

CE

**Oplossingen voor
milieu, economie
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

Overwinsten bij de subsidiereregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP)

Een analyse van
omvang en achtergrond

Rapport

Delft, april 2007

Opgesteld door:

M. (Machiel) Mulder

M.H. (Marisa) Korteland

M.J. (Martijn) Blom



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

M. (Machiel) Mulder, M.H. (Marisa) Korteland, M.J. (Martijn) Blom
Overwinsten bij de subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP)
Een analyse van omvang en achtergrond
Delft, CE, 2007

Elektriciteit / Productie / Milieukwaliteit / Subsidies / Investerings / Analyse /

Publicatienummer: 07.7423.11

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Opdrachtgever: Algemene Rekenkamer
Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Machiel Mulder.

© copyright, CE, Delft

CE

Oplossingen voor milieu, economie en technologie

CE is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: www.ce.nl.

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

Voorwoord

In het kader van haar onderzoek naar de doelmatigheid van de subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) heeft de Algemene Rekenkamer aan CE gevraagd onderzoek te doen naar de mate waarin de verstrekte subsidiegelden hebben geleid tot overwinsten. Onder overwinst wordt hier verstaan de winst die hoger is dan wat benodigd is ter compensatie voor het risico dat ondernemers lopen door het doen van investeringen in duurzame energie. Overwinsten bij de MEP treden dus op als een subsidieontvangende partij de investering (waarvoor subsidie wordt verkregen) ook zonder subsidie of met een lager subsidiebedrag zou hebben gedaan.

Het onderzoek kon alleen plaatsvinden dankzij de ondersteuning die wij van anderen hebben ondervonden. We hebben op plezierige en constructieve wijze samengewerkt met Robert Went, Koos Postema en Wout Verheij van de Algemene Rekenkamer. Bij de statistische analyse hebben we waardevolle ondersteuning ontvangen van Pieter van Gelder van het statistisch adviesbureau Tridata. De heer Jan Vorrink van EnergQ en zijn medewerkers waren van grote waarde bij het analyseren van gegevens over de verstrekte MEP-subsidies. Ook SenterNovem heeft ons onmisbare informatie verschaft.

We danken verder onze gesprekspartners bij Nuon, Essent, Rabobank en PAWEX voor de nuttige gesprekken en de verkregen informatie. We zijn de leden van de door de Algemene Rekenkamer ingestelde begeleidingscommissie, bestaande uit Herman Stolwijk (CPB), Lucas Reijnders (UvA) en Jos Bruggink (VU), erkentelijk voor hun nuttige suggesties gedurende het onderzoek. Tot slot danken we Xander van Tilburg van ECN voor zijn ondersteuning en commentaar op het eindconcept van dit rapport.

Het onderzoek bij CE is verricht door Marisa Korteland, Machiel Mulder (projectleiding) en Martijn Blom. De verantwoordelijkheid voor dit onderzoek berust uiteraard geheel bij CE.

Inhoud

Samenvatting	1
1 Inleiding	3
1.1 Achtergrond en vraagstelling	3
1.2 Methode van onderzoek	4
1.2.1 Globale opzet	4
1.2.2 Winst en overwinst	5
1.2.3 Monte Carlo-analyse	6
1.2.4 Empirische afbakening	7
1.2.5 Opzet van het rapport	8
2 Wijze van vaststelling en hoogtes van MEP-subsidies	9
2.1 Het ECN-model	9
2.2 Tarieven	10
2.3 Uitgaven	12
3 Gegevens voor de berekening van de subsidiebehoefte	13
3.1 Wind op Land	13
3.1.1 Keuze relevante variabelen	13
3.1.2 Vollasturen	14
3.1.3 Restwaarde	15
3.1.4 Investeringskosten	16
3.1.5 Onderhoudskosten	18
3.1.6 Marktprijs stroom	19
3.1.7 Onbalanskosten	24
3.1.8 Financiering	28
3.1.9 Energie Investeringsaftrek	31
3.2 Zuivere biomassa	33
3.2.1 Keuze relevante variabelen	33
3.2.2 Kosten en energie-inhoud secundaire brandstof	34
3.2.3 Kosten te vervangen brandstof	36
3.2.4 Energie Investeringsaftrek	36
4 Resultaten: subsidiebehoefte versus subsidietarief	37
4.1 Wind op Land	37
4.2 Zuivere biomassa	44
4.3 Uitgaven	46
5 Slotbeschouwing	47
Literatuur	49
A Inputvariabelen	55
B Overzicht van externe informanten	65

Samenvatting

Op verzoek van de Tweede Kamer doet de Algemene Rekenkamer onderzoek naar de doelmatigheid van de subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP). Als onderdeel van dat onderzoek heeft de Algemene Rekenkamer aan CE gevraagd een inschatting te maken van de hoogte van de overwinsten alsmede te analyseren welke factoren daar toe hebben bijgedragen.

Ons onderzoek bestaat er uit dat we een inschatting maken van de spreiding in de werkelijke subsidiebehoefte over alle subsidieontvangende partijen. Dit doen we door middel van een Monte-Carlo-analyse met het ECN-model waarmee de MEP-subsidietarieven worden vastgesteld. Op basis van de berekende spreiding in werkelijke subsidiebehoefte en gegevens over de verstrekte subsidiegelden kunnen we vervolgens een inschatting maken van de omvang van de overwinst, dat wil zeggen de winst die partijen incasseren doordat de MEP-subsidie op een hoger niveau is vastgesteld dan nodig is om de investering uit te lokken.

We hebben duidelijke indicaties gevonden dat voor een groot aantal investeringsprojecten de subsidies hoger waren dan benodigd om de investering uit te kunnen lokken. Als de subsidietarieven beter op de subsidiebehoeften zouden zijn afgestemd, zou dat ongeveer de helft aan subsidieuitgaven kunnen schelen.

De oversubsidiëring is in belangrijke mate veroorzaakt doordat de subsidietarieven gebaseerd waren op nogal conservatieve inschattingen van de elektriciteitsprijs, waardoor het risico voor de ondernemers sterk werd verkleind. De hoogte van de subsidies zorgde er voor dat in veel gevallen de investeringen een hoger verwacht rendement opleverden dan normaliter in de markt geëist werd. De andere kant van deze medaille is evenwel dat de hoge subsidies ook investeringen mogelijk maakte die bij een lager tarief niet rendabel zouden zijn geweest. De uitdaging bij het vormgeven van een vernieuwde MEP blijft dus om de regeling even effectief te houden, maar tegen lagere uitgaven voor de overheid.



1 Inleiding

1.1 Achtergrond en vraagstelling

De subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) is per 1 juli 2003 ingesteld met als doel de doelstelling van 9% duurzaam opgewekte elektriciteit in 2010 te halen. Onder deze regeling wordt het - vooraf ingeschatte - onrendabele deel van de investering vergoed gedurende een periode van 10 jaar, uitgaande van een rendement op geïnvesteerd eigen vermogen van 15%. ECN (Energieonderzoek Centrum Nederland) berekent deze onrendabele top (OT), in samenwerking met KEMA (NV tot Keuring Elektrotechnische Materialen).

Bij de vaststelling van de MEP-tarieven maakt de overheid de afweging tussen enerzijds het willen realiseren van de beoogde effecten (te weten meer duurzame-elektriciteitsopwekking) en anderzijds niet te veel daarvoor willen betalen. In theorie zou het subsidiebedrag daarom afgestemd moeten worden op de kenmerken van de investering en de ondernemer.

In de praktijk is maatwerk onmogelijk vanwege informatieasymmetrie tussen overheid en marktpartijen, waarbij de investeerder (relatief) goed weet wat wel/niet rendabel is en de overheid daar meer onzekerheid over heeft. Als de overheid afhankelijk is van informatie uit de sector, loopt ze ook bij maatwerk het risico dat de rentabiliteit wordt onderschat en de subsidiebehoefte wordt overschat. Maatwerk bij de subsidieverlening zou bovendien hoge uitvoeringskosten met zich meebrengen. De overheid hanteert daarom een tarief dat voor alle projecten (met dezelfde techniek, in hetzelfde jaar) gelijk is. Het gevolg daarvan is dat voor sommige projecten het tarief te hoog kan zijn en voor anderen te laag.

In de Tweede Kamer, maar ook vanuit de sector zelf, is gesuggereerd dat MEP-subsidies te hoog zijn geweest en tot overwinsten hebben geleid. In ieder geval hebben de hoge uitgaven aan MEP-subsidies en de verwachting dat de 9% doelstelling in 2010 kan worden gehaald met de aangegane verplichtingen, het Kabinet doen besluiten om met ingang van 18 augustus 2006 geen nieuwe subsidies meer te verstrekken (EZ, 2006). Sinds die tijd is de vormgeving van de MEP onderwerp van onderzoek, zowel bij de Tweede Kamer als het Kabinet.

Op verzoek van de Tweede Kamer doet de Algemene Rekenkamer onderzoek naar de doelmatigheid van de MEP. Als onderdeel van dat onderzoek heeft de Algemene Rekenkamer aan CE gevraagd een inschatting te maken van de hoogte van de overwinst alsmede te analyseren welke factoren daar toe hebben bijgedragen.

1.2 Methode van onderzoek

1.2.1 Globale opzet

Idealiter zou de overwinst berekend worden door per subsidieontvanger te achterhalen of de investering ook zonder subsidie of bij een lager subsidiebedrag zou zijn verricht. In de praktijk is deze benadering evenwel niet uitvoerbaar. Niet alleen vanwege het tijdsbeslag dat zo'n onderzoek met zich mee zou brengen, maar ook omdat het vrijwel onmogelijk zal zijn om op microniveau de feitelijke informatie te achterhalen.

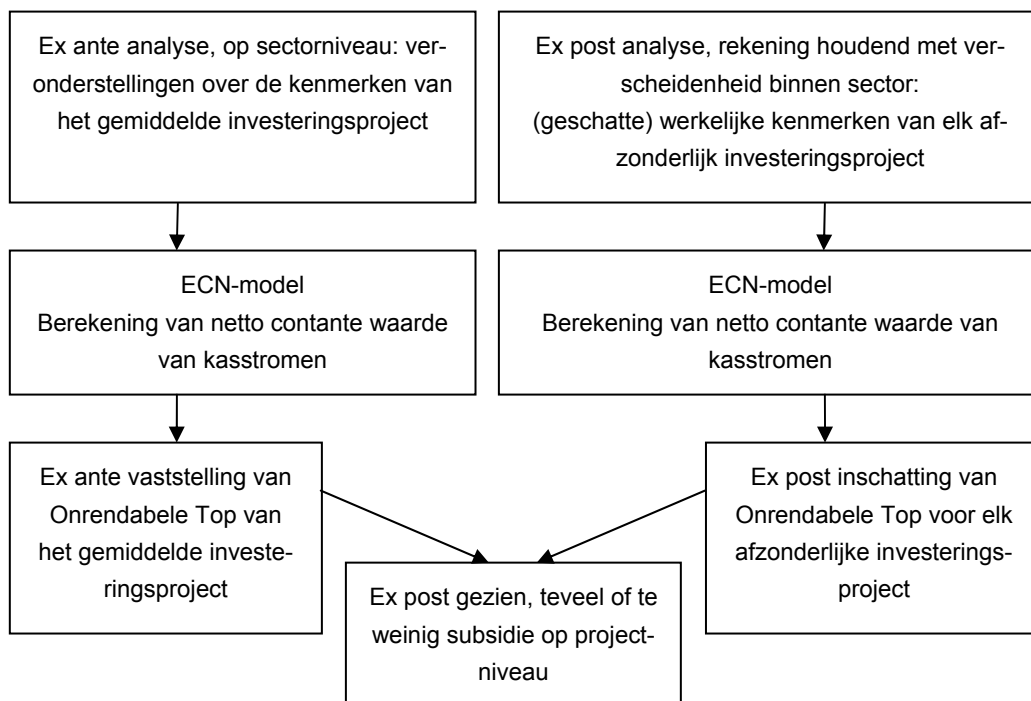
In dit project volgen we daarom een alternatieve route waarbij we geen volledige informatie op microniveau nodig hebben, maar waar we wel een inschatting maken van de werkelijke behoefte aan subsidies voor het doen van een investering. Uitgangspunt hierbij is dat de subsidiehoogtes gebaseerd zijn op forfaitaire berekeningen van de rentabiliteit van investeringen in duurzame elektriciteit, terwijl in werkelijkheid de rentabiliteit per investeerder verschillend zal zijn als gevolg van specifieke omstandigheden (van investeerder, locatie, techniek en tijdstip).

Het onderzoek bestaat er uit dat we een inschatting maken van de spreiding in de rentabiliteit over alle subsidieontvangende partijen. Op basis van die spreiding en gegevens over de verstrekte subsidiegelden kunnen we een inschatting maken van de omvang van de overwinst, dat wil zeggen de winst die partijen incasseren doordat de MEP-subsidie op een hoger niveau is vastgesteld dan nodig is om de investering uit te lokken.

De analyse komt er feitelijk op neer dat we de vooraf geschatte onrendabele top (OT) van een investering vergelijken met de OT die volgt uit inschatting van de kosten en baten die dicht bij de werkelijke situatie ligt. Omdat de hoogte van de onrendabele top van een investering afhangt van alle kasstromen gedurende de gehele levenscyclus van de investering, moeten we daarom de gerealiseerde gegevens over de achterliggende periode (2003-2006) aanvullen met veronderstellingen over het verdere verloop over volgende jaren. Dit betekent ook dat onze conclusies over de hoogte van de werkelijke onrendabele top gerelateerd zijn aan de gehanteerde toekomstverwachtingen. Om het effect daarvan aan te geven, zullen we ook een aantal gevoeligheidsanalyses uitvoeren waarin we andere veronderstellingen over toekomstige baten maken.

In Figuur 1 is deze onderzoeksaanpak schematisch weergegeven. We vergelijken dus de onrendabele top die door ECN/KEMA *ex ante* is vastgesteld op basis van veronderstelde kenmerken van het *gemiddelde* investeringsproject met de onrendabele top die we *ex post* vaststellen voor *afzonderlijke* investeringsprojecten.

Figuur 1 Onderzoeksaanpak



1.2.2 Winst en overwinst

Voordat we verder in gaan op de onderzoeksmethode, is het belangrijk stil te staan bij het begrip ‘overwinst’. Overwinst kan gezien worden als de winst die een passende beloning voor het gelopen risico te boven gaat. De passende beloning is dan de winst die ‘normaal’ kan worden geacht gezien het risico dat met een investering gemoeid gaat, wat het risico is dat de investering niet wordt terugverdiend. Als het te lopen risico gering is en de feitelijke winst achteraf hoog, dan is er wellicht sprake van overwinst. Overwinst is dus winst die hoger is dan de winst die benodigd is als ‘normale’ beloning voor het ingezette vermogen.

Het uitgangspunt bij deze analyse is dus *niet* dat een investeerder geen winst mag maken als hij subsidie krijgt. Bij de vaststelling van de subsidietarieven wordt (door ECN/KEMA) dan ook uitgegaan van een ‘passend’ rendement op het geïnvesteerde eigen vermogen. Het veronderstelde geëiste rendement voor investeringen in duurzame energie is 15%, met uitzondering van AVI’s en bijstook van zuivere biomassa, waarvoor 12% is gehanteerd¹.

¹ Het is belangrijk het geëiste rendement op het *eigen vermogen* te onderscheiden van het geëiste rendement op het *gehele project*. Deze laatste hangt af van het risicoprofiel van het project. Als een project volledig met eigen vermogen is gefinancierd, dan wordt dit risico door de totale investering gedragen en zijn beide rendementseisen aan elkaar gelijk. Naarmate echter een groter deel met vreemd vermogen is gefinancierd, wordt het (eigen) vermogen dat het risico van de investering draagt, kleiner, wat betekent dat het geëiste rendement daarop groter moet zijn. De 15% rendementseis op het eigen vermogen correspondeert met een 7% geëist rendement op investeringsproject en 80% financiering met vreemd vermogen.

Het idee achter deze vereiste beloning voor het eigen vermogen is dat de ondernemer risico loopt bij het doen van de investering: de elektriciteitsprijzen kunnen lager zijn dan verwacht of er kunnen technische problemen ontstaan waardoor de productie lager uitvalt. Voor dit risico vraagt een investeerder een beloning, in de vorm van een geëist rendement op het geïnvesteerde vermogen².

Een belangrijk punt in ons onderzoek is het gegeven dat de MEP bedoeld is om de meerkosten van groene stroom te compenseren, niet om het risico van de ondernemers te verminderen. De ondernemers worden geacht een normaal marktrisico te lopen waarvoor een normaal perspectief op rendement wordt geboden. De kernvraag is nu of de MEP-subsidies zodanig hoog zijn dat niet alleen de meerkosten worden vergoed, maar dat ook het normale risico van de ondernemer wordt verkleind. Als dit laatste het geval is, dan is er sprake van overwinst dankzij de MEP³.

In dit onderzoek besteden we overigens geen aandacht aan de verdeling van risico's en (over)winsten over de verschillende partijen die bij de investeringsprojecten betrokken zijn. Het gaat hierbij om producenten van duurzame energie, handelaren in energie, banken, toeleveranciers en anderen, zoals grondeigenaren en ondernemingen die EIA-aftrekcapaciteit ter beschikking hebben gesteld. De verdeling van risico en rendement tussen deze partijen is vaak contractueel geregeld. Inzicht in contracten en nader onderzoek zou nodig zijn om iets over de verdeling te kunnen zeggen. Partijen hebben er belang bij het eigen aandeel te minimaliseren, dus interviews zijn hierdoor onvoldoende betrouwbaar. Voor ons onderzoek is die verdeling van eventuele overwinsten over betrokken partijen ook niet zo relevant: het gaat ons immers om de vraag of de overheid wel of niet teveel heeft betaald.

1.2.3 Monte Carlo-analyse

Voor een goede berekening van mogelijke overwinsten is het noodzakelijk de (ex ante) gegevens waarop de MEP-subsidiebedragen zijn gebaseerd te vergelijken met de daadwerkelijke kenmerken van de investering om zo een goed beeld te krijgen van zowel het risico als het rendement. Hiervoor hebben we gegevens nodig over de kosten en opbrengsten die feitelijk gerealiseerd zijn, aangevuld met inschattingen over wat voor de toekomst (tot aan het eind van de levenscyclus van de investering) verwacht mag worden.

² Een consequentie van het bestaan van risico is dat sommige investeringsprojecten niet (zo goed) zullen slagen, waardoor het gerealiseerde rendement op de totale investeringsportefeuille lager is dan het rendement dat per investeringsproject (van te voren geëist) wordt. Ter vergelijking: in de periode 1926-1990 was het gemiddelde rendement van grote ondernemingen 7% (Newell & Pizer, 2004). Het rendement van het eigen vermogen in de landbouwsector was over 2001-2005 gemiddeld per jaar circa 1% negatief (Bron: informatienet van het LEI).

³ Om dit verduidelijken, mogen extreme waarden van de MEP helpen. Als het MEP-tarief nihil is, dan is het risico voor ondernemers zo groot dat vrijwel geen enkele investering zal plaatsvinden. Als daarentegen het MEP-tarief zo hoog is dat zelfs een windmolen op een slechte windlocatie en bij lage elektriciteitsprijzen rendabel geëxploiteerd kan worden, dan is het risico voor de ondernemer nihil. Bij een risicovrije investering past niet meer dan een risicovrije beloning (zoals de rente op een spaarrekening). De beloning die daarboven uitkomt noemen we overwinst.

De gerealiseerde (ex post) gegevens kunnen aan investeerders gevraagd worden, maar dat levert geen betrouwbaar beeld op. Investeerders hebben doorgaans geen belang bij het geven van gedetailleerd inzicht in hun financiële huishouding. Bovendien hebben zij er belang bij om hun bedrijfskosten te maximaliseren en opbrengsten te minimaliseren.

Omdat de waarden van al de variabelen voor individuele investeerders niet te achterhalen zijn, is het ECN-model niet voor elk afzonderlijk project na te rekenen. We kunnen echter wel voor verschillende variabelen in dit model een beeld vormen over de spreiding van de waarde over de afzonderlijke projecten, zodat we de individuele situatie kunnen benaderen. Dit hebben we gedaan door de spreiding voor diverse variabelen, zoals bijvoorbeeld de productie per windmolen, in een frequentieverdeling samen te vatten. Zo'n verdeling geeft dan aan hoe vaak verschillende waarden van de variabelen voorkomen.

Door vervolgens deze frequentieverdelingen in het ECN-model te gebruiken, kunnen we een frequentieverdeling schatten van de uitkomsten van dat model: de onrendabele top⁴. Deze techniek heet 'Monte Carlo-simulatie' en is een gebruikelijke en algemeen aanvaarde methode in situaties waarin sprake is van verschillende variabelen die elk met onzekerheid zijn omgeven⁵. In het kort komt deze methode er op neer dat het ECN-model een groot aantal keren wordt gedraaid, steeds met een ander, willekeurig getrokken, getal uit de frequentieverdelingen die voor een aantal inputvariabelen zijn geschat. Aangezien elke modelrun een uitkomst oplevert, te weten de onrendabele top, levert de hele exercitie een groot aantal waarden op voor de onrendabele top.

