

# ERWIN2

## Update rekenmodel economische rentabiliteit windenergiesystemen

F.G.H. VAN WEES, A.P.W.M. CURVERS

Deze rapportage is tot stand gekomen in het kader van een opdracht van het Ministerie van Economische Zaken onder ECN/ESC projectnummer 7059.

# INHOUD

SAMENVATTING	5
ABSTRACT	9
TEN GELEIDE	10
1. INLEIDING	11
1.1. Projectdoelstelling	11
1.2. Windenergiesystemen	11
2. UITGANGSPUNTEN EN REKENMETHODIEK	13
2.1. Elektriciteitsproductie	13
2.2. Investerings	13
2.3. Prijzen elektriciteit	15
2.4. Rekenmethodiek	16
2.5. Conclusies modelopzet	17
3. RENTABILITEIT BASE-CASES	19
3.1. Resultaten base-cases	19
4. VARIANTEN	21
4.1. Configuratie	22
4.2. Lokatie	23
4.3. Elektriciteitsprijzen	24
4.4. Investeringspremies	25
4.5. Zichtperiode	25
4.6. Rentepercentage	26
4.7. Rentabiliteit bij combinatie van varianten	27
BIJLAGE 1. ELEKTRICITEITSOPBRENGST	B.1
BIJLAGE 2. INVESTERINGEN EN EXPLOITATIEKOSTEN	B.5
B2.1. Investerings	B.5
B2.1.1. De windturbinekosten	B.6
B2.1.2. Overige projectkosten	B.6
B2.1.3. Kostprijsontwikkeling 1991-2000	B.7
B2.2. Exploitatiekosten	B.8
B2.3. Resumé investeringen en exploitatiekosten	B.9
BIJLAGE 3. PRIJZEN ELEKTRICITEIT	B.11
BIJLAGE 4. RESULTATEN BEREKENINGEN	B.15



# SAMENVATTING

## A. Doel en kader van de studie

Door de unit ESC-Energiestudies van het Energieonderzoek Centrum Nederland is in 1988 het model "ERWIN1" ontwikkeld, waarmee het effect van het wijzigen van een aantal variabelen, zoals investeringshoogte en energieprijsniveau, op de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden geanalyseerd. Hierover is gerapporteerd in het in december 1988 gepubliceerde eindrapport [ESC-47] van de oorspronkelijke studie getiteld "Economische Rentabiliteit WINDenergiesystemen" (ERWIN1).

De studie ERWIN2 dient om de uitgangspunten van het project ERWIN1 te toetsen aan de ontwikkelingen, die de laatste jaren hebben plaatsgevonden. De rapportage bevat de resultaten van de update van het model. Het betreft een aanpassing van de gegevens van de in het model gebruikte databases. Daarnaast is het model gewijzigd om te komen tot een grotere gebruiksvriendelijkheid door het aanbrengen van helpschermen.

## B. ERWIN2 model

Met het ontwikkelde rekenmodel kan worden onderzocht, wat de invloed is van de variatie van diverse variabelen op de rentabiliteit van windenergiesystemen. Het model dient primair voor beleidsonderbouwing en is, gezien het meer generieke karakter, minder geschikt voor case-studies. De voorloper van het model (ERWIN1) heeft de afgelopen jaren aangetoond op adequate wijze de effecten van de variatie van een aantal voor windenergiesystemen relevante variabelen op de rentabiliteit te beschrijven. Door de structuur van het rekenmodel, gekoppeld aan een database met installatiegegevens, is programmatuur beschikbaar gekomen, welke steeds als uniforme en consistente basis kan dienen voor diverse toekomstige studies en berekeningen.

### *Windenergiesystemen*

In het model zijn windenergiesystemen opgenomen met de volgende kenmerken:

- Eenheidsgrootte: 16, 25, 35 en 45 meter rotordiameter
- Aantal per systeem: Solitair, 25 en 50 stuks
- Configuratie: carré en lijnopstelling
- Lokatie: Plaatsing aan de kust, windrijk gebied en een windrijk gebied met obstakels
- Startjaar rentabiliteitsberekening: 1991, 1995 en 2000
- Zichtperiode: 15 jaar.

### *Investeringsen*

De investeringsbedragen, alsmede de kosten voor exploitatie voor de in deze studie beschouwde windenergiesystemen zijn vastgesteld door het ECN, op basis van gegevens van diverse concrete projecten en aangevuld met gegevens uit de literatuur. De mogelijkheid bestaat om het model aan te passen aan nieuwe inzichten met betrekking tot het investeringsbedrag en de exploitatiekosten. In een bijlage zijn daartoe de componenten, waaruit het investeringsbedrag is opgebouwd, gespecificeerd.

### *Rentabiliteit*

Het model berekent de rentabiliteit van de windenergiesystemen-beheerd door een particulier en door een elektriciteitsdistributiebedrijf (nutsbeheer). Voor beide beheerssituaties wordt de Interne RenteVoet voor belasting (IRV) als maatstaf voor de rentabiliteit bepaald. De IRV is een economische maatstaf, die bij investeringsbeslissingen een belangrijke rol speelt. De interne rentevoet geeft de relatie weer tussen de kasstroom gedurende de zichtperiode en de investering in de beschouwde installatie.

De jaarlijkse kasstroom is de representatie van de inkomsten (besparing), die het gevolg zijn van de investering. Deze wordt gevormd door de jaarlijkse opbrengst van de elektriciteitsproductie verminderd met de exploitatiekosten. De geproduceerde elektriciteit met het windenergie-

systeem wordt daarbij gewaardeerd voor respectievelijk particulier en nutsbeheer tegen het tarief volgens ongegarandeerde teruglevering (TL-laag) of het in deze studie genoemde Regionaal Basis Tarief-wind (RBT-wind).

Daarnaast zijn de kosten van de met het windenergiesysteem geproduceerde elektriciteit in ct/kWh berekend. Dit biedt een andere mogelijkheid om de economische aantrekkelijkheid van windenergie te toetsen.

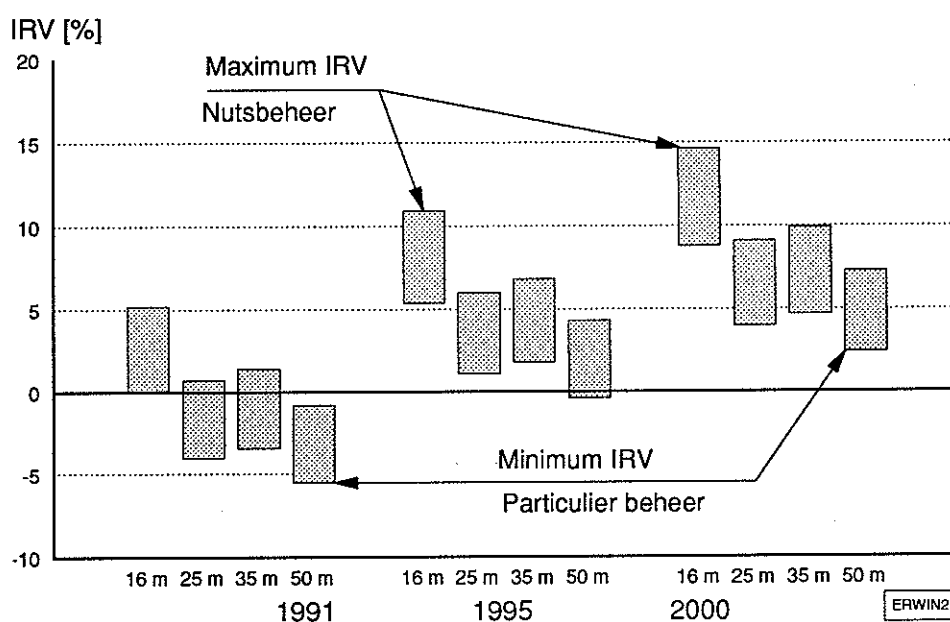
### C. Berekeningen met het model

In het model kunnen een aantal variabelen, welke invloed hebben op de rentabiliteit van een windenergiesysteem, worden gevarieerd. Voor deze rapportage is uitgegaan van base-cases, waarmee de uitgangssituatie wordt gedefinieerd en waaraan wordt gerefereerd bij de bepaling van de mutaties. Voor zowel particulier als nutsbeheer is de base-case als volgt geformuleerd:

- 25 windturbines in lijnopstelling aan de kust
- Elektriciteitsprijzen: bepaald op basis van het brandstofprijsniveau en de opbouw van het elektriciteitsproductiepark volgens het "Europa scenario" in de NEV 1990-2015
- Teruglevering van alle geproduceerde elektriciteit door particulieren, tegen een vergoeding gebaseerd op brandstofinzet verhoogd met een toeslag, de zgn. ongegarandeerde teruglevering
- Teruglevering van alle geproduceerde elektriciteit door elektriciteitsdistributiebedrijven tegen een vergoeding RBT-wind
- Geen investeringspremies

#### Resultaten

Gezien de doelstelling van de studie is het model primair bedoeld om inzicht te verkrijgen over de invloed van factoren, die de rentabiliteit van investeringen in windturbines beïnvloeden. Daar-  
toe wordt telkenmale gerefereerd aan de rentabiliteit van de base-case. Aangezien bij de opzet van het model gebruik is gemaakt van een aantal concrete projectgegevens (geldend voor het startjaar 1991) zijn niettemin enkele algemene tendensen zichtbaar. Figuur S.1 geeft de minimale en maximale waarde van de interne rentevoet (IRV) weer. Uit de "zwevende" bar zijn de onder- en bovenwaarde van de te berekende IRV af te lezen, overeenkomend met de twee onderscheiden beheersvormen: particulier- en nutsbeheer.



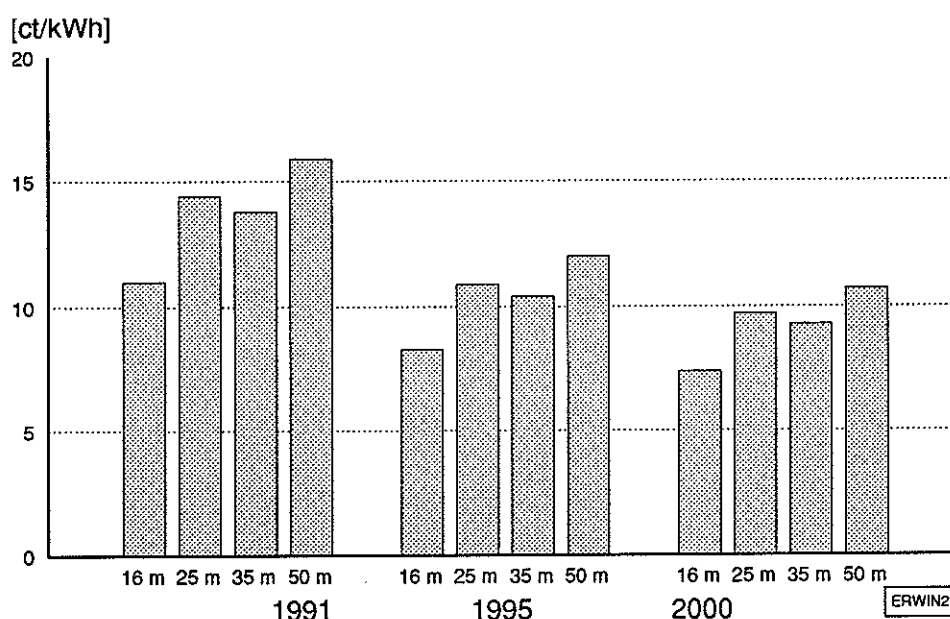
Figuur S.1. Rentabiliteit base-cases

Zowel bij particulier- als nutsbeheer vertoont de IRV in de jaren 1995 en 2000 een aanzienlijk positiever beeld ten opzichte van 1991. Voor beide situaties geldt, dat de onderlinge verschillen in de rentabiliteit per systeem en zichtjaar een overeenkomstig verloop heeft als de elektriciteitsproductie en investeringen. Het systeem met een park van 25 windturbines van 16 meter geeft steeds de hoogste interne rentevoet.

De minimumwaarde (voor particulierbeheer) van de berekende IRV is voor alle base-cases in het jaar 1991 bij de veronderstelde uitgangspunten kleiner of gelijk aan 0%. De rentabiliteit wordt sterk beïnvloed door de gehanteerde (als minimaal te beschouwen) terugleververgoeding. In het model wordt in de base-case uitgegaan van een minimale vermogensvergoeding van 1,5 ct/kWh, gebaseerd op het adviestarief van de VEEN.

Bij de exploitatie van windturbines door elektriciteitsdistributiebedrijven (nutsbeheer) geldt een maximumwaarde voor de IRV in de base-case van ca. 5% voor een park van 25 turbines van 16 meter in 1991. In 1995 worden aanzienlijk betere waarden voor de IRV berekend. De grotere windturbines bereiken nu ook een waarde van ca 5%, terwijl het park de 25x16 meter zelfs boven de 10% komt. Wanneer als definitie van een rendabel windenergiesysteem wordt gekozen voor een systeem met een interne rentevoet van minimaal 5% (de reële rente) over de zichtperiode van 15 jaar, dan zijn in 1995 nagenoeg alle onderzochte systemen in nutsbeheer als rendabel te beschouwen. Voor het jaar 2000 is de situatie nog verder verbeterd. Als maximum wordt hierbij in het jaar 2000 een IRV-waarde van ca. 10 procent berekend voor de windenergiesystemen met 25x25 en 35 meter (250 kW en 500 kW) windturbines, terwijl de 1 MW turbine (50 meter) nu ook in de base-case boven de 5% uitkomt.

In Figuur S.2 zijn de produktiekosten van elektriciteit met windenergie (gebaseerd op een reële rente van 5%) voor elk van de base-cases uitgezet.



Figuur S.2 Elektriciteitsproduktieprijzen base-cases

Deze variëren in het jaar 1991 van 10 tot 15 ct/kWh en dalen in de jaren 1995 en 2000 tot onder de 10 ct/kWh. Als deze worden vergeleken met de elektriciteitsprijzen volgens het RBT-wind, dan kan worden geconstateerd, dat voor deze peiljaren de opwekkosten lager zijn dan de inkoopkosten voor elektriciteitsdistributiebedrijven.

### *Varianten*

Voor de berekeningen met het model zijn de volgende grootheden ten opzichte van de uitgangspunten gevarieerd:

- Een solitaire opstelling
- Een lokatie van het park in een gebied met een lagere windsnelheid en meer obstakels
- Een mogelijke ontwikkeling van de energieprijzen door het in rekening brengen van een brandstofheffing van 50%
- De hoogte van een eventuele investeringspremie
- De zichtperiode of afschrijvingstermijn
- Het rentepercentage.

Daarnaast is het mogelijk een wijziging in de uitgangspunten aan te brengen voor de volgende parameters:

- De energieopbrengst van de windturbines
- Het investeringsbedrag en de exploitatiekosten voor het windenergiesysteem

Een deel van deze rapportage is gewijd aan de geïsoleerde effecten van afzonderlijke wijzigingen van een aantal van de bovengenoemde variatiemogelijkheden. De berekeningsresultaten geven aan, dat een mutatie in een van de variabelen voor elk windenergiesysteem en beheersvorm tot een gelijkgerichte verandering in de IRV leidt. De omvang van het effect is verschillend en hangt vooral af van de eenheidsgrootte van het windenergiesysteem. Dit wordt ten dele veroorzaakt door de gehanteerde waarden voor de investeringen en exploitatiekosten. Hierbij dient het volgende bedacht te worden: De berekeningen met het ERWIN2-model zijn gebaseerd op een aantal gestileerde situaties. Dit geldt zowel voor de base-cases als de daarvan afgeleide varianten. De praktijksituatie zal altijd afwijken van deze "ERWIN" situatie, waardoor in de praktijk afwijkende waarden voor de IRV worden gevonden. Dit geldt in mindere mate voor de gehanteerde investeringskosten van windenergiesystemen, welke één van de belangrijkste uitgangspunten in deze studie vormt.

