

**Beperkte verspreiding**

**(Contractnummer: 981419)**

**Onrendabele toppen van duurzame  
elektriciteitsopties in Vlaanderen**

ILS MOORKENS, KOEN CLAES, CAROLINE POLDERS EN  
PETER VERCAEMST

**Studie uitgevoerd in opdracht van VEA**



**2006/IMS/R/185**

**VITO**

**Juni 2006**



## **VERSPREIDINGSLIJST**

VEA

Wim Buelens

Nadine Dufait

Luc Peeters

VITO

Koen Claes

Caroline Polders

Peter Vercaemst

Roger Dijkmans

Rik Ampe

Secene (2)



## INHOUDSTABEL

0	MANAGEMENTSAMENVATTING.....	1
1	INLEIDING .....	3
2	ONRENDABELE TOP BEREKENINGSMETHODIEK.....	5
2.1	Definitie.....	5
2.2	Perioden .....	5
2.3	Verhoogde investeringsaftrek voor energiebesparende investeringen .....	6
2.4	Ecologiepremie.....	7
2.5	Warmtekrachtcertificaten (WKC).....	8
2.6	Groenestroomcertificaten.....	9
2.7	Cash flow berekeningen .....	10
2.7.1	Operationele kosten biomassa/afval bij meestoken.....	11
2.7.2	Warmtewaardering bij WKK-opties.....	13
2.8	Onrendabele top berekening.....	13
2.8.1	Effect van de beleidsperiode op de onrendabele top.....	14
3	TECHNISCH-ECONOMISCHE PARAMATERS.....	17
3.1	Windenergie op land .....	17
3.1.1	Investeringskosten .....	17
3.1.2	Vollasturen .....	18
3.1.3	Onderhouds- en bedrijfskosten .....	19
3.1.4	Overzicht parameters .....	20
3.2	Windenergie op zee.....	20
3.2.1	Investeringskosten .....	21
3.2.2	Vollasturen .....	22
3.2.3	Onderhouds- en bedrijfskosten.....	22
3.3	Grootschalige inzet van biomassa in centrales.....	22
3.3.1	Investeringskosten .....	23
3.3.2	Onderhouds- en bedrijfskosten.....	24
3.3.3	Brandstofkosten secundaire brandstof .....	24
3.3.4	Recent onderzoek .....	25
3.3.5	CO <sub>2</sub> -emissierechten en windfall profits .....	26
3.3.6	Overzicht parameters .....	26
3.4	Vergistingsopties .....	27
3.4.1	Energiereducatie uit stortgas.....	27
3.4.2	Energiereducatie bij RWZI's en AWZI's.....	29
3.4.3	Co-vergisting van mest.....	31
3.4.4	Vergisting van energiegewassen en organisch biologische nevenstromen .....	36
3.4.5	Vergisting van GFT .....	37
3.5	Kleinschalige biomassacentrale.....	38
3.6	Elektriciteitsproductie uit biofuel.....	40
3.6.1	Investeringskosten .....	40
3.6.2	Vollasturen .....	40
3.6.3	Onderhouds- en bedrijfskosten.....	40
3.6.4	Elektrisch en thermisch rendement .....	40
3.6.5	Prijs ppo .....	40

3.7	Afvalverbrandingsinstallaties (AVI).....	42
3.7.1	Investeringskosten .....	42
3.7.2	Vollasturen .....	42
3.7.3	Onderhouds- en bedrijfskosten.....	42
3.7.4	Elektrisch rendement .....	42
3.7.5	Verlaagde milieuheffing .....	43
3.8	PV .....	43
3.8.1	Investeringskosten .....	44
3.8.2	Vollasturen .....	44
3.8.3	Belastingvermindering voor particuliere investeringen .....	44
3.8.4	Investeringsaftrek en ecologiesteun voor bedrijven.....	44
4	FINANCIEEL-ECONOMISCHE PARAMETERS .....	47
4.1	Financieringsparameters.....	47
4.2	Marktprijs stroom.....	48
4.2.1	Windenergie .....	48
4.2.2	PV .....	49
4.2.3	Overige.....	49
4.3	Investeringsaftrek .....	50
4.4	Ecologiepremie.....	50
4.5	Termijnen .....	50
4.5.1	Economische levensduur.....	50
4.5.2	Beleidsperiode .....	51
4.5.3	Afschrijvingstermijn .....	51
5	BESLUIT .....	53