Om na te gaan in welke mate de Monte Carlo-benadering van invloed is op de onderzoeksresultaten, maken we tevens analyses volgens een zogenaamde deterministische rekenmethode. In deze analyse berekenen we de subsidiebehoefte op basis van gemiddelde (gerealiseerde en voor de toekomst te verwachten) waarden van de inputvariabelen.

1.2.4 Empirische afbakening

We hebben het onderzoek verricht voor twee productiecategorieën: Wind op Land en meestook van zuivere biomassa (hout). Binnen deze categorieën hebben we de analyse uitgevoerd voor de MEP-subsidies die gedurende de periode 2003-2005 zijn aangevraagd.

⁴ Vanaf 2004 hanteert ECN een nieuw model. Naar aanleiding van verificatie van het ECN-model dat is gebruikt voor de MEP-tarieven 2003 door diverse partijen is een aantal verbeteringen aangebracht. Gaat om de wijze waarop het effect van de EIA in het model is meegenomen. Als in 2003 ook met nieuwe model gewerkt was, dit een kleine afwijking in OT tot gevolg gehad: de OT was iets lager geweest (Wind op land: 2 ct/kWh). Wij gebruiken voor de bepaling van OT 2003 het nieuwe ECN-model, daar deze als 'beter' wordt beschouwd en om de interne consistentie van de uitkomsten te waarborgen. Nu wordt er voor alle jaren met hetzelfde model gewerkt.

⁵ Bij het bepalen van de frequentieverdelingen die het best de gegevens beschrijven hebben we het programma BestFit gebruikt. We hebben van het ECN-model een stochastisch simulatiemodel gemaakt door het programma Simular aan Excel toe te voegen. Bij deze twee activiteiten hebben we zeer waardevolle ondersteuning ontvangen van dr. ir. P. van Gelder van het statistische adviesbureau Tridata (zie www.Tridata.nl).

1.2.5 Opzet van het rapport

De opzet van dit onderzoek is als volgt. In hoofdstuk 2 bespreken we de subsidieregeling, en in het bijzonder hoe de subsidietarieven zijn bepaald met het ECN-model. Hoofdstuk 3 vormt de kern van onze analyse: hier rapporteren we over de gerealiseerde ontwikkeling bij al die factoren die van belang zijn voor de winstgevendheid van duurzame energie. Op grond van die gegevens schatten we de werkelijke subsidiebehoefte. In hoofdstuk 4 wordt de berekende subsidiebehoefte vergeleken met de subsidietarieven, wat tot conclusies leidt over de hoogte van de overwinst. Hoofdstuk 5 sluit het rapport af met een slotbeschouwing, waarbij we ook aantal kanttekeningen bij het onderzoek plaatsen.



2 Wijze van vaststelling en hoogtes van MEP-subsidies

Per beleidsjaar zijn de MEP-subsidies vastgesteld op basis van door ECN en KEMA uitgevoerde berekeningen van onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties. Het model dat aan deze calculaties ten grondslag ligt wordt in paragraaf 2.1 besproken. De afgeleide tarieven voor Wind op Land en zuivere biomassa worden vermeld in paragraaf 2.2. Informatie over werkelijk uitbetaalde subsidiebedragen aan producenten is opgenomen in paragraaf 2.3.

2.1 Het ECN-model

De onrendabele top (OT) wordt gedefinieerd als 'het productieafhankelijk gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen' (ECN, 2003; p. 6) en wordt bepaald aan de hand van een cashflow berekening. Hierbij wordt niet het projectrendement berekend, maar is de onrendabele top een functie van de cashflows en een minimum vereist rendement op kapitaal. In formulevorm⁶:

$$OT = \frac{E.C_{tot} - \sum_{t=1}^T \frac{(1-\tau)(Q_t(EL_t - VK_t) - U.FK_t) + \tau(DEP_t + R_t) - A}{(1+r_e)^t}}{\sum_{t=1}^{T_b} \frac{Q_t(1-\tau)}{(1+r_e)^t}}$$

Waarbij,

OT	onrendabele top (€/kWh)
E	gedeelte equity in totale investering (%)
C _{tot}	totale investering (€)
T	Economische levensduur van het project (jaar)
t	Bedrijfsjaar (jaar, 0 < t ≤ T)
τ	belastingpercentage (%)
Q _t	elektriciteitsproductie in jaar t (Kwh _e)
EL _t	elektriciteitsprijs in jaar t (€/kWh, EL _t =0 in geval bij-of meestook)
VK _t	variabele kosten in jaar t (€/kWh)
U	unitgrootte (kW)
FK _t	vaste kosten in jaar t (€/kW)
DEP _t	afschrijvingen in jaar t (€, DEP _t =0 als t>T _b)
T _b	Beleidsperiode en afschrijvingstermijn (10 jaar)
R _t	rentebetalingen in jaar t (€, R _t =0 als t>T _t)
T _t	termijn lening van de bank (10 jaar)
A	annuïteit van de lening (€)
R _e	rendement op equity (%)

⁶ Voor uitgebreidere informatie over de OT berekeningsmethodiek, zie ECN (2003).

De door ECN gehanteerde berekeningsmethodiek onderscheidt een aantal kosten en opbrengsten bij een investering in opwekkingscapaciteit voor groene stroom. Variabelen die in de berekening van de onrendabele top worden meegenomen, zijn onder andere de investeringskosten, onderhoudskosten, kosten van onbalans, rente op (bank)leningen, afschrijvingen, belastingen, en (voor zover relevant) de kosten van biomassa. Variabelen die de opbrengsten bepalen zijn met name de prijzen voor elektriciteit (alleen bij wind; niet bij biomassa-meestook), de bedrijfstijd of het aantal vollasturen (bij windenergie - zie kader) dat wordt geproduceerd, ander subsidies zoals de EIA, de verdeling tussen vreemd vermogen en eigen vermogen, en de kosten van leningen (voor vreemd vermogen) en het (veronderstelde) geëiste rendement op eigen vermogen.

De inputs voor variabelen in de ex ante berekening van de OT zijn *forfaitair* vastgesteld, op basis van onderzoek van ECN/KEMA en consultaties van betrokkenen uit het veld. Zo is voor de rente op bankleningen 6% aangehouden bij meestook van zuivere biomassa en 5% bij Wind op Land vanwege 1% fiscaal voordeel groen beleggen. Bij het geëiste rendement op eigen vermogen wordt 12% respectievelijk 15% gehanteert. De relevante beleidsperiodes, afschrijvingstermijnen en leningstermijnen zijn op 10 jaar gezet. En de marktprijs van stroom, de belangrijke opbrengst voor investeerders, wordt voor 10 jaar op een bepaald bedrag vastgezet. De inputwaarden die ECN/KEMA gebruikt worden vermeld in bijlage A. Ze komen tevens in hoofdstuk 3 kort aan bod.

2.2 Tarieven

Nadat ECN en KEMA een conceptadvies hebben uitgebracht over de hoogte van het subsidietarief voor de komende periode (dit doen zij 1,5-2 jaar vooruit), vindt er marktconsultatie plaats. Eventueel kunnen aanpassingen worden gedaan naar aanleiding van beargumenteerd commentaar van stakeholders. Zo is bijvoorbeeld besloten om bij de berekening van de MEP-subsidie Wind op Land voor 2003 de investeringskosten te verhogen van 1.050 €/kW naar 1.150 €/kW (ECN/KEMA, 2002). Bij meestook van zuivere biomassa werd na marktconsultatie besloten de investeringskosten te handhaven op 220 €/kWth terwijl oorspronkelijk een verlaging was voorgesteld (ECN/KEMA, 2003b)⁷. Vervolgens gaat er een eindadvies naar de Tweede Kamer, waar uiteindelijk het tarief wordt vastgesteld.

Tabel 1 toont de hoogte van de MEP-subsidies voor producenten van Wind op Land die in de periode 2003-2005 zijn gestart⁸. In principe zijn de tarieven overeenkomstig met de finale aanbevelingen van ECN/KEMA. Echter, tot en met 2004 golden zowel de MEP-regeling als zijn voorganger, de producentenvergoedingen van de Regulerende Energiebelasting (REB). Om dubbeltelling te voorkomen, is de REB-korting verrekend met het MEP-tarief.

⁷ De OT kwam daardoor uit op 7,0 €/kWh in plaats van 6,5 €/kWh in het conceptadvies.

⁸ Sinds 13 juni 2005 is er een gedifferentieerd tarief voor nieuwbouw en renovatie van windturbines (EnerQ, 2007a). Dit in verband met het verschil in kosten. Gerenoveerde turbines worden niet in onze analyse meegenomen. Bijbehorende tarieven zijn daarom ook niet vermeld.



Tabel 1 Tarieven Wind op Land (€/MWh)

	Subsidie start in jaar		
	2003	2004	2005
MEP-tarief vastgesteld	78	78	77
REB-korting			
productie 2003	29	n.v.t	n.v.t
productie 1e hj. 2004	30	30	n.v.t
productie 2e hj. 2004	15	15	n.v.t
productie vanaf 1/1/2005	0	0	n.v.t
MEP-tarief uitbetaald			
productie 2003	49	n.v.t	n.v.t
productie 1e hj. 2004	48	48	n.v.t
productie 2e hj. 2004	63	63	n.v.t
productie 2005	78	78	77
productie 1e hj. 2006	78	78	77
productie 2e hj. 2006	78	78	77
productie 1e hj. 2007	78	78	77
productie 2e hj. 2007	78	78	77

Bron: Gebaseerd op EnerQ (2007a).

Tabel 2 toont de hoogte van de MEP-tarieven voor de meestook van schoon hout. Deze zijn overeenkomstig met de eindadviezen van ECN/KEMA, alhoewel de werkelijke REB-korting op de subsidie in mindering is gebracht⁹.

Tabel 2 Tarieven Biomassa >50 MW, zuivere biomassa (€/MWh)

	Subsidie start in jaar		
	2003	2004	2005
MEP-tarief vastgesteld	77	70	70
REB-korting			
productie 2003	29	n.v.t	n.v.t
productie 1e hj. 2004	30	30	n.v.t
productie 2e hj. 2004	15	15	n.v.t
productie vanaf 1/1/2005	0	0	n.v.t
MEP-tarief uitbetaald			
productie 2003	48	n.v.t	n.v.t
productie 1e hj. 2004	47	40	n.v.t
productie 2e hj. 2004	62	55	n.v.t
productie 1e hj. 2005	77	70	70
Productie 2 ^e hj. 2005	77	70	70
productie 1e hj. 2006	77	70	70
productie 2e hj. 2006	61	61	61
productie 1e hj. 2007	61	61	61
productie 2e hj. 2007	61	61	61

Bron: Gebaseerd op EnerQ (2007b).

⁹ ECN/KEMA gaat uit van 29 €/MWh aan REB-korting (ECN/KEMA, 2003b).

Bovenstaande tarieven gelden overigens alleen voor MEP-aanvragen die voor 10 mei 2005 zijn ontvangen. Met in gang van 10 mei 2005 zijn de tarieven door Minister Wijn van Economische Zaken op nul gezet. Het ministerie hield er rekening mee dat de geldende subsidies te hoog waren gezien de daling van de onrendabele top van de investeringskosten (EnerQ, 2006).

2.3 Uitgaven

Uit data van EnerQ blijkt dat er tot en met 31 december 2006 een totaalbedrag van circa 1,4 miljard is uitbetaald aan MEP-subsidies voor alle duurzame elektriciteitsopties, dus inclusief zonne-energie, AVI's, etc.

Hiervan is circa € 430,8 miljoen uitbetaald aan producenten in de categorie Wind op Land (EnerQ, 2007). Het betreft installaties die tussen 1996 en 2005 in gebruik zijn genomen.



3 Gegevens voor de berekening van de subsidiebehoefte

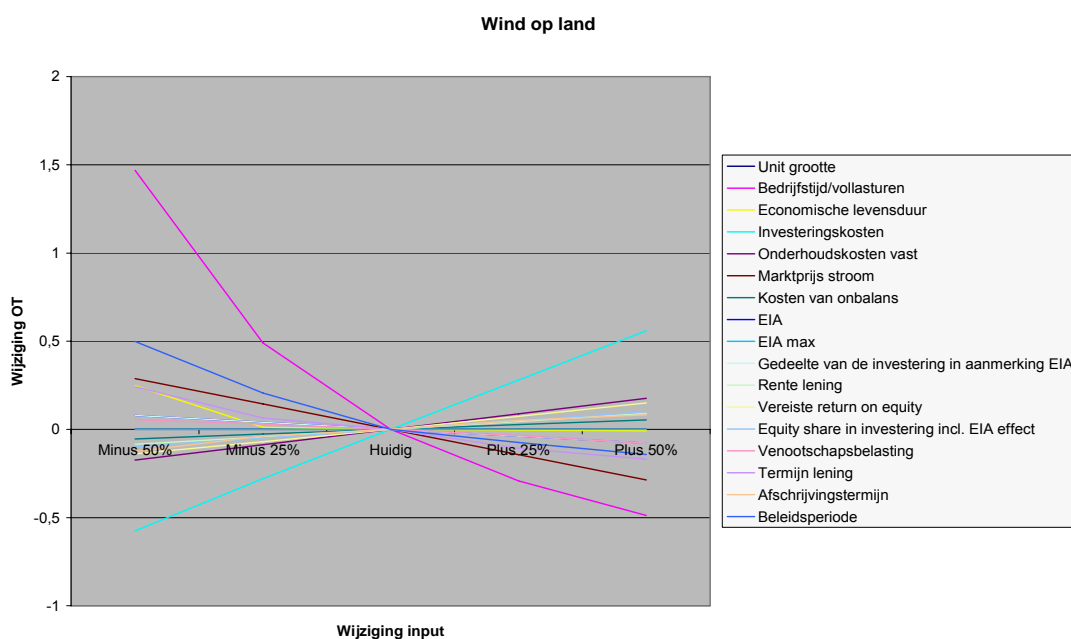
In dit hoofdstuk beschrijven we voor aantal belangrijke variabelen in het ECN-model de gegevens die we verzameld hebben en hoe we die gegevens vervolgens verwerken in analyse van de subsidiebehoefte. Bijlage A heeft een overzicht hiervan. Voor zowel Wind op Land (paragraaf 3.1) als Biomassa (paragraaf 3.2) zijn de nader te onderzoeken variabelen geselecteerd op grond van hun betekenis voor de hoogte van de onrendabele top.

3.1 Wind op Land

3.1.1 Keuze relevante variabelen

Om te bepalen welke variabelen het belangrijkste zijn om nader onderzoek naar te doen, is de gevoeligheid van de OT voor wijzigingen in de inputvariabelen bepaald. Er zijn variatieberekeningen uitgevoerd waarbij de waarden van de inputvariabelen zijn gewijzigd met respectievelijk -50%, -25%, +25% en +50%. De resulterende wijziging in de OT blijkt uit Figuur 2.

Figuur 2 Variatieberekening Wind op Land



Op basis van deze uitkomst, hebben wij ons met name gericht op de volgende variabelen: vollasturen, investeringskosten, onderhoudskosten vast, marktprijs stroom. Ze worden hierna besproken. De lengte van de beleidsperiode is ook relevant, maar staat vast op 10 jaar. EIA gerelateerde variabelen zijn minder belangrijk, maar vanwege de algemene beschikbaarheid van informatie over

af trekpercentages en maximum bedragen, zijn de werkelijke, ex-post gegevens toch meegenomen in de analyse. Verder wordt ook de restwaarde van windturbines beschouwd.

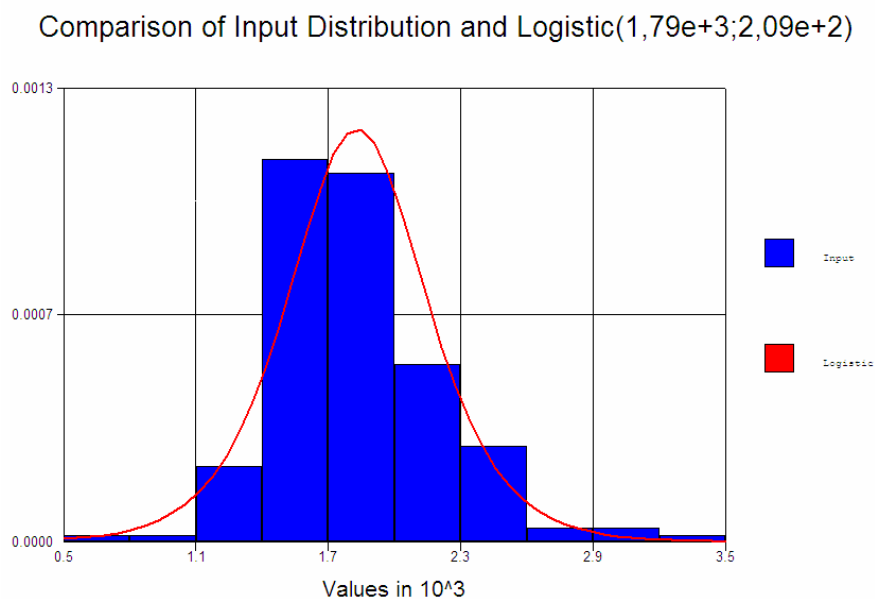
3.1.2 Vollastructuren

De variabele 'vollastructuren' geeft het aantal draaiuren van een windturbine weer. De energieproductie in kWh wordt hiertoe gedeeld door het nominaal elektrisch vermogen in kW. In het ECN-model wordt een vast aantal vollastructuren gebruikt. Tot en met 2005 werd er een maximaal aantal vollastructuren declarabel onder MEP gehanteerd van 18.000. Dit vertaalde zich in een input waarden voor vollastructuren van 1.800 per jaar. Met ingang van 2006 is het maximaal aantal uren verhoogd tot 20.000 respectievelijk 2.000 per jaar (ECN/KEMA, 2004).

Om budgettaire redenen is het inderdaad aannemelijk om een maximum aantal uren vast te stellen die onder MEP-subsidie vallen. Echter, het aantal uren dat windturbines draaien wordt niet door de producent bepaald (exogeen). De producent is namelijk afhankelijk van weersomstandigheden en ook de leeftijd van de installatie speelt een rol. Een vast aantal vollastructuren is daarom problematisch. Voor diegene die minder uren draaien is de subsidie te laag, terwijl het voor diegene die meer produceren rendabel wordt om installaties voortijdig af te breken zodra de maximale MEP-subsidie is uitgekeerd (zie paragraaf 3.1.3). Bovendien is het zo dat producenten opbrengsten krijgen op basis van de werkelijke gerealiseerde productie. Dus als er meer vollastructuren per jaar zijn dan 1.800 respectievelijk 2.000 worden de elektriciteitsopbrengsten onderschat in het ECN-model.

Op basis van gegevens van EnerQ kunnen we bepalen hoe de spreiding er uit ziet in het aantal vollastructuren dat windmolens draaien. We hebben daarvoor gegevens gebruikt over de werkelijke jaarproductie van windmolens over een reeks van jaren (2003 t/m 2006). Turbines van alle leeftijden zijn in de analyse meegenomen, om schommelingen in vollastructuren tijdens de levensduur weer te geven. Figuur 3 toont een histogram waaruit de spreiding binnen de groep installaties naar voren komt. Figuur 3 geeft weer dat het gemiddelde aantal jaarlijkse vollastructuren van alle windmolens 1.790 uur was en dat de verdeling van deze variabele over de gehele groep door middel van een logistische curve beschreven kan worden.

Figuur 3 Aantal vollasturen per jaar van alle installaties



Deze verdelingsfunctie (Logistic (1790;209)) hebben we gebruikt bij alle stochastische OT-berekeningen. In de deterministische versies van het rekenmodel wordt de gemiddelde waarde, te weten 1.790 uren/jaar, ingevoerd.

3.1.3 Restwaarde

In de ECN-berekeningsmethodiek wordt onderscheid gemaakt tussen de economische levensduur van een installatie en de termijn waarover de MEP-subsidie wordt uitgekeerd. De economische levensduur is doorgaans langer dan de beleidsperiode van 10 jaar. Uit diverse bronnen, waaronder NWEA (2005), blijkt dat de economische levensduur momenteel zeker 15 jaar is¹⁰. ECN/KEMA heeft gerekend met 15 jaar en de OT over de economische levensduur omgerekend naar een OT over 10 jaar. Hierdoor wordt de investeerder zekerheid geboden dat hij binnen 10 jaar het onrendabele deel van zijn investering kan dekken. Daarmee zijn echter niet alle kosten gedekt. Er wordt verondersteld dat de producent ook na 10 jaar, als hij geen producentenvergoeding meer krijgt, moet blijven produceren om uiteindelijk zijn hele investering terug te verdienen en zijn vereiste rendement te behalen (ECN, 2003). Toch blijkt in de praktijk dat windturbines na 6 tot 10 jaar worden afgebroken, lang voordat hun economische levensduur voorbij is (ECN/KEMA, 2004; mondeling verkregen informatie).

Deze voortijdige afbraak kan te maken hebben met het feit dat producenten na 10 jaar geen MEP-subsidie meer ontvangen, waardoor het rendabeler is om de windturbine af te breken. Dit geldt vooral wanneer de restwaarde groter is dan nul. ECN/KEMA gaat er ten onrechte van uit dat installaties gedurende de beleidsperiode van 10 jaar volledig worden afgeschreven, dus dat de restwaarde nul is (ECN/KEMA, 2005). Dit komt niet geheel overeen met de praktijkervaring.