## D. Conclusies

Het project Update rekenmodel ERWIN1 heeft geresulteerd in een rekenmodel, waarmee de gevoeligheid van de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden bepaald en dat de samenhang tussen de relevante variabelen voor deze opties beschrijft. De database, die ten grondslag ligt aan dit model en waarin gegevens over de installaties zijn opgenomen, is gebaseerd op een eenduidige grondslag. Hiermee kan een bijdrage worden geleverd aan de structurering van de discussie over de toepassing van windenergiesystemen.

In het voorgaande is steeds uitgegaan van het variëren van één rekenparameter en wordt de invloed hiervan ten opzichte van de base-case aangegeven. Indien meerdere parameters gelijktijdig worden gewijzigd, mogen de effecten van de geïsoleerde mutaties niet worden opgeteld. Het effect zal voor die situatie berekend moeten worden. Met de beschikbare programmatuur kan de rentabiliteit worden berekend voor deze combinatie van varianten.



## ABSTRACT

This report describes a model for economic analysis of windenergysystems. It concerns an update of a previous published report (ECN/ESC-47; december 1998, which calculates the internal rate of return and the costs of the electricity produced for various systemconfigurations and management options. Calculations have been made for the economics of four types of windturbines ( 16, 25, 35 and 45 meter rotordiameter). Different types of windfarms (isolated windturbine and 10 or 40 windturbines in line or cluster) are distinguished. The electricity-production, investments- and exploitationcosts are estimated for the years 1991, 1995 and 2000. The economic calculations present results for two forms of management: by private enterprise or public utilities. A sensitivity analysis has been carried out with respect to differences in wind-regime, electricity prices, investments costs and economic lifetime. The report includes a data-base on the parameters used.

CALCULATION METHODS  
COST BENEFIT ANALYSIS  
COST-EFFECTIVENESS  
ECODES  
ENERGY POLICY  
ENERGY PRICES  
FORECASTING  
INVESTMENT  
NATIONAL PROGRAM PLANS  
NETHERLANDS  
SENSITIVITY ANALYSIS  
WIND POWER PLANTS  
WINDPOWER  
WINDTURBINES

## TEN GELEIDE

De voorliggende rapportage bevat de resultaten van het project ERWIN2, een update van het rekenmodel dat in december 1988 is gepubliceerd in rapport ECN/ESC-47.

Deze studie is uitgevoerd door de units ESC-Energiestudies en Duurzame Energie van het Energieonderzoek Centrum Nederland. Het daartoe geformeerde projectteam heeft bestaan uit F.G.H. van Wees en A.P.W.M. Curvers met softwarematige ondersteuning van C.H. Volkers. De voorliggende rapportage is tot stand gekomen met begeleiding door vertegenwoordigers van het Ministerie van Economische Zaken (Directoraat-Generaal voor Energie) en de Nederlandse Maatschappij voor Energie en Milieu (NOVEM):

L.H. Knoester  
A.J. van den Berg  
R. de Bruyne

EZ; DGE/Directie Energiebesparing en Duurzame Energie  
EZ; DGE/Directie Elektriciteit  
NOVEM B.V.

# 1. INLEIDING

Deze rapportage vormt de afsluiting van het project: "Update rekenmodel ERWIN" (ERWIN2). Het rapport volgt de opzet van het in december 1988 gepubliceerde eindrapport [ESC-47] van de oorspronkelijke studie getiteld "Economische Rentabiliteit WINDenergiesystemen" (ERWIN1).

Met het ontwikkelde rekenmodel kan worden onderzocht wat de invloed is van de variatie van diverse variabelen op de rentabiliteit van windenergiesystemen. Het model dient primair voor beleidsonderbouwing en is, gezien het meer generieke karakter, minder geschikt voor case-studies.

Een uiteenzetting omtrent het doel en aanpak van de studie wordt in Hoofdstuk 1 en 2 gegeven. In de Hoofdstukken 3 en 4 van de rapportage worden de uitkomsten van berekeningen van enkele varianten gepresenteerd. In Hoofdstuk 5 wordt de rentabiliteitsbepaling bij een combinatie van varianten besproken. In een aantal bijlagen zijn de details van de uitgangspunten, aannamen en de berekeningswijze weergegeven.

## 1.1. Projectdoelstelling

In het kader van het overheidsstreven het aandeel met windenergie opgewekte elektriciteit te vergroten wordt ondermeer gestreefd naar het tot ontwikkeling brengen van rendabele windturbines door o.a. het stimuleren van een vraag vanuit de markt. Dit moet tot gevolg hebben, dat de investeringskosten - door o.a. serieproductie - op een zodanig niveau komen, dat een rendabele elektriciteitsproductie uit windenergie mogelijk wordt. Deze studie dient om de uitgangspunten van het project ERWIN1 te toetsen aan de ontwikkelingen, die de laatste jaren hebben plaatsgevonden.

De beschrijving van de gehanteerde invoergegevens en de rekenmethodiek vormen de basis van deze rapportage. De aanpassingen worden verwerkt in hoofdstukken afkomstig uit het rapport ERWIN1. Deze worden, waar nodig, vergeleken met die in ERWIN1. Gememoreerd wordt dat er wederom databases zijn gevormd, waarin gegevens over de windenergiesystemen en de gehanteerde elektriciteitsprijzen zijn vastgelegd. De ontwikkelde rekenmethodiek is er op gericht de Interne RenteVoet (IRV) te bepalen als maat voor de rentabiliteit. Door het wijzigen van relevante variabelen wordt de invloed op de rentabiliteit bepaald. Bij het analyseren van deze invloed is niet zozeer de absolute hoogte van de rentabiliteit, alswel de omvang en de richting van de mutatie van belang. Daarnaast wordt ook de prijs van de geproduceerde elektriciteit berekend, die kan worden vergeleken met de prijs van in te kopen elektriciteit uit het landelijke net.

## 1.2. Windenergiesystemen

In de studie worden een aantal verschillende windenergiesystemen onderzocht, die worden gekarakteriseerd door:

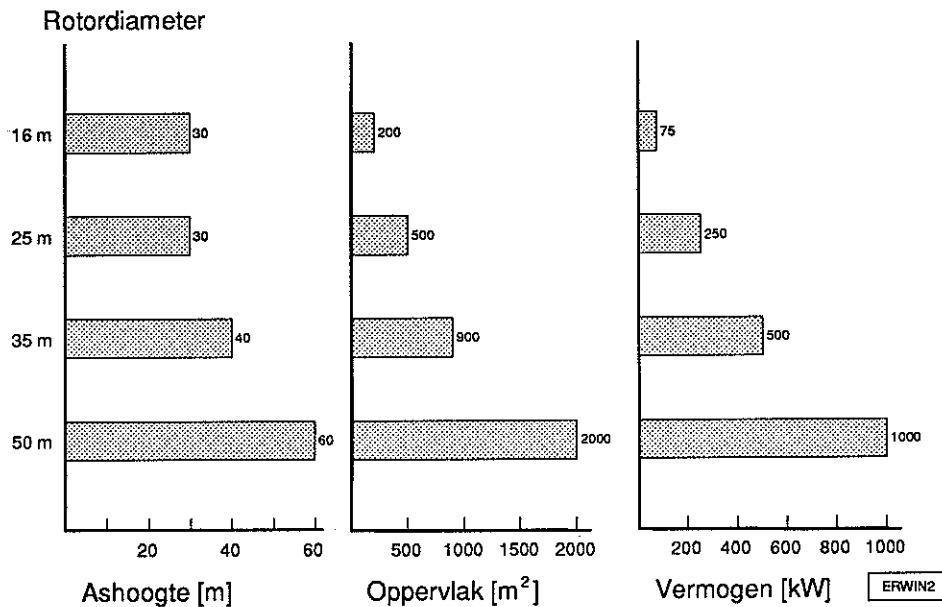
- Eenheidsgrootte
- Aantal
- Configuratie
- Lokatie.

Gekozen kan worden uit de volgende mogelijkheden, die in combinatie met elkaar een te onderzoeken windenergiesysteem vormen.

### *Eenheidsgrootte*

Er wordt uitgegaan van 4 eenheidsgrootten voor de windturbines, die worden gekarakteriseerd door de rotordiameter. In deze studie is gekozen voor turbines met een diameter van 16, 25, 35 en 50 meter. De genoemde windturbines geven een goede indicatie van de typen, die nu op de markt of in ontwikkeling zijn. In de praktijk kan de rotordiameter hiervan enigszins afwijken. In

Figuur 1.2 wordt per type de ashoogte, rotoroppervlak en het maximaal geïnstalleerd vermogen getoond. Gezien de ontwikkeling op het gebied van zeer grote windturbines (80 meter, 3 MWe) zijn dergelijke turbines niet onderzocht.



Figuur 1.2. Eenheidsgrootten windturbines

#### Aantal

Het aantal windturbines van de te onderzoeken windenergiesystemen bedraagt 1, 25 of 50 stuks op een lokatie. Dit zijn in de studie gehanteerde voorbeeldaantallen, die de ordegrrootte van een park aangeven. In de praktijk kunnen andere aantallen worden aangetroffen.

#### Configuratie

Voor het aantal van 25 en 50 stuks windturbines wordt onderscheid gemaakt tussen lijn- en carré-opstelling. De gekozen configuratie wordt in het ERWIN2-model vertaald naar een verminderde opbrengst per turbine ten gevolge van zog-effecten. Voor de lijnopstelling wordt verondersteld, dat het een opstelling betreft loodrecht op de overheersende windrichting (dus: ZO-NW). Voor een carré-opstelling wordt een bij benadering rechthoekig park aangenomen.

#### Lokatie

Een drietal lokaties zijn gekozen, gekenmerkt door de namen:

- Kuststreek
- Windrijk gebied
- Windrijk gebied met obstakels.

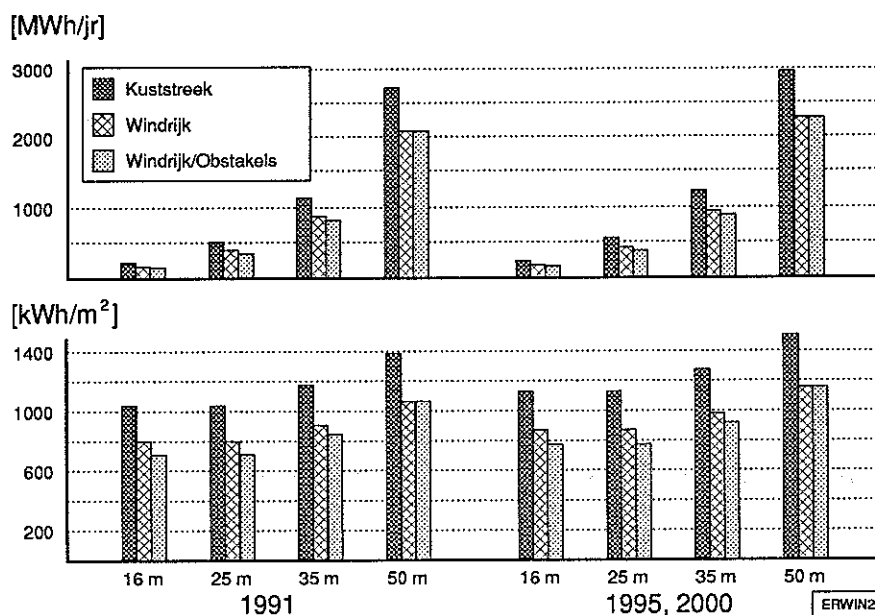
De gemiddelde windsnelheid op 10 meter hoogte is aan de kust 6 m/s en voor de overige twee gebieden 5,5 m/s. Met uitzondering van het windrijk gebied met obstakels geldt er een ruwheidshoogte van 0,03 m (terreinruwheidsklasse 3). Voor het gebied met obstakels geldt een ruwheidshoogte van 0,05 m (ruwheidsklasse 5). De gekozen voorbeeldlokaties geven een goede afspiegeling van de lokaties, zoals die in windrijk Nederland worden aangetroffen en als lokatie voor windturbinesystemen worden voorgesteld.

## 2. UITGANGSPUNTEN EN REKENMETHODIEK

### 2.1. Elektriciteitsproductie

Uitgaande van in de Paragraaf 1.2 gedefinieerde windturbinesystemen is de elektriciteitsopbrengst bepaald. De gehanteerde berekeningsmethodiek is opgenomen in Bijlage 1.

De matrix van plaatsingsmogelijkheden kent zestig combinaties. De elektriciteitsopbrengst voor een solitaire windturbine op de drie lokaties is in Figuur 2.1 aangegeven. De geraamde jaaropbrengst uitgedrukt in kWh/m<sup>2</sup> is eveneens opgenomen. Deze maakt een onderlinge vergelijking van verschillende turbines mogelijk.



Figuur 2.1. Elektriciteitsproductie solitaire windturbine per lokatie

De gelijke elektriciteitsopbrengst voor de 50 meter turbine op zowel de lokatie windrijk als obstakels wordt veroorzaakt door de ashoogte van deze turbine van 60 meter. Hierdoor wordt geen merkbare invloed van de ruwheidshoogte meer ondervonden. De wijziging in de opbrengst in het jaar 1995 ten opzichte van 1991 is het gevolg van een verbeterde opbrengstfactor van 2,85 naar 3,1 (in ERWIN1 waren deze waarden 2,75 respectievelijk 3,0). Om de elektriciteitsproductie voor een lijn- en parkopstelling te bepalen, dient rekening te worden gehouden met het afnemende rendement per turbine ten gevolge van zog-effecten. Hiervoor zijn voor een lijnopstelling een factor 0,95 gehanteerd, terwijl voor een carré-opstelling 0,90 is ingezet.

### 2.2. Investeringsen

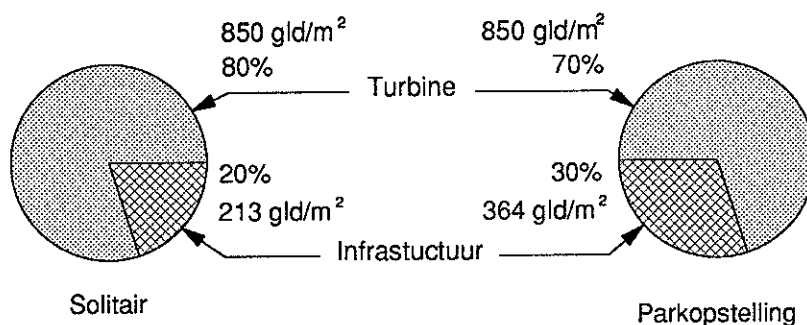
Om aan de doelstelling van deze studie te kunnen voldoen is het vereist over een consistent beeld van de investeringsbedragen voor de uitgangssituatie te beschikken. Ten behoeve van deze studie heeft de unit Duurzame Energie van het Energieonderzoek Centrum Nederland gegevens verzameld afkomstig van een groot aantal concrete projecten en deze aangevuld met gegevens uit de literatuur. Daarbij stond de noodzakelijke eenduidigheid van uitgangspunten voorop. Voor het model ERWIN2 zijn de investeringsbedragen en kosten voor exploitatie vastgesteld voor de peiljaren 1991, 1995 en 2000.

Voor de onderzochte windenergiesystemen zijn de totale investeringskosten bepaald door de twee te onderscheiden hoofdkostenposten te sommeren: turbine inclusief mast, transport en

montage en overige kosten welke nodig zijn om een windenergiesysteem te realiseren. Deze is onder te verdelen in de posten:

- Fundering
- Bekabeling en aansluiting op het openbare elektriciteitsnet
- Infrastructuur of ontsluiting bouwplaats
- Engineering
- Overige posten w.o. monitoring, vergunningen e.d.

Figuur 2.2.1. geeft de opbouw van de investeringskosten (in guldens 1991) van de verschillende onderzochte windenergiesystemen. In Figuur 2.2.2 zijn de totale investeringen weergegeven. De investeringen voor een windenergiesysteem met 50 turbines is een verdubbeling van die met 25 turbines.

