijk gehanteerd voor de voorschotberekening voor subsidieverlening onder de SDE. De laatste maanden (vanaf januari) ligt de elektriciteitsprijs echter onder de € 0,05 /kWh. Het is onduidelijk hoe deze trend zich gaat doorzetten. In deze rapportage is wel uitgegaan van € 0,07/kWh.

✓ **De verkoop van elektriciteit levert € 0,07/kWh op**

In onderstaande tabel is voor de twee varianten de opbrengst weergegeven.

Tabel 4.1 Verkoop elektriciteit

Vermogen	15 MW (5x3MW)	14 MW (5x2,8MW)
Elektriciteitsproductie	33 miljoen kWh	31,35 miljoen kWh
Elektriciteitsprijs	€ 0,07/kWh	€ 0,07/kWh
Opbrengst verkoop elektriciteit	€ 2.310.000	€ 2.194.500

Ter illustratie, bij een elektriciteitsprijs van € 0,05/kWh bedraagt de opbrengst € 1.650.000, meer dan € 600.000 lager.

4.2 Subsidie

SDE

Voor nieuwe installaties is de SDE, Stimulering Duurzame Energieproductie, beschikbaar. Evenals bij de vorige subsidie regeling, de MEP, wordt onder de huidige SDE-regeling de onrendabele top van duurzame energieopwekking gesubsidieerd. In tegenstelling tot de MEP-regeling wordt nu echter niet vooraf de onrendabele top bepaald (resultierend in een vast bedrag) maar achteraf op basis van de opbrengsten uit de verkoop van elektriciteit ten opzichte van het 'basisbedrag'. Het basisbedrag is de door het rijk ingeschatte opbrengst van kWh die benodigd is om een rendabel project te kunnen realiseren. De subsidie voor windenergie op land is op dit moment € 32/MWh (website Senternovem) bij 2.200 vollasturen (maximaal € 70.400 per jaar per MW).

De subsidie per MWh is zodanig berekend, dat bij 1.760 vollasturen per jaar per turbine het maximale bedrag aan subsidie is ontvangen. Dit is 80% van de verwachte vollasturen die 2.200 bedraagt. De hoogte van het subsidiebedrag is hierop aangepast (verhoogd met factor 1,25), en bedraagt dus voor 1.760 vollasturen € 40/MWh. Met andere woorden het subsidiebedrag dat wordt uitgekeerd is gelijk aan het bedrag dat uitgekeerd zou worden wanneer 1760 vollasturen gedraaid zijn is gelijk aan wanneer 2.200 vollasturen gemaakt zouden zijn.

De reden hiervoor is dat op deze wijze ook in windarme gebieden, waar minder dan 2.200 vollasturen worden gemaakt, het realiseren van windturbines aantrekkelijk wordt.

- ✓ **De SDE subsidie bedraagt dan voor de eerste 15 jaar jaarlijks € 0,032/kWh (bij 2.200 vollasturen)**

In onderstaande tabel is de SDE-opbrengst voor de twee varianten weergegeven.

Tabel 4.2 SDE

Vermogen	15 MW (5x3MW)	14 MW (5x2,8MW)
Elektriciteitsproductie (vollasturen)	33 miljoen kWh (2.200)	31,35 miljoen kWh (2.239)
Subsidiabele elektriciteitsproductie (2.200 vollast))	33 miljoen kWh	30,8 miljoen kWh
Subsidie	€ 1.056.000	€ 985.600

Het valt op dat de 3 MW turbines meer SDE krijgen, het totale park kan € 70.400 meer subsidie krijgen. De oorzaak hiervoor ligt in het gegeven dat de SDE gebaseerd is op vollasturen, wat rekenkundig wordt gebaseerd op het geïnstalleerd vermogen. De 2,8 MW turbine heeft een 5% lagere opbrengst, maar voor de SDE kan 7% minder subsidie worden verkregen omdat het vermogen 7% is van de 2,8 MW turbine. Dit verschil kan sterk oplopen als het verschil in vermogen groter wordt (bijvoorbeeld een Enercon E82 met 2 MW of 3 MW geïnstalleerd vermogen).