¹⁰ Technisch gezien is de levensduur zelfs 20 jaar (Danish Windpower Association, 2007).

Een 250 Kw windturbine die 10 jaar geleden is gekocht voor 450.000 gulden wordt nu bijvoorbeeld voor € 35.000 geëxporteerd naar het buitenland (mondeling verkregen informatie). Er blijkt een grote markt voor tweedehands turbines te bestaan, waarop prijzen de laatste jaren zijn gestegen. Export vindt plaats naar Oostbloklanden, Finland en US (mondeling verkregen informatie).

Het feit dat windturbines zelfs nog eerder dan na 10 jaar afgebroken worden komt doordat de MEP wordt uitgekeerd over een maximum aantal vollasturen (paragraaf 3.1.2). Wanneer het maximale MEP-bedrag is uitgekeerd, wordt het rendabel om de windturbine af te breken en te verkopen. Vervolgens kan een nieuwe installatie worden geplaatst waarvoor weer opnieuw MEP-subsidie kan worden aangevraagd. Om dit probleem enigszins te verminderen is met ingang van 2006 het maximaal aantal vollasturen verhoogt van 18.000 tot 20.000.

Wij erkennen dat het cruciaal is om rekening te houden met het feit dat windturbines regelmatig voortijdig worden afgebroken. De subsidiebehoefte is mogelijk lager dan uit de analyse blijkt. Er is geprobeerd restwaarden op een kwantitatieve wijze in het rekenmodel op te nemen. Daar de informatie over de werkelijke restwaardes summier is, wilden wij de afschrijvingstermijn gelijk stellen aan de economische levensduur. Hierdoor zou na 10 jaar nog niet de gehele boekwaarde zijn afgeschreven. Modelmatig bleek dit echter niet mogelijk omdat beleidsperiode en afschrijvingstermijn gelijk worden verondersteld.

3.1.4 Investeringskosten

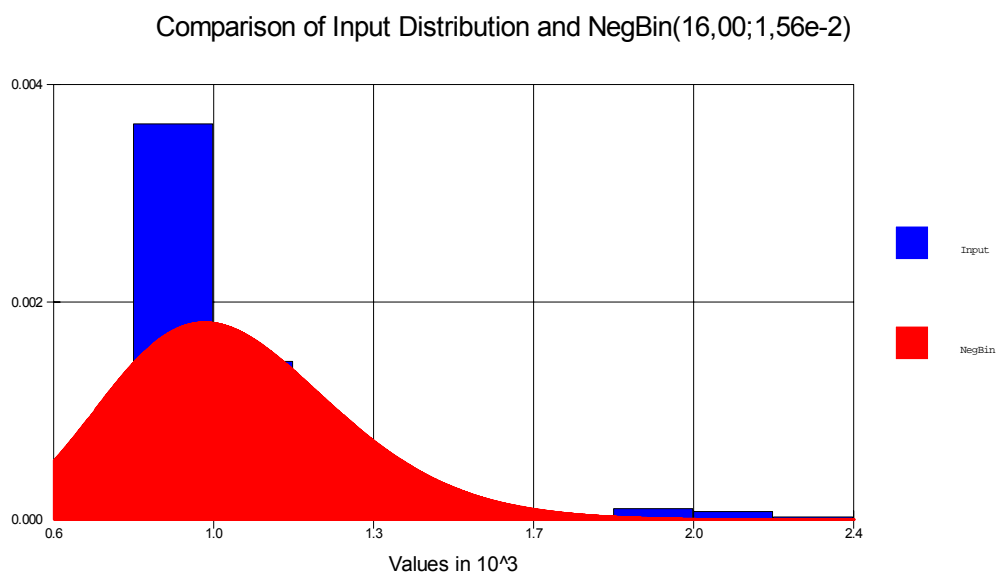
In het ECN-model wordt een vast bedrag voor investeringskosten gehanteerd. In 2003 werden ze 1.150 €/Kwe verondersteld, in 2004 bedroegen ze 1.125 €/Kwe en vanaf 2005 wordt met 1.100 €/Kwe gerekend (ECN/KEMA, 2004).

Informatie over investeringskosten is opgenomen in de SenterNovem database met cumulatiedossiers¹¹. Figuur 4 toont de spreiding in investeringskosten binnen de groep van installaties die t/m 2003 in gebruik zijn genomen¹². Figuur 5 en Figuur 6 omvatten de investeringskosten voor installaties uit 2004 respectievelijk 2005. Hieruit valt af te leiden dat de investeringskosten voor de producenten met cumulatietoets over het algemeen lager waren dan verondersteld door ECN/KEMA.

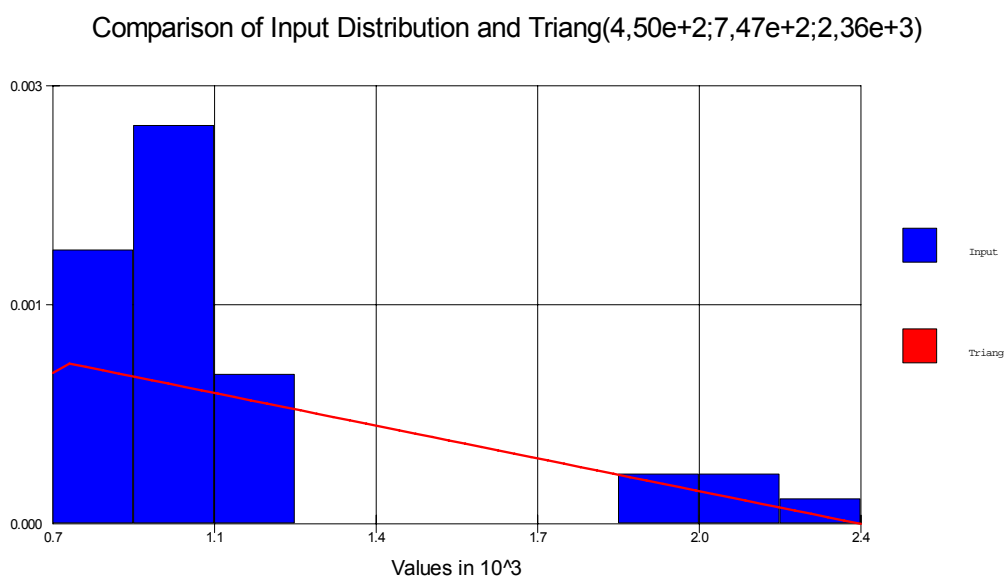
¹¹ Deze gegevens zijn gebaseerd op accountantsverklaringen, investeringsbegrotingen of een berekening in het geval van leaseconstructies.

¹² Het jaar waarin voor het eerst MEP-subsidie wordt ontvangen is gelijk aan het jaar waarin de installatie in gebruik wordt genomen omdat er dan pas productie plaatsvindt. Wij onderkennen echter dat het jaar van ingebruikname niet gelijk hoeft te zijn aan het jaar waarin de investering wordt gedaan danwel waarin de subsidie wordt aangevraagd. Dit verschil wordt niet meegenomen in de analyse, wij konden hier om praktische redenen niet voor corrigeren. Bovendien, wordt via de cumulatietoets gecorrigeerd voor de tijd tussen bouw en productie.

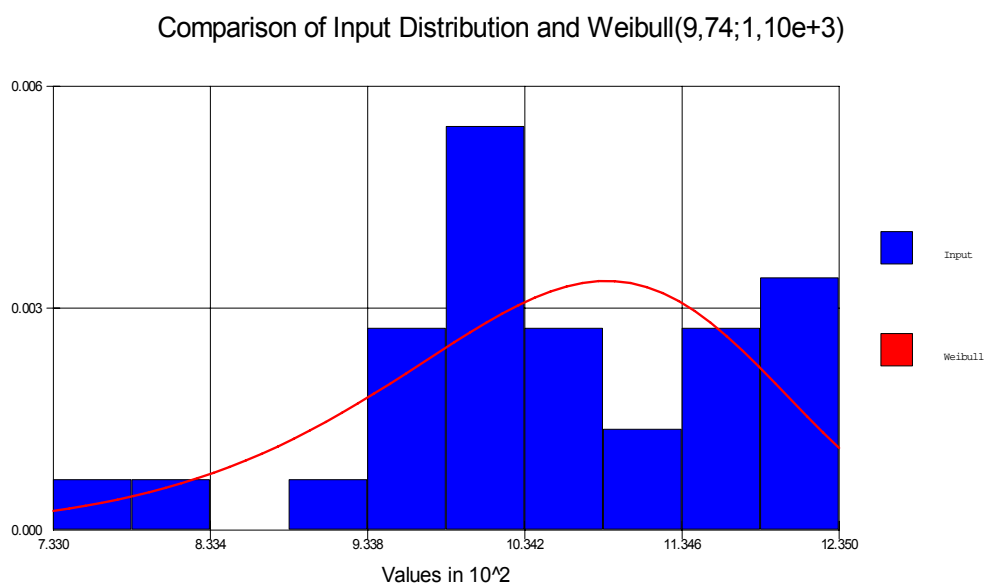
Figuur 4 Investeringskosten van installaties jaar ingebruikname t/m 2003



Figuur 5 Investeringskosten van installaties jaar ingebruikname 2004



Figuur 6 Investeringskosten van installaties jaar ingebruikname 2005



De bijbehorende verdelingsfuncties (NegBin, Triang en Weibull) hebben we geïmplementeerd in de stochastische OT-berekening van de respectievelijke jaren¹³. Bij de deterministische analyse hebben we de gerealiseerde gemiddelde waarden gebruikt (zie Bijlage A).

3.1.5 Onderhoudskosten

Onderhouds- en bedrijfskosten bestaan uit verschillende componenten. Er zijn jaarlijkse kosten voor het gebruik van de grond, onroerende zaakbelasting, verzekeringen, management en onderhoud. Vaak worden er onderhouds- en garantiecontracten met de windturbineleverancier afgesloten. Door de net-beheerder worden periodieke aansluitvergoedingen in rekening gebracht¹⁴.

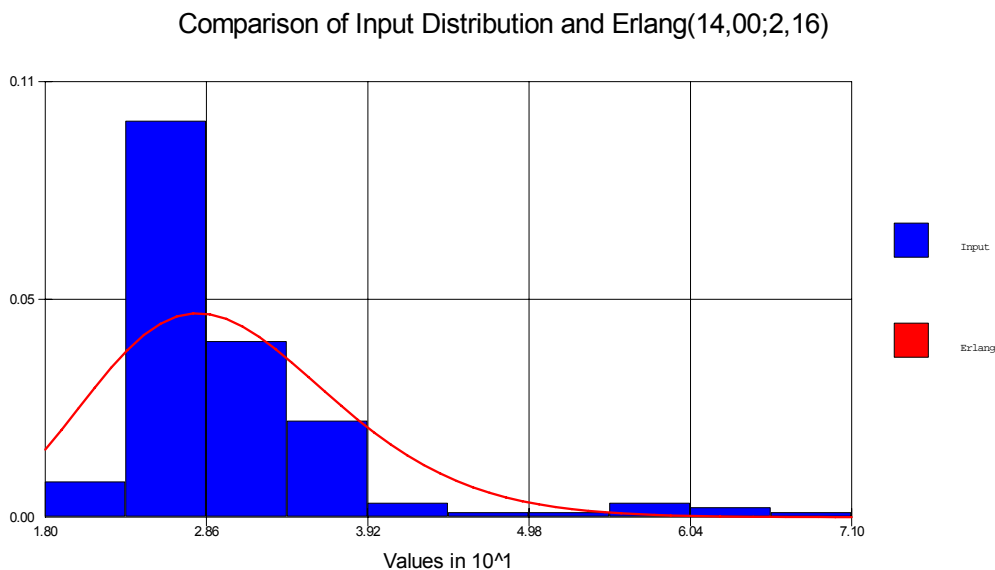
Uit een internationale vergelijking volgt een bandbreedte voor de totale kosten van 30 tot 50 €/kW/jaar voor Nederlandse projecten. De onderhoudskosten zouden ongeveer 3% van de investeringskosten bedragen (ECN/KEMA, 2003a). De bandbreedte zou tevens overeenkomen met gegevens die door de markt in consultatie rondom de MEP-subsidietarieven van 2003 zijn aangeleverd (ECN/KEMA, 2004). Door ECN/KEMA is een tarief van 39 €/kW/jaar vastgesteld voor de berekeningen van het MEP-tarief 2003 en alle daarop volgende jaren. Ook voor de MEP 2008 heeft ECN/KEMA deze lijn voortgezet.

¹³ Negbin (r,p) wordt ingevoerd als een normale verdeling middels de volgende transformatie (van Gelder): $\mu = (r/p) - r = 1009,641$ en $\sigma = \sqrt{(r*(1-p)/(p^2))} = 254,40239$.

¹⁴ Zie ECN/KEMA (2003a) en ECN/KEMA (2004) voor een bespreking per kostenpost.

Gezien de vertrouwelijkheid en gedetailleerdheid van de informatie, is het moeilijk voor ons om de exacte gegevens te achterhalen. Het is niet haalbaar om met een betere schatting dan ECN/KEMA te komen op basis van microdata. Wel hebben we op basis van de informatie over investeringen in de SenterNovem database voor installaties die tot en met 2005 in gebruik zijn genomen, gekeken hoeveel 3% hiervan bedraagt. De uitkomst wordt weergegeven in Figuur 7. Deze laat zien dat onderhoudskosten onder de 30 €/KW/jaar eerder regel dan uitzondering zijn.

Figuur 7 Onderhoudskosten als 3% van investeringskosten van alle installaties



De indicatie dat onderhoudskosten lager zijn dan 30 €/KW/jaar houdt echter alleen stand als de onderhoudskosten inderdaad 3% van de investeringskosten bedragen. Een veilige keuze is daarom de aanname van 30-50 €/KW/jaar over te nemen voor alle OT-berekeningen. Binnen deze bandbreedte veronderstellen wij als spreiding een normale verdeling (met 40 €/kW/jaar als gemiddelde en een standaarddeviatie van 14,14).

3.1.6 Marktprijs stroom

In de adviezen van ECN/KEMA over de MEP-subsidietarieven is aangegeven dat kan worden verwacht dat de stroomprijs de komende jaren zal stijgen. Dit hangt enerzijds samen met de marktverhoudingen op de Nederlandse elektriciteitsmarkt en de ontwikkeling van de brandstofprijzen, anderzijds met de introductie van een emissiehandelssysteem per 2005. Op basis van recente ramingen voor de stroomprijsontwikkeling tot 2020 door ECN (ECN, 2004) en forward OTC-prijzen is als conservatieve schatting van de gemiddelde stroomprijs op lange termijn een waarde van en 27,1 €/mWh voor 2003, 2004 en 2005. vastgesteld (ECN/KEMA, 2004).

In de onrendabele topberekening gaat ECN/KEMA uit van de stroomprijzen in lange-termijn contracten die nodig zijn voor de financiering van duurzame elektriciteitsprojecten.

Producenten van groene stroom bieden elektriciteit aan op de groothandelsmarkt. Op de groothandelsmarkt is er sprake van kortlopende leveringscontracten (< 3 jaar) en langlopende contracten (> 3 jaar). De prijsvorming op de beide markten is verschillend omdat de markt voor kortlopende contracten anders reageert op een onbalans tussen vraag en aanbod dan de markt voor langlopende contracten. De looptijd van het contract voor de levering van *groene stroom* kan variabel zijn maar is meestal gelijk aan de looptijd van de MEP (10 jaar) met de mogelijkheid tot prijsaanpassing conform ontwikkeling op de spotmarkt (APX)¹⁵. De marktvoorwaarden voor langlopende contracten zijn dus van toepassing op levering van groene stroom. De groothandelsmarkt kan gekarakteriseerd worden als een *liquide* markt met vele aanbieders en vragers.

De *basislast*-elektriciteitsprijs wordt in het advies van ECN/KEMA als basis gebruikt voor het vaststellen van de langetermijncontractprijs ten behoeve van de onrendabele topberekeningen. In de vertaalslag van gemiddelde basislast-prijs naar lange termijn contractprijs wordt tot en met 2005 alleen de kosten van onbalans meegenomen. Deze worden op 6 €/MWh geschat (zie paragraaf 3.1.7). Dit betekent dat voor Wind op Land met een netto stroomprijs van 21,1 €/MWh gerekend wordt. De relevante ex-post stroomprijs kan worden bepaald door de basislast-prijs (APX) te verminderen met de relevante onbalansprijzen¹⁶.

De ex post stroomprijs baseren we op noteringen van de APX-spotmarkt voor 2003-2006. De maandelijks geaggregeerde stroomprijs (ongewogen) is beschikbaar via APX voor de periode 2003-2006. Voor 2006 is bijvoorbeeld duidelijk dat de stroomprijs heeft gefluctueerd tussen 41 en 80 €/MWh en op een structureel hoog niveau heeft gelegen¹⁷.

Om rekening te houden met prijsschommelingen gedurende de levensduur van de windturbines, rekenen we met jaarganggemiddelden. Voor een turbine die in januari 2003 met de productie start, betekent dit dat het jaargemiddelde over de periode januari 2003 t/m december 2006 is berekend. Voor een installatie die

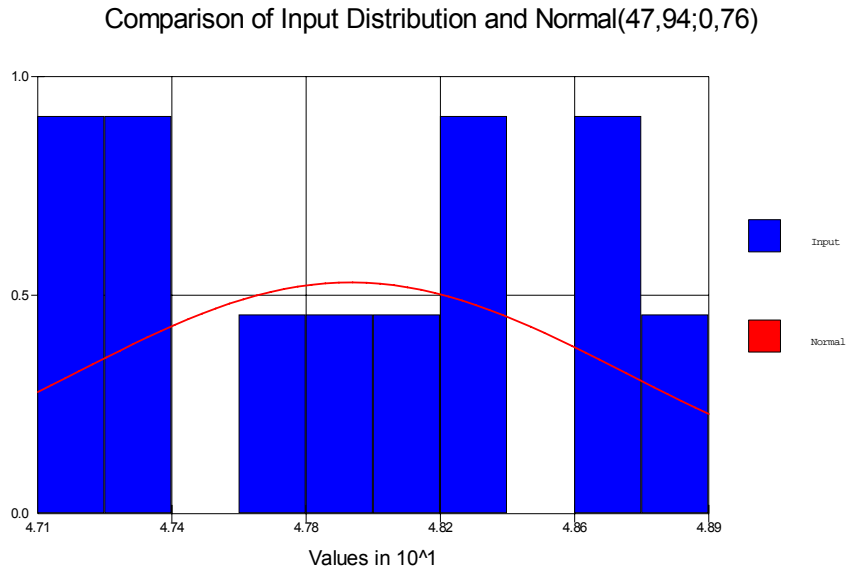
¹⁵ Soms spelen wensen van de financier een rol en is er in mindere mate sprake van een marktprijs maar van een bodemprijs.

¹⁶ Met ingang van 2006 is de marktprijs verhoogt naar 37 €/MWh en wordt er naast de aftrek voor onbalanskosten een afslag van 5 €/MWh vanwege de risico's die zijn verbonden aan het afsluiten van een lange termijn contract. Bij het opstellen van deze stroomcontract worden de risico's die voortvloeien uit de onzekerheid over het te leveren volume en de volatiliteit van de korte termijn stroomprijzen, alsmede allerlei overige risico's zoals bijvoorbeeld wijzigend overheidsbeleid en regulering, verdisconteerd in de contractprijs. Dit vertaalt zich in een risicoafslag op de lange termijn stroomprijs. Gemiddeld belooft de lange termijn risicoafslag 4 tot 6 €/MWh. Voor de opties die voor de financiering afhankelijk zijn van lange-termijn stroomcontracten wordt daarom een risicoafslag van de lange termijn gemiddelde stroomprijs afgetrokken (ECN/KEMA, 2004). De leveringsrisico's komen echter al in de onbalansprijzen tot uitdrukking. Het risico op wijziging van duurzaam energiebeleid zal in ieder geval geen gevolgen hebben op de MEP-subsidie indien het stroomcontract eenmaal afgesloten is en het MEP-besluit genomen is: de subsidie staat immers voor tien jaar vast. Derhalve kan geconcludeerd worden dat kan worden volstaan met het in mindering brengen van de kosten van feitelijke onbalansprijzen om op de contractprijs voor groene stroom uit te komen.