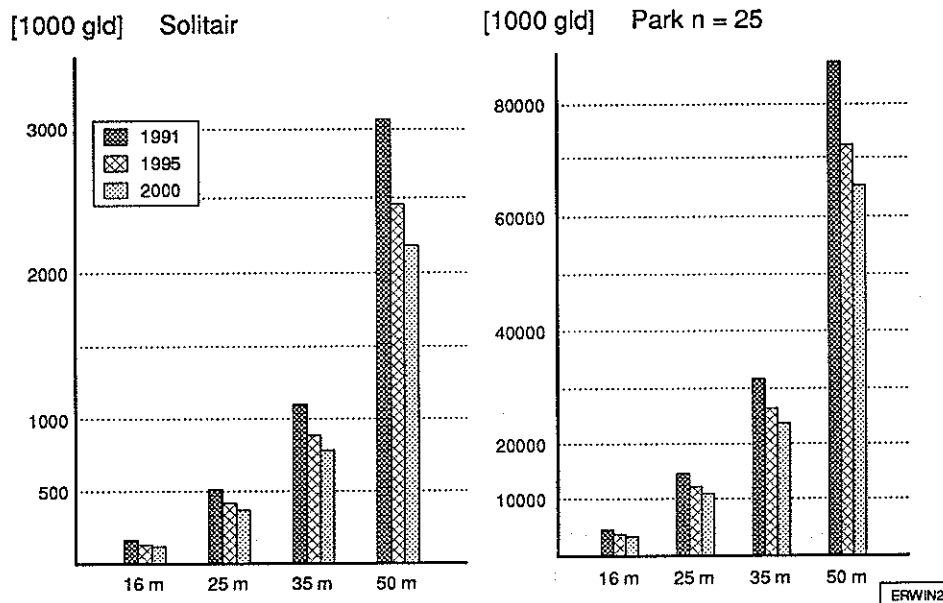


25 meter turbine; 1991

ERWIN2

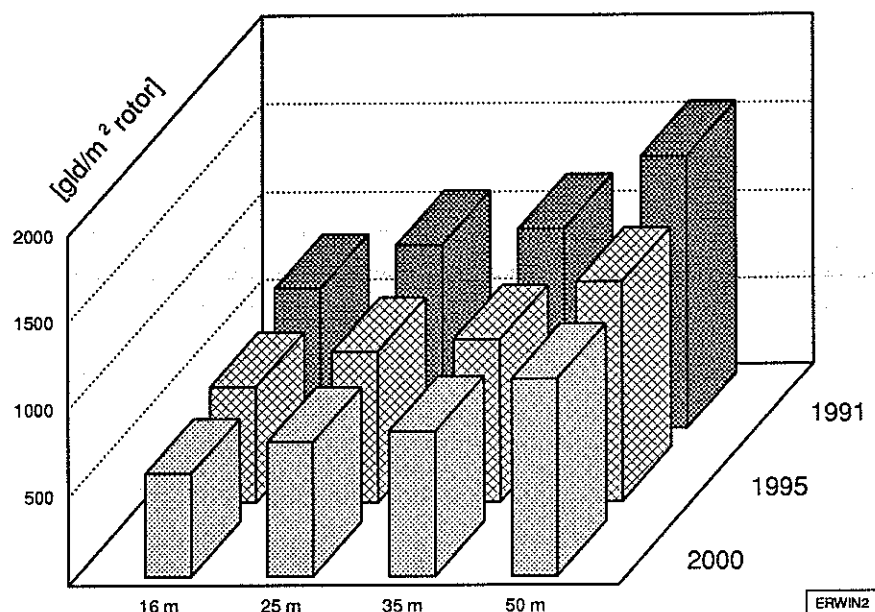
Figuur 2.2.1. Opbouw investeringen windenergiesysteem

In Bijlage 2 is gedetailleerd aangegeven, hoe de raming voor de investeringskosten voor de verschillende onderzochte windenergiesystemen tot stand is gekomen.



Figuur 2.2.2. Investeringskosten windenergiesystemen

Een algemeen geldend verschil in kosten tussen een park in lijn- en in carré-opstelling kon niet worden vastgesteld. Voor beide typen parken zijn daarom dezelfde kostencijfers gehanteerd (zie Bijlage 2). Om een vergelijking van windturbineprojecten mogelijk te maken, worden de kosten meestal uitgedrukt in guldens per vierkante meter rotoroppervlak. Dit is in Figuur 2.2.3 weergegeven voor de vier onderzochte turbine typen en de drie zichtjaren.



Figuur 2.2.3. Specifieke investering

Naast de investeringskosten zijn eveneens de exploitatiekosten bepaald. Hieronder worden verstaan de kosten voor:

- Beheer
- Onderhoud
- Verzekering
- Grondverwerving middels pacht
- Onroerend-goed-belasting (OGB).

De kosten worden voor deze studie aangehouden op 2,5 procent van de investeringskosten voor de turbine. Dit leidt tot een absolute daling in 1995 en 2000 van de exploitatiekosten. In Bijlage 2 is de oorsprong van de in ERWIN2 gehanteerde exploitatiekosten uiteengezet.

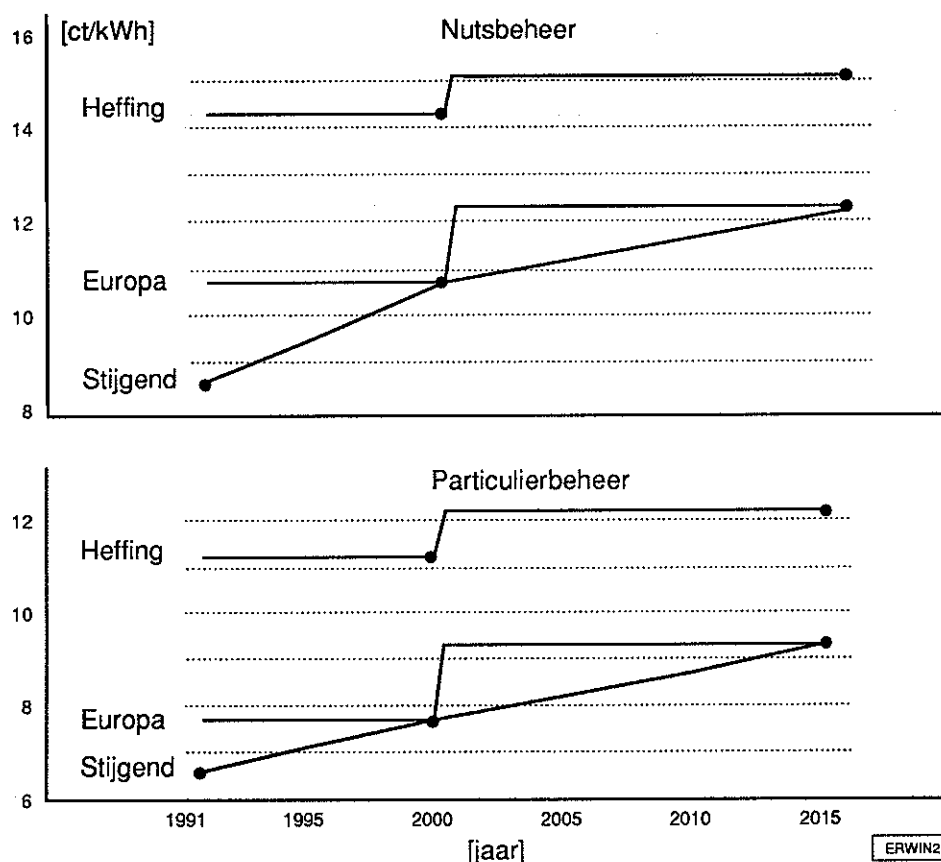
### 2.3. Prijzen elektriciteit

De prijzen van elektriciteit zijn vanzelfsprekend van grote invloed op de rentabiliteit van de in deze studie onderzochte windenergiesystemen. Het is derhalve van belang na te gaan, wat het effect is van (wijzigingen in) het brandstofprijsniveau en de daarmee samenhangende elektriciteitsprijzen op de rentabiliteit.

Elektriciteitsprijzen spelen op een aantal manieren een rol. Een onderscheid kan worden gemaakt tussen de elektriciteitsprijs, die wordt gehanteerd om de met een windenergiesysteem opgewekte elektriciteit te waarderen, in het geval van particulier- en nutsbeheer. Voor particulierbeheer is de prijs bepalend, waarvoor elektriciteit wordt teruggeleverd aan het openbare net. Voor elektriciteitsdistributiebedrijven (nutsbeheer) is de prijs, die het distributiebedrijf zou moeten betalen bij inkoop van de productiesector maatgevend.

Ten behoeve van deze studie zijn de energieprijzerveronderstellingen gehanteerd, zoals deze in het kader van de Nationale Energie Verkenningen 1990-2015 zijn uitgewerkt voor het zogeheten "Europa scenario". De hierbij gehanteerde uitgangspunten zijn beschreven in de rapportage over de NEV. Deze prijsenset heeft betrekking op de zichtjaren 2000 en 2015 en wordt als constant in de tijd teruggeprojecteerd. Door in het model hierop toeslagen te geven (zowel positief als negatief) kan het effect van deze variant op de rentabiliteit worden bepaald. Het gaat daarbij niet om de absolute hoogte van de mutaties, maar om langs analytische weg inzicht te krijgen in de mate van gevoeligheid voor wijzigingen in de brandstofprijzen. Daarnaast zijn nog een tweetal prijsensets in het model opgenomen, zodat kan worden gekozen uit:

- Base-case prijzenset volgens "Europa scenario"
- Met een brandstofheffing van 50%
- Niet constante (reële) prijzen met ijkpunten 1991, 2000 en 2015.



Figuur 2.3. Elektricitetsprijzen particulier- en nutsbeheer

Voor particulierbeheer wordt uitgegaan van de huidige regeling voor teruglevering uit ongegarandeerd vermogen. Voor de situatie van nutsbeheer is uitgegaan van de gemiddeld, op langere termijn, te realiseren besparing op inkoopkosten, berekend volgens de systematiek van het LBT/RBT. Hierbij is rekening gehouden met een groter windaanbod in de wintermaanden. In Bijlage 3 zijn de in deze studie gehanteerde elektricitetsprijzen gedetailleerd opgenomen. In Figuur 2.3 zijn de in de base-case gehanteerde waarden voor de situatie van particulierbeheer (Teruglevering TL-Laag) en nutsbeheer (RBT-wind) opgenomen. De sprong in de elektricitetsprijs bij de overgang van de jaren 2000 en 2001 wordt veroorzaakt, doordat wordt uitgegaan van de prijzen in twee zichtjaren in de NEV (2000 en 2015), welke worden teruggeprojecteerd naar respectievelijk 1991 en 2001.

## 2.4. Rekenmethodiek

Voor het vaststellen van de rentabiliteit over de zichtperiode moeten, gezien de (mogelijkheid van) jaarlijkse verandering van de (brandstof- en) elektricitetsprijzen, voor elk jaar berekeningen worden uitgevoerd voor de bepaling van het exploitatieresultaat van de onderzochte wind-energiesystemen. Hiervoor is een rekenprogramma ontwikkeld, opgezet in een spreadsheet, dat aansluit op de in deze studie te onderzoeken variabelen.

Voor zowel particulier- als nutsbeheer wordt in deze studie de Interne RenteVoet (IRV) voor belasting als maat voor de rentabiliteit gehanteerd. De IRV is een economische maatstaf, die bij investeringsbeslissingen een belangrijke rol speelt. Hiermee wordt de relatie weergegeven tussen de investering en de jaarlijkse kasstromen. De jaarlijkse kasstroom is de representatie van de



door de investering in het windenergiesysteem gewijzigde inkomsten- en uitgavenstromen. De IRV wordt berekend door de kasstromen, die door de investering worden gegenereerd gedurende de zichtperiode, met een zodanig percentage (de IRV) te verdisconteren, dat de som van deze kasstromen gelijk is aan de investering.

Naast de IRV worden in de praktijk ook andere economische maatstaven gehanteerd, zoals de terugverdientijd en netto-constante-waarde. Aangezien de IRV in de praktijk als criterium veel wordt gebruikt en deze ook in de modellen GEIN en KNIE wordt bepaald, is hier eveneens gekozen voor de berekening van de IRV als economische maatstaf. Daarnaast is voor de situatie, waarin het windenergiesysteem door een particulier of distributiebedrijf wordt beheerd, berekend wat de kosten van de met het windenergiesysteem geproduceerde elektriciteit (in ct/kWh) zijn. Deze vergelijking tussen produktiekosten en inkoopkosten per kWh kan bij nutsbeheer, naast de IRV, eveneens als criterium voor de investeringsbeslissing worden gehanteerd.

## 2.5. Conclusie modelopzet

Door het project ERWIN2 is er een update van de programmatuur beschikbaar gekomen, waarmee met een maximale vrijheid t.a.v. de uitgangspunten de rentabiliteit van windenergiesystemen kan worden bepaald.

In het model kunnen door de gebruiker de volgende uitgangspunten worden geselecteerd en variabelen worden gewijzigd:

### Uitgangspunten:

1. *Rotordiameter*: 16, 25, 35 en 50 meter
2. *Startjaar* rentabiliteitsberekening 1991, 1995 en 2000
3. *Configuratie*
  - a. solitaire opstelling
  - b. 25 stuks in lijn- of carré-opstelling
  - c. 50 stuks in lijn- of carré-opstelling
4. *Lokatie*
  - a. kuststreek ( $V_{10}=6$  m/s,  $z=0,03$  m)
  - b. windrijke lokatie zonder obstakels ( $V_{10}=5,5$  m/s,  $z=0,03$  m)
  - c. windrijke lokatie met obstakels ( $V_{10}=5,5$  m/s,  $z=0,25$  m)
5. *Zichtperiode* van 10, 15 of 20 jaar in combinatie met een rentepercentage

### Variabelen:

1. *Elektriciteitsinkoopprijzen*: drie sets met als basis het "Europa-scenario" volgens de NEV 1990-2015
2. *Toeslag* op de vergoeding voor geleverde elektriciteit
3. *Investeringspremies*
4. *Korting* op de exploitatiekosten
5. *Correctie* op de windsnelheid en opbrengstfactor

De in de programmatuur opgenomen berekeningsmethodiek, ondersteund door aangepaste databases voor zowel de gegevens over de windenergiesystemen als over de energieprijsniveaus, geeft de mogelijkheid berekeningen uit te voeren voor beleidsonderbouwing. In de volgende twee hoofdstukken zal een eerste set berekeningsresultaten worden gepresenteerd, die met dit rekenmodel zijn uitgevoerd. Het betreft een eerste analyse van geïsoleerde effecten, welke door het Ministerie van Economische Zaken bij de beleidsmatige ondersteuning in de beschouwing kan worden betrokken. De richting en de hoogte van de effecten ten gevolge van wijzigingen in factoren worden daartoe gekwantificeerd.