De hoogte van de SDE is afhankelijk van de elektriciteitsprijs. Als de elektriciteitsprijs stijgt, daalt de subsidie en andersom. Er is wel een ondergrens aan de elektriciteitsprijs gesteld. Onder de € 0,049/kWh wordt de SDE niet meer aangepast. Dit wordt gezien als ondernemersrisico. Het was niet de verwachting dat de elektriciteitsprijs onder dit niveau zou komen. In 2009 is dit echter wel het geval. De elektriciteitsprijs van de APX ligt al sinds februari op/onder € 0,049/kWh, waardoor het basisbedrag, de minimaal benodigde opbrengst, voor 2009 naar verwachting niet gehaald zal worden. Het verschil bij een lagere elektriciteitsprijs, zoals in paragraaf 4.1 in beeld gebracht (€ 600.000) wordt gecompenseerd door de SDE, tot de genoemde ondergrens.

EIA

De Energie Investering Aftrek is al eerder genoemd in 3.1 onder 'financiering', de EIA is dan ook een fiscale regeling die de ondernemer in staat stelt tot 44% van de investeringskosten af te trekken van de fiscale winst van de onderneming. Voor windenergie is er een maximum ingesteld van € 600/kW, of maximaal € 9 miljoen voor het park in dit reken voorbeeld. Het EIA voordeel komt in de praktijk neer op 11 % van de investeringskosten.

- ✓ **Het EIA voordeel, indien van toepassing, bedraagt €2.186.250,-**

Zoals aangegeven zal het daadwerkelijke voordeel afhangen van de mogelijkheid van de exploitant om de EIA zo snel mogelijk volledig te benutten.

4.3 Variatie

De verhouding tussen de kosten en de baten van het park zijn afhankelijk van enkele variaties. Samengevat, met de volgende variaties is gehouden.

1. Eigendom van de grond:

Variatie 1A: De grond is in bezit van Particulier(en), grondkosten € 191.397/jaar

Variatie 1B: De grond is in bezit van Domeinen (het Rijk), grondkosten € 225.000/jaar

2. Provincie specifieke eisen:

Variatie 2A: Geen gebiedsgebonden bijdrage, investering daalt met € 30.000

Variatie 2B: De gebiedsgebonden bijdrage wordt geheven, in dit voorbeeld €2000.-/MW, totaal € 30.000 hogere investering

3. Energie Investerings Aftrek (EIA):

Variatie 3A: De initiatiefnemer is een instelling met recht op de EIA (verdisconteerd in de investering)

Variatie 3 B: De initiatiefnemer is een instelling zonder recht op de EIA, de investering neemt met € 2.186.250 toe.

De bovenstaande variaties A zijn het meest gangbaar terwijl de variaties B in de praktijk minder vaak voorkomt.

5 OVERZICHT

5.1 Uitgangspunten

In tabel 5.1 zijn de uitgangspunten voor de kosten en baten van nieuwe turbines op een rij gezet. Voor de achtergrond van deze cijfers wordt verwezen naar het vorige hoofdstuk.

Tabel 4.1 Uitgangspunten Kosten & Baten berekening

Posten	Uitgangspunt
KOSTEN	
Investeringskosten	€ 1.430/kW
Financiering	Financiering tegen 5% rente Afschrijving in 15 jaar
Onderhoud/verzekeringen	€ 0,011/kWh
Netinpassing	€ 11/kW/jaar
Grondkosten	€ 14/kW/jaar op particuliere grond € 15/kW/jaar op grond Domeinen
OZB	€ 18.603/jaar
BATEN	
Elektriciteitverkoop	€ 0,07/kWh
Subsidie	€ 0,032/kWh (max 70.400 /MW per jaar)
Vollasturen	2.200/jaar
Alternatief elektriciteitsproductie	6.600.000 kWh/turbine/jaar

5.2 Kosten en baten voor een windpark met 5 windturbines

In de onderstaande tabellen 5.2 en 5.3 worden de totale kosten en baten van het windpark. Op basis hiervan kunnen de jaarlijkse kosten en baten berekend worden. De berekening is gebaseerd op de gegevens in tabel 4.1. Voor een toelichting op de uitgangspunten wordt verwezen naar hoofdstuk 3.