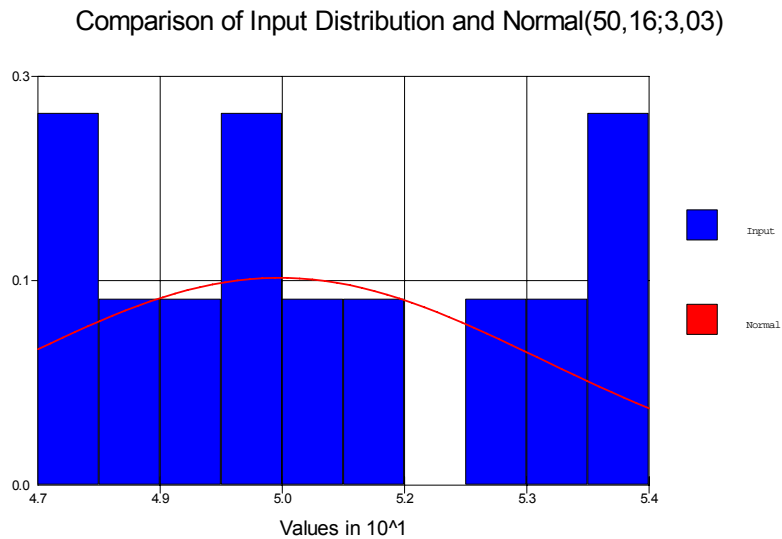
¹⁷ Voor historische stroomprijzen *per dag* zou voor de betreffende periode € 500 betaald moeten worden.

met ingang van februari 2003 draait, geldt de periode februari 2003 t/m december 2006, etc. Waarnemingen voor de verschillende jaren zijn in Figuur 8 t/m Figuur 10 weergegeven. Ze tonen de spreiding van de gemiddelde stroomprijs binnen de groep installaties, ervan uitgaande dat startdata evenredig over het betreffende jaar zijn verdeeld.

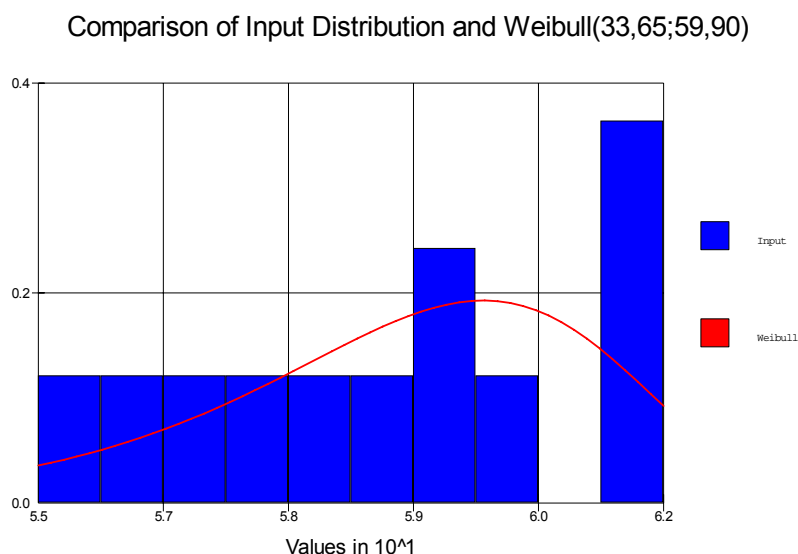
Figuur 8 Jaargemiddelde stroomprijzen voor installaties jaar ingebruikname 2003



Figuur 9 Jaargemiddelde stroomprijzen voor installaties jaar ingebruikname 2004

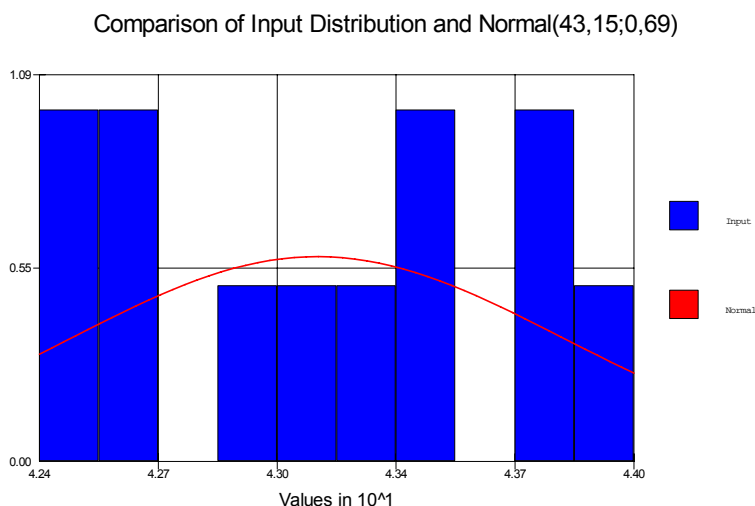


Figuur 10 Jaargemiddelde stroomprijzen voor installaties jaar ingebruikname 2005



De bijbehorende verdelingsfuncties (Normal en Weibull), worden als input gebruikt voor de stochastische OT-berekening van het betreffende jaar¹⁸. Hiervan afgeleid zijn de gemiddelde waarden die gebruikt worden voor de deterministische OT-berekening. Om ook tot een conservatieve schatting te komen qua stroomopbrengsten, is er een variant met 10% lagere APX-prijzen gemaakt. Figuur 11 t/m Figuur 13 hebben hier betrekking op¹⁹.

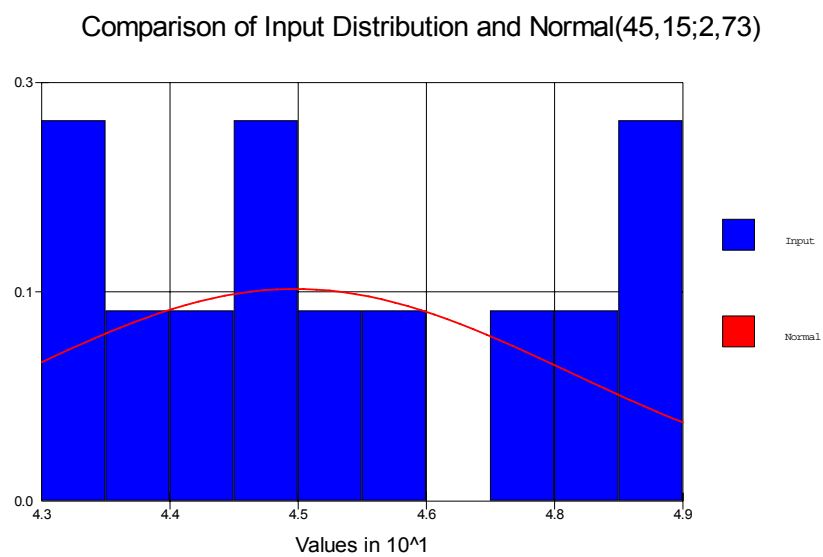
Figuur 11 Jaargemiddelde stroomprijzen -10% voor installaties ingebruikname 2003



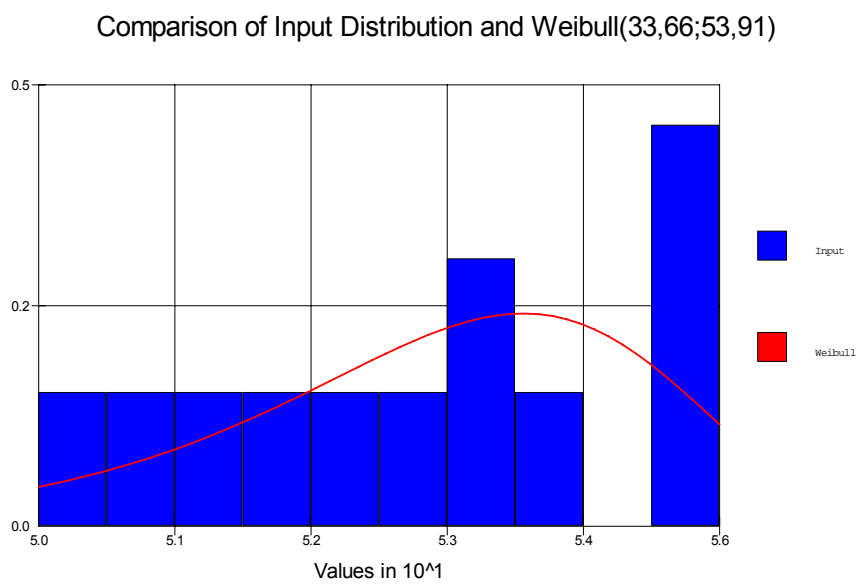
¹⁸ Bij normale verdelingen worden in de histogrammen onjuiste waarden weergegeven voor het gemiddelde (mean) en de standaarddeviatie (sigma). De juist statistische gegevens zijn in de analyse gebruikt. Voor 2003 gaat het om de volgende waarden: mean 47,94 en sigma: 0,649. Voor 2004 is mean 50,67 en sigma 2,406 gebruikt.

¹⁹ Voor 2003 is de normale verdeling gebruikt met mean 43,15 en sigma 0,584. Voor 2004 is 45,60 en 2,165 genomen.

Figuur 12 Jaargemiddelde stroomprijzen -10% voor installaties ingebruikname 2004



Figuur 13 Jaargemiddelde stroomprijzen -10% voor installaties ingebruikname 2005



3.1.7 Onbalanskosten

Onbalans treedt op wanneer de vraag naar en het aanbod van elektriciteit op enig moment niet gelijk zijn (PAWEX, 2006). Elke producent en handelaar moet een energieprogramma indienen bij netwerkbeheerder TenneT waarin wordt aangegeven hoeveel energie elke 15 minuten in de betreffende periode al worden geproduceerd of zal worden afgenomen. Wanneer daarvan wordt afgeweken kan dit inhouden dat er op een bepaald moment een overschot of tekort aan elektriciteit is. Om de balans dan toch te handhaven maakt TenneT gebruik van biedingen voor regel- en reservevermogen, die aan TenneT ter beschikking zijn gesteld. Ieder programma verantwoordelijke partij (PV) geeft aan met hoeveel MW de productie op- of afgeregeld kan worden.

Aan de opregelzijde betaalt TenneT de bieder de verrekenprijs voor opregelen, terwijl aan de afregelzijde de bieder TenneT het afregeltarief betaalt. Deze tarieven komen tot stand op de onbalansmarkt. Tevens worden partijen die onbalans veroorzaakten door TenneT beboet. De onbalansprijs die de PV's met tekort moeten betalen en de PV's met een overschot ontvangen wordt vastgesteld door TenneT en is gebaseerd op het tarief van op- en afregelen. Deze kosten worden gedefinieerd als onbalanskosten²⁰. In Nederland belasten energiebedrijven onbalanskosten door aan de producent. In hun contracten met producenten wordt de marktprijs verminderd met een vaste afslag voor onbalans of met een percentage van de marktprijs. ECN/KEMA heeft ingeschat dat de onbalanskosten ten alle tijde 6 €/MWh bedragen (ECN/KEMA, 2004).

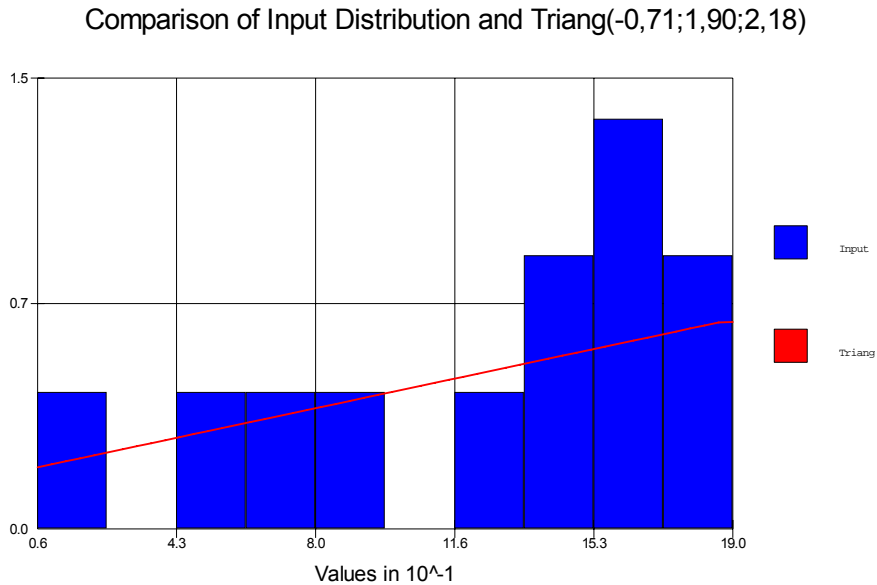
Sommige marktpartijen noemen de schatting van 6 €/MWh realistisch, alhoewel ook een range van 5-8 €/MWh wordt genoemd. Men verwacht dat onbalanskosten in toekomst gaan stijgen naar 10-15 €/MWh en in contracten wordt hier rekening mee gehouden. Andere marktpartijen geven aan dat onbalanskosten een mogelijke bron van overwinst zijn, daar de werkelijke kosten van onbalans ondoorzichtig blijven. De werkelijke kosten van duurzame energieproductie worden zo overschat en daarmee de behoefte aan subsidie. Bovendien worden PV's belast met onbalanskosten, niet per definitie elke individuele producent of handelaar. Dit houdt in dat onbalans binnen een bepaalde cluster opgelost zou kunnen worden, waardoor de onbalanskosten lager zijn.

Om een beter beeld te krijgen van de werkelijke onbalanskosten wordt allereerst gekeken hoe energiebedrijven onbalanskosten berekenen. Aannemelijk is dat het huidige tarief op de onbalansmarkt vergeleken wordt met de 'one-day ahead' APX-prijs van de dag ervoor. Laatstgenoemde tarief had men namelijk betaald voor elektriciteit als het tekort was voorzien. Zo werkt het ook vice versa, als er een overschot is.

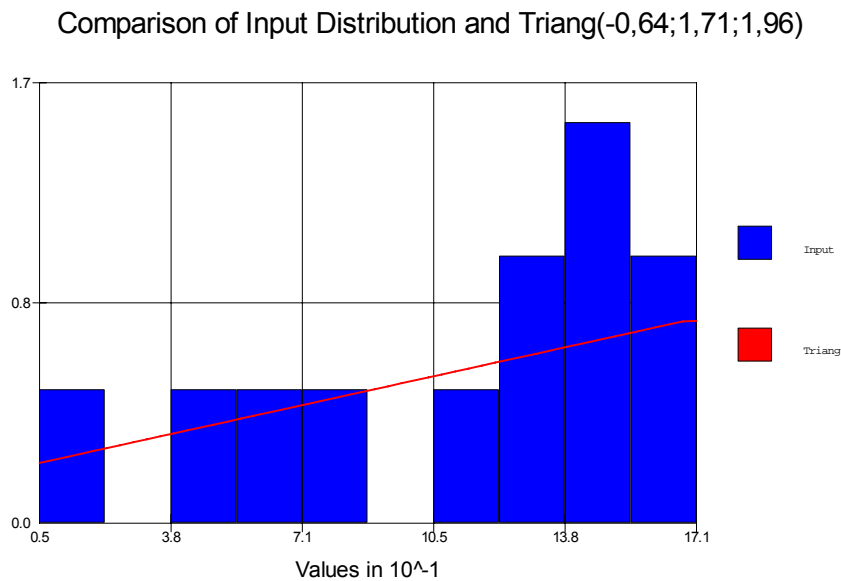
²⁰ Voor een discussie over de definitie van onbalans en onbalanskosten zie PAWEX (2006).

Om vervolgens te bepalen of de risicoafslag van 6 €/MWh voor onbalanskosten realistisch is, moeten ex-post de onbalanskosten worden bepaald. Van de gemiddelde maandelijkse tarieven op de onbalansmarkt (TenneT, 2007) hebben we de gemiddelde maandelijkse APX-prijzen afgetrokken. Daarna zijn hier jaargemiddelden van gemaakt. Er zijn twee APX-varianten, waardoor er dus ook twee varianten voor onbalanskosten ontstaan. De resultaten worden weergegeven in onderstaande histogrammen (zie Figuur 14 tot en met Figuur 19).

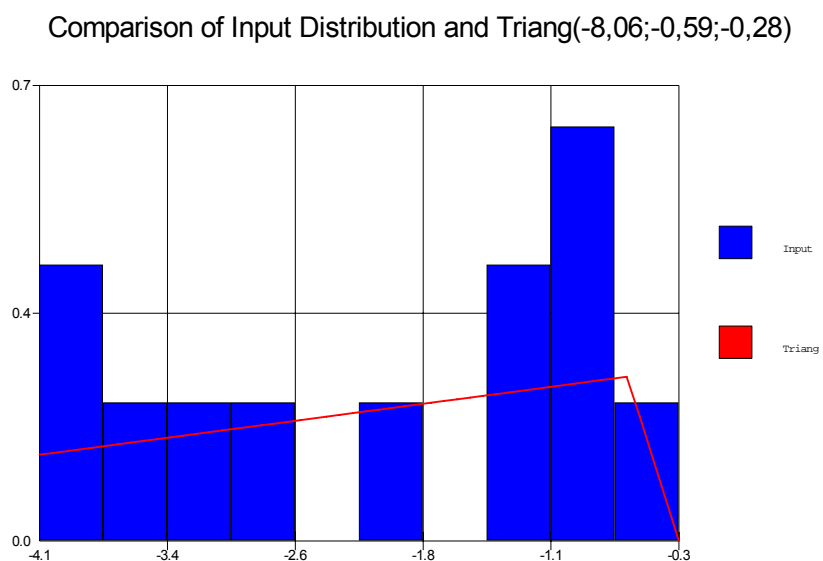
Figuur 14 Onbalanskosten 2003



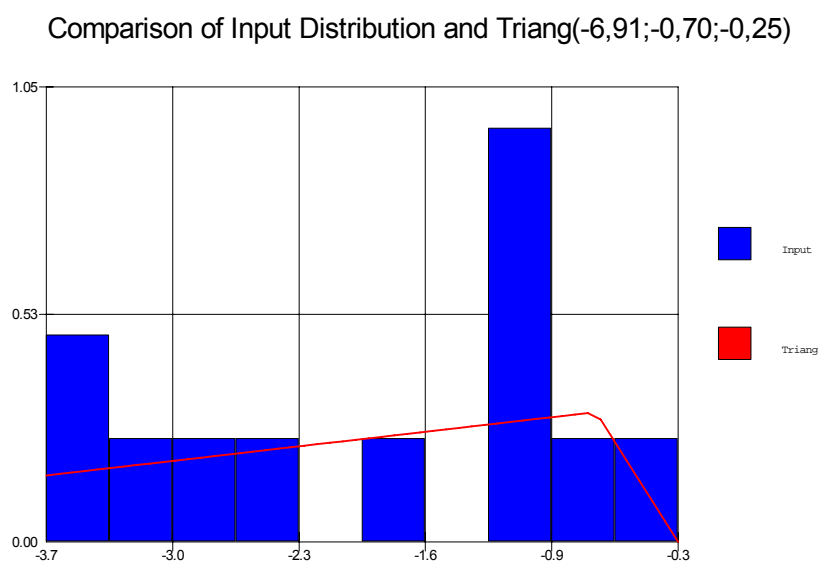
Figuur 15 Onbalanskosten 2003 bij 10% lagere stroomprijzen



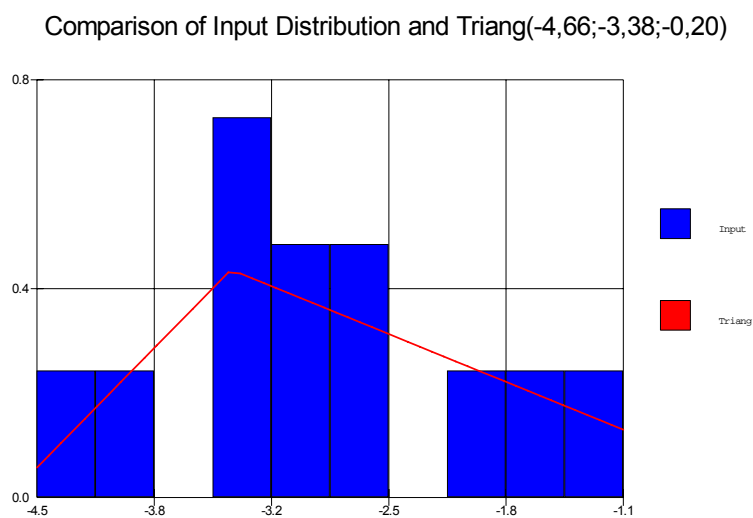
Figuur 16 Onbalanskosten 2004



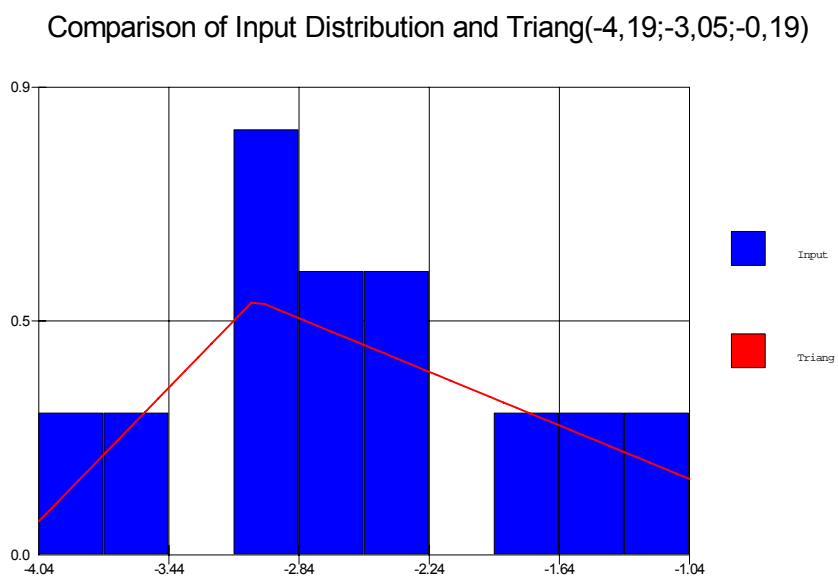
Figuur 17 Onbalanskosten 2004 bij 10% lagere stroomprijzen



Figuur 18 Onbalanskosten 2005



Figuur 19 Onbalanskosten 2005 bij 10% lagere stroomprijzen



3.1.8 Financiering

Wat betreft de financiering van investeringen in Wind op Land projecten speelt zowel de financieringsstructuur als de vergoeding voor kapitaal een rol. ECN/KEMA gaat standaard uit van een aandeel eigen vermogen (EV) van 20%, waarvoor 15% geëist rendement geldt, en een aandeel vreemd vermogen (VV) van 80%. De rente die over de lening betaald moet worden is 5% omdat er 1% forfaitair voordeel is door groen beleggen.