### 3. RENTABILITEIT BASE-CASES

Het bepalen van de wijzigingen in de rentabiliteit onder invloed van de vele mogelijke factoren vraagt om een systematische aanpak. Steeds wordt gerefereerd aan zogenaamde base-cases als uitgangspunt voor het berekenen van varianten. Gezien het belang van de base-case is grote aandacht besteed aan het formuleren van de uitgangspunten. Evenwel moet worden benadrukt, dat de base-case alleen dient als referentie voor de analyse van de mutaties, die de berekende varianten veroorzaken. De gehanteerde uitgangspunten zijn in het volgende overzicht opgenomen:

Aantal	25 stuks
Configuratie	Lijnopstelling
Lokatie	Kust
Investeringspremie	0 procent
Startjaar	1991, 1995 en 2000
Zichtperiode/afschrijving	15 jaar
Rente	5 procent reëel
Restwaarde	Nihil
Elektriciteitsprijzen	"Europa scenario"
- Particulier	100% teruglevering tegen tarief "ongegarandeerd"
- Nutsbeheer	RBT-wind

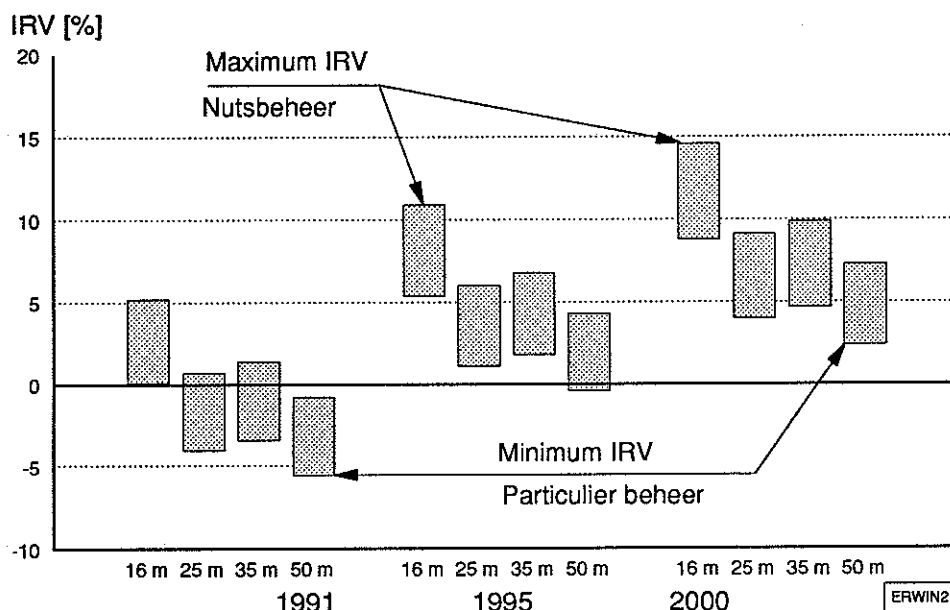
Opgemerkt dient te worden dat bij de berekening van de interne rentevoet de genoemde rente van 5% reëel niet wordt gebruikt. Deze rente wordt alleen ingezet bij de bepaling van de jaarlijkse kapitaalslasten voor de berekening van de kosten van de geproduceerde elektriciteit.

#### 3.1. Resultaten base-cases

In Figuur 3.1.1 zijn de berekeningsresultaten voor de base-cases van de IRV voor zowel particulier- als nutsbeheer opgenomen. In Bijlage 5 zijn de volledige berekeningsresultaten in tabelvorm opgenomen. Uit de "zwevende" bar zijn de onder- en bovenwaarde van de te berekende IRV af te lezen, overeenkomend met de twee onderscheiden beheersvormen. Voor de situatie van particulierbeheer dient bedacht te worden, dat hierbij is uitgegaan van volledige teruglevering van alle geproduceerde elektriciteit aan het openbare net. In de praktijk is voor de onderzochte windenergiesystemen dit nagenoeg altijd het geval. Alleen de 16 meter en eventueel de 25 meter windturbine in solitaire opstelling is qua vermogen geschikt om bij een particulier geplaatst te worden voor de dekking van de eigen elektriciteitsbehoefte. Hiervoor is een ander elektriciteitsprijs van toepassing. In de hier onderscheiden situatie wordt de terugleververgoeding volgens het tarief TL-laag (ongegarandeerde teruglevering) als uitgangspunt gehanteerd.

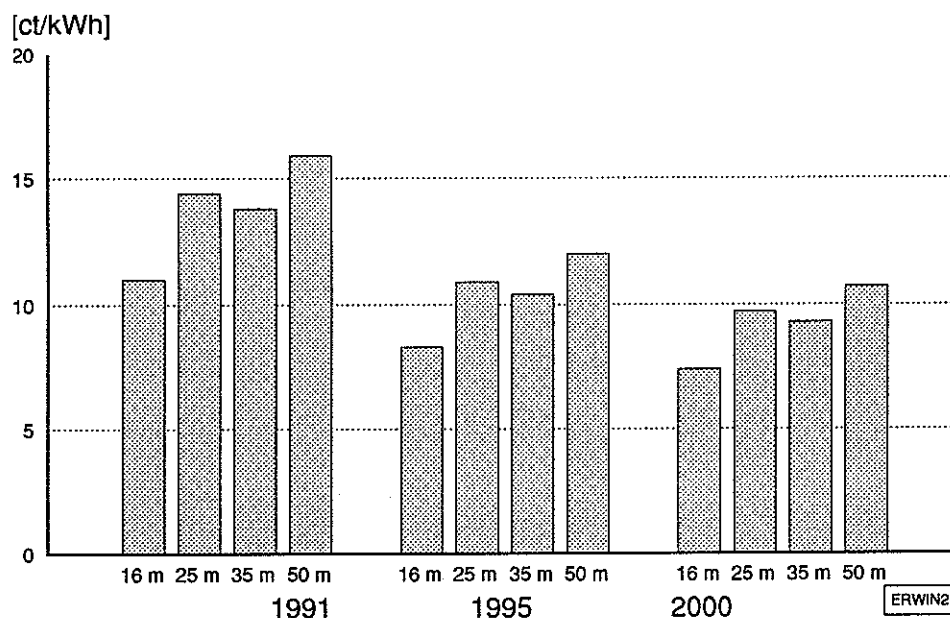
Voor beide situaties kan voor de onderzochte windenergiesystemen worden afgeleid, dat de onderlinge verschillen in de rentabiliteit een overeenkomstig verloop heeft als de elektriciteitsproductie en investeringen. De minimumwaarden (voor particulierbeheer) van de berekende IRV zijn in het jaar 1991, bij de in de base-cases veronderstelde uitgangspunten, kleiner of gelijk aan 0%. De maximumwaarde (bij nutsbeheer) in de base-case heeft in 1991 een IRV van maximaal 5% voor een park van 25 turbines van 16 meter. Zowel bij particulier- als nutsbeheer vertoont de IRV in het jaar 1995 een aanzienlijk positiever beeld. Als maximum wordt hierbij als hoogste

waarde een IRV-waarde van ca. 10 procent aangetroffen voor het windenergiesysteem met 16 meter windturbines.



Figuur 3.1.1. Rentabiliteit base-cases

In Figuur 3.1.2. zijn de productiecosten van elektriciteit met windenergie (gebaseerd op een reële rente van 5%) voor elk van de base-cases uitgezet.



Figuur 3.1.2. Elektriciteitsproductieprijsen base-cases

Deze variëren in het jaar 1991 van 10 tot 15 ct/kWh en dalen in de jaren 1995 en 2000 tot onder de 10 ct/kWh. Als deze worden vergeleken met de elektriciteitsprijzen volgens het RBT-wind, dan kan worden geconstateerd, dat voor deze peiljaren de opwekkosten lager zijn dan de inkoopkosten voor elektriciteitsdistributiebedrijven.

## 4. VARIANTEN

In het voorgaande hoofdstuk zijn de resultaten van de rentabiliteitsberekeningen voor de base-cases weergegeven. In de praktijk zijn er echter afwijkende situaties en randvoorwaarden van toepassing, welke de rentabiliteit beïnvloeden. In de base-case is bijvoorbeeld uitgegaan van de situatie, waarbij geen rekening is gehouden met de mogelijkheid van het verkrijgen van investeringspremies. In dit hoofdstuk zal de invloed op de rentabiliteit van afzonderlijke factoren worden bepaald en geanalyseerd, aangevuld met het effect door variatie in de zichtperiode/afschrijving en het rentepercentage.

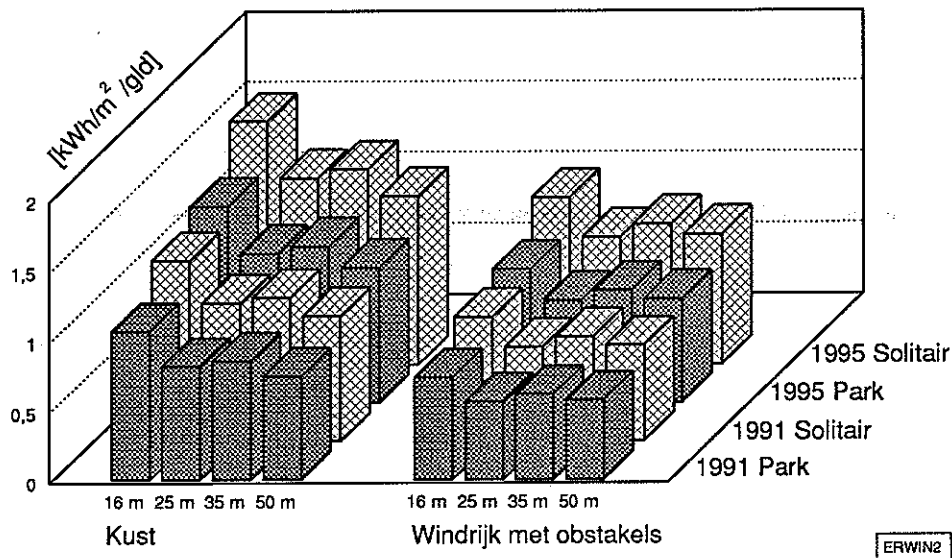
De varianten zijn in vijf groepen in te delen, waarbij de parameters als volgt zijn gevarieerd.

1. *Configuratie* (Paragraaf 4.1)  
Base-case: 25 stuks in lijn opgesteld  
Variant: Solitaire opstelling
2. *Lokatie* (Paragraaf 4.2)  
Base-case: kuststreek ( $V_{10} = 6$  m/s,  $z = 0,03$  m)  
Variant: Windrijke lokatie met obstakels ( $V_{10} = 5,5$  m/s,  $z = 0,25$  m)
3. *Elektriciteitsprijzen* (Paragraaf 4.3)  
Base-case: "Europa scenario"  
Varianten:
  - a. Met een brandstofheffing van 50%
  - b. Met niet constante (reële) prijzen met ijkpunten 1991, 2000 en 2015
  - c. Voor particulierbeheer is een variant doorgerekend met een toeslag van 3,5 ct/kWh.
4. *Investeringskosten* (Paragraaf 4.4)  
Het effect van investeringspremies van 20, 30 en 40 procent is bepaald
5. *Zichtperiode* (Paragraaf 4.5)  
Base-case: 15 jaar  
Variant: 10 jaar
6. *Rentepercentage* (Paragraaf 4.6)  
Base-case: 5 procent (reëel)  
Variant: 10%

Met de gegevens over de richting en hoogte van de mutatie worden in de volgende paragrafen de effecten geanalyseerd, die een variant veroorzaakt op de rentabiliteit voor de verschillende windenergiesystemen. Bij de analyse, die leidt tot een gevolgtrekking voor een variant spelen twee belangrijke factoren een rol:

1. De onderlinge verhouding van de investeringshoogte
2. De verschillen in elektriciteitsproductie bij de configuraties

Daartoe is Figuur 4 samengesteld, waarin de prestatie/prijs-verhouding voor de onderzochte windenergiesystemen is weergegeven. Deze verhouding kan worden bepaald door de jaaropbrengst in kWh (Tabel B1.4) te delen door de investeringskosten (Tabel 2.2.1). Alhoewel ook andere factoren (zoals de exploitatiekosten) invloed hebben op de rentabiliteit, geeft de prestatie/prijs-verhouding een goede indicatie omtrent de onderlinge verschillen in IRV van de verschillende windenergiesystemen.



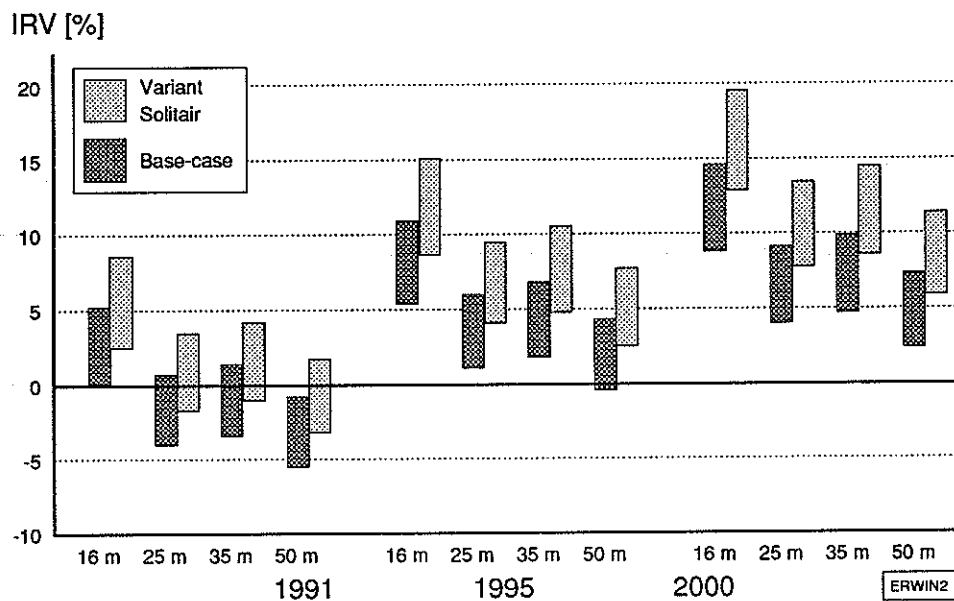
Figuur 4. Prestatie/prijs-verhouding

In Paragraaf 4.7 wordt vervolgens de mogelijkheid voor het combineren van varianten aangegeven en het resultaat van een combinatie grafisch weergegeven.

#### 4.1. Configuratie

Voor de base-case is gekozen voor de opstelling van een windenergiesysteem, bestaande uit 25 windturbines, geplaatst in lijnopstelling. Daarnaast is onderzocht wat de mutatie in de rentabiliteit is bij een solitaire opstelling. In Figuur 4.1 zijn de resultaten van de berekeningen weergegeven tezamen met de IRV-waarden van de base-case.

Voor solitair opgestelde windturbines worden hogere waarden voor de IRV berekend, dan die van de base-cases ( $n = 25$  in lijn). Dit komt overeen met de gunstiger prijs/prestatie-verhouding voor solitaire windturbines, zoals aangegeven in Tabel 4. Dit wordt vooral veroorzaakt door de lagere investeringskosten door een lager aandeel van de overige kosten.

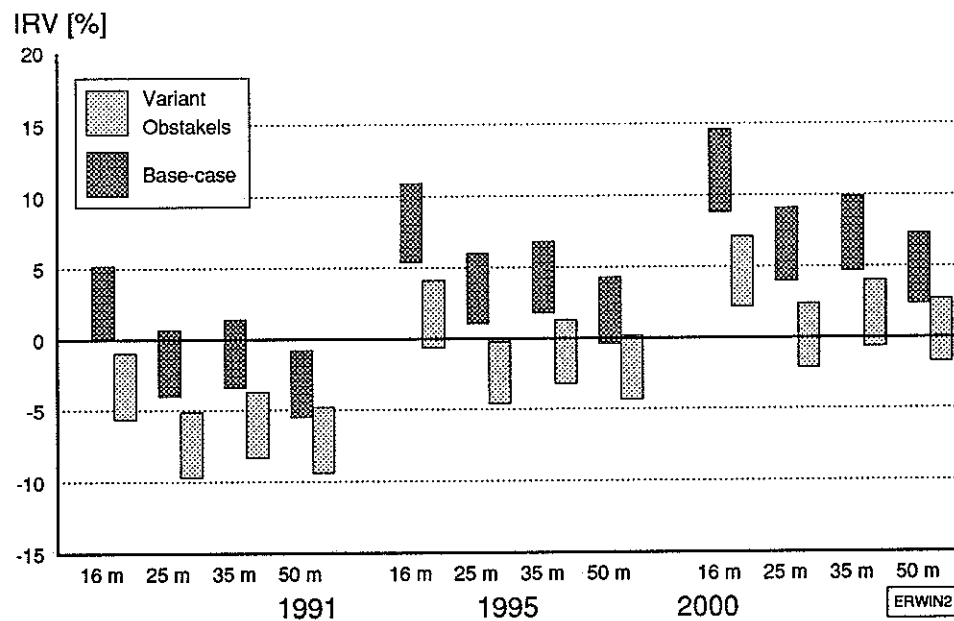


Figuur 4.1. Mutatie IRV; Solitaire opstelling

Met betrekking tot de relatief hoge IRV-waarden voor de kleine en middelgrote turbines in nutsbeheer moet bedacht worden, dat de daarbij gehanteerde gunstiger uitgangspunten voor solitaire windturbines in het algemeen niet zullen overeenkomen met de praktijksituatie.