Bijlage A: Overzicht berekeningsaannames en OT (oorspronkelijk)

Bijlage B: Overzicht berekeningsaannames en OT (JUNI 2006)

Bijlage C: Uitnodiging en programma workshop 24 november 2005

## LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1: Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen.....	1
Tabel 2: Huidige minimumprijs groenestroomcertificaten per productie-technologie.....	10
Tabel 3 Gemiddeld aantal vollasturen per provincie.....	19
Tabel 4 Overzicht parameters windenergie op land.....	20
Tabel 5: Specifieke investeringskost (technologieniveau 2005) [6] .....	21
Tabel 6: Productiekosten, naafhoogte 70 m, 30 km in zee, .....	22
Tabel 7: Meestook in de Vlaamse centrales (elektrisch vermogen) op basis van [30] .....	23
Tabel 8: Belangrijkste bevindingen omtrent de prijsontwikkeling van biomassa in Europa volgens ECN [18] .....	24
Tabel 9 Overzicht parameters voor grootschalige inzet van biomassa in centrales.....	26
Tabel 10 Overzicht parameters voor energierecuperatie uit stortgas .....	28
Tabel 11 Overzicht parameters energierecuperatie bij RWZI's en AWZI's .....	30
Tabel 12: Technisch-economische data (co-)vergisting van mest voor een aantal installaties en gegevens uit de literatuur.....	31
Tabel 13 Overzicht parameters co-vergisting van mest .....	35
Tabel 14 Parameters vergisting van energiegewassen en vergisting van organisch – biologische nevenstromen .....	36
Tabel 15 Parameters vergisting van GFT.....	38
Tabel 16 Overzicht parameters biomassacentrales Vlaams project en Nederlandse referentie ...	39
Tabel 17 Overzicht parameters biofuel-centrale.....	41
Tabel 18 Overzicht parameters afvalverbrandingsinstallaties.....	43
Tabel 19 Overzicht parameters PV.....	44
Tabel 20: Overzicht financieringsparameters .....	47
Tabel 21 Overzicht financieringsparameters na workshop .....	47
Tabel 22: Economische levensduur van duurzame elektriciteitsopties .....	50
Tabel 23: Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen.....	53

## LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1: Investeringskosten windenergie in Duitsland (DEWI) .....	17
Figuur 2: Investeringskosten (1815 €/kW), 70 m naafhoogte, 30 min zee, 15 m waterdiepte ...	21
Figuur 3: Baseload elektriciteitsprijzen [20] .....	49
Figuur 4: Baseload prijs op APX spotmarkt in 2004, dagelijks en 30 dagen voortschrijdend gemiddelde [22].....	50





## **AFKORTINGEN**

AVI	Afvalverbrandingsinstallatie
AWZI	Afvalwaterzuiveringsinstallatie
GSC	Groenestroomcertificaten
HEB	Hernieuwbare energiebronnen
OT	Onrendabele top
OTC	Over The Counter
PPO	Pure plantenolie
PV	Fotovoltaïsche zonnepanelen
RPE	Relatieve primaire energiebesparing
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie
WKB	Warmtekrachtbesparing
WKC	Warmtekrachtcertificaten
WKK	Warmte krachtkoppeling



## 0 MANAGEMENTSAMENVATTING

De onrendabele top (OT) van een investering is het productie-afhankelijk gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. Deze onrendabele top wordt berekend voor een aantal duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen, waarvan men aanneemt dat ze momenteel of in de nabije toekomst realiseerbaar zijn mits aangepaste, tot op zekere hoogte gelimiteerde steun. Zo kan de onrendabele top methode gebruikt worden om na te gaan of de minimum vergoedingen in het kader van het systeem van groenestroomcertificaten in Vlaanderen aangepast zijn om de productie van groene stroom te stimuleren.

Per technologie wordt een referentie-installatie gedefinieerd. De referentie-installatie is een fictieve installatie die het best aansluit bij wat er per technologie in Vlaanderen vandaag en in de nabije toekomst van toepassing is of zal zijn. Om de parameters beter af te stemmen op de realiteit en om een groter draagvlak te creëren werd in november 2005 een workshop georganiseerd met belanghebbenden. Hier kon commentaar gegeven worden. Achteraf werd nog overleg georganiseerd voor een aantal specifieke sectoren. De commentaren en suggesties uit de workshop en het overleg zijn verwerkt in dit rapport. Iedere individuele installatie zal uiteraard toch in min of meerdere mate afwijken van de referentie-installatie.