De uitgangspunten van een geëist rendement op het eigen vermogen van 15% en 20% financiering van vreemd vermogen corresponderen met een geëist projectrendement van ca. 8%. Dit is een relatief hoog rendement. In de gas- en olie-industrie bijvoorbeeld hanteert men 15% voor heel riskante projecten, zoals in politiek instabiele gebieden. Voor exploratieprojecten in de Noordzee is het geëiste rendement ca. 10%. Bij de MEP is het (project)risico laag, zeker gezien de gegarandeerde subsidie, zodat een geëist rendement van onder de 7% realistischer lijkt. Als we vervolgens kijken naar gerealiseerde rendementen op EV in bijvoorbeeld de land- en tuinbouw dan blijkt dat de rendementen daar beduidend lager liggen dan in andere sectoren van de economie. Het gemiddelde rendement op EV in de totale land- en tuinbouw, waar veel van de windmolenprojecten staan, over de periode 2001-2005 (gemiddeld per jaar) was ca. 1% negatief (LEI, 2007).

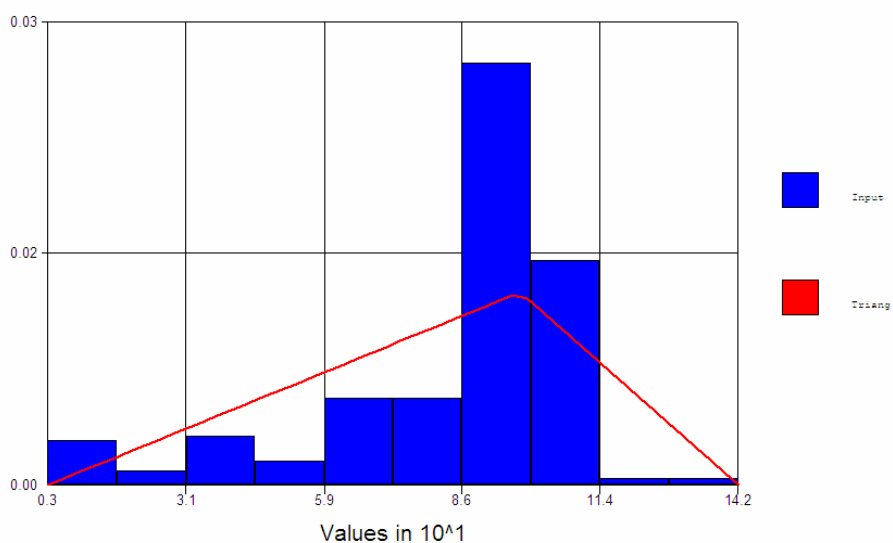
Omdat echter ex-post data over werkelijke rendementen bij Wind op Land projecten niet voorhanden is, wordt in de OT-berekeningen wordt de rendementseis op het eigen vermogen van 15% overgenomen. Om toch rekening te houden met feit dat dit rendement royaal is, is er een variant gemaakt met een lagere rendementseis, te weten 10%.

Tevens is het aandeel EV behoorlijk overschat. Dit bleek uit gesprekken met diverse marktpartijen en werd bevestigd door informatie uit de SenterNovem database. In de cumulatiedossiers worden weliswaar forfaitaire waarden aangehouden voor aandeel EV en VV, maar dit geldt niet voor het aandeel groen beleggen. In sommige gevallen was het bedrag gefinancierd met een groene lening zelfs groter dan de omvang van de investering. Figuur 20 geeft de spreiding van het aandeel groen beleggen weer voor alle installaties. Hieruit blijkt dat in veel gevallen het aandeel vreemd vermogen beduidend groter is dan de veronderstelde 80%. De hefboomwerking maakt dan dat het rendement op eigen vermogen heel hoog kan worden.



Figuur 20 Aandeel groen beleggen in investering alle installaties

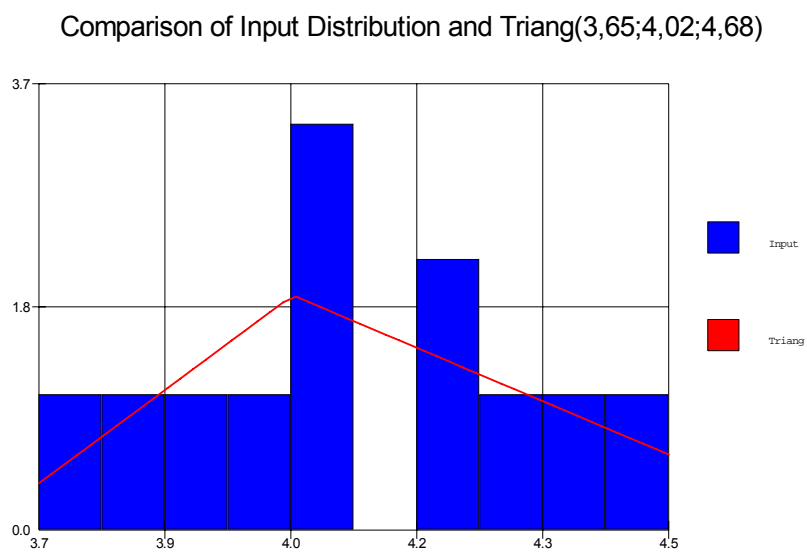
Comparison of Input Distribution and Triang(3,00;98,06;1,42e+2)



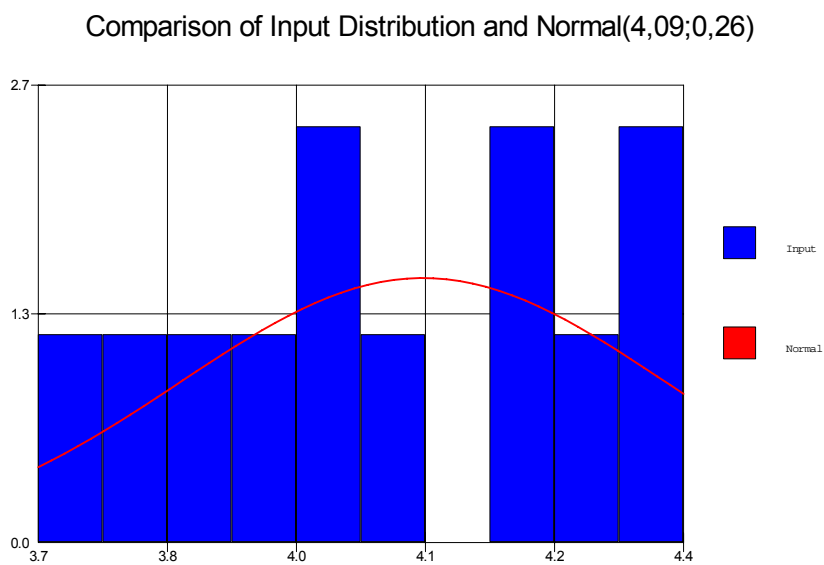
Voor alle OT-berekeningen gebruiken wij bovenstaande verdelingsfunctie als input voor het aandeel Vreemd Vermogen.

Tenslotte dient er aandacht besteed te worden aan de rente op leningen. Hiervoor is allereerst de lange termijn rente op de kapitaalmarkt relevant. Als referentie wordt de markt voor staatsobligaties genomen. In Figuur 21 t/m Figuur 23 hieronder worden per jaar de werkelijke rentestanden gegeven (per e-mail verkregen informatie). Afhankelijk van het te lopen risico en de concurrentie van andere financiers hanteert de bank vervolgens een opslag. Wij hebben vernomen dat deze marge mogelijk tussen de 0% en 2% ligt (mondeling verkregen informatie).

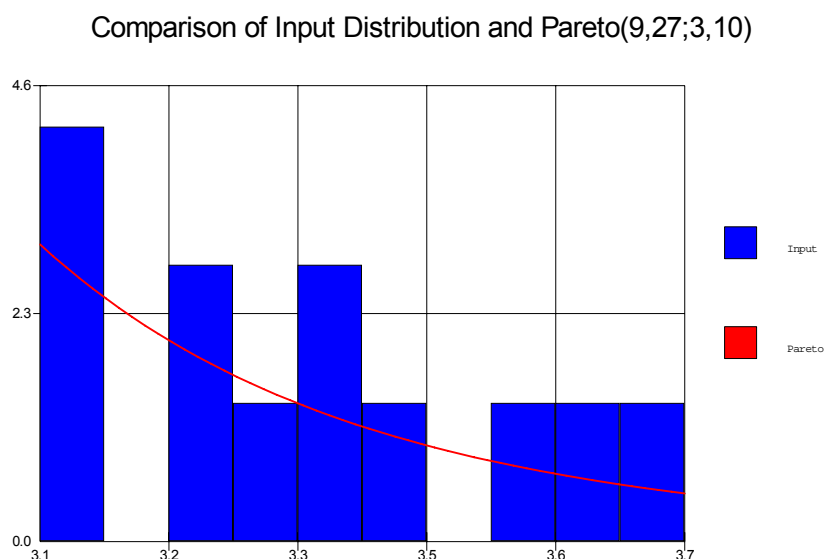
Figuur 21 Lange termijn rente 2003



Figuur 22 Lange termijn rente 2004



Figuur 23 Lange termijn rente 2005



In iedere OT-berekening wordt bij rente lening zowel de spreidingsfunctie voor de lange termijn rente²¹ als de marge ingevoerd. Voor de marge wordt een normale verdeling tussen 0-2% verondersteld (met mean 1 en sigma 1,41).

3.1.9 Energie Investeringsaftrek

De Energie Investeringsaftrek (EIA) is een initiatief van het Ministerie van Economische Zaken en het Ministerie van Financiën en is per 1 januari 1997 van kracht. De overheid wil hiermee het Nederlandse bedrijfsleven stimuleren om te investeren in energiebesparing en de inzet van duurzame energie.

Bij de berekening van de OT houdt ECN/KEMA rekening met het effect van EIA, mits deze op de technologie in kwestie van toepassing is. Dit is bij Wind op Land het geval. Het aftrekpercentage van het totale investeringsbedrag en de maximale aftrek per jaar worden meegenomen, zoals weergegeven in Tabel 3. Indien de EIA-aftrek de maximale aftrek zou overschrijden, is deze afgetopt.

Tabel 3 ECN aannames EIA

Jaar	Aftrekpercentage EIA	Maximale investeringsbedrag in aanmerking voor EIA
2003	55%	€ 54.500.000
2004	55%	€ 54.500.000
2005	55%	€ 54.500.000
2006	44%	€ 46.640.000
2007	44%	€ 46.640.000

²¹ Voor 2004 is de normale verdeling met mean 4,05 en sigma 0,215 ingevoerd.

Wij passen de aftrekpercentages en de maximum investeringsbedragen in het rekenmodel aan o.b.v. ex-post data. Tabel 4 geeft de daadwerkelijke percentages en maximale investeringsbedragen per onderneming per jaar weer (SenterNovem, 2007).

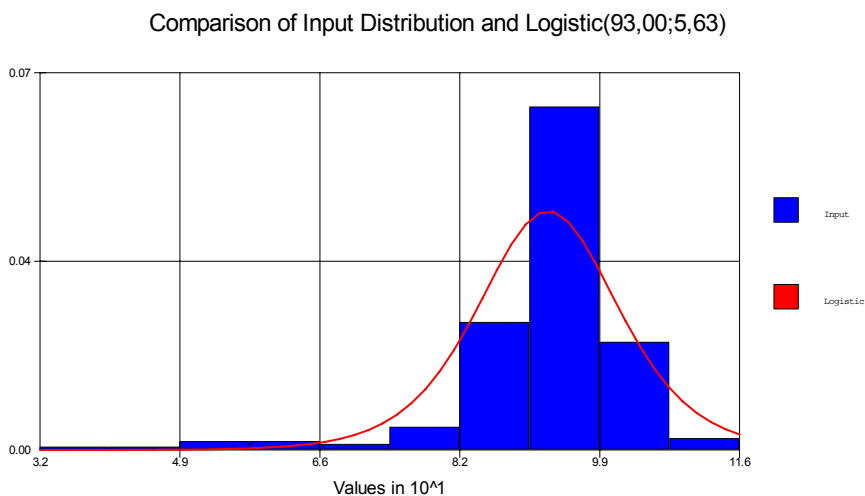
Tabel 4 Werkelijke EIA

Jaar	Aftrekpercentage EIA	Maximale investeringsbedrag in aanmerking voor EIA
2003	55%	€ 56.650.000
2004	55%	€ 58.300.000
2005	44%	€ 58.850.000
2006	44%	€ 47.520.000
2007	44%	€ 48.400.000

In 2005 is het aftrekpercentage voor de EIA verlaagd van 55% naar 44%. Samen met een verlaging van de vennootschapsbelasting, betekent dit dat het netto voordeel van de EIA voor ondernemers in 2005 is gedaald naar circa 14% van de investeringskosten in de energiezuinige bedrijfsmiddelen (SenterNovem, 2006).

In principe is aangenomen dat 100% van de projectinvesteringskosten voor de EIA in aanmerking komen. Wind op Land vormt een uitzondering; hier is 85% verondersteld. Het EIA-meldingsbedrag kan afwijken van het investeringsbedrag doordat niet alle kostencategorieën in aanmerking komen voor EIA. Een voorbeeld is grondkosten. Het EIA-bedrag is dan lager dan het investeringsbedrag. Deze conclusie kan tevens getrokken worden uit de informatie uit de SenterNovem database. Op basis van deze gegevens is berekend hoeveel procent van het investeringsbedrag het meldingsbedrag bedraagt, waarna de spreiding van de input variabele 'percentage in aanmerking voor EIA' is bepaald. De uitkomst staat in Figuur 24. De bijbehorende verdelingsfunctie Logistic (93,00; 5,63) wordt voor alle OT-berekeningen gebruikt.

Figuur 24 EIA/meldingsbedrag alle installaties



Na de bepaling van de hoogte van de EIA-af trek wordt deze teruggerekend naar zijn contante waarde. Vervolgens wordt aangenomen dat het EIA-voordeel na het eerste bedrijfsjaar wordt gebruikt om een afbetaling op de lening te doen (ECN, 2003). Het aandeel vreemd vermogen neemt dan af.

Uit marktconsultatie blijkt echter dat particuliere investeerders dikwijls niet voldoende winst maken om volledig van de EIA gebruik te maken (ECN/KEMA, 2004). Zij moeten derhalve elders fiscale capaciteit inkopen. Voor het beschikbaar stellen van fiscale capaciteit gelden de normale rendementseisen voor investeringen. Daardoor komt in de praktijk niet altijd het gehele EIA-voordeel toe aan particuliere investeerders. In onze gesprekken met marktpartijen wordt dit punt ook regelmatig aangehaald. Aangezien we ons niet richten op de verdeling van de winsten tussen betrokken partijen, is dit voor ons verder niet relevant²². Belangrijk is dat de markt kennelijk vaak in staat is om het volledige fiscale voordeel te benutten.

3.2 Zuivere biomassa

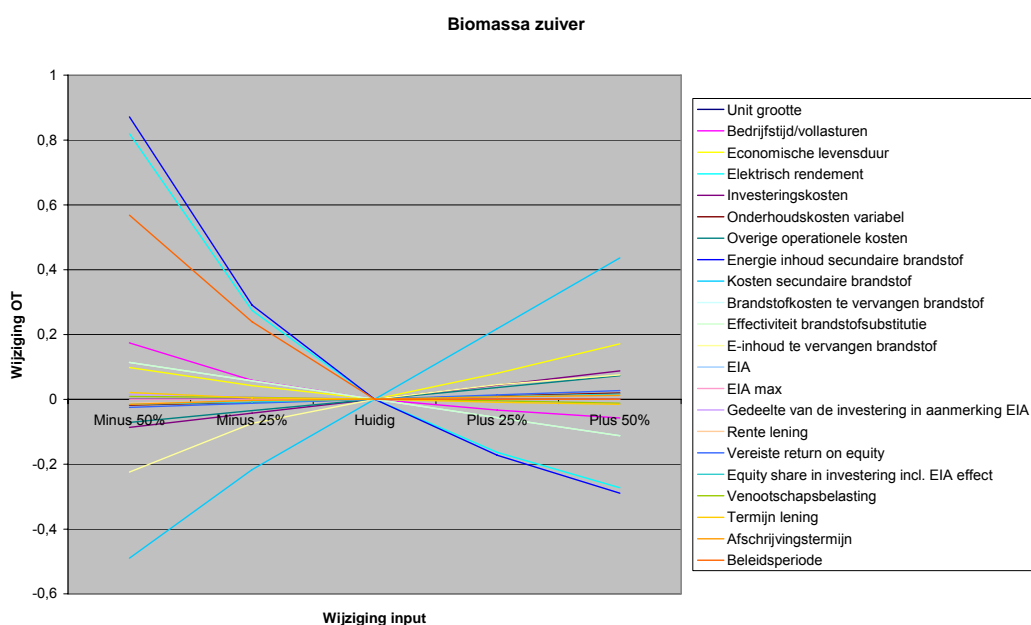
3.2.1 Keuze relevante variabelen

Er zijn diverse centrales waarin verschillende soorten biomassa kunnen worden meegestookt. Houtpellets gelden als referentiebrandstof voor zuivere biomassa en kolen als primaire brandstof. Dit is overeenkomstig met de ECN-benadering van de afgelopen jaren.

Om te bepalen op welke variabelen het belangrijkste zijn om te achterhalen, is de gevoeligheid van de OT voor wijzigingen in de inputvariabelen bepaald. Er zijn variatieberekeningen uitgevoerd waarbij de waarden van de inputvariabelen zijn gewijzigd met respectievelijk -50%, -25%, +25% en +50%. De resulterende wijziging in de OT blijkt uit Figuur 25.

²² Dit geldt ook voor de REB-regeling. Volgens marktpartijen zou de korting onvolledig doorgesluisd worden naar producenten (ECN/KEMA, 2003b).

Figuur 25 Variatieberekening Zuivere biomassa



Op basis van deze uitkomst, hebben wij ons met name gericht op de variabelen energie inhoud secundaire brandstof en kosten secundaire brandstof. Deze worden hierna besproken. Elektrisch rendement geschouwen wij als gegeven en er is verder geen onderzoek naar gedaan. De lengte van de beleidsperiode is ook relevant, maar staat vast op 10 jaar. EIA-gerelateerde variabelen hebben niet de hoogste prioriteit, maar vanwege de algemene beschikbaarheid van informatie over maximum bedrag, zijn de werkelijke, ex-post gegevens toch meegenomen in de analyse. Verder worden ook de brandstofkosten te vervangen brandstof beschouwd. Deze blijkt er van belang voor de beslissing om wel of niet biomassa mee te stoken. Een overzicht van ECN/KEMA-waarden en onze inputvariabelen voor de OT-berekening 2004 is opgenomen in bijlage A.

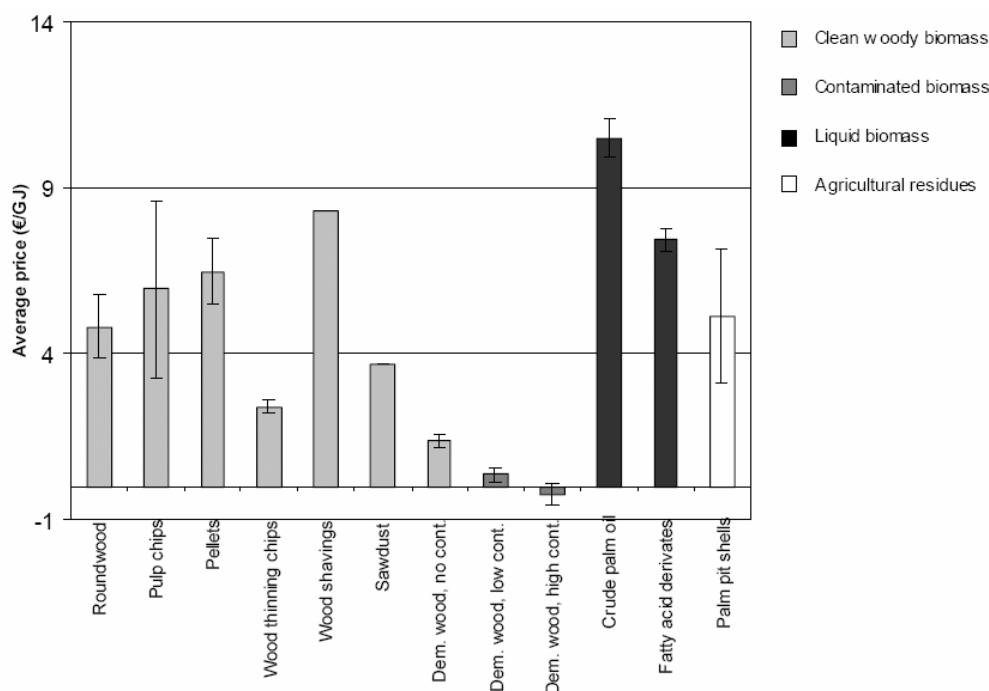
3.2.2 Kosten en energie-inhoud secundaire brandstof

In de ECN/KEMA-berekening voor 2004 vormen een houtprijs 110,5 €/ton en een energieinhoud secundaire brandstof van 17 GJ/ton de uitgangspunten (ECN/KEMA, 2004).