Tabel 5.2 Overzicht van de eenmalige kosten voor het voorbeeld windpark

Kosten post	Bedrag Totaal
Leges	€ 100.000
Monitoring	€ 50.000,-

5.3 Kosten en baten voor een windpark van 15 MW

In onderstaand overzicht worden de totale kosten en baten van een windpark van 15 MW inzichtelijk gemaakt en vergeleken met de opbrengsten van een windpark van 14 MW (2,8 MW turbines). Daarnaast wordt een vergelijking gemaakt op vollasturen (2.200) en elektriciteitsopbrengst

Tabel 4.2 Kosten & Baten overzicht bij 2.200 vollasturen

	15 MW(5x3MW)	14 MW (5x2,8MW)
Kosten jaarlijks		
Financieringskosten	€ 2.066.542	€ 2.025.211
Vast, onderhoud e.d.	€ 363.000	€ 338.800
Netaansluiting	€ 165.000	€ 165.000
Grondkosten (privaat grondeigendom)	€ 210.000	€ 196000
Saldo kosten	€ 2.804.542	€ 2.725.011
Baten jaarlijks		
Elektriciteitsverkoop	€ 2.310.000	€ 2.156.000
SDE	€ 1.056.000	€ 985.600
Saldo baten	€ 3.366.000	€ 3.141.600
Resultaat	€ 561.458	€ 416.589

Tabel 4.3 Kosten & Baten overzicht bij 6.600.000 kWh/turbine

	15 MW(5x3MW)	14 MW (5x2,8MW)
Kosten jaarlijks		
Financieringskosten	€ 2.066.542	€ 2.025.211
Vast, onderhoud e.d.	€ 363.000	€ 338.800
Netaansluiting	€ 165.000	€ 165.000
Grondkosten (privaat grondeigendom)	€ 210.000	€ 196000
Saldo kosten	€ 2.804.542	€ 2.725.011
Baten jaarlijks		
Elektriciteitsverkoop	€ 2.310.000	€ 2.310.000
SDE	€ 1.056.000	€ 985.600
Saldo baten	€ 3.366.000	€ 3.295.600
Resultaat	€ 561.458	€ 570.589

Het bijzondere verschil dat is te zien tussen tabel 4.2 en 4.3 is dat bij een gelijke elektriciteitsopbrengst de turbine met een kleiner vermogen interessanter is omdat de elektriciteitsopbrengst slechts beperkt verschilt met een turbine met een hoger vermogen. In Nederland is de systematiek van de SDE echter leidend. Uit tabel 4.2 is dan ook af te lezen dat een turbine met een hoger vermogen interessanter is omdat deze een hogere subsidie ontvangt.

Het verschil is beperkt in de tabellen omdat het verschil in vermogen beperkt is. Onderstaand is een denkbeeldige vergelijking gegeven van een 3 MW turbine met een 2 MW turbine die dit nog wat duidelijker laat zien.

Tabel 4.4 verschil SDE

vermogen (MW)	3 MW	2 MW
investering	€ 4.290.000	€ 3.000.000
elektriceitsopbrengst (kWh)	5.400.000	4.600.000
vollasturen	1800	2300
SDE 15 jaar	€ 3.168.000	€ 2.112.000
Subsidie €/kWh	€ 0,039	€ 0,031
kWh/euro subsidie(15 jaar)	25,57	32,67

In de tabel is de prijs per kW voor de 2 MW turbine 5% hoger (aangezien de totale turbine nauwelijks goedkoper is maar het vermogen kleiner). Voor een ontwikkelaar is de subsidie voor een hoger geïnstalleerd vermogen veel hoger (33%) dan bij een kleiner vermogen. De investering per kW is lager en de elektriciteitsopbrengst slechts 15% hoger. Per euro subsidie is echter de opbrengst in kWh hoger bij een turbine met een lager geïnstalleerd vermogen.