## 4.2. Lokatie

In de base-case is uitgegaan van plaatsing van de windturbines aan de kust ( $V_{10} = 6,0$  m/s, ruwheidshoogte  $z = 0,03$  m). In een variant is het effect op de IRV onderzocht van plaatsing meer landinwaarts met "obstakels". Hierbij is uitgegaan van  $v_{10} = 5,5$  m/s. Voor deze lokatie is bovendien een ruwheidshoogte van 0,25 m verondersteld. In de Figuren 4.2.1 zijn de resultaten grafisch weergegeven.



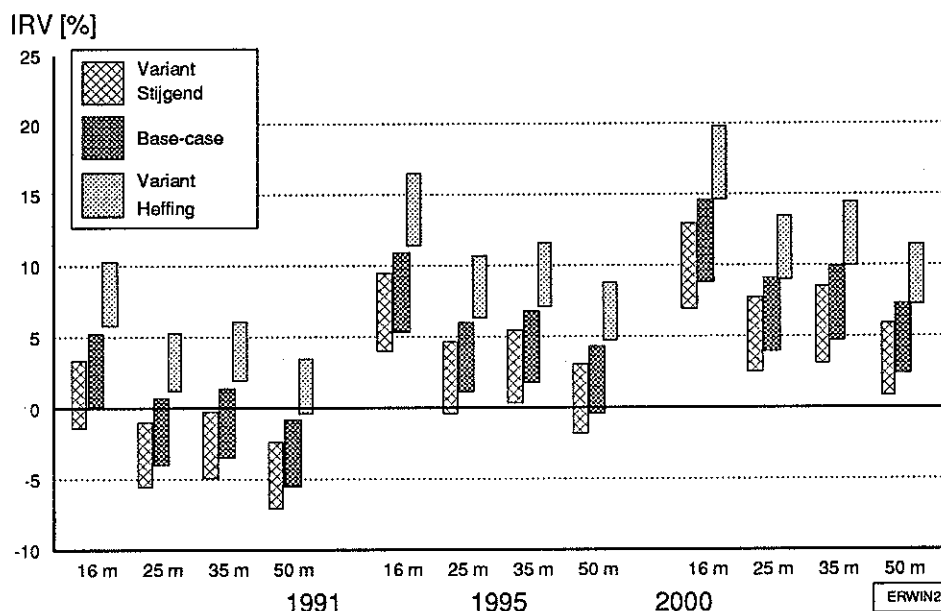
Figuur 4.2. Mutatie IRV; Lokatie windrijck met obstakels

Aangezien de windsnelheid op ashoogte tot de derde macht doorwerkt in de elektriciteitsproductie en dus ook in de prijs/prestatie-verhouding, zal de IRV voor deze varianten belangrijk dalen. Voor de variant bedraagt deze daling ca. 5 tot 8 procentpunten. Alleen de 50 meter turbine daalt iets minder. Dit wordt veroorzaakt door het feit, dat de macro-windsnelheid op 60 meter hoogte op basis van de ruwheidshoogte (maat voor obstakels) wordt teruggerekend naar de windsnelheid op ashoogte. Voor de opbrengst van een turbine met een ashoogte van 60 meter heeft deze correctie dus minder gevolgen.

### 4.3. Elektriteitsprijzen

Zoals in Paragraaf 2.3 is uiteengezet, is met de energieprijzerveronderstellingen volgens het "Europa scenario" uit de NEV 1990-2015 de rentabiliteit in de base-case berekend. De varianten worden gevormd door twee prijsensets, terwijl de uitkomsten zijn weergegeven in Figuur 4.3.:

- Met een brandstofheffing van 50%
- Met niet constante (reële) prijzen met ijkpunten 1991, 2000 en 2015.



Figuur 4.3. Mutatie IRV; Elektriteitsinkooprijzen

Figuur 4.3 toont dat een mutatie op de elektriteitsinkoopprijs van ca. +3,5 ct/kWh door het in rekening brengen van een brandstofheffing de IRV ca. 5 procentpunten stijgt voor zowel particulierbeheer als voor nutsbeheer. In Figuur 4.3b zijn de berekeningsresultaten weergegeven bij een prijsenset welke een stijgend verloop heeft, waarbij als ijkpunten 1991, 2000 en 2015 zijn aangehouden. Dit leidt tot een daling van de rentabiliteit met ca. 2 procentpunten.

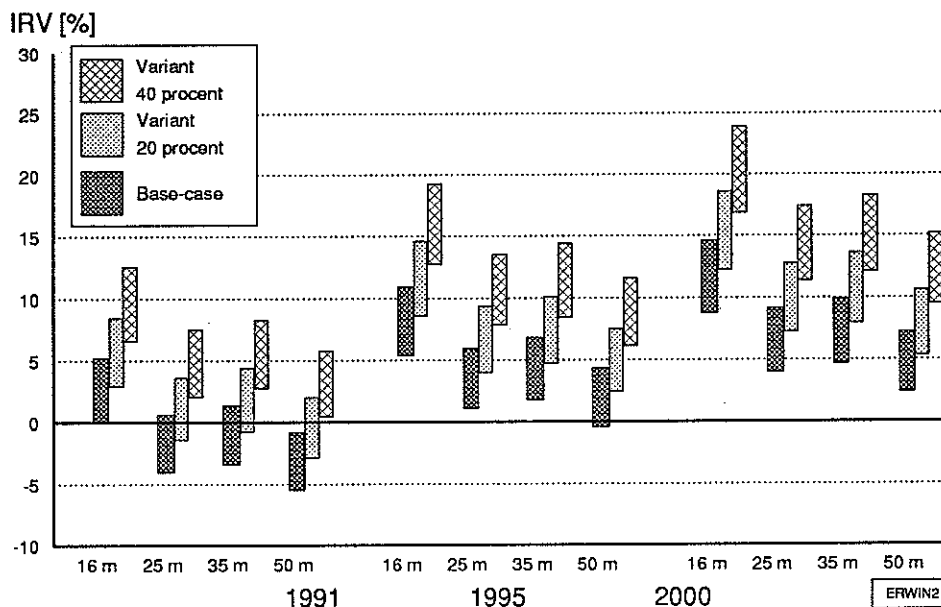
#### Toeslag particulierbeheer

Voor de situatie van particulierbeheer is daarnaast uitgegaan van een vergoeding voor de teruggeleverde elektriciteit TL-laag, die is afgeleid van de huidige regeling voor teruglevering uit on-gegarandeerd vermogen. De mutatie door bijvoorbeeld een "toeslag" op de terugleververgoeding van 3,5 ct/kWh op de IRV-waarden van de base-case komt overeen met de waarden voor de prijsenset "heffingen". In Figuur 4.3 kan dit worden afgelezen uit de minimum waarde voor de prijsenset "heffingen". Een toeslag van 3,5 ct/kWh leidt tot een verbetering van de rentabiliteit met 4 tot 5 procentpunten.



## 4.4. Investeringspremies

Een investeringspremie is een subsidie of andere bijdrage in de investeringskosten, waarvan is verondersteld, dat deze in het eerste jaar van de ingebruikstelling wordt uitgekeerd. Als varianten op de base-cases (waarin geen investeringspremies worden gegeven) zijn de effecten van een premie van 20%, 30% respectievelijk 40% uitgerekend.

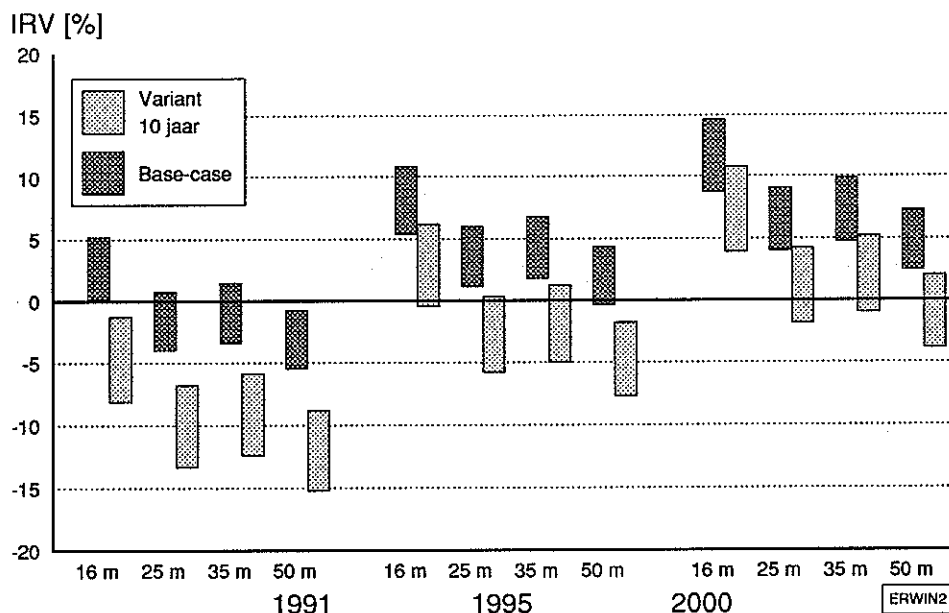


Figuur 4.4. Mutatie IRV; Investeringspremies

In de Figuur 4.4 zijn de resultaten grafisch weergegeven. Er kan uit worden afgeleid, dat bij een investeringspremie van 20% de IRV met ca. 3 procentpunten verbetert bij zowel particulier- als bij nutsbeheer. Bij verdere verhoging van de investeringspremie neemt de mutatie van de IRV in de zelfde orde van grootte toe.

## 4.5. Zichtperiode

In de base-case is uitgegaan van een zichtperiode of afschrijvingstermijn van 15 jaar. Deze termijn komt overeen met de huidige verwachtingen van de technische levensduur voor windturbines. Het ontwerp van de constructies en de veiligheidsberekeningen worden meestal gebaseerd op een levensduur van 20 jaar. Als variant is een zichtperiode van 10 jaar opgenomen.



Figuur 4.5. Mutatie IRV; Zichtperiode 10 jaar

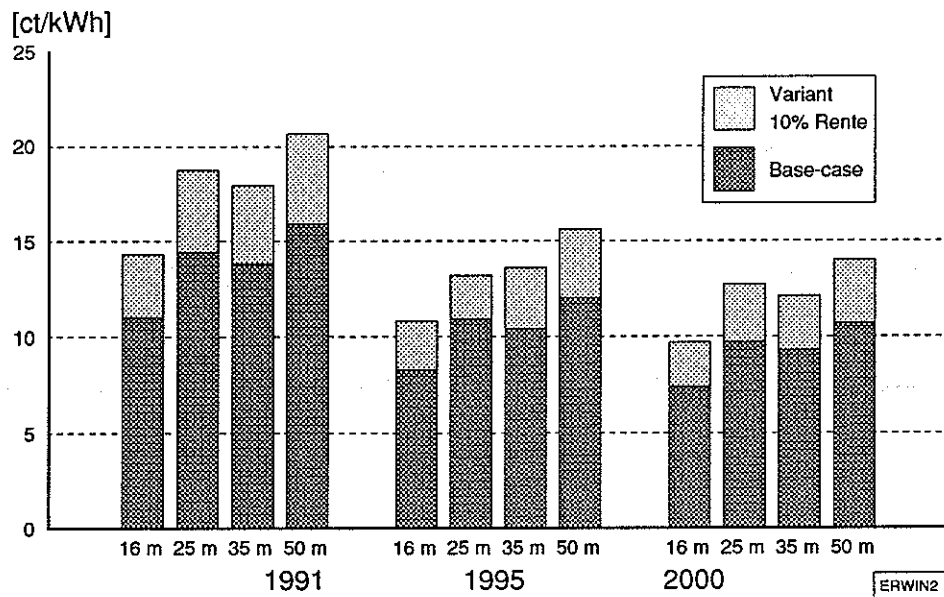
In Figuur 4.5 is weergegeven, wat de mutaties zijn bij het inzetten van deze variant. Een verlaging tot 10 jaar veroorzaakt voor de in het jaar 1991 in bedrijf gestelde windenergiesystemen een daling van de IRV met 5 à 9 procentpunten. De windturbines opgesteld in jaar 2000 vertonen een iets kleinere mutatie, die veroorzaakt wordt doordat in de kasstroom de hogere inkoop-prijs van de elektriciteit voor de jaren 2000-2010 in rekening wordt gebracht. Voor deze periode wordt in het model de prijs ingezet geldend voor het jaar 2010.

Een verkorting van de zichtperiode leidt tevens tot een verhoging van de productieprijs van elektriciteit door het verhogen van de annuïteit.

## 4.6. Rentepercentage

Voor de berekening van de elektriciteitsproductieprijs in de base-case is uitgegaan van een rentepercentage van 5%. Dit betreft de reële rente en wordt als zodanig gehanteerd om de berekende prijs van de geproduceerde elektriciteit met een windenergiesysteem te kunnen vergelijken met de prijzen, welke voor de berekening van de IRV worden ingezet. Deze zijn namelijk ook gebaseerd op reële prijzen.

Als variant is berekend, wat de elektriciteitsproductieprijs zijn bij het inzetten van een rentepercentage van 10%. De resultaten zijn in Figuur 4.6 weergegeven. Met nadruk moet er op worden gewezen, dat het gepresenteerde niveau *niet* mag worden vergeleken met de elektriciteitsprijzen uit Figuur 2.3. De verhoging van het rentepercentage leidt tot een verhoging van de elektriciteitsproductieprijs met ca. 3 tot 5 ct/kWh. Voor de zichtjaren 1995 en 2000 is de verhoging geringer door verbetering van de prestatie/prijsverhouding.



Figuur 4.6. Mutatie Elektriteitsprijs; Rentepercentage 10%

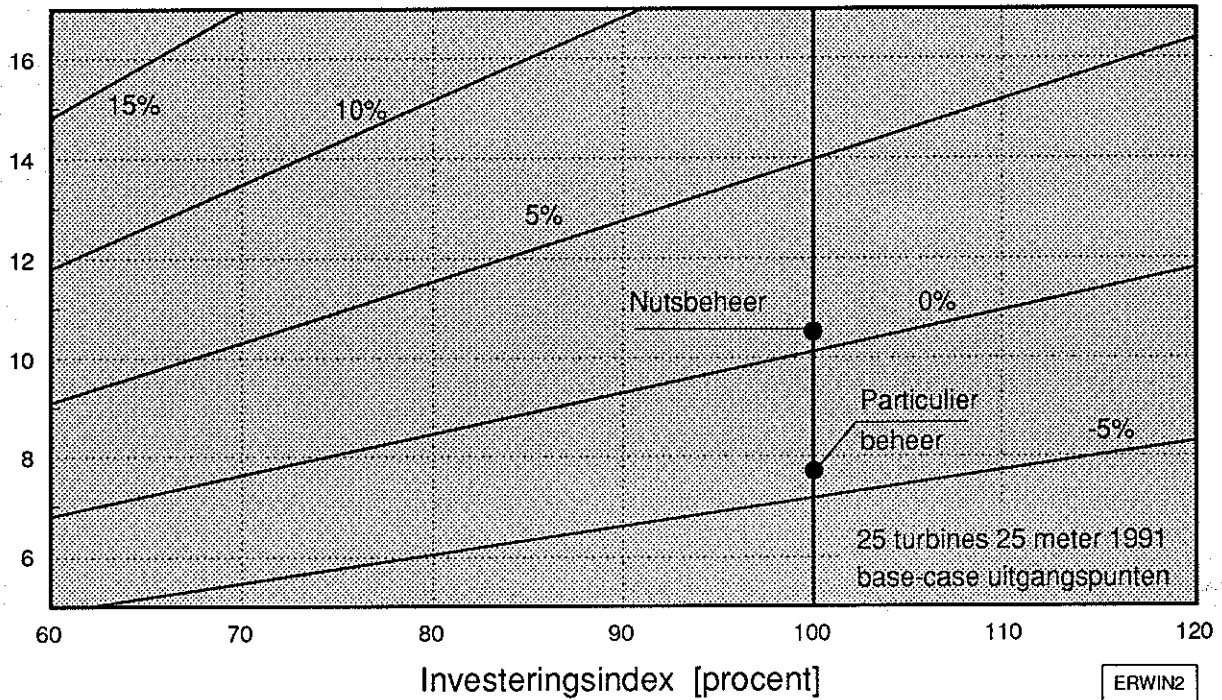
#### 4.7. Rentabiliteit bij combinatie van varianten

In de voorgaande paragrafen is steeds het effect aangegeven van de variatie van slechts één parameter. In de praktijk komen veelal situaties voor, waarin meerdere parameters tegelijkertijd afwijken van de uitgangspunten in de base-cases. Het effect op de IRV van een combinatie van mutaties t.o.v. de base-case kan niet worden berekend door de afzonderlijke effecten uit de vorige paragrafen op te tellen. Voor de bepaling van het gecombineerde effect moet een nieuwe berekeningsgang met het daartoe toegesneden ERWIN-model worden uitgevoerd.