In de praktijk werden in 2004 door Nederlandse energieproducenten de in Figuur 26 getoonde prijzen betaald. De prijzen zijn exclusief transportkosten en zijn gebaseerd op interviews.



Figuur 26 Prijzen voor biomassa betaald door Nederlandse elektriciteitsproducenten (IEA Task 40 landenrapportage voor Nederland)



Bron: Copernicus Institute, 2006.

Eind 2003 werd verwacht dat de prijzen voor biomassa voor het voldoen aan de duurzaamheidsdoelstelling voor 2010 (45 PJ meestook) voor 75% zou kunnen worden voldaan voor €1,5/GJ of lager. Voor de rest van de doelstelling zou inzet van schoon hout nodig zijn, waarvan de prijs af leverancier werd ingeschat op € 3 - € 3,5 per GJ (LHV 17 MJ/kg)²³. Voor Nederlandse afnemers komt daar nog minstens €1,5/GJ en maximaal mogelijk zelfs € 2,5/GJ bij voor transport en handeling.

Uit meer specifiekere data van de Universiteit Utrecht blijkt dat de houtprijs in 2004 varieerde tussen € 80 en €140 per ton. De energie inhoud van dit hout is 17 GJ/ton. In het stochastische OT-model is een normale verdeling ingevoerd, met een gemiddelde van 110 €/ton en een standaarddeviatie van 34,64. Voor het deterministische model is de gemiddelde prijs van 110 €/ton gebruikt.

In onze gesprekken met marktpartijen hebben wij vernomen dat een lagere biomassaprijs van 85 €/ton niet onrealistisch is. Dit (informele) gegeven is via een variant opgenomen in onze deterministische analyse.

²³ <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03074.pdf>, bladzijde 17.

3.2.3 Kosten te vervangen brandstof

Volgens ECN/KEMA zijn de vermeden brandstofkosten 40 €/ton. Deze kolenprijs wordt reeds vanaf 2003 als uitgangspunt genomen (ECN/KEMA, 2004). Achteraf blijkt dat de kolenprijs gemiddeld 71,9 \$/ton was in 2004. Dit correspondeert met 57,98 €/ton, daar de wisselkoers indertijd 1.24 \$/€ was (CPB, 2006).

3.2.4 Energie Investeringsaftrek

Net als bij OT-berekeningen van investeringen in Wind op Land, wordt bij de analyse van meestook van zuivere biomassa het voordeel van Energie Investeringsaftrek (EIA) meegenomen (zie paragraaf 3.1.9). De ex-post gegevens over aftrekpercentages en maximum aftrekbedragen worden in het rekenmodel gebruikt. Het gedeelte van de investering dat voor EIA in aanmerking komt is in werkelijke lager dan 100%, maar bij gebrek aan betrouwbare schatting wordt de ECN/KEMA aanname van 100% gehandhaafd.

4 Resultaten: subsidiebehoeftes versus subsidietarief

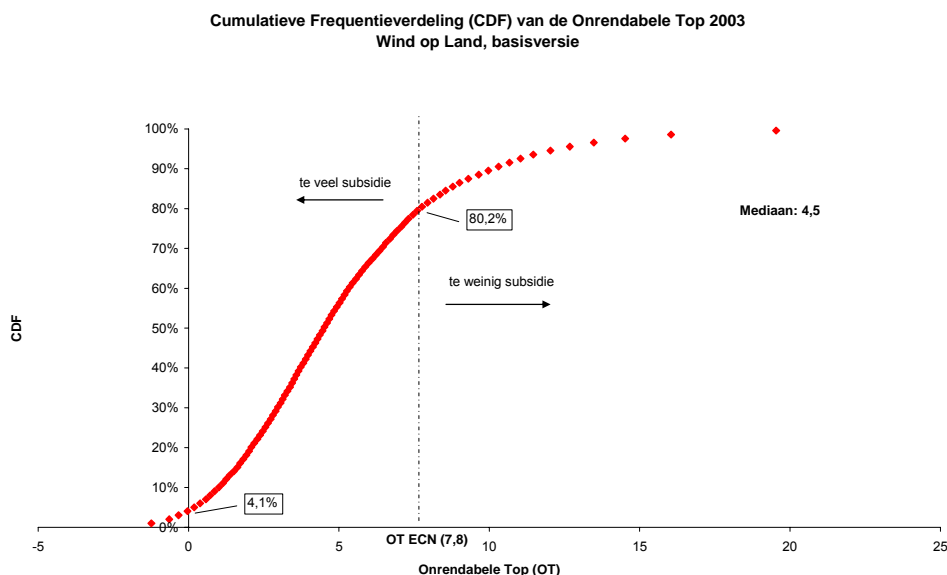
In dit hoofdstuk presenteren we de subsidiebehoeftes zoals die volgen uit de stochastische (Monte Carlo) en deterministische analyse. Vervolgens vergelijken we die met het subsidietarief dat in afgelopen jaren is uitbetaald.

4.1 Wind op Land

Het totaalbeeld van alle onrendabele toppen die resulteren uit onze analyse kan worden samengevat in een zogenaamde cumulatieve frequentieverdeling (CDF). Figuur 27 laat een dergelijke cumulatieve frequentieverdeling zien voor windmolens waarvoor in het jaar 2003 voor het eerst subsidie is ontvangen. Op de verticale as staat de hoeveelheid investeringen uitgedrukt in percentages. Op de horizontale as staan de onrendabele toppen (subsidiebehoefte) uitgedrukt in €ct per kilowattuur. De lijn is de cumulatieve frequentieverdeling.

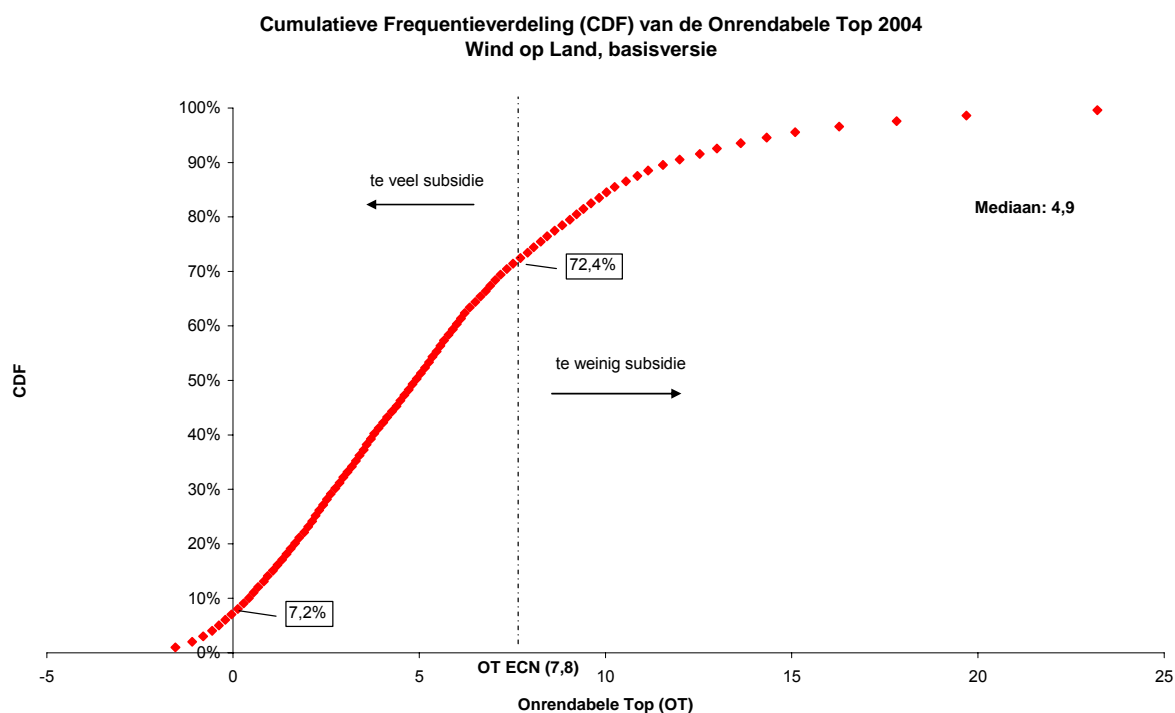
De vooraf door ECN/KEMA berekende behoefte aan subsidie was voor 2003 vastgesteld op 7,8 €ct/kWh. Zoals uit Figuur 27 blijkt is dat voor 80,2% van alle investeringen hoger dan wat achteraf gezien nodig was²⁴. Figuur 27 zijn dit de investeringen links van de verticale stippellijn. Voor investeringen rechts van deze lijn (19,8%) was de subsidie van 7,8 €ct/kWh te weinig.

Figuur 27 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2003, basisversie

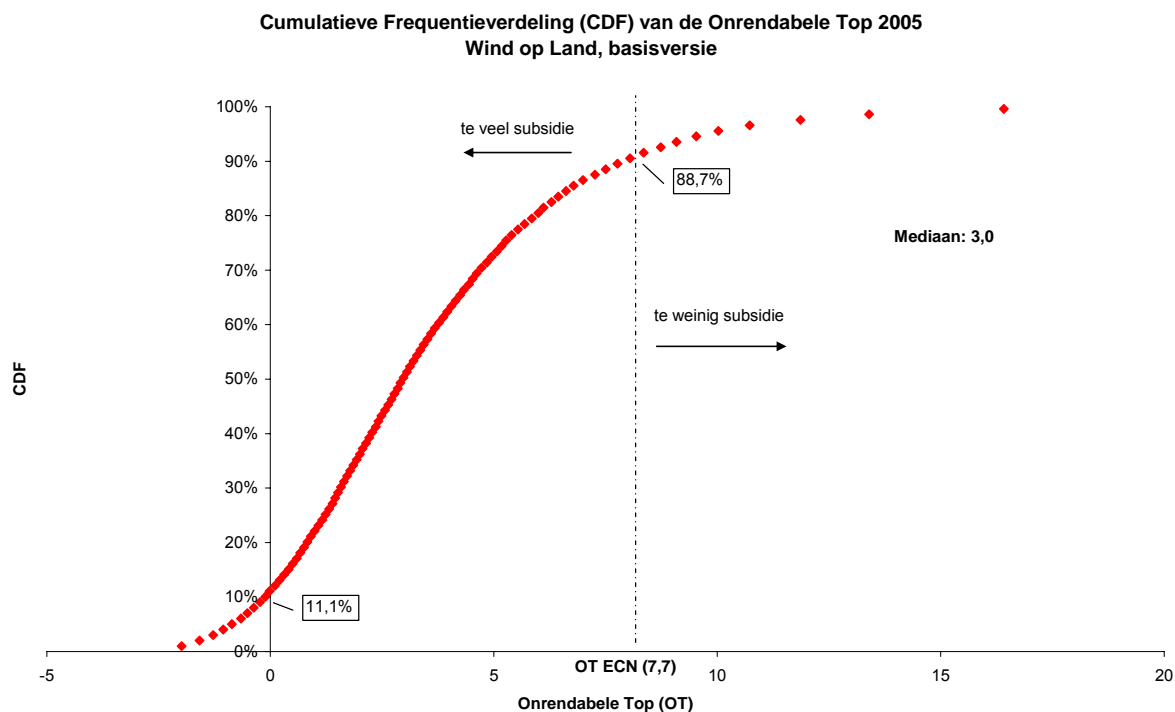


²⁴ In deze variant is verondersteld dat de gerealiseerde waarden over de periode 2003 tot en met 2006 indicatief zijn voor de hele levensduur van de investeringen. Hierna presenteren we varianten met andere veronderstellingen.

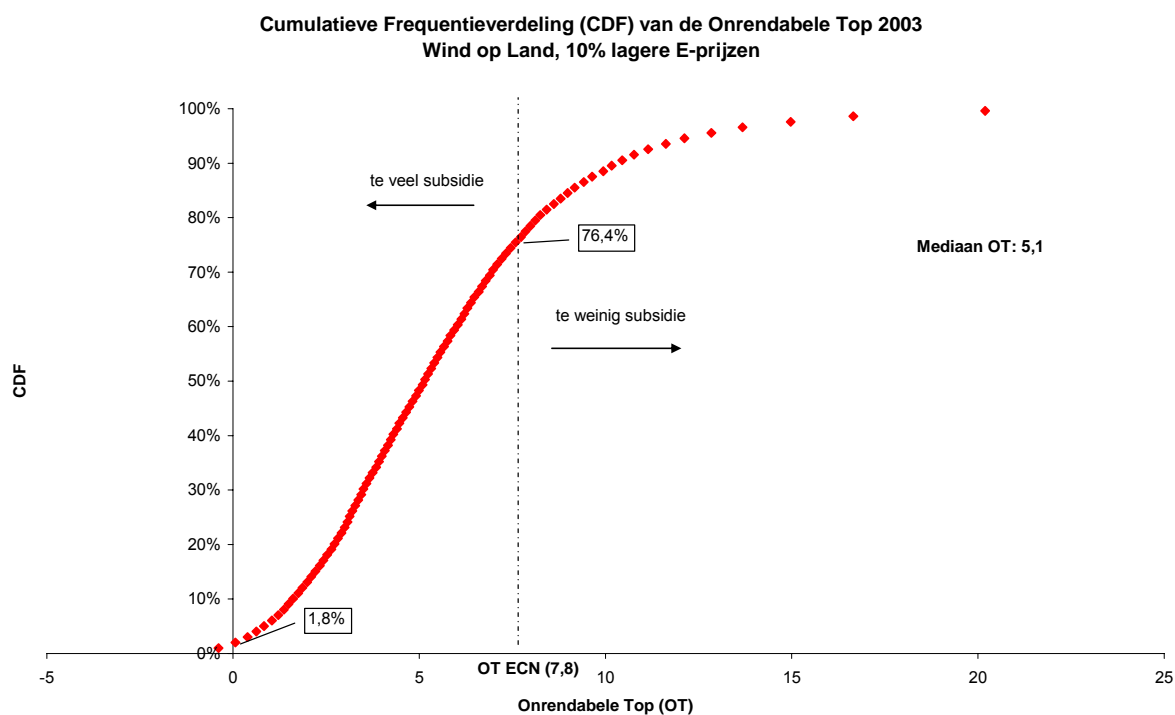
Figuur 28 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2004, basisversie



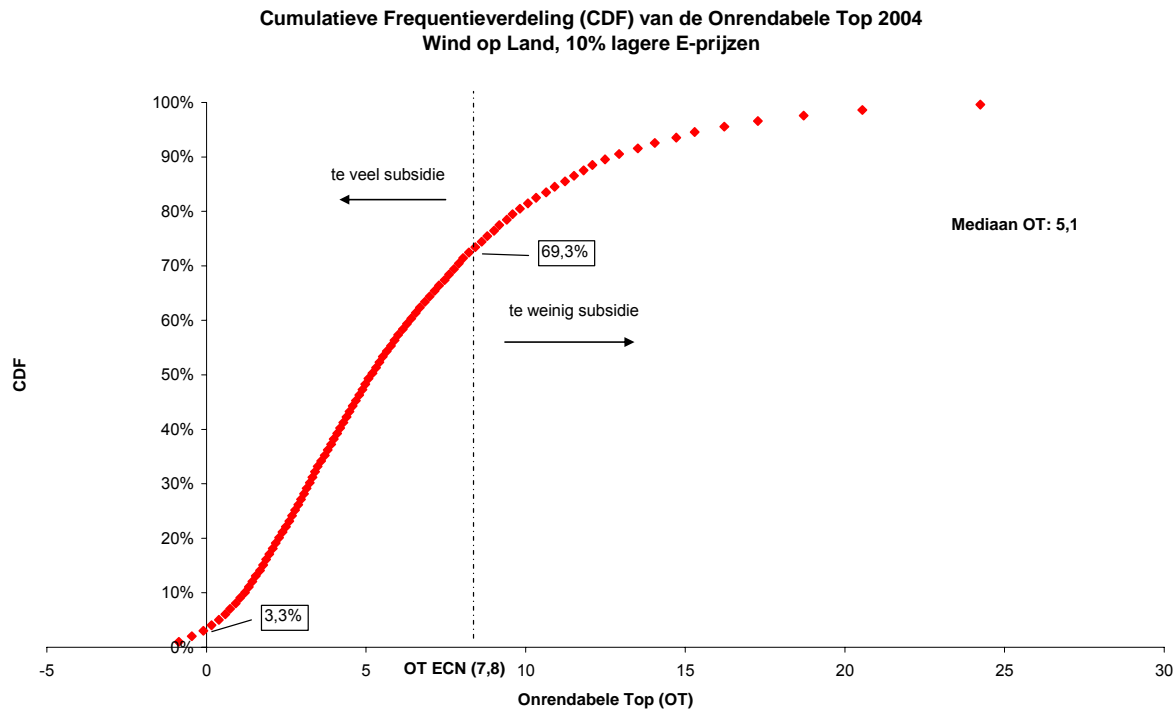
Figuur 29 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2005, basisversie



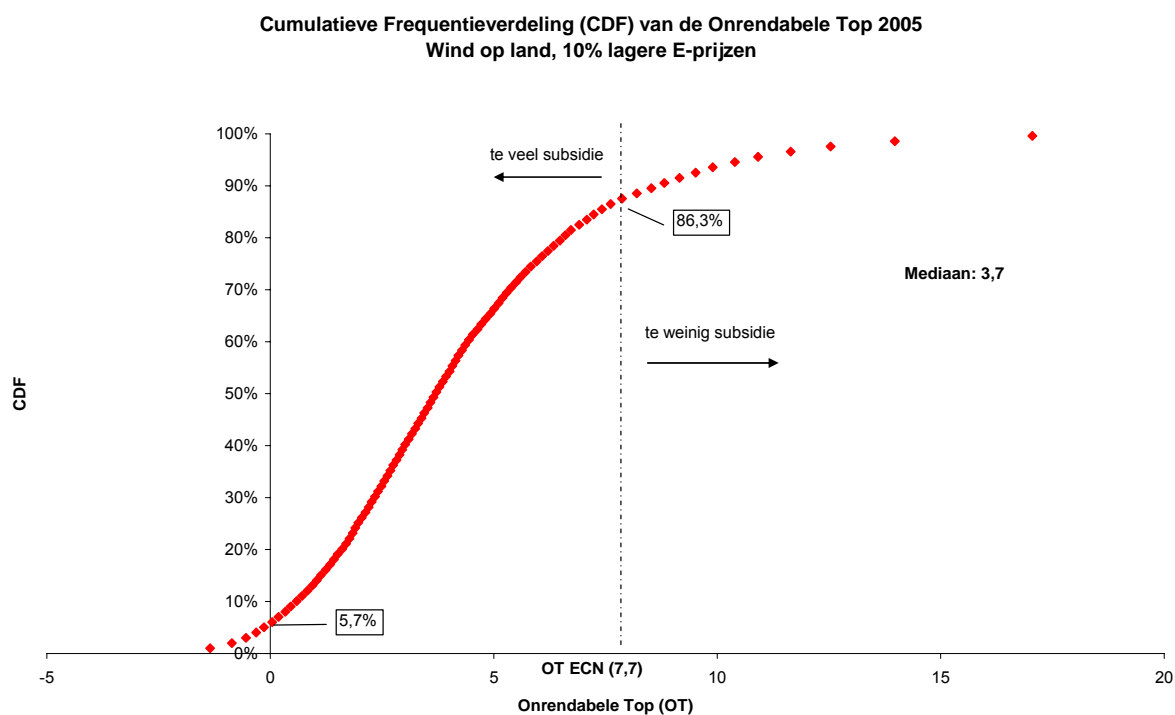
Figuur 30 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€/kWh) Wind op Land 2003, 10% lagere E-prijs



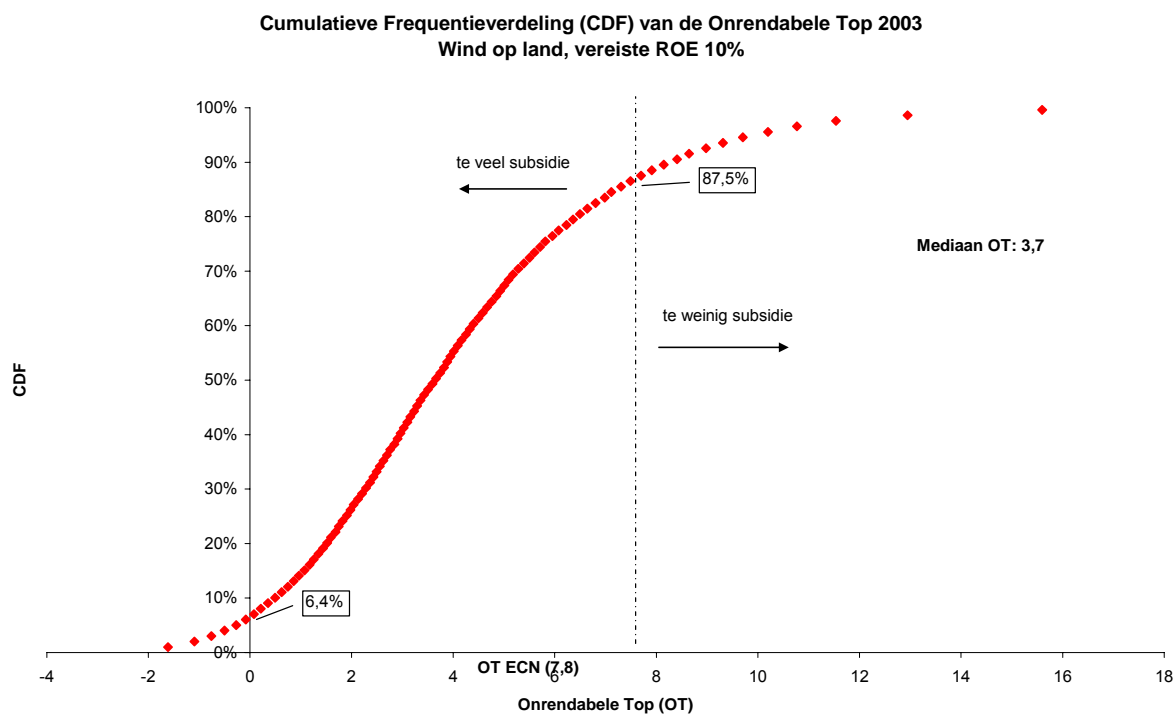
Figuur 31 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€/kWh) Wind op Land 2004, 10% lagere E-prijs



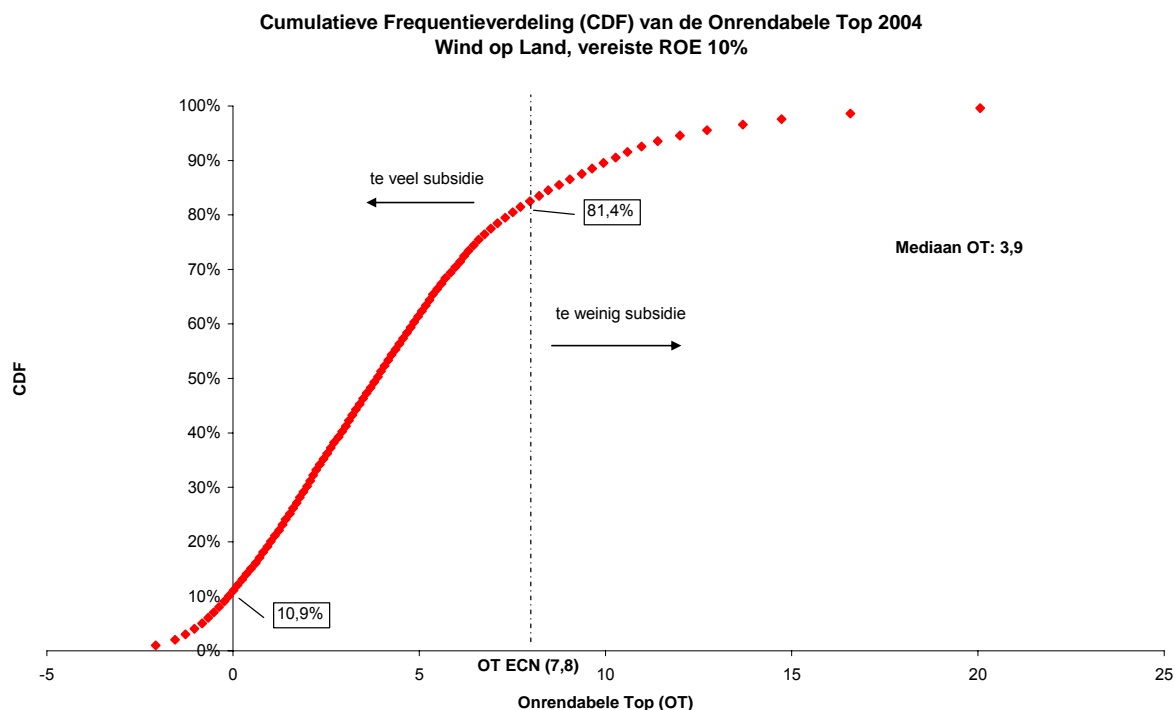
Figuur 32 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2005, 10% lagere E-prijs



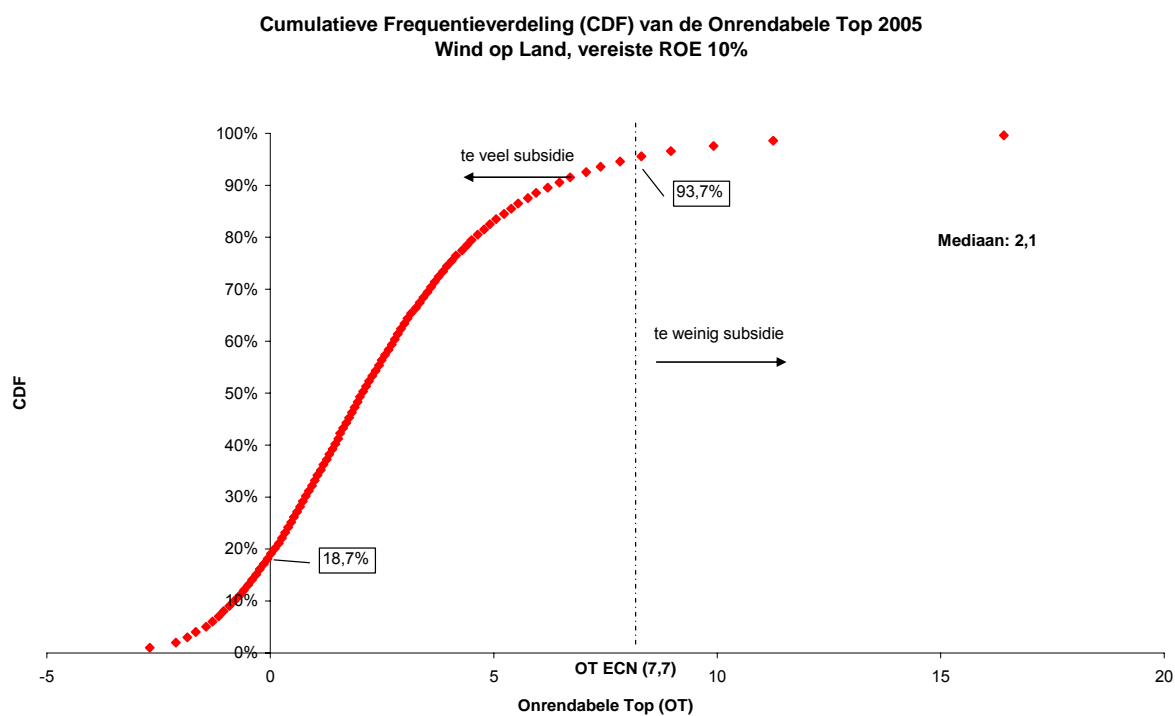
Figuur 33 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2003, bij geëist rendement op eigen vermogen van 10%



Figuur 34 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2004, bij geëist rendement op eigen vermogen van 10%



Figuur 35 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Wind op Land 2005, bij geëist rendement op eigen vermogen van 10%



In de Figuren 27 t/m 35 is ook te zien dat in een beperkt aantal gevallen sprake is van een negatieve subsidiebehoefte. Dit zijn de investeringen die links liggen van de verticale as. Dit betekent dat in deze (in Figuur 27 in ongeveer 5% van de) gevallen geen enkele subsidiebehoefte bestaat. Anders gezegd: in 95% van de gevallen is wel subsidie nodig is om de contante waarde van de toekomstige ontvangsten en uitgaven aan elkaar gelijk te maken.

De gemiddelde subsidiebehoefte kan ook worden berekend, maar dat getal wordt beïnvloed (vertekend) door (extreme) waarden van enkele zogenaamde uitbijters. Een alternatief is de mediaan: dat is het middelste getal, als je alle getallen van klein naar groot op een rij zet. Dit betekent dat (bijna) 50% van de investeringen onder de mediaan ligt, en (bijna) 50% daarboven.

In het jaar 2003 ligt de mediaan van de frequentieverdeling bij 4,5 €/kWh (zie Figuur 27). Dat wil zeggen dat (bijna) de helft van de gevallen een lagere OT heeft en eveneens (bijna) de helft een hogere. We zien dat er een grote spreiding in de OT zit, variërend van een negatieve waarde, waarbij de investering zonder subsidie al rendabel is, tot een OT van meer 15 €/kWh.

Bovenstaande analyse is voor alle jaren en voor alle varianten uitgevoerd (zie Figuur 27 t/m 35). De belangrijkste uitkomsten zijn samengevat in Tabel 5. Zoals de tabel laat zien, moet geconcludeerd worden dat volgens de deterministische berekeningen de oversubsidiëring nog groter is geweest dan uit de stochastische analyse met het Monte Carlo-model volgt. De waarden van de aldus berekende OT zijn immers lager dan de waardes van de mediaan uit de stochastische analyse. We kunnen daarom vaststellen dat het aannemelijk is dat de stochastische analyses met Monte Carlo-simulaties niet leiden tot een overschatting van de overwinsten.

In de basisvariant voor 2003 is de OT van de middelste waarneming 4,5 €/kWh (zie Tabel 6), terwijl de ex ante berekende OT 7,8 €/kWh was. Een investeerder heeft in 2003 dus achteraf gezien 3,3 €/kWh te veel ontvangen. De basisvariant voor 2004 komt uit op 4,9 €/kWh, zodat het verschil met de mediaan op 2,9 €/kWh komt. Voor 2005 is de mediaan 3,0, terwijl de ex ante OT op 7,7 was gesteld, hetgeen een afwijking van zelfs 4,7 €/kWh impliceert.

Tabel 5 Ex-post berekende OT voor Wind op Land 2003, 2004 en 2005 voor verschillende varianten, zowel stochastisch als deterministisch

OT Stochastisch (OT is de waarde van de mediaan)			
Variant	2003	2004	2005
Basis	4,5	4,9	3,0
E-prijzen -10%	5,1	5,1	3,7
Vereiste ROE 10%	3,7	3,9	2,1
Verbeterde monitoring APX-markt	5,1	5,1	3,9
Verbeterde monitoring APX & onbalansmarkt	4,6	4,0	2,9
OT Deterministisch			
Variant	2003	2004	2005
Basis	2,7	0,6	1,3
E-prijzen -10%	3,3	1,2	2,0
Vereiste ROE 10%	2,5	0,3	1,0
Verbeterde monitoring APX-markt	5,1	5,1	4,0
Verbeterde monitoring APX & onbalansmarkt	4,6	4,1	2,9
OT ECN/KEMA	7,8	7,8	7,7

Voor de interpretatie van deze tariefsafwijkingen is het belangrijk met twee aspecten rekening te houden: een rekentechnisch en een economisch. Het rekentechnische aspect volgt uit de vollasturenregeling binnen de MEP. Het aantal vollasturen waarover subsidie voor een windmolen kan worden verkregen is namelijk begrensd, aanvankelijk op 18.000, later 20.000²⁵. Zo gauw gedurende de levenscyclus dit aantal vollasturen is bereikt, wordt geen MEP-subsidie meer verkregen. Wanneer bijvoorbeeld een windmolen in totaliteit 30.000 vollasturen kent, dan is de effectieve subsidie per kWh aanzienlijk lager omdat over de laatste 10.000 (of 12.000) geen subsidie meer wordt verkregen. Dit effect doet zich echter pas later voor: een windmolen die in de eerste jaren 3.000 vollasturen kent, krijgt over de volledige productie subsidie.

Het economische aspect waarmee rekening moet worden gehouden is dat een afwijking van de ex post subsidiebehoefte ten opzichte van de ex ante berekende behoefte, een kwestie kan zijn van normaal ondernemersrisico. De ondernemer²⁶ kan geluk of pech hebben gehad met elektriciteitsprijs op het moment dat er geproduceerd wordt, de windlocatie, etc. Op groepsniveau en over een langere periode bezien, compenseren deze individuele mee- en tegenvallers elkaar. Als de gemiddelde (of in ons geval de mediaan-waarneming) van een groep investeerders een structureel lagere subsidiebehoefte heeft dan aanvankelijk is verondersteld, dan kan dat tot twee conclusies leiden: of a) de realisaties over de afgelopen jaren vormen geen goede indicatie voor de rest van de investeringscyclus, of b) de ex ante subsidiebedragen zijn hoger dan nodig is om alleen de meerkosten te vergoeden. Om te onderzoeken of de eerste conclusie aan-

²⁵ Deze begrenzing is ingevoerd om te voorkomen dat windmolens op goede windlocaties teveel subsidie ontvangen.

²⁶ Omdat we in dit onderzoek afzien van het in kaart brengen van verdelingseffecten, veronderstellen we dat alle voor- en nadelen van de investeringen bij de investerende ondernemer terecht komen. In werkelijkheid zullen ook andere partijen een deel van die voor- en nadelen dragen, afhankelijk van de contracten die zijn gesloten met de leverancier van de windmolens, de bank, de grondeigenaar en het elektriciteitsbedrijf.

nemelijk is, hebben we ook analyses gemaakt met andere veronderstellingen over de toekomst.

Tegen de berekening van de basisvariant variant kan immers worden ingebracht dat de elektriciteitsprijzen de afgelopen jaren weliswaar sterk zijn gestegen, maar dat in de toekomst structureel lagere elektriciteitsprijzen mogelijk zijn. Daarom is tevens een variant doorgerekend waarin is uitgegaan van een elektriciteitsprijs *gedurende de gehele looptijd* van de projecten die 10% lager is dan het gemiddelde in de afgelopen jaren²⁷. In Tabel 6 valt af te lezen dat de OT hierdoor met ongeveer een halve €/kWh stijgt. We kunnen daarom concluderen dat zelfs wanneer de elektriciteitsprijs in de komende jaren aanzienlijk lager komt te liggen dan ze in gemiddeld in de afgelopen jaren lag, dat dan nog de subsidies hoger waren om alleen de meerkosten van de investering te compenseren.

Als we rekenen met een lagere rendementeis op het eigen vermogen - 10% in plaats van 15% - wordt vanzelfsprekend ook de OT lager. De waarde van de mediaan daalt dan met een halve tot een hele €/kWh.

Tenslotte blijkt dat de veronderstelling over de elektriciteitsprijs van groot belang is voor de berekende subsidiebehoefte. Als we het ECN-model alleen wijzigen door met gerealiseerde elektriciteitsprijzen te rekenen, dan daalt de onrendabele top (van de mediaan) met een paar €/kWh in al de drie jaren.

4.2 Zuivere biomassa

De tweede groep van investeringen in groene stroom betreft het meestoken van biomassa in elektriciteitscentrales. De ex post analyse van de OT bij biomassa is om meerdere redenen problematisch.

Ten eerste is het zo dat bij biomassa het gebruik elk moment kan worden aangepast aan de feitelijke (economische) omstandigheden. Anders dan bij wind, is bij biomassa de productie afhankelijk van de actuele prijzen voor biomassa, primaire brandstof en elektriciteit. Dit betekent dat biomassa dus alleen dan zal worden gebruikt als het, inclusief de MEP-subsidie, rendabel is. Een situatie van te weinig subsidie zal hier dus niet voorkomen.

Verder lenen biomassaprojecten zich minder voor een analyse met frequentieverdelingen omdat we hier te maken hebben met een beperkt aantal projecten. In tegenstelling tot bij wind waar het gaat om honderden projecten, gaat het hier om enkele spelers met een paar centrales.

Daarnaast speelt hier nog een dataprobleem. Kunnen we bij wind beschikken over verschillende databronnen met feitelijke informatie (over productie, etc.), bij biomassa is dat niet zo. De markt voor biomassa is weinig transparant, doordat het aantal spelers beperkt is en het bovendien gaat om verschillende soorten

²⁷ Dit betekent dus dat de elektriciteitsprijzen in de periode 2007 en verder (tot einde looptijd investering) meer dan 10% lager moeten zijn dan ze in de periode 2003 tot en met 2006 waren, om gemiddeld over de gehele looptijd op 10% lager uit te komen.



biomassa. Dit dataprobleem geldt trouwens niet alleen voor deze beleidsevaluatie; ook ECN heeft meerdere malen aangegeven dat bij de vaststelling van de ex ante OT-veronderstellingen moeten worden gemaakt over de biomassaprijzen, bij gebrek aan objectieve informatie.

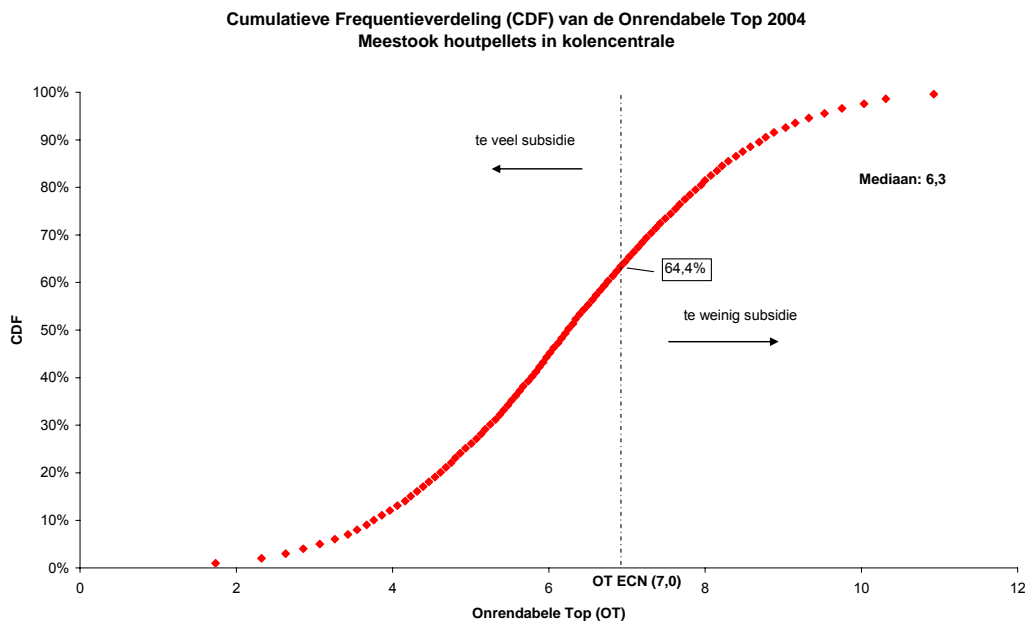
Toch kunnen wij op basis van onze analyse wel enige indicatie geven van de aanwezigheid van overwinsten bij hout-meestook projecten. De uitkomsten staan in Tabel 6.

Tabel 6 Ex-post berekende OT voor zuivere biomassa 2004 voor verschillende varianten, zowel stochastisch als deterministisch

OT Stochastisch	
(OT is de waarde van de mediaan)	
Variant	2004
Basis	6,3
OT Deterministisch	
Variant	2004
Basis	6,3
Lagere biomassaprijzen	4,9
OT ECN/KEMA	7

We zien dat de ex post OT van de mediaan in alle varianten lager is dan de ex ante vastgestelde OT. Van de stochastische analyse geven we in Figuur 36 de spreiding in OT. Hieruit komt naar voren dat de behoefte aan subsidie varieert van enkele €ct tot ongeveer 10 €ct/kWh.

Figuur 36 Verdeling naar behoefte aan subsidie (€ct/kWh) Zuivere biomassa 2004, basisversie



In de basisvariant voor 2004 is de OT van de middelste waarneming 6,3 €/kWh (zie Tabel 6), terwijl de ex ante berekende OT 7,0 €/kWh was. Een investeerder heeft in 2003 dus achteraf gezien 0,7 €/kWh te veel ontvangen.

Deze uitkomst mag echter niet zonder meer naar de toekomst worden doorgetrokken, aangezien de prijzen van biomassa de laatste jaren aan het stijgen zijn. Als de biomassaprijzen zo hoog blijven of verder stijgen, zal de subsidie mogelijk omhoog moeten om biomassastroom te kunnen blijven produceren.

Het is belangrijk te beseffen dat het hier gaat om een gemiddelde analyse, terwijl de inzet van biomassa van moment tot moment bepaald kan worden (zij het dat dit bij kolencentrales wat minder geldt). Het is echter goed mogelijk dat op bepaalde momenten het inzetten van biomassa zeer rendabel is, terwijl op andere momenten er geen biomassa wordt ingezet.

4.3 Uitgaven

De omvang van de overwinst is afhankelijk van de werkelijke productie en van de afwijking tussen de subsidiebehoefte en de ontvangen subsidie.

$$\text{Totale overwinst} = \text{werkelijke productie} * (\text{OT}_{\text{Ex ante}} - \text{OT}_{\text{Ex post}})$$

Als we de OT ex-post stochastische basisvariant als indicator nemen voor de werkelijke subsidiebehoefte, dan zou een bedrag van € 228 miljoen voldoende zijn geweest, terwijl een bedrag van circa € 430,8 miljoen is uitbetaald (zie paragraaf 2.3). Er zou dan ongeveer 48% (€ 208 miljoen) te veel betaald zijn.

Dit percentage mag echter niet worden doorgetrokken naar de toekomst, omdat de op termijn uitbetaalde MEP-subsidies lager zullen uitvallen vanwege de restricties op het aantal vollasturen waarvoor men subsidie krijgt. Windmolens die deze restrictie (van aanvankelijk 18.000 en later 20.000) vollasturen bereiken, krijgen daarna geen MEP-subsidie meer.

Een andere kanttekening hierbij is dat het effect van de MEP op investeringen in windmolens kleiner zou zijn geweest wanneer het subsidietarief lager zou zijn. Investerings die bij het geldende MEP-tarief nog net rendabel zijn, zijn dat immers niet meer bij een lager tarief en zullen in dat geval niet verricht worden²⁸.

Hiermee hebben we een voorzichtige schatting gegeven van de mogelijke overwinsten bij subsidie voor de opwekking van windenergie op land. We hebben een aantal andere mogelijke ontwikkelingen daarbij buiten beschouwing gelaten.

²⁸ Wanneer de MEP zou worden aangepast door alleen het tarief te verlagen, dan zijn er dus twee effecten: een lagere effectiviteit en minder overwinst. In theorie zou je daarom alleen de subsidietarieven willen verlagen van die projecten die met minder subsidie toekunnen. In de MEP is dit deels al gebeurd door de vollasturenbeperking waardoor windmolens op goede locaties minder subsidie per kWh krijgen dan andere windmolens.



5 Slotbeschouwing

Bij de hier gepresenteerde onderzoeksuitkomsten past als kanttekening dat ze gezien moeten worden als indicaties van de werkelijke situatie. De feitelijke winsten op microniveau hebben we immers niet kunnen meten, maar alleen kunnen benaderen.

Het onderzoek was in een aantal opzichten beperkt van aard. De doorlooptijd was beperkt tot enkele maanden en de feitelijke onderzoekstijd zelfs minder. Bovendien waren veel gegevens niet direct voorhanden. In deze periode hebben we zo goed mogelijk gegevens verzameld en deze met elkaar in verband proberen te brengen. De ondersteuning vanuit andere organisaties (Algemene Rekenkamer, SenterNovem, EnerQ en ECN) was hierbij van grote betekenis, evenals de informatie die we verkregen door gesprekken met marktpartijen (Essent, Nuon, Rabobank en PAWEX). Ondanks deze kanttekeningen geloven we dat we met dit onderzoek een redelijk goed beeld hebben gekregen van de omvang van de overwinsten bij de MEP-subsidies en van de belangrijkste achterliggende factoren.

We hebben duidelijke indicaties gevonden dat voor een groot aantal investeringsprojecten de subsidies hoger waren dan benodigd om de investering uit te kunnen lokken. Dit is in belangrijke mate veroorzaakt doordat de subsidietarieven gebaseerd waren op nogal conservatieve inschattingen van de elektriciteitsprijs, waardoor het risico voor de ondernemers sterk werd verkleind. De hoogte van de subsidies zorgde er voor dat in veel gevallen de investeringen een hoger verwacht rendement opleverden dan normaliter in de markt geëist werd. De andere kant van deze medaille is evenwel dat de hoge subsidies ook investeringen mogelijk maakte die bij een lager tarief niet rendabel zouden zijn geweest. De uitdaging bij het vormgeven van een vernieuwde MEP blijft dus om de regeling even effectief te houden, maar tegen lagere uitgaven voor de overheid.



Literatuur

Copernicus Institute, 2006

M. Junginger, M. de Wit en A. Faaij
Universiteit Utrecht, Department of Science, Technology and Society
IEA Bioenergy task 40 - Country report for the Netherlands. Update 2006
Task 40: Sustainable International Bio-energy trade, report NWS-E-2006-XX
Utrecht : Copernicus Institute, 2006

CPB, 2006

Centraal Planbureau
Macro Economische Verkenning 2007
Den Haag : Sdu Uitgevers, 2006

ECN/KEMA (2002)

T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok
Update van de berekening ten behoeve van het vaststellen van de MEP-tarieven
voor duurzame elektriciteit
Notitie Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en KEMA
Amsterdam : ECN beleidsstudies, 2002

ECN (2003)

M. de Noord, E.J.W. van Sambeek
Onrendabele top berekeningsmethodiek
Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), rapport ECN-C--03-077
Amsterdam : ECN beleidsstudies, 2003

ECN (2004)

A.J. Seebregts, M.J.J. Scheepers, H.J. de Vries
Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020. Onder-
bouwing van de elektriciteitsprijs in het advies technisch-economische parame-
ters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007
Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), rapport ECN-I--04-002
Amsterdam : ECN, 2004

ECN/KEMA (2003a)

H.J.T. Kooijman, E.J.W. van Sambeek
Kosten duurzame elektriciteit. Windenergie op land
Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en KEMA, rapport ECN-C--03-074/A
Amsterdam : ECN, 2003

ECN/KEMA (2003b)

E.J.W. van Sambeek, T.J. de Lange, W.J.A. Ruijgrok, E.A. Pfeiffer
Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties. Advies ten behoeve van
de MEP-subsidies voor 2004 en 2005
Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en KEMA, rapport ECN-C—03-085
Amsterdam : ECN, 2004

ECN/KEMA (2004)

E.J.W. van Sambeek, H.J. de Vries, A.E. Pfeiffer, J.W. Kleine
Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties. Advies ten behoeve van
de MEP-subsidies voor de periode juli tot en met december 2006 en 2007
Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en KEMA, rapport ECN-C--04-101
Amsterdam : ECN, 2004

ECN/KEMA (2005)

F.J. Verheij, H.J. de Vries
Renovatie windturbines. Berekening van de onrendabele top
Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en KEMA, rapport ECN-C--05-058
Amsterdam : ECN, 2005

EnerQ, 2006

Jaarverslag 2005
Arnhem : EnerQ b.v., 2006

EZ, 2006

Minister van Economische Zaken, J.G. Wijn
Wijziging van de Elektriciteitswet 1998 ten behoeve van de stimulering van de
milieukwaliteit van de elektriciteitsproductie
Brief aan de Tweede Kamer der Staten Generaal, kamerstuk 100563, dossier 28
665 nr. 76
Den Haag : Ministerie van Economische Zaken, 2006

LEI, 2007

Informatienet

NWEA, 2005

Nederlandse Wind Energie Associatie
Zin tegen onzin over windenergie, versie 3.1
Utrecht : NWEA, 2005

PAWEX, 2006

Vereniging Particuliere Windturbine Exploitanten
Windenergie oorzaak onbalans? (1)
In: Windnieuws, 23^e jaargang nr. 4, p. 12-13
Utrecht : Organisatie voor Duurzame Energie, 2006



SenterNovem, 2006

Energie Investeringsaftrek. Jaarverslag 2005
Zwolle : SenterNovem, 2006

SenterNovem, 2007

E-mail inzake EIA, R. Dijkgraaf
Zwolle : SenterNovem, 2007

Websites**EnerQ, 2007a**

EnerQ website, Tarieven wind op land. Februari 2007
http://www.enerq.nl/informatie/Tarieven/Tarieven_wind_op_land.asp

EnerQ, 2007b

EnerQ website, Tarieven biomassa > 50 MW. Februari 2007
http://www.enerq.nl/informatie/Tarieven/Tarieven_biomassa_50_MW.asp

Tennet, 2007

TenneT website, Ge-exporteerde data Onbalans en Verrekenprijzen van 01-01-2003 tot en met 31-12-2006. Februari 2007
<http://www.tennet.nl/bedrijfsvoering/ExporteerData.aspx>

Danish Windindustry Association, 2007

Informatie over Wind op Land. Februari 2007, laatste update 12 mei 2003
<http://www.windpower.org/en/tour/econ/offshore.htm>



CE

**Oplossingen voor
milieu, economie
en technologie**

Oude Delft 180

2611 HH Delft

tel: 015 2 150 150

fax: 015 2 150 151

e-mail: ce@ce.nl

website: www.ce.nl

Besloten Vennootschap

KvK 27251086

Overwinsten bij de subsidierегeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP)

Een analyse van
omvang en achtergrond

Bijlagen

Rapport

Delft, april 2007

Opgesteld door: M. (Machiel) Mulder
M.H. (Marisa) Korteland
M.J. (Martijn) BlomBijlagen





A Inputvariabelen

Tabel 7 Wind op Land, OT-berekening 2003

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
Unit grootte	kWe	1.100	1.100	1.100	n.v.t.
Unit grootte elektriciteitsdeel	kWe	1.100	1.100	1.100	n.v.t.
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	1.800	1.790	logisticsim(1790;209)	feitelijk: SN database
Economische levensduur	Jaar	15	15	15	n.v.t.
Elektrisch rendement		0%	0%	0%	n.v.t.
Thermisch rendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Referentierendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Besparing op BSB voor WKK	€/m ³	0,0000	0,0000	0,0000	n.v.t.
Investeringskosten	€/kWe	1.150	1009,64	normalsim(1009,64;254,4)	feitelijk: SN database
Onderhoudskosten vast	€/kWe	0	40	normalsim(40;14,14)	aanname o.b.v. ECN 2004 e.v.
Onderhoudskosten variabel	€/kWe	0,018	0	0	n.v.t.
Overige operationele kosten	€/kWe	0	0	0	n.v.t.
Energie inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	0	0	0	n.v.t.
Kosten secundaire brandstof	€/ton	0	0	0	n.v.t.
Brandstofkosten te vervangen brandstof	€/ton of €/m ³	0,00	0,00	0,00	n.v.t.
Effectiviteit brandstofsubstitutie		0%	0%	0%	n.v.t.
E-inhoud te vervangen brandstof	GJ/ton of GJ/m ³	0	0	0	n.v.t.
Marktprijs stroom basis	€/kWh	0,0271	0,04794	normalsim(47,94;0,649)/1000	feitelijk APX
<i>Variant APX laag</i>	€/kWh		0,04315	normalsim(43,15;0,584)/1000	
Kosten van onbalans basis		0,006	0,00125	triangularsim(-0,71;1,9;2,18)/1000	feitelijk APX, Tennet
<i>Variant APX laag</i>			0,00113	triangularsim(-0,64;1,71;1,96)/1000	

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
EIA van toepassing?	€	ja	ja	ja	n.v.t.
EIA		55%	55%	55%	feitelijke: SN
EIA max		54.500.000	56.650.000	56.650.000	feitelijke: SN
Gedeelte van de investering in aanmerking EIA		85%	93%	logisticsim(93;5,63)/100	proxy, SN database
Rente lening: groen beleggen		5%	4,09%	triangularsim(3,65;4,02;4,68)/100	feitelijk: financiële instelling
			+1%	+ normalsim(1;1,41)/100	proxy, info financiële instelling
Vereiste return on equity		15%	15%	15%	n.v.t.
<i>Variant lagere return on equity</i>			10%	10%	aanname
Equity share in investering incl. EIA-effect	Jaar	20%	1,94	ALS(debt share>100%;0;1-debt share)	bepaald door debt share
Debt share in investering incl. EIA-effect	Jaar	80%	98,06	triangularsim(3;98,06;142)/100	proxy, SN database
Venootschapsbelasting	Jaar	35%	35%	35%	n.v.t.
Termijn lening	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.
Afschrijvingstermijn	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.
Beleidsperiode	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.

Tabel 8 Wind op Land, OT-berekening 2004

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
Unit grootte	kWe	1.000	1.000	1.000	n.v.t.
Unit grootte elektriciteitsdeel	kWe	1.000	1.000	1.000	n.v.t.
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	1.800	1.790	logisticsim(1790;209)	feitelijk: SN database
Economische levensduur	Jaar	15	15	15	n.v.t.
Elektrisch rendement		0%	0%	0%	n.v.t.
Thermisch rendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Referentierendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Besparing op BSB voor WKK	€/m ³	0,0000	0,0000	0,0000	n.v.t.
Investeringskosten	€/kWe	1.125	747	triangularsim(450;747;2360)	feitelijk: SN database
Onderhoudskosten vast	€/kWe	39	40	normalsim(40;14,14)	aanname o.b.v. ECN
Onderhoudskosten variabel	€/kWhe	0	0	0	n.v.t.
Overige operationele kosten	€/kWhe	0	0	0	n.v.t.
Energie inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	0	0	0	n.v.t.
Kosten secundaire brandstof	€/ton	0	0	0	n.v.t.
Brandstofkosten te vervangen brandstof	€/ton of €/m ³	0,00	0,00	0,00	n.v.t.
Effectiviteit brandstofsubstitutie		0%	0%	0%	n.v.t.
E-inhoud te vervangen brandstof	GJ/ton of GJ/m ³	0	0	0	n.v.t.
Marktprijs stroom	€/kWh	0,0271	0,05067	normalsim(50,67;2,406)/1.000	feitelijk APX
<i>Variant APX laag</i>	€/kWh		0,0456	normalsim(45,6;2,165)/1.000	-10% APX
Kosten van onbalans		0,006	-0,00207	triangularsim(-8,06;-0,59;-0,28)/1000	feitelijk APX, Tennet
<i>Variant APX laag</i>			-0,00186	triangularsim(-6,91;-0,7;-0,25)/1000	-10% APX

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
EIA van toepassing?	€	ja	ja	ja	n.v.t.
EIA		55%	55%	55%	feitelijke: SN
EIA max		54.500.000	58.300.000	58.300.000	feitelijke: SN
Gedeelte van de investering in aanmerking EIA		85%	93	logisticsim(93;5,63)/100	proxy, SN database
Rente lening: groen beleggen		5%	4,05%	normalsim(4,05;0,215)/100	feitelijk: financiële instelling
			1	+ normalsim(1;1,41)/100	proxy, info financiële instelling
Vereiste return on equity		15%	15%	15%	n.v.t.
<i>Variant lagere return on equity</i>			10%	10%	aanname
Equity share in investering incl. EIA-effect	Jaar	20%	1,94	ALS(debt share>100%;0;1-debt share)	n.v.t.
Debt share in investering incl. EIA-effect	Jaar	80%	98,06	triangularsim(3;98,06;142)/100	proxy, SN database
Venootschapsbelasting	Jaar	34,5%	34,5%	34,5%	n.v.t.
Termijn lening	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.
Afschrijvingstermijn	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.
Beleidsperiode	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.

Tabel 9 Wind op Land, OT-berekening 2005

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
Unit grootte	kWe	1.000	1.000	1.000	n.v.t.
Unit grootte elektriciteitsdeel	kWe	1.000	1.000	1.000	n.v.t.
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	1.800	1.790	logisticsim(1790;209)	feitelijk: SN database
Economische levensduur	Jaar	15	15	15	n.v.t.
Elektrisch rendement		0%	0%	0%	n.v.t.
Thermisch rendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Referentierendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Besparing op BSB voor WKK	€/m3	0,0000	0,0000	0,0000	n.v.t.
Investeringskosten	€/kWe	1.100	1.100	weibullsim(9,74;1100)	feitelijk: SN database
Onderhoudskosten vast	€/kWe	39	40	normalsim(40;14,14)	aanname o.b.v. ECN
Onderhoudskosten variabel	€/kWhe	0	0	0	n.v.t.
Overige operationele kosten	€/kWhe	0	0	0	n.v.t.
Energie inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	0	0	0	n.v.t.
Kosten secundaire brandstof	€/ton	0	0	0	n.v.t.
Brandstofkosten te vervangen brandstof	€/ton of €/m3	0,00	0,00	0,00	n.v.t.
Effectiviteit brandstofsubstitutie		0%	0%	0%	n.v.t.
E-inhoud te vervangen brandstof	GJ/ton of GJ/m3	0	0	0	n.v.t.
Marktprijs stroom	€/kWh	0,0271	0,0589	weibullsim(33,65;59,9)/1.000	feitelijk APX
<i>Variant APX laag</i>	€/kWh		0,05301	weibullsim(33,66;53,91)/1.000	-10% APX
Kosten van onbalans		0,006	-0,00289	triangularsim(-4,66;-3,38;-0,2)/1.000	feitelijk APX, Tennet
<i>Variant APX laag</i>			-0,0026	triangularsim(-4,19;-3,05;-0,19)/1.000	-10% APX

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
EIA van toepassing?	€	ja	ja	ja	n.v.t.
EIA		55%	55%	55%	feitelijke: SN
EIA max		54.500.000	58.850.000	58.850.000	feitelijke: SN
Gedeelte van de investering in aanmerking EIA		85%	93	logisticsim(93;5,63)/100	proxy, SN database
Rente lening: groen beleggen		5%	3,36%	paretosim(9,27;3,1)/100	feitelijk: financiële instelling
			+1%	normalsim(1;1,41)/100	proxy, info financiële instelling
Vereiste return on equity		15%	15%	15%	aanname
<i>Variant lagere return on equity</i>			10%	10%	aanname
Equity share in investering incl. EIA-effect	Jaar	20%	1,94	ALS(debt share>100%;0;1-debt share)	n.v.t.
Debt share in investering incl. EIA-effect	Jaar	80%	98,06	triangularsim(3;98,06;142)/100	proxy, SN database
Venootschapsbelasting	Jaar	34,5%	34,5%	34,5%	n.v.t.
Termijn lening	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.
Afschrijvingstermijn	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.
Beleidsperiode	ct/KWh	10	10	10	n.v.t.

Tabel 10 Zuivere biomassa - hout, OT-berekening 2004

BIOMASSA ZUIVER: OT 2004

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
Unit grootte	kWe	50.000	50.000	50.000	n.v.t.
Unit grootte elektriciteitsdeel	kWe	18.800	18.800	18.800	n.v.t.
Bedrijfstijd/vollasturen	Uren/jaar	7.000	7.000	7.000	n.v.t.
Economische levensduur	Jaar	10	10	10	n.v.t.
Elektrisch rendement		38%	38%	38%	n.v.t.
Thermisch rendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Referentierendement WKK		0%	0%	0%	n.v.t.
Besparing op BSB voor WKK	€/m3	0	0	0	n.v.t.
Investeringskosten	€/kWth	220	220	220	n.v.t.
Onderhoudskosten vast	€/kWth	0	0	0	n.v.t.
Onderhoudskosten variabel	€/kWhe	0,0025	0,0025	0,0025	n.v.t.
Overige operationele kosten	€/kWhe	0,0095	0,0095	0,0095	n.v.t.
Energie inhoud secundaire brandstof	GJ/ton	17	17	17	feitelijk UU
Kosten secundaire brandstof	€/ton	110,5	110	normalsim(110;34,64)	feitelijk UU
Variant lagere biomassaprijzen			85	n.v.t.	informele info KEMA
Brandstofkosten te vervangen brandstof	€/ton of €/m ³	40 (6,5 €/GJ)	57,98	57,98	feitelijk UU
Effectiviteit brandstofsubstitutie		93,3%	93,3%	93,3%	n.v.t.
E-inhoud te vervangen brandstof		24,1	24,1	24,1	n.v.t.
CO ₂ -emissiefactor		0	0	0	n.v.t.
Gemiddelde CO ₂ -baten	GJ/ton of GJ/m ³	0	0	0	n.v.t.

INPUTVARIABLEN	Eenheid	ECN-waarde	Ex-post deterministisch	Ex-post stochastisch	Bron data
Marktprijs stroom	€/kWh	0	0	0	n.v.t.
Kosten van onbalans	€/kWh	0	0	0	n.v.t.
EIA van toepassing?		ja	ja	ja	n.v.t.
EIA		55%	55%	55%	feitelijk SN
EIA max	€	54.500.000	58.300.000	58.300.000	feitelijk SN
Gedeelte van de investering in aanmerking EIA		100%	100%	100%	n.v.t.
Rente lening		6%	5,05%	5,05%	feitelijk financiële instelling
Vereiste return on equity		12%	12%	12%	n.v.t.
Equity share in investering incl. EIA-effect		33%	33%	33%	n.v.t.
Debt share in investering incl. EIA-effect		67%	67%	67%	n.v.t.
Venootschapsbelasting		35%	35%	35%	n.v.t.
Termijn lening	Jaar	10	10	10	n.v.t.
Afschrijvingstermijn	Jaar	10	10	10	n.v.t.
Beleidsperiode	Jaar	10	10	10	n.v.t.



B Overzicht van externe informanten

Voor het verzamelen van relevante informatie hebben we met onderstaande personen gesprekken gevoerd. In de tekst van dit rapport verwijzen we daar naar met 'mondeling verkregen informatie'. Zoals ook in het Voorwoord staat vermeld, ligt de verantwoordelijkheid van dit rapport geheel bij CE.

ECN

- De heer Xander van Tilburg.

EnerQ

- De heer Jan Vorrink.
- De heer Jan van der Lee.

Essent

- Mevrouw Helma Kip.
- De heer Chris Arthers.

Nuon

- Mevrouw Karen Lagendijk.
- Mevrouw Anne Korthals Altes.

Rabobank

- De heer Jaap Korff.
- De heer Niels Jongste.

PAWEX

- De heer Mathieu Kortenoever.

SenterNovem

- De heer Willem van Grootheest.