Bovenstaande laat zien dat de keuze van een ontwikkelaar met name gedreven wordt door het geïnstalleerd vermogen op grond van de systematiek van de SDE. In essentie geldt dat een hoger geïnstalleerd vermogen tot een grotere toename van subsidie leidt dan dat er aan surplus aan elektriciteitproductie plaats vindt. Naast een verschil in vermogen van turbines met gelijke dimensies werkt deze systematiek ook door in de keuze tussen ashoogtes en rotordiameters.

Variatie

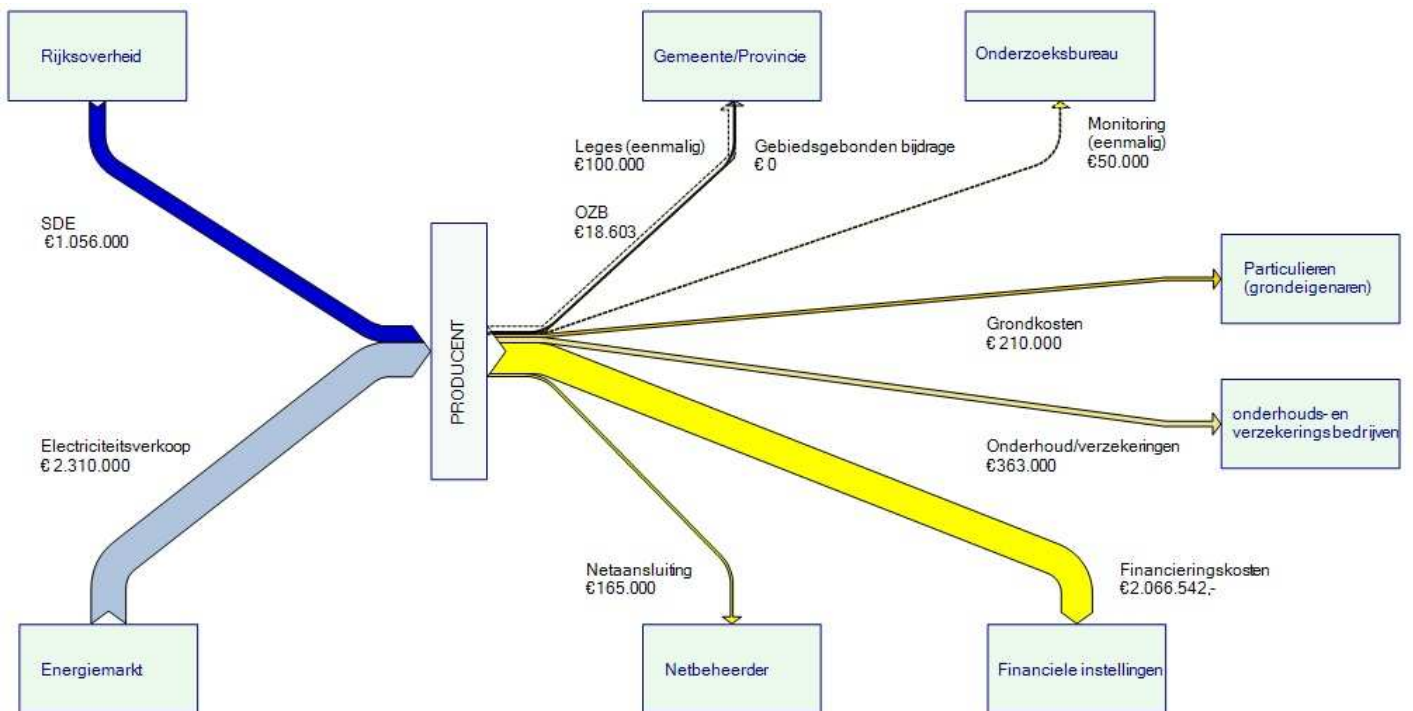
Indien sprake is van grond in eigendom van domeinen, geen EIA voordeel, een gebiedsgebonden bijdrage en monitoringskosten (deze laatste twee zijn verwerkt in de financieringskosten), ziet het financiële overzicht voor het windpark met 15 MW er als volgt uit.