In het kader van deze rapportage zijn voor het jaar 1991 een aantal combinaties van investeringsindex en terugleververgoeding doorgerekend. De resultaten van deze berekeningen voor het 25 meter windenergiesysteem zijn in de vorm van een aantal "Iso IRV-curve's" in Figuur 4.7 vastgelegd. Op de assen van de grafiek staan de terugleververgoeding voor particulierbeheer c.q. inkoopkosten van elektriciteit voor nutsbeheer en de investeringsindex.

Hieruit kan bijvoorbeeld worden afgeleid, dat bij een investeringsindex van 100 (een investering overeenkomstig de ERWIN2-uitgangspunten) en een elektriciteitsprijs van ca. 14 ct/kWh een IRV-waarde van 5% wordt gerealiseerd. Dezelfde waarde wordt eveneens voor dit windenergiesysteem gevonden bij een investeringsindex van 60 en een elektriciteitsprijs van iets minder dan 9 ct/kWh, of elke andere lineaire combinatie. Deze figuur is opgesteld uitgaande van de base-case van 25 stuks 25 meter windturbines in lijnopstelling aan de kust in het jaar 1991. Een overeenkomstig beeld kan worden vastgesteld voor de overige windenergiesystemen.

Waardering met windenergie  
geproduceerde elektriciteit [ct/kWh]



Figuur 4.7. Iso-IRV curves

Opgemerkt dient te worden, dat een lagere investeringsindex bij benadering ook overeenkomt met het in rekening brengen van een investeringspremie, zoals in Paragraaf 4.5 is weergegeven. In het model wordt verondersteld, dat deze premie in het eerste jaar van de ingebruikstelling (één jaar na de investering) wordt uitgekeerd, terwijl bij de samenstelling van Figuur 4.7 het investeringsbedrag zelf lager wordt.

## BIJLAGE 1: ELEKTRICITEITSOPBRENGST

De energieopbrengst in de vorm van elektriciteitsproductie van de onderzochte windenergiesystemen wordt allereerst bepaald door de *eenheidsgrootte* wat betreft de rotordiameter en de *lokatie*. Het *aantal* is niet een directe maatstaf voor de berekening van de elektriciteitsproductie, aangezien hierop in geval van carré- of lijnopstellingen (*de configuratie*) verschillende zog-effecten in rekening dienen te worden gebracht. Voor de studie zijn de volgende vier eenheidsgrootten geselecteerd. De aangegeven rotordiameter kan hiervan in de praktijk enigszins afwijken.

Tabel B1.1. Karakteristieken windturbines

Rotordiameter [meter]	Ashoogte [meter]	Rotoroppervlak [m <sup>2</sup> ]	Vermogen <sup>1)</sup> [kW]
16	30	200	75
25	30	500	250
35	40	900	500
50	60	2000	1000

<sup>1)</sup> Geïnstalleerd (nominaal) generatorvermogen

De volgende drie fictieve lokaties zijn gekozen, die de diverse windsituaties in Nederland goed representeren:

Tabel B1.2. Kenmerken per lokaties

		Kuststreek	Windrijk gebied	Idem met obstakels
Gemiddelde windsnelheid <sup>1)</sup>	[m/s]	6,0	5,5	5,5
Terreinruwheidsklasse		3	3	5
Ruwheidshoogte	[m]	0,03	0,03	0,25

<sup>1)</sup> Snelheid op 10 meter hoogte

Een schatting van de jaaropbrengst voor een turbine op een lokatie kan worden verkregen met de formules:

$$E = C \times A_R \times V_{as}^3 \quad (1)$$

Waarin  $E$  = Jaarlijkse elektriciteitsproductie [kWh]  
 $V_{as}$  = Gemiddelde windsnelheid op ashoogte [m/s]  
 $A_R$  = Bestreken rotoroppervlak [m<sup>2</sup>]  
 $C$  = Opbrengstfactor [kWh.s<sup>3</sup>/m<sup>5</sup>]

$V_{as}$  wordt bepaald met:

$$V_{as} = 1,31 \times \frac{\ln h/z}{\ln 60/z} \times V_{10} \quad (2)$$

met  $V_{10}$  = Gemiddelde windsnelheid op 10 meter hoogte [m/s]  
 $h$  = Ashoogte [meter]  
 $z$  = Ruwheidshoogte [meter]

Dit leidt tot een gemiddelde windsnelheid op ashoogte voor de onderzochte windturbines, zoals in Tabel B1.3 is weergegeven.

Tabel B1.3. Windsnelheid op ashoogte naar lokatie

	Kust	Windrijk	Obstakels
	[m/s]		
16 meter	7,1	6,5	6,3
25 meter	7,1	6,5	6,3
35 meter	7,4	6,8	6,7
50 meter	7,9	7,2	7,2

De in de formule opgenomen opbrengstfactor van C is in dit geval de factor, die hoort bij de praktische jaaropbrengst. Stilstandsverliezen ten gevolge van onderhoud en storingen zijn in deze factor verwerkt. Voor het jaar 1991 is voor de factor 2,85 ingezet, terwijl voor het jaar 1995 3,1 wordt gehanteerd (in ERWIN1 waren deze waarden 2,75 in 1990 respectievelijk 3,0 in het jaar 2000). Voor de vier onderzochte solitair opgesteld windturbines op de drie lokaties wordt aldus de in Tabel B1.4 opgenomen geraamde elektriciteitsproductie berekend.

Tabel B1.4. Elektriciteitsproductie solitaire windturbines

Rotordiameter	Jaar	K	W	O	K	W	O
		[MWh/jaar]			[kWh/m <sup>2</sup> ]		
16 meter	1991	210	160	145	1040	800	710
25 meter	1991	510	395	350	1040	800	710
35 meter	1991	1130	870	815	1175	905	845
50 meter	1991	2715	2095	2095	1385	1065	1065
16 meter	1995, 2000	225	175	155	1130	870	775
25 meter	1995, 2000	555	425	380	1130	870	775
35 meter	1995, 2000	1230	945	885	1275	985	920
50 meter	1995, 2000	2955	2275	2275	1505	1160	1160

Bij de onderzochte aantallen turbines van 25 en 50 stuks wordt onderscheid gemaakt tussen lijn- en carré-opstelling. De gekozen configuratie wordt vertaald naar een verminderde opbrengst per turbine t.g.v. zog-effecten. Hiervoor worden in het ERWIN2-model de volgende correctiefactoren gehanteerd: Lijn = 0,95 en Carré = 0,90. Voor de lijnopstelling wordt verondersteld, dat het een opstelling betreft loodrecht op de overheersende windrichting (dus: ZO-NW). Voor een carré-opstelling wordt een rechthoekig park aangenomen. Met deze beschikbare gegevens kan de te verwachten elektriciteitsproductie voor alle onderzochte windenergiesystemen worden berekend. De resultaten zijn opgenomen in Tabel B1.5.

Tabel B1.5. Elektriciteitsproductie per lokatie en configuratie

Lokatie	Rotor	Jaar	[MWh/jaar]		
			Solitair	25/lijn	25/carré
Kust	16 meter	1991	210	4960	4700
	25 meter	1991	510	12110	11475
	35 meter	1991	1130	26825	25415
	50 meter	1991	2715	64535	61140
	16 meter	1995, 2000	225	5395	5110
	25 meter	1995, 2000	555	13175	12480
	35 meter	1995, 2000	1230	29180	27645
	50 meter	1995, 2000	2955	70200	66505
Windrijk	16 meter	1991	160	3820	3620
	25 meter	1991	395	9330	8835
	35 meter	1991	870	20665	19575
	50 meter	1991	2095	49710	47095
	16 meter	1995, 2000	175	4155	3935
	25 meter	1995, 2000	425	10145	9610
	35 meter	1995, 2000	945	22475	21295
	50 meter	1995, 2000	2275	54070	51225
Obstakels	16 meter	1991	145	3395	3215
	25 meter	1991	350	8285	7845
	35 meter	1991	815	19340	18325
	50 meter	1991	2095	49710	47095
	16 meter	1995, 2000	155	3690	3495
	25 meter	1995, 2000	380	9010	8535
	35 meter	1995, 2000	885	21040	19930
	50 meter	1995, 2000	2275	54070	51225

Deze elektriciteitsproductie vindt niet gelijkmatig over het hele jaar plaats. Op basis van beschikbare historische gegevens van de windsnelheidsverdeling van de als representatief te beschouwen lokatie Schiphol kan het volgende worden afgeleid: ca. 73 procent van de productie vindt tijdens de 16 daguren (07-23 uur) en ca. 44% in de wintermaanden november tot maart. Hieruit volgt een gemiddeld vermogen per m<sup>2</sup> rotoroppervlak voor elk van de vier perioden, zoals in Tabel B1.6 is aangegeven. Hierbij wordt aangesloten bij de in Bijlage 3 aan te geven wijze van berekenen van de elektriciteitsinkoopprijs voor nutsbeheer.

Tabel B1.6. Aandelen elektriciteitsproductie over het jaar

		Zomer 243 dagen	Winter 122 dagen	Gewogen gemiddeld
[W/m <sup>2</sup> rotor oppervlak]				
Dag	16 uur	89	118	99
Nacht	8 uur	38	97	58
Gemiddeld		72	111	85

Het gewogen gemiddelde over de 243 respectievelijk 122 dagen van de zomer en winter leidt voor de aangegeven perioden dag/nacht tot een gewogen gemiddelde van 85 W/m<sup>2</sup> rotoroppervlak.



## BIJLAGE 2: INVESTERINGEN EN EXPLOITATIEKOSTEN

Deze bijlage bevat de bij het project ERWIN2 ingezette waarden voor de investerings- en exploitatiekosten en de daarbij gehanteerde wijze van bepaling van de huidige en toekomstige kosten van windenergiesystemen voor de jaren 1991, 1995 en 2000. Hierbij wordt uitgegaan van de in Paragraaf 2.2 gedefinieerde windturbines en configuraties.

Tabel B2. Onderzochte windenergiesystemen

Rotordiameter [meter]	Vermogen [kWe]	Aantal
16	75	Solitair, 25 en 50 stuks
25	250	Solitair, 25 en 50 stuks
35	500	Solitair, 25 en 50 stuks
50	1000	Solitair, 25 en 50 stuks

Voor de parken met een omvang van 25 en 50 windturbines wordt wat betreft de investeringen en exploitatiekosten een lijn- en een carré-opstelling als vergelijkbaar beschouwd.

### B2.1. Investeringskosten

Om de totale kosten van een windenergieproject te kunnen bepalen, is onderscheid mogelijk naar de verschillende onderdelen (deelsystemen), die gezamenlijk een windenergiesysteem vormen. De volgende zes deelsystemen zijn te onderscheiden:

- Windturbine inclusief mast, transport en montage
- Fundering
- Bekabeling en aansluiting openbare elektriciteitsnet
- Infrastructuur t.b.v. het park (wegaanleg e.d.)
- Engineering
- Diversen (monitoring, vergunningen e.d.).

In het project ERWIN1 zijn van alle genoemde posten de investeringen modelmatig bepaald. Deze aanpak was in 1988 noodzakelijk aangezien er onvoldoende relevante gegevens van gerealiseerde projecten beschikbaar waren. Om de toen gehanteerde kosten toetsbaar te maken is in de ERWIN1-rapportage uitgebreid verslag gedaan van de opbouw van de diverse kostenposten. Nu is deze gedetailleerde opbouw van de diverse kostenposten achterwege gelaten, gezien het feit dat er de afgelopen drie jaren een groot aantal projecten gerealiseerd zijn. Daarmee kan een goede indicatie worden verkregen over diverse investeringsposten. Deze praktijkcijfers zijn gebruikt om de te hanteren investeringskosten voor ERWIN2 vast te stellen. Waar het relevant is, zal in de rapportage een vergelijking worden gemaakt tussen de gehanteerde gegevens van ERWIN1 en ERWIN2.

De unit Duurzame Energie van het Energieonderzoek Centrum Nederland ECN heeft deze gegevens omtrent investeringen verzameld op basis van ruim 20 concrete projecten, die in het kader van de IPW-regeling (1986 - 1991) zijn gerealiseerd. Aan de hand van de beschikbare informatie over deze investeringen is een uitsplitsing gemaakt volgens de kostenposten, die ook in ERWIN1 zijn onderscheiden. Een uitzondering vormt daarbij de post transport en montage, welke in dit onderzoek onder de post windturbinekosten valt. Daarnaast zijn ook dergelijke gegevens uit recente literatuur verzameld. Hiermee kon de gevonden verhouding tussen de kosten van de windturbine en de overige (park)kosten aan een meer algemeen beeld worden getoetst.

### B2.1.1. De windturbinekosten

De in de studie ERWIN2 gehanteerde specifieke windturbinekosten (inclusief vervoer en montage) zijn vermeld in Tabel B2.1.1, waarbij een vergelijking wordt gemaakt met die in ERWIN1. De cijfers hebben betrekking op het jaar 1991.

Tabel B2.1.1. Specifieke investeringskosten 1991

Rotordiameter [meter]	Gerealiseerd	ERWIN1 [gld/m <sup>2</sup> ]	ERWIN2
16	650	575	650
25	800	660	850
35	1000	-	920
50	-	-	1250

De opgenomen cijfers zijn gemiddelde waarden. Hieruit kan worden geconcludeerd, dat in ERWIN1 de windturbinekosten lager zijn ingeschat, dan uiteindelijk is gerealiseerd. Bij het onderzoek is gebleken, dat de prijzen voor 16 en 25 m windturbines bij ERWIN1 overeenkomstig de laagste gerealiseerde waarden zijn. De reden voor deze verschillen wordt voornamelijk veroorzaakt door het feit, dat van de huidige windturbines nog geen grote series van één type worden gemaakt. Hoewel de productie van turbines op gang is gekomen, zijn de afgelopen jaren eveneens ontwerpwijzigingen doorgevoerd, met als doel de turbine kwalitatief te verbeteren en daarmee economischer te maken. Deze wijzigingen zijn mogelijk geworden door voortschrijdend onderzoek naar optimalisatie. Dit heeft er enerzijds toe geleid, dat de kwaliteit en de opbrengstcoëfficiënt van windturbines is toegenomen, doch anderzijds dat de in ERWIN1 veronderstelde prijsdaling ten gevolge van serieproductie nog niet ten volle is opgetreden.