De onrendabele toppen van de diverse duurzame elektriciteitsopties verschillen onderling sterk. Onderstaande tabel geeft een overzicht.

*Tabel 1: Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen*

	OT (c€/kWh)
Onshore windenergie groter dan 1,5 MW	9,5
Meestook biomassa in centrales	3,6
Stortgas	4,2
RWZI/AWZI	2
Elektriciteitsproductie uit biofuel	10,2
Biomassacentrale	9,1
Co-vergisting mest-energieeteelt	16,1
Co-vergisting mest-organische afvalstoffen	8,9
Vergisting energiegewassen	15,9
Vergisting organisch-biologische nevenstromen	12,2
Vergisting GFT	9,9
AVI	7
PV REN	45
PV NB	45
PV ondernemingen	45

De uiteindelijke aannames die aan de basis liggen van de onrendabele top berekeningen voor de verschillende technologieën zijn samengevat in de tabel in bijlage B.



## 1 INLEIDING

In dit rapport wordt de onrendabele top berekeningsmethode toegepast voor duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen. De onrendabele top berekeningsmethode wordt in Nederland gebruikt in het kader van het vaststellen van de MEP<sup>1</sup>-subsidies. Deze methode kan gebruikt worden om na te gaan of de minimum vergoedingen in het kader van het systeem van groenestroomcertificaten in Vlaanderen aangepast zijn om de productie van groene stroom te stimuleren.

De onrendabele top (OT) van een investering is het productie-afhankelijk gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. Deze OT wordt berekend voor een aantal productietechnologieën van groene stroom waarvan men aanneemt dat ze momenteel of in de nabije toekomst realiseerbaar zijn mits aangepaste, tot op zekere hoogte gelimiteerde steun.

Per technologie wordt een referentie-installatie gedefinieerd. Voor zover mogelijk zijn er voor Vlaanderen eigen aannames gebruikt om de referentie-installaties te definiëren. Indien de Nederlandse situatie aansluit bij de Vlaamse of bij gebrek aan voldoende informatie, worden de Nederlandse aannames behouden. De referentie-installatie is een fictieve installatie die het best aansluit bij wat er per technologie in Vlaanderen vandaag en in de nabije toekomst van toepassing is of zal zijn. Iedere individuele installatie zal in min of meerdere mate afwijken van de referentie-installatie. Daarom kunnen de resultaten uit dit rapport sterk ter discussie gesteld worden door de verschillende installaties en sectoren. In Nederland is men reeds langer bezig met het stakeholder proces. Tijdens consultatierondes werden de resultaten aan de marktpartijen voorgelegd. Deze consultatierondes werden georganiseerd in brancheverband. De eerste ronde verliep eerder moeilijk, na enkele jaren loopt dit proces veel vlotter. Belangrijk hierbij is om tijdig de marktpartijen in te lichten van wat men ongeveer kan verwachten.

In Vlaanderen werd op 25 november 2005 een workshop over de onrendabele toppen georganiseerd (zie bijlage C). Deelnemers werden uitgenodigd via het platform biomassa, het platform fotovoltaïsche zonne-energie en het platform windenergie. Tijdens deze workshop werd ingegaan op de gehanteerde methode en de gebruikte aannames en parameters om de onrendabele top van diverse productievormen van groene stroom in Vlaanderen te bepalen. Per technologie kregen deelnemers de mogelijkheid om opmerkingen en suggesties te formuleren. Verschillende organisaties en bedrijven gaven na de workshop nog schriftelijke reacties. In de loop van de maand december 2005 was er nog overleg met een aantal sectoren om een aantal parameters en aannames verder uit te klaren. ODE-Vlaanderen en Biogas-E stelden een uitgebreide adviestekst op [29]. Deze adviestekst handelt over windenergie, fotovoltaïsche zonnepanelen en vergistingsopties. De suggesties en commentaren die aannemelijk waren op basis van concrete voorbeelden of literatuurverwijzingen, zijn zo veel mogelijk in dit rapport verwerkt.

---

<sup>1</sup> MEP Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie

In een eerste hoofdstuk wordt de onrendabele top berekeningsmethode verder toegelicht. In de volgende hoofdstukken worden de aannames voor de berekening van de onrendabele top van verschillende productietechnologieën becommentarieerd. Het betreft:

- Wind op land;
- Wind op zee;
- Grootschalige inzet van biomassa in centrales;
- Energie recuperatie uit stortgas;
- Energie recuperatie bij RWZI's en AWZI's;
- Vergistingsopties;
- Biofuel-centrale;
- Biomassacentrale
- Afvalverbrandingsinstallaties (AVI's);
- Fotovoltaïsche zonnepanelen (private investering, investering door een onderneming);

Per technologie worden de oorspronkelijke en de uiteindelijke parameters vergeleken. In het laatste hoofdstuk worden de gebruikte financieel-economische parameters beschreven.

## 2 ONRENDABELE TOP BEREKENINGSMETHODIEK

De methodiek en beschrijving is grotendeels overgenomen uit [1]. Voor de investeringsaftrek, ecologiepremie, warmtekrachtcertificaten en groenestroomcertificaten werden de nodige aanpassingen aangebracht.

### 2.1 Definitie

De onrendabele top (OT) is het productieafhankelijk gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen:

$$NCW(OT) = 0 \quad (1)$$

waarbij:

NCW(OT) de netto contante waarde als functie van de onrendabele top

De onrendabele top wordt berekend aan de hand van een cash flow berekening. Een belangrijk onderscheid met conventionele cash flow berekeningen is dat niet het projectrendement wordt uitgerekend (interne rentevoet) maar dat de onrendabele top als functie van de cash flows en een minimum vereist rendement op kapitaal wordt berekend. Essentieel is dat de waarde van het rendement op kapitaal dan als input zal moeten dienen, deze moet dus van tevoren worden bepaald. In dit verband wordt onderscheid gemaakt tussen equity (eigen vermogen) en debt (bankleningen).

De rendementen waarmee gerekend wordt zijn:

Rente op bankleningen: 5%

Rendement op eigen vermogen: 15%

Uitgezonderd voor enkele opties (zie beschrijving financieel-economische parameters (zie 4 p. 47)).

In de cash flow berekeningen wordt rekening gehouden met belasting op de winst van het project. Afschrijvingen en rentebetalingen worden van de belastbare winst afgetrokken. De periode waarover afgeschreven wordt is 10 jaar. Wanneer het belastbaar inkomen door afschrijvingen negatief is, wordt aangenomen dat dit negatief resultaat kan worden afgetrokken van een positief resultaat elders in het bedrijf. Als belastingpercentage is 34% (33,99%) genomen. Dit is het normaal tarief vennootschapsbelasting inclusief de bijzondere crisisbijdrage, zoals gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 31 december 2002.

### 2.2 Perioden

Ten behoeve van de cash flow berekeningen worden de volgende perioden onderscheiden:

- Beleidsperiode:  $T_b$  10 jaar (20 jaar voor PV)
- Termijn van lening van de bank:  $T_r$  10 jaar

- Afschrijvingstermijn :  $T_b$  10 jaar
- Economische levensduur van het project: T variabel, afhankelijk van de technologie.

Voor bepaalde technologieën zijn andere termijnen gebruikt. (zie 4 p 47)

## 2.3 Verhoogde investeringsaftrek voor energiebesparende investeringen

Een onderneming, die bij de oprichting of uitbreiding een investering uitvoert, kan onder bepaalde voorwaarden een investeringsaftrek bekomen.

De investeringsaftrek wordt gedefinieerd als een vrijstelling van de winst en baten van de onderneming, gelijk aan een deel (percentage) van de aanschaffings- of beleggingswaarde van de materiële vaste activa die in nieuwe staat verkregen zijn of tot stand gebracht, en van de nieuwe immateriële vaste activa, indien die vaste activa in België voor het uitoefenen van de beroepswerkzaamheid van de belastingplichtige worden gebruikt.

De investeringsaftrek komt in mindering van de winst of baten van het belastbare tijdperk waarin de vaste activa zijn verkregen of tot stand gebracht. Wanneer het belastbaar inkomen door investeringsaftrek negatief is, wordt aangenomen dat dit negatief resultaat kan worden afgetrokken van een positief resultaat elders in het bedrijf.

De investeringsaftrek bedraagt een bepaald percentage van de investeringen. Sinds maart 2006 geldt voor investeringen die gedaan zijn tijdens het belastbare tijdperk dat aan het aanslagjaar 2007 verbonden is een aftrek van 14,5% voor energiebesparende investeringen.

De groepen en categorieën waar de beschouwde investeringen onder vallen zijn:

- Groep 4 : energetische valorisatie van biomassa en afvalstoffen
  - Categorie 10: productie en gebruik van energie door chemische, thermo-chemische of biochemische omzetting van biomassa en afvalstoffen.
  - In aanmerking komen, de investeringen binnen de inrichting in :
    - uitrusting uitsluitend voor het bewerken, opslaan en transporteren van de in- en uitgaande stoffen ;
    - reactoren gebruikt voor de chemische, thermo-chemische of biochemische omzetting van de biomassa en de afvalstoffen met inbegrip van verbrandingsapparaten en aangepaste branders of vuurhaarden ;
    - recuperatiestookketels aangesloten op verbrandingsapparaten; ketels of het verbouwen ervan en krachtwerktuigen om de verkregen brandstof te gebruiken;
    - warmtewisselaars ;
    - meet-, tel- en regelapparatuur ;
    - schoorstenen en apparatuur om rookgas en gasvormige of vloeibare effluenten te reinigen.
- Groep 5 : gebruik van hernieuwbare energieën
  - Categorie 11: energieproductie op basis van hernieuwbare energieën
  - Komen in aanmerking voor deze categorie, de investeringen in nieuwe **apparatuur** voor :
    - de thermische omzetting van zonne-energie (zonneboilers voor de productie van warm water voor verwarming, sanitaire en/of procesdoeleinden of van warme lucht voor verwarmings- en/of procesdoeleinden) ;



- de fotovoltaïsche omzetting van zonne-energie voor de rechtstreekse productie van elektriciteit ;
- het aanwenden van windenergie ;
- het aanwenden van hydraulische energie ;
- het aanwenden van geothermische energie ;
- koude-warmte-opslag.

De investeringsaftrek wordt opgenomen als een inkomst in jaar 1.

$$IA = C_{tot} \times i \times 14,5\% \quad (2)$$

IA	investeringsaftrek	[€]
i	deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek	[%]

Het percentage van de investering dat voor investeringsaftrek in aanmerking komt hangt af van de categorie waaronder de investering valt. Voor de categorie 10 (aanwending biomassa en afvalstoffen) valt de gehele investering in aanmerking. Voor de categorie 11 (o.a. windenergie en fotovoltaïsche omzetting) komt slechts de benodigde apparatuur in aanmerking.

## 2.4 Ecologiepremie

Bedrijven die in Vlaanderen ecologische investeringen uitvoeren, kunnen hiervoor subsidies krijgen van de Vlaamse Overheid: de ecologiepremie. Investeringscomponenten in hernieuwbare energie vallen onder het systeem van de ecologiepremie. De investeringen die in aanmerking komen voor de ecologiepremie zijn opgenomen in een *limitatieve* technologieënlijst (LTL).

Per technologie vermeldt de limitatieve technologieënlijst volgende gegevens:

- een bondige omschrijving van de technologie;
- een oplijsting van de investeringscomponenten die in aanmerking komen voor een ecologiepremie;
- de totale meerkost;
- de geldigheidsduur van de technologie.

De totale meerkost is een maat voor de extra kosten die een bedrijf heeft door te investeren in de technologie met betere milieuproductiviteit. Deze meerkost zijn de extra investeringen, verminderd met de bijkomende opbrengsten.

$$EP = C_{tot} \times mk \times mp \times st \quad (3)$$

EP	ecologiepremie	[€]
mk	meerkost	[%]
mp	milieuproductiviteit-indicator = 1 momenteel	
st	steunpercentage	[%]

Het steunpercentage is momenteel 25% voor grote ondernemingen en 35% voor KMO's. Het plafond voor de ecologiepremie is momenteel 3,6 M€ voor investeringen in WKK en HEB.

## 2.5 Warmtekrachtcertificaten (WKC)

Op 1 januari 2005 is in het Vlaams Gewest een systeem van warmtekrachtcertificaten (WKC) in werking getreden. Kwalitatieve warmtekrachtinstallaties kunnen warmtekrachtcertificaten verkrijgen. Een warmtekrachtinstallatie is kwalitatief:

- indien de warmte zo efficiënt mogelijk afgenomen en getransporteerd wordt tot de plaats waar deze warmte nuttig kan worden aangewend;
- indien ze een relatieve primaire energiebesparing (RPE) heeft groter dan of gelijk aan 10% voor WKK-installaties met een vermogen groter of gelijk aan 1 MWe en een RPE groter dan 0% voor kleinschalige installaties (< 1 MWe). [4]

In ons model wordt in geval de installatie een WKK is, de RPE berekend. Is deze groter dan of gelijk aan 5%, dan wordt de warmtekrachtbesparing berekend. Per 1000 kWh warmtekrachtbesparing wordt een WKC toegekend.

De berekening van de RPE gebeurt als volgt:

$$RPE = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{\alpha_E}{\eta_E} + \frac{\alpha_Q}{\eta_Q}} \right] \quad (4)$$

$\alpha_Q$	thermische rendement van de warmtekrachtinstallatie [%]	
$\eta_Q$	thermische rendement van de referentieketel	[%] zie [4]
$\alpha_E$	elektrische rendement van de warmtekrachtinstallatie [%]	
$\eta_E$	elektrische rendement van de referentiecentrale.	[%] zie [4]

De berekening van de warmtekrachtbesparing:

$$WKB = \left[ \frac{1}{\eta_E} + \frac{\alpha_Q}{\eta_Q \cdot \alpha_E} - \frac{1}{\alpha_E} \right] \cdot Q_t \quad (5)$$

WKB	warmtekrachtbesparing	[kWh]
$Q_t$	netto elektriciteitsproductie in jaar t	[kWh]

Warmtekrachtcertificaten toegekend meer dan vier jaar na de datum van indienstneming vermeld op het WKC worden slechts aanvaard voor X% van het aantal voorgelegde dergelijke WKC (art. 10 van Besluit kwalitatieve WKK installaties [28]).

X wordt berekend volgens volgende formule:

$$X = 100 \times (RPE - 0,2 (T - 48)) / RPE$$

Waarbij T: de periode tussen de datum van indienstneming en productiemaand vermeld op het WKC, uitgedrukt in maanden.

Omdat het model de cash flow berekeningen per jaar uitvoert, is de formule hier aangepast:

$$X = 100 \times (\text{RPE} - 2,4 (\text{T} - 4)) / \text{RPE}$$

De opbrengst uit WKC wordt dan:

$$OWKC = \frac{WKB}{1000} \cdot 27 \quad (6)$$

OWKC      opbrengst warmtekrachtcertificaten      [€]

Voor de waarde van een warmtekrachtcertificaat wordt gerekend met 27 €. Dit is 60% van de boete op 31 maart 2006. Het elektriciteitsdecreet voorziet namelijk in art. 37 § 2. ter het volgende: 'In geval de marktwaarde van de warmtekrachtcertificaten door een beslissing van de Vlaamse regering daalt tot minder dan 60% van deze administratieve boete, vergoedt de Vlaamse regering de geleden schade voor kwalitatieve warmtekrachtinstallaties die minder dan 10 jaar in dienst zijn.'

**In het model kan men per technologie bepalen of er al dan niet WKC worden toegekend. WKC worden meegerekend waar de RPE groter dan of gelijk aan 10% voor WKK-installaties met een vermogen groter of gelijk aan 1 MWe en een RPE groter dan 0% voor kleinschalige installaties (< 1 MWe).**

## 2.6 Groenestroomcertificaten

Op 1 januari 2002 is in het Vlaams Gewest een systeem van groenestroomcertificaten (GSC) in werking getreden. Producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen hebben de mogelijkheid om bij de VREG groenestroomcertificaten te verkrijgen voor de elektriciteit die ze in het Vlaams gewest produceren uit hernieuwbare energiebronnen. Een groenestroomcertificaat toont aan dat 1000 kWh elektriciteit werd opgewekt uit een hernieuwbare energiebron.

Groenestroomcertificaten worden toegekend voor zowel de hoeveelheid netto geproduceerde elektriciteit die op de site wordt verbruikt, als voor de hoeveelheid netto geproduceerde elektriciteit die aan het net geleverd wordt.

De netto geproduceerde elektriciteit is de geproduceerde elektriciteit, verminderd met de elektriciteitsafname van de utiliteitsvoorzieningen die behoren bij de productie-installatie of die nodig zijn om de gebruikte hernieuwbare energiebron voor elektriciteitsopwekking geschikt te maken. Als de aanvrager van de groenestroomcertificaten kan aantonen dat een overeenkomstig energieverbruik ook noodzakelijk zou zijn indien de hernieuwbare energiebron niet zou worden aangewend voor energierecuperatie, wordt de elektriciteitsafname van de utiliteitsvoorzieningen niet in mindering gebracht van de geproduceerde elektriciteit.

Voor productie-installaties die elektriciteit opwekken uit afvalstoffen, die al dan niet samen met andere energiebronnen worden verwerkt, bepaalt de OVAM de hoeveelheid energie die in aanmerking komt voor het verkrijgen van groenestroomcertificaten. Momenteel adviseert OVAM dat 41,08% van de energie-inhoud van afvalstoffen verbrand in een restafvalverbrandingsinstallatie in aanmerking komt voor de toekenning van groenestroomcertificaten.

Voor productie-installaties die in het Vlaamse Gewest elektriciteit opwekken uit biomassa die ingevoerd wordt in België, kent de VREG groenestroomcertificaten toe voor de opgewekte hoeveelheid elektriciteit, verminderd met het energieverbruik van het transport van de ingevoerde biomassa tot aan de grens van het Vlaamse Gewest

In het model wordt de opbrengst uit GSC momenteel vereenvoudigd berekend.

$$OGSC = \frac{Q_t}{1000} \cdot mp \quad (7)$$

OGSC	opbrengst groenestroomcertificaten	[€]
$Q_t$	netto elektriciteitsproductie in jaar t	[kWh]
mp	minimumprijs per GSC in Vlaanderen	[€]

De minimumprijs van een GSC hangt af van de gebruikte productie-technologie (zie onderstaande tabel).

*Tabel 2: Huidige minimumprijs groenestroomcertificaten per productie-technologie*

Technologie	Minimumprijs per certificaat (€/MWh)
Zonne-energie	450
Waterkracht, getijden- en golflagenenergie, aardwarmte	95
On-shore windenergie	80
Organisch-biologische stoffen, al dan niet met co-verbranding	80
Vergisting van organisch-biologisch stoffen in stortplaatsen	80
Organisch-biologisch deel van afvalstoffen	80

**In het model is de mogelijkheid voorzien om de opbrengst uit groenestroomcertificaten mee te rekenen, maar deze wordt momenteel niet meegerekend.** De reden hiervoor is dat het model zo kan gebruikt worden om een evaluatie te maken van de hoogte van de minimumvergoeding per duurzame elektriciteitsoptie.

## 2.7 Cash flow berekeningen

Het inkomen voor belastingen wordt als volgt uitgerekend:

$$IVB_t = (OT + EL_t - VK_t)Q_t + EP_t + OWKC_t - IA - U.FK_t \quad (8)$$

met:

t	bedrijfsjaar, $0 < t \leq T$	[jaar]
IVB <sub>t</sub>	inkomen voor belastingen in jaar t	[€]
OT	onrendabele top	[€/kWh]

$EL_t$	elektriciteitsprijs in jaar t	[€/kWh], $EL_t = 0$ in geval bij- of meestook (zie ook § 2.7.1)
$VK_t$	variabele kosten in jaar t	[€/kWh]
$Q_t$	productie in jaar t	[kWh]
$U$	unitgrootte	[kW]
$FK_t$	vaste kosten in jaar t	[€/kW]
$EP_t$	ecologiepremie (enkel in jaar 1)	[€]
$OWKC_t$	opbrengst WKC in jaar t	[€]
$IA$	investeringsaftrek (in jaar 1)	[€]

waarbij:

$$Q_t = U \cdot H_t$$

met:

$H_t$	aantal draaiuren in jaar t	[h]
-------	----------------------------	-----

In de berekeningen is een jaaronafhankelijk, dus constant aantal draaiuren aangehouden.

In de variabele kosten zijn alle (marginale) kosten meegenomen die samenhangen met de productie van elektriciteit, dus in het geval van biomassa/afval ook brandstofkosten. In het geval van windenergie zijn ook kosten van onbalans ingevolge de programmaverantwoordelijkheid meegenomen.

In de vaste kosten zijn alle onkosten meegenomen welke onafhankelijk zijn van de productie van elektriciteit. Hierbij kan aan loonkosten, jaarlijkse kosten voor onderhoudscontracten, verzekeringen, etc. worden gedacht.

De vaste en variabele kosten zijn eveneens jaaronafhankelijk in de berekeningen meegenomen<sup>2</sup>.

Het inkomen na belastingen wordt als volgt uitgerekend:

$$INB_t = (1 - \tau) IVB_t + \tau(DEP_t + R_t) \quad (9)$$

met:

$INB_t$	inkomen na belasting in jaar t	[€]
$DEP_t$	afschrijvingen in jaar t	[€] $DEP_t = C_{tot}/T_b$ voor $t \leq T_b$
$R_t$	rentebetalingen in jaar t	[€] ( $R_t = 0$ als $t > T_b$ )

### 2.7.1 Operationele kosten biomassa/afval bij meestoken

De investeringen die voor biomassa/afval bij meestook opties zijn genomen betreffen meerinvesteringen. Dit zijn investeringen die nodig zijn om een bestaande installatie geschikt

<sup>2</sup> In sommige gevallen is er op basis van de beschikbare informatie voor gekozen om alle operationele kosten toe te rekenen aan de vaste kosten of variabele kosten.

te maken voor meestook. Dit betekent dat slechts additionele kosten worden meegeteld in de berekeningen.

#### *Effecten brandstofs substitutie*

Doordat het bij meestook om additionele investeringen bij een bestaande centrale gaat, wordt de verkoop van geproduceerde elektriciteit niet meegeteld in de cash flow berekening. Deze is immers niet additioneel. Gekeken is naar de baten van uitgespaarde primaire brandstof (kolen of gas) als gevolg van het meestoken ten opzichte van de kosten van de inzet van secundaire brandstof. Aangezien de brandstofs substitutie een nadelig effect kan hebben op het rendement van de totale installatie is hiervoor een brandstofs substitutiefactor meegenomen in de berekeningen. Deze factor representeert het omgerekende rendementsverlies voor de totale installatie uitgedrukt als percentage van de maximale te besparen hoeveelheid primaire brandstof. Deze brandstofs substitutiefactor bevat o.a. ook de additionele kosten ten gevolge van corrosie, rookgasreiniging, etc. In formulevorm:

$$K_b = B_s \cdot P_s - \alpha \cdot B_p \cdot P_p \quad (10)$$

met:

$K_b$	totale brandstofkosten	[€/]
$B_s$	hoeveelheid secundaire brandstof	[GJ]
$P_s$	prijs secundaire brandstof	[€/GJ]
$\alpha$	brandstofs substitutiefactor	[%], waarbij $\alpha \leq 1$
$B_p$	hoeveelheid primaire brandstof	[GJ]
$P_p$	prijs primaire brandstof	[€/GJ]

#### *Kosten van secundaire brandstof*

De kosten van de secundaire brandstof (biomassa) worden als volgt uitgerekend:

$$K_t = \frac{K_s Z Q_t}{E_s \eta_e} \quad (11)$$

met:

$K_t$	secundaire brandstofkosten in jaar t	[€]
$K_s$	kosten van secundaire brandstof	[€/ton]
$Z$	aantal GJe per kWhe; $Z = 0,0036$	[GJe/kWhe]
$Q_t$	elektriciteitsproductie in jaar t	[kWhe]
$E_s$	energie inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]
$\eta_e$	elektrisch rendement	[%]

#### *Besparing op primaire brandstof*

De besparing op het gebruik van primaire brandstof (kolen/gas) wordt als volgt uitgerekend:

$$S_{p,t} = \frac{Q_t Z}{\eta_e \alpha E_p} \quad (12)$$

met:

$S_{p,t}$	besparing op primaire brandstof	[ton] of [ $m^3$ ]
$\alpha$	brandstofsubstitutiefactor, zie (10)	[%]
$E_p$	energie inhoud primaire brandstof	[GJ/ton] of [GJ/ $m^3$ ]

### 2.7.2 Warmtewaardering bij WKK-opties

Voor de waardering van de geleverde warmte bij WKK-opties wordt eerst het