Tabel 4.5 Variatie

	15 MW(5x3MW)
Kosten jaarlijks	
Financieringskosten	€ 2.284.878
Vast, onderhoud e.d.	€ 363.000
Netaansluiting	€ 165.000
Grondkosten (Domeinen grondeigenaar)	€ 225.000
Saldo kosten	€ 3.087.878
Baten jaarlijks	
Elektriciteitsverkoop	€ 2.310.000
SDE	€ 1.056.000
Saldo baten	€ 3.366.000
Resultaat	€ 278.122

Te zien is dat het niet gebruik kunnen maken van EIA een substantiële toename in financieringskosten laat zien en dat het resultaat sterk afneemt (circa 50%).

In de figuur worden de kosten en baten van een windpark van 15 MW, zoals in tabel 4.3 beschreven, schematisch weergegeven in een Sankey-diagram³.



³ Een Sankey-diagram is een soort stroomdiagram. Typisch voor een dergelijk diagram is dat de breedte van de pijl proportioneel is met de grootte van de stroming. Deze manier van visualiseren werd geïntroduceerd door de Ierse ingenieur H.R. Sankey.

6 ONZEKERHEDEN

Tot slot worden hier enkele onzekerheden benoemd die invloed hebben op de hiervoor gepresenteerde bedragen.

Subsidie

In de studie is ervan uitgegaan dat er een subsidieregeling, vergelijkbaar met de SDE, beschikbaar zal zijn voor nieuwe windparken/turbines. Op het moment dat een dergelijke regeling niet (meer) beschikbaar is zal het verwachte rendement sterk dalen. Zie ter illustratie de opbrengstcijfers voor het park, zoals berekend na 15 jaar zonder SDE. Een hogere subsidie resulteert uiteraard in het omgekeerde; een hoger rendement.

Elektriciteitsprijs

De prijs die wordt verkregen voor de elektriciteit is ook van grote invloed op het rendement. Op het moment dat een sterke daling of stijging van de elektriciteitsprijs optreedt, gedurende een langere periode, zal dit vanzelfsprekend een effect hebben op de omzetcijfers. De SDE kan hier ten dele op inspelen, zoals aangegeven doet zich op dit moment echter de situatie voor dat de elektriciteitsprijs op de APX dermate laag is dat de SDE hiervoor niet volledig compensatie biedt.

Type turbine

Niet alle turbines hebben dezelfde bedrijfszekerheid. Sommige types leveren vaker problemen op, wat zich vertaalt in hogere onderhoudskosten en meer stilstand. Voor turbines die hier weinig last van hebben geldt dat de verwachte levensduur langer zal zijn dan 15 -20 jaar waar doorgaans vanuit gegaan wordt. Bij de keuze van een turbine is het financiële overzicht van belang, onder meer zoals gesteld de verkrijgbare SDE die bij hogere vermogens groter is dan bij lagere vermogens, echter ook de bedrijfszekerheid speelt een rol.

De keuze voor een turbine is een samenspel van:

- Potentiële SDE opbrengst (hogere vermogen is interessant omdat vermogen de subsidie bepaald)
- Bedrijfszekerheid
- Elektriciteitsopbrengst (afhankelijk van de powercurve)
- De prijs van de turbine

LITERATUUR

Algemene Rekenkamer, 2007. Rapportage Subsidieregeling 'Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP)'

ECN/KEMA, 2008. Technisch-economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling

Ministerie van Economische Zaken, 2008. Regeling vaststelling correcties voorschotverlening duurzame energieproductie 2009

Senternovem, 2008. Persbericht 12/11-2008. Voorschotten subsidie duurzame energieproductie 2009 bekend

Website Senternovem, www.senternovem.nl

Website Windservice Holland, <http://home.planet.nl/~windsh/>