De in de tabel gepresenteerde prijzen voor windturbines van gerealiseerde projecten zijn voorgesteld aan Nederlandse exploitanten, teneinde na te gaan of de gerealiseerde windturbineprijzen ook representatief zijn voor de huidige situatie. Uit vergelijking van de prijzen met op dit moment lopende offertes blijkt, dat de prijzen van 16 m windturbines een juiste weergave van de huidige stand van zaken is. De prijzen van de 25 meter turbines zijn ten opzichte van ERWIN1 naar boven te worden aangepast, terwijl voor de 35 m windturbine een geringe prijsdaling wordt voorzien. Voor wat betreft de prijs van een 50 m windturbine geldt, dat deze nog niet kan worden getoetst aan praktijkcijfers. Hiervoor is ten behoeve van ERWIN2 de prijs genomen zoals die in recente literatuur is aangegeven [1].

### B2.1.2. Overige projectkosten

In ERWIN1 is, op basis van summier praktijkcijfers en veronderstellingen, een schatting gemaakt van de overige projectkosten. In de werkwijze van ERWIN1 moest toen gekozen worden voor een gedetailleerde aanpak om de werkelijkheid zo dicht mogelijk te benaderen en de uitgangspunten toetsbaar te maken aan de praktijk. Voor deze studie zijn gerealiseerde projectkosten beschikbaar en deze zijn vergeleken met die in ERWIN1. Daartoe is een onderscheid gemaakt tussen windturbines in een parkopstelling en solitair geplaatste machines. De differentiatie met kleine en grote parken zoals in ERWIN1 kon in de projectrealisaties niet worden teruggevonden. In Tabel B2.1.2 is de vergelijking per kostenpost in procenten van de totale projectkosten opgenomen voor het basisjaar 1991. Voor de twee andere zichtjaren 1995 en 2000 worden de overige kosten als constant verondersteld.

Tabel B2.1.2. Relatieve opbouw projectkosten in basisjaar 1991

Post	Parkopstelling			Solitaire windturbine		
	Praktijk	ERWIN1	ERWIN2	Praktijk	ERWIN1	ERWIN2
Turbine	69%	80%	70%	80%	79%	80%
Fundatie	9%	7%		8%	12%	
Netaansluiting	11%	7%		7%	5%	
Infrastructuur	4%	1%		2%	1%	
Engineering	3%	1%		2%	0%	
Diversen	4%	4%		1%	3%	
Totaal overig			30%			20%
Totaal	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Uit deze tabel kunnen de volgende gevolgtrekkingen worden afgeleid, waarbij de parkopstelling en de solitaire plaatsing een onderling verschillend beeld geeft.

#### *Windturbines in parkopstelling*

De grote verschillen zijn duidelijk zichtbaar in de investeringen voor de windturbine, de netaansluiting/kabels en de infrastructuur. De relatieve investeringen voor infrastructuur zijn hoger bij de gerealiseerde projecten, omdat hierbij de kosten voor parkmonitoring zijn opgeteld, welke in ERWIN1 onder "Diversen" is opgenomen. Resterend het niet geringe verschil bij de investeringen met betrekking tot de elektriciteitskabels in het park en de aansluiting op het openbare net. Deze zijn in werkelijkheid veel hoger dan in ERWIN1 is verondersteld. Dit wordt veroorzaakt, doordat de uitgangspunten in ERWIN1 op dit punt niet met de praktijk blijken overeen te komen. Hieruit kan worden geconcludeerd, dat de verhouding van de windturbineprijzen versus projectkosten door de hogere kosten voor het parknet in de praktijk lager uitvalt.

#### *Alleenstaande windturbines*

Hierbij blijken de verschillen in de relatieve kosten niet groot. De relatieve kosten voor fundaties blijken in de praktijk lager uit te vallen. De verhouding van windturbineprijzen versus projectinvestering blijkt hierbij goed aan de praktijk te voldoen. Dit wordt bevestigd uit windturbinegegevens, die in Europees verband zijn verzameld [2]. Hierbij blijkt dat gemiddeld genomen de prijs van de turbine ca. 78% is van de projectkosten.

#### *Projectinvesteringen ERWIN2*

Ten gevolge van de verschillen in de prijzen van de windturbine en de projectkostenopbouw, tussen ERWIN1 en de projectrealisaties, zijn de verschillen in absolute investeringen aanzienlijk. Uit de beschikbare gegevens is afgeleid, dat projecten met 25 m windturbines in solitaire opstelling de investeringen 30% hoger zijn dan in ERWIN1 is aangenomen. Bij parkopstelling zijn de investeringen ruim 50% hoger. Het verschil is bij 16 m turbines geringer (ca. +10% en +25%). Naast de constatering van hogere investeringen is ook het verschil tussen de investeringen bij alleenstaande en windturbines in parkopstellingen groter gebleken, dan in ERWIN1 is gehanteerd.

In ERWIN2 zal enkel onderscheid worden gemaakt tussen een alleenstaande windturbine en turbines in parkopstelling. De geselecteerde verhouding tussen windturbine- en projectkosten, op basis van bestaande projectresultaten, is in tabel B2.1.2. aangegeven.

### B2.1.3. Kostprijsontwikkeling 1991 - 2000

In ERWIN1 is het "learning-curve" model gebruikt om toekomstige verwachte kostprijzdalingen van windturbines te berekenen. Om de in paragraaf B2.1.1 vermelde redenen is deze daling in

de praktijk niet opgetreden. Uit de gerealiseerde projectkosten en in 1991 uitgebrachte offertes van windturbinefabrikanten is nog steeds geen duidelijke prijsdaling af te leiden. Op basis van de volgende punten is toch een toekomstige prijsdaling verondersteld. Gezien de huidige ontwikkeling in het kader van de overheidsdoelstelling op het gebied van de energiebesparing en het daaraan gerelateerde Milieu Actie Plan zullen grote aantallen windturbines in Nederland besteld worden. Dit zal een seriematige productie op gang brengen, waardoor prijsdalingen worden verwacht. In het EWEA Strategy Document [3] staat dat in Denemarken een kostprijsreductie van 30% is gerealiseerd in 10 jaar tijd en dat nog verder dalingen worden verwacht. Daarnaast zijn er technologische ontwikkelingen aan de gang, die erop gericht zijn de kostprijs van de windturbines te verlagen. In [1] wordt aangetoond, dat een reductie van 30% mogelijk is door technologie-verbetering.

Op basis van deze overwegingen is in overleg met de opdrachtgever is in het ERWIN2 model een daling van de windturbineprijs van 30% in de periode van 1 januari 1991 tot 31 december 1995 aangenomen. Daarna wordt een verdere daling van de prijzen voor windturbines met 15% tot het jaar 2000 verwacht.

### B.2.2. Exploitatiekosten

Evenals de opsplitsing van de investeringen is voor de exploitatiekosten een onderscheid te maken in de diverse posten. Deze bestaan uit:

- Beheer
- Service en onderhoud
- Verzekering
- Pacht
- Onroerend-goed belasting.

Een overeenkomstige afschatting, zoals met ERWIN1 op basis van praktijkcijfers is uitgevoerd, is voor dit onderzoek nagenoeg niet mogelijk. Er zijn in Nederland nog te weinig gegevens van exploitatiekosten bekend. Volgens de modelmatige aanpak van ERWIN1 werd 1,7 à 3% van de investering in rekening gebracht. Voor de grote windturbines werden relatief lagere exploitatiekosten in rekening gebracht. Tevens werd 0,15% OGB doorberekend. Deze post is door een gerechtelijke uitspraak twijfelachtig geworden. In de praktijk bestaat daardoor een spreiding in de exploitatiekosten, die wordt veroorzaakt door het wel of niet in rekening brengen van beheerskosten, pacht en OGB. De posten onderhoud en verzekering zijn wel goed in te schatten op basis van onderhoudscontracten en verzekeringspremies. Voor ERWIN2 is vanwege voornoemde onduidelijkheden als uitgangspunt genomen, dat de kosten voor exploitatie 2,5% van de windturbinekosten zullen bedragen. Deze aanname is afgeleid uit de volgende voorbeelden.

Dat de kosten zijn gerelateerd aan de windturbinekosten, is vanwege de veronderstelling dat het hoofdzakelijk service, onderhoud en verzekering van de windturbines betreft en de infrastructuur weinig onderhoud zal vragen. Dit is overeenkomstig het uitgangspunt in [1]. Uit summier gegevens van twee parken (bestaande uit windturbines van ca. 250 kW) blijkt ca. 2,0% van de totale investering noodzakelijk is voor exploitatie (exclusief beheerskosten). Dit komt overeen met ca. 2,8% van de windturbinekosten. Dit is inclusief 0,15% onroerend-goed belasting. Een gerechtelijke uitspraak van de rechtbank 's Hertogenbosch heeft uitgewezen, dat voor windturbines geen OGB behoeft te worden betaald. Dit blijkt echter nog niet algemeen te worden toegepast. Uit praktijkcijfers van 16 m alleenstaande windturbines blijkt, dat de exploitatiekosten ca. 2,5% van de windturbinekosten bedragen.

Volgens [1] is te verwachten, dat de exploitatiekosten zullen afnemen naarmate de technologische ontwikkeling van de windturbines vooruitgaat. Dit is gebaseerd op algemene ervaring met machineonderhoud. Dit zal dan vooral gelden voor de grotere windturbines (rotordiameter 35 - 50 m), die nog in het beginstadium van de ontwikkeling staan.

In de Californische windfarms wordt gerekend met 2 ct/kWh voor exploitatiekosten. Indien dit wordt toegepast op het ERWIN2-model, dan blijken de kosten voor 16 m windturbines enigszins

hoger uit te komen dan in ERWIN2 wordt berekend. De grotere turbines hebben door hun hogere windturbineprijs hogere exploitatiekosten, dan verwacht kan worden op basis van 2 ct/kWh toegepast op windturbines die aan de kust of op windrijke lokaties worden geplaatst. In het EWEA rapport [4] wordt voor de Europese situatie 1,2 ct/kWh als exploitatiekosten opgevoerd. In [2] wordt 2,5% van de windturbinekosten af fabriek (exclusief transport en montage) verondersteld, hetgeen 2,2% van de windturbinekosten betekent. De indruk bestaat dat in de beide laatstgenoemde Europese documenten hoofdzakelijk de kosten van onderhoud en verzekering zijn betrokken.

Resumerend geldt, dat in deze update van ERWIN1 voor exploitatie 2,5% van de windturbinekosten zal worden gehanteerd. Door de afname van de kosten van de windturbines in de loop der jaren volgens het ERWIN2 model zullen de exploitatiekosten in absolute zin eveneens afnemen, hetgeen ook mag worden verwacht.

## Referenties

- [1] Study on the next generation of large wind turbines, EC-contract No. Jour-0011-D(AM), Executive summary of the final report, Munich, May 1991.
- [2] Performance of European Wind Turbines, A statistical evaluation from the European Wind Turbine Database: EUROWIN, by J. Schmid and H.P. Klein, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, July 1991.
- [3] EWEA Strategy Document: WIND ENERGY IN EUROPE - Time for action - fifth draft, November 1990.
- [4] European Wind Energy Association Strategy Document, Perspective of Wind Energy, by H.J.M. Beurskens and E.H. Lysen, Status document, October 1990.

## B2.3. Resumé investeringen en exploitatiekosten

Als resultaat van de in de voorgaande paragrafen is de volgende specificatie van de onderzochte windenergiesystemen op te stellen (in gulden 1991). Voor parken met 50 windturbines dienen de investering en exploitatiekosten verdubbeld te worden.

Tabel B2.3.1. Investering en exploitatiekosten; 16 meter turbine

Jaar	Solitaire turbine			Park met 25 turbines		
	1991	1995	2000	1991	1995	2000
	[1000 Gulden]					
Windturbine(s)	131	100	85	3266	2482	2100
Overige kosten	33	33	33	1400	1400	1400
Totale projectkosten	164	133	118	4666	3882	3500
Specifiek [gulden/m <sup>2</sup> ]	816	661	587	928	772	696
[gulden/kW]	2187	1773	1573	2489	2070	1867
Exploitatiekosten	3,3	2,5	2,1	81,7	62,1	52,5

Tabel B2.3.2. Investerings- en exploitatiekosten; 25 meter turbine

Jaar	Solitaire turbine			Park met 25 turbines		
	1991	1995	2000	1991	1995	2000
	[1000 Gulden]					
Windturbine(s)	417	317	268	10.430	7.930	6.710
Overige kosten	104	104	104	4.470	4.470	4.470
Totale projectkosten	521	421	372	14.900	12.400	11.180
Specifiek [gulden/m <sup>2</sup> ]	1061	858	758	1214	1010	911
[gulden/kW]	2084	1684	1488	2384	1984	1789
Exploitatiekosten	10,4	7,9	6,7	261	198	168

Tabel B2.3.3. Investerings- en exploitatiekosten; 35 meter turbine

Jaar	Solitaire turbine			Park met 25 turbines		
	1991	1995	2000	1991	1995	2000
	[1000 Gulden]					
Windturbine(s)	885	673	569	22.120	16.810	14.220
Overige kosten	221	221	221	9.480	9.480	9.480
Totale projectkosten	1106	894	790	31.600	26.290	23.700
Specifiek [gulden/m <sup>2</sup> ]	1150	929	821	1314	1093	985
[gulden/kW]	2212	1788	1580	2528	2103	1896
Exploitatiekosten	22,1	16,8	14,2	553	420	356

Tabel B2.3.4. Investerings- en exploitatiekosten; 50 meter turbine

Jaar	Solitaire turbine			Park met 25 turbines		
	1991	1995	2000	1991	1995	2000
	[1000 Gulden]					
Windturbine(s)	2453	1864	1577	61.330	46.610	39.430
Overige kosten	613	613	613	26.280	26.280	26.280
Totale projectkosten	3066	2477	2190	87.610	72.890	65.710
Specifiek [gulden/m <sup>2</sup> ]	1562	1262	1115	1785	1485	1339
[gulden/kW]	3066	2477	2190	3504	2916	2628
Exploitatiekosten	61,3	46,6	39,4	1533	1165	986

## BIJLAGE 3: PRIJZEN ELEKTRICITEIT

Deze bijlage behandelt de in de studie ERWIN2 gehanteerde prijzen voor elektriciteit. Een onderscheid kan worden gemaakt naar de elektriciteitsinkoopprijs, die wordt gehanteerd om de met het windenergiesysteem opgewekte elektriciteit te waarderen, zowel in het geval van een particulier, als in nutsbeheer. In het eerste geval wordt alleen de elektriciteitsprijs beschouwd, waarvoor deze particulier zijn elektriciteit verkoopt aan het openbare net in het verzorgingsgebied; in het tweede geval is dit de prijs, die het distributiebedrijf zou moeten betalen bij inkoop van de productiesector op basis van vermeden kosten.

Elektriciteitsprijzen zijn opgebouwd uit twee onderdelen: een vermogens- en brandstofcomponent. De opbouw van de vermogenscomponent is afgeleid van de VEEN-adviesregeling inzake terugleververgoedingen uit 1988. Deze kent 3 opties, waarvan in het kader van de studie alleen het minimum en het maximum zal worden gehanteerd voor respectievelijk particulier- en nutsbeheer. Voor de brandstofcomponent wordt in beide situaties 98% van de brandstofcomponent van het RBT in rekening gebracht.

### *Minimum vermogensvergoeding:*

Als minimum voor de vermogensvergoeding geldt een vaste vergoeding van 1,5 cent per kWh. Deze wordt in de studie toegepast voor particuliere teruglevering. Tezamen met de brandstofcomponent wordt deze elektriciteitsprijs in de studie genoemd TL-laag.

### *Maximum vermogensvergoeding:*

Hierbij vindt teruglevering en meting plaats tijdens de vier verrekenpieken, waarvoor de volgende formule geldt:

$$V_{\text{verm}} = (RBT \times TB) \times (1-M) \quad (1)$$

Waarin	$V_{\text{verm}}$	=	Vermogens-vergoeding [gld/kW]
	$RBT$	=	Regionaal Basis Tarief [gld/kW]
	$TB$	=	Percentage beïnvloedbaar
	$M$	=	Marge distributiebedrijf

Deze wijze van berekening van de vermogensvergoeding wordt in de studie gehanteerd bij het inzetten van windenergie door distributiebedrijven. Deze besparen op de vermogensvergoeding, voorzover het beschikbare vermogen van windenergie samenvalt met de 4 verrekenpieken. Voor het berekenen van de gemiddelde besparing op langere termijn door wind moet dus allereerst de verwachtingswaarde van het windvermogen op de 4 verrekenmomenten ( $P_{\text{piek}}$ ) worden bepaald.

Bij een gelijkmatige windaanbodsverdeling over het gehele jaar kan deze als volgt worden bepaald:

$$P_{\text{piek}} = \frac{\text{uren}_{\text{vol}}}{8760} \times P_{\text{nom}} \quad (2)$$

waarin:	$P_{\text{piek}}$	=	Beschikbaar windvermogen tijdens de verrekenpieken [kWe]
	$P_{\text{nom}}$	=	Opgesteld windvermogen [kWe]
	$\text{uren}_{\text{vol}}$	=	Aantal vollasturen van het windenergiesysteem

Wordt dit omgeslagen over het aantal door de windturbine geproduceerde kilowatturen, dan levert dit de volgende besparing op de vermogensvergoeding op:

$$Besparing = \frac{P_{pick} \times V_{verm}}{E} \quad (3)$$

waarin:  $E$  = Jaarproductie van de windturbine [kWh]

Combinatie van (2) en (3)] levert:

$$Besparing = \frac{uren_{vol} / 8760 \times P_{nom} \times V_{verm}}{uur_{vol} \times P_{nom}} = \frac{V_{verm}}{8760} \quad (4)$$

Dit impliceert, dat bij een gelijkmatig windaanbod over het gehele jaar voor de vermogensvergoeding, ongeacht type en grootte van de windturbine bovenstaand vast bedrag in gld/kWh kan worden aangehouden. In de praktijk blijkt echter dat het windaanbod in de wintermaanden en overdag groter is dan het jaargemiddelde, zoals in Bijlage 1 is aangegeven. Het gevolg hiervan is, dat de kans, dat een windturbine vermogen levert in de 4 verrekenpieken (die in de praktijk altijd overdag in de winter vallen) en dus ook de besparing op de vermogensvergoeding groter is, dan boven is verondersteld.

Ten aanzien van de kans, dat tijdens de verrekenpieken door de windturbines elektriciteit wordt geproduceerd wordt van de volgende veronderstelling uitgegaan. Op basis van de windsnelheidsverdeling op Schiphol kan worden afgeleid, dat bij een eerste ordebenadering de energie-inhoud van de wind, en dus ook de energieopbrengst van een windturbine in de winterperiode november t/m februari en in de daguren (7 - 23 uur) 39% hoger ligt dan het jaargemiddelde (zie Bijlage 1, Tabel B1.6). Aangezien deze opbrengst wordt gerealiseerd door een evenredig groter aantal vollasturen, heeft dit tot gevolg, dat de kans, dat een windturbine in de verrekenpieken levert ook 1,39 maal (118/85) de waarde is, die boven is afgeleid. Hierbij wordt er vanuit gegaan, dat de verrekenpieken in deze winterperiode liggen. Als er door een verdere afvlakking van het belastingpatroon een verrekenpiek in april zou komen te liggen, dan dient de factor 1,39 naar beneden te worden bijgesteld. In combinatie met (4) wordt het in de studie genoemde RBT-wind gevonden:

$$Besparing = 1,39 \times \frac{V_{verg}}{8760} \quad (5)$$

Naast bovenstaande correctie kan nog een aanpassing worden aangebracht, omdat het geplande onderhoud buiten de periode waarin de verrekenpieken vallen, kan worden uitgevoerd. Het effect hiervan is echter marginaal en wordt daarom buiten beschouwing gelaten. Met nadruk wordt erop gewezen, dat dit de genoemde besparing op de vermogensvergoeding is volgens de huidige RBT-systematiek. Dat wil niet zeggen, dat hieruit de besparing op opgesteld vermogen rechtstreeks kan worden afgeleid.

#### *Uitgangspunten prijsniveaus*

Het "Europa"-scenario, zoals in de Nationale Energie Verkenning 1990-2015 is gedefinieerd, wordt in de ERWIN2-studie gehanteerd als uitgangspunt voor de prijzenset van de z.g. base-case. Daarnaast zijn een tweetal prijzensets in het model beschikbaar:

- Een variant met een brandstofheffing van 50% (CO<sub>2</sub> GJ-heffing)
- Met niet constante (reële) prijzen met ijkpunten 1991, 2000 en 2015

In het kader van de NEV 1990-2015 zijn voor het "Europa"-scenario de componenten in het RBT bepaald voor twee zichtjaren, 2000 en 2015. Dit levert m.b.v. het TBC-model van ESC de volgende resultaten voor de sets "Europa" en "Heffing":



Tabel B3.1. Vermogens- en brandstofcomponent in RBT

Scenario	Vermogen [gld/kW]	Brandstof [ct/kWh]
Europa-2000	317	6,3
Europa-2015	314	8,0
Europa-2000 (50%-heffing)	317	9,9
Europa-2015 (50%-heffing)	314	10,9

*Prijzen elektriciteit*

Voor 2000 en 2015 zijn volgens bovengenoemde rekenmethodiek de elektriciteitsprijzen bepaald, waarbij rekening is gehouden met de volgende aannames in (1):

- Marge bij distributiebedrijf = 0
- TB is constant = 0,9 (waarde 1989)
- De factor 1,39 bepaald volgens (5).

In de varianten "Europa" en "Heffing" worden de tarieven van 1991-2000 gelijk gehouden aan de waarde, gevonden voor 2000. Voor de periode 2001-2010 geldt de waarde van 2015.

Als laatste variant is een prijzenset met stijgende prijzen samengesteld met ijkpunten 1991, 2000 en 2015. Hierbij is een projectie vanaf de twee zichtjaar terug in de tijd uitgevoerd, waaraan is toegevoegd de prijzen, zoals deze gelden in 1991. Hierbij stijgen de elektriciteitsprijzen tussen 2000 en 2015 voor TL-laag met ca. 1,3% en van het RBT-wind met ca. 0,95 % per jaar. Het verschil tussen het stijgingspercentage wordt verklaard door het feit, dat de constante kosten (die alleen meetellen in het hoge tarief) ten opzichte van de brandstofkosten minder stijgen. De prijzen in 1991 zijn ca. 6,6 ct/kWh voor TL-laag en 8,6 ct/kWh voor RBT-wind. Dit leidt tot een constante stijging op basis van deze prijzen houdt met ca. 2,2 % respectievelijk ca. 1,6 % per jaar tot 2000. De relatief grotere stijging van het hoge tarief van 1990 tot 2000 wordt grotendeels verklaard door het feit, dat de vaste kosten zullen stijgen als gevolg van de nieuw te bouwen centrales tegen het eind van deze eeuw.

Tabel B3.2. Elektriciteitsprijzen

		1991	1995	2000	2001	2010	2015
		[ct/kWh]					
Europa	TL-laag	7,7	7,7	7,7	9,3	9,3	9,3
	RBT-wind	10,7	10,7	10,7	12,3	12,3	12,3
Heffing	TL-laag	11,2	11,2	11,2	12,2	12,2	12,2
	RBT-wind	14,3	14,3	14,3	15,1	15,1	15,1
Stijgend	TL-laag	6,6	7,1	7,7	7,8	8,7	9,3
	RBT-wind	8,6	9,5	10,7	10,8	11,7	12,3



## BIJLAGE 4: BEREKENINGSRESULTATEN

De resultaten van de diverse uitgevoerde berekeningen zijn opgenomen in onderstaande tabellen. De interne rentevoet voor respectievelijk particulierbeheer (P), nutsbeheer (N) en de prijs van de geproduceerde elektriciteit. Tevens is aangegeven de mutatie per onderzochte variant.

Tabel B4.1. Resultaten base-case

Rotor [m]	Jaar	P	IRV [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	0,1		5,2	11,0
25		-4,0		0,7	14,4
35		-3,4		1,4	13,8
50		-5,5		-0,8	15,9
16	1995	5,4		11,0	8,3
25		1,1		6,0	10,9
35		1,8		6,8	10,4
50		-0,4		4,3	12,0
16	2000	8,8		14,6	7,4
25		4,0		9,1	9,7
35		4,7		9,9	9,3
50		2,4		7,3	10,7

Tabel B4.2. Resultaten variant: Configuratie solitair

Rotor [m]	Jaar	P	IRV [%]	N	[ct/kWh]	P Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	2,5		8,1	9,4	+2,5	+2,9	-1,6
25		-1,7		3,4	12,2	+2,3	+2,7	-2,2
35		-1,0		4,1	11,7	+2,3	+2,7	+2,1
50		-3,2		1,7	13,5	+2,2	+2,5	-2,4
16	1995	8,7		15,0	6,9	+3,3	+4,0	-1,4
25		4,1		9,6	9,0	+3,0	+3,6	-1,9
35		4,8		10,4	8,6	+3,1	+3,6	-1,8
50		2,5		7,7	9,9	+2,9	+3,4	-2,1
16	2000	12,9		19,6	6,1	+4,1	+5,0	-1,3
25		7,8		13,5	7,9	+3,8	+4,4	-1,8
35		8,6		14,5	7,5	+3,8	+4,6	-1,7
50		5,9		11,4	8,7	+3,5	+4,2	-2,0

Tabel B4.3. Resultaten variant: Lokatie windrijk met obstakels

Rotor [m]	Jaar	P	IRV [%]	N	[ct/kWh]	P	Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	-5,7	-1,0	16,1	-5,7	-6,2	+5,1		
25		-9,7	-5,1	21,0	-5,7	-5,8	+6,6		
35		-8,2	-3,7	19,1	-4,9	-5,1	+5,3		
50		-9,4	-4,8	20,6	-3,9	-4,0	+4,7		
16	1995	-0,6	4,1	12,1	-6,0	-6,9	+3,8		
25		-4,6	-0,2	15,9	-5,7	-6,2	+6,0		
35		-3,2	1,3	14,4	-4,9	-5,4	+4,0		
50		-4,3	0,2	15,5	-3,9	-4,2	+3,6		
16	2000	2,2	7,0	10,8	-6,6	-7,6	+3,4		
25		-2,1	2,4	14,2	-6,1	-6,7	+4,5		
35		-0,6	4,0	12,9	-5,3	-5,9	+3,6		
50		-1,7	2,7	13,9	-4,1	-4,5	+3,2		

Tabel B4.4. Resultaten variant: Elektriciteitsprijzen met brandstofheffing

Rotor [m]	Jaar	P	IRV [%]	N	[ct/kWh]	P	Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	5,7	10,2	11,0	+5,7	+5,0	-		
25		1,2	5,2	14,4	+5,2	+4,4	-		
35		1,9	5,9	13,8	+5,2	+4,5	-		
50		-0,4	3,4	15,9	+5,1	+4,3	-		
16	1995	11,4	16,5	8,3	+6,0	+5,5	-		
25		6,3	10,7	10,9	+5,2	+4,6	-		
35		7,1	11,6	10,4	+5,3	+4,8	-		
50		4,6	8,7	12,0	+5,0	+4,4	-		
16	2000	14,6	19,9	7,4	+5,8	+5,2	-		
25		9,0	13,5	9,7	+5,0	+4,4	-		
35		9,9	14,4	9,3	+5,2	+4,5	-		
50		7,2	11,4	10,7	+4,8	+4,1	-		

Tabel B4.5. Resultaten variant: Elektriciteitsprijzen met stijgende prijzen

Rotor [m]	Jaar	P IRV [%]	N	[ct/kWh]	P Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	-1,5	3,3	11,0	-1,6	-1,9	-
25		-5,6	-1,0	14,4	-1,6	-1,7	-
35		-4,9	-0,3	13,8	-1,6	-1,7	-
50		-7,1	-2,4	15,9	-1,6	-1,6	-
16	1995	3,9	9,4	8,3	-1,5	-1,6	-
25		-0,4	4,6	10,9	-1,5	-1,4	-
35		0,3	5,4	10,4	-1,5	-1,4	-
50		-1,8	3,0	12,0	-1,4	-1,3	-
16	2000	6,9	12,9	7,4	-1,9	-1,7	-
25		2,4	7,7	9,7	-1,6	-1,4	-
35		3,1	8,5	9,3	-1,7	-1,5	-
50		0,8	5,9	10,9	-1,6	-1,4	-

Tabel B4.6. Resultaten variant: Investeringspremie 20%

Rotor [m]	Jaar	P IRV [%]	N	[ct/kWh]	P Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	2,9	8,4	9,2	+2,8	+3,2	-1,8
25		-1,4	3,6	12,0	+2,6	+2,9	-2,3
35		-0,7	4,4	11,5	+2,6	+2,9	-2,2
50		-2,9	2,0	13,5	+2,5	+2,8	-2,6
16	1995	8,6	14,6	6,9	+3,1	+3,6	-1,4
25		4,0	9,2	9,1	+2,9	+3,2	-1,8
35		4,7	10,1	8,7	+2,9	+3,3	-1,7
50		2,4	7,4	10,0	+2,8	+3,1	-2,0
16	2000	12,3	18,7	6,2	+3,5	+4,0	-1,2
25		7,2	12,6	8,1	+3,2	+3,6	-1,6
35		8,0	13,6	7,7	+3,2	+3,6	-1,5
50		5,4	10,7	8,9	+3,1	+3,4	-1,8

Tabel B4.7. Resultaten variant: Investeringspremie 40%

Rotor [m]	Jaar	P IRV [%]	N	[ct/kWh]	P Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	6,5	12,5	7,4	+6,5	+7,3	-3,6
25		2,0	7,4	9,7	+6,0	+6,7	-4,7
35		2,7	8,2	9,3	+6,0	+6,7	-4,5
50		0,4	5,6	10,7	+5,8	+6,4	-5,1
16	1995	12,6	19,2	5,6	+7,2	+8,2	-2,7
25		7,7	13,4	7,3	+6,6	+7,4	-3,6
35		8,4	14,3	7,0	+6,7	+7,5	-3,4
50		6,0	11,5	8,0	+6,4	+7,1	-3,0
16	2000	16,8	23,8	5,0	+8,0	+9,2	-2,5
25		11,3	17,2	6,5	+7,3	+8,1	-3,2
35		12,1	18,2	6,2	+7,4	+8,3	-3,1
50		9,4	15,1	7,2	+7,0	+7,8	-3,5

Tabel B4.8. Resultaten variant: Zichtperiode 10 jaar

Rotor [m]	Jaar	P IRV [%]	N	[ct/kWh]	P Mutatie [%]	N	[ct/kWh]
16	1991	-8,0	-1,3	14,1	-8,1	-6,4	+3,1
25		-13,3	-6,8	18,5	-9,3	-7,5	+4,1
35		-12,4	-5,9	17,7	-9,1	-7,4	+3,9
50		-15,2	-8,8	20,4	-9,7	-8,0	+4,5
16	1995	-0,5	6,2	10,7	-6,0	-4,8	+2,4
25		-5,8	0,3	14,0	-6,9	-5,8	+3,1
35		-5,0	1,2	13,4	-6,8	-5,6	+3,0
50		-7,7	-1,8	15,4	-7,3	-6,1	+3,4
16	2000	3,9	10,7	9,6	-4,9	-3,9	+2,2
25		-1,9	4,2	12,5	-5,9	-4,9	+2,8
35		-1,0	5,2	12,0	-5,7	-4,7	+2,7
50		-3,9	2,0	13,8	-6,3	-5,2	+3,1

Tabel B4.9. Resultaten variant: Rente 10%

Rotor [m]	Jaar	[ct/kWh]	Mutatie
16	1991	14,3	+3,3
25		18,7	+4,3
35		17,9	+4,1
50		20,6	+4,7
16	1995	10,8	+2,5
25		14,2	+3,3
35		13,6	+3,2
50		15,6	+3,6
16	2000	9,6	+2,3
25		12,5	+3,0
35		12,0	+2,8
50		13,8	+3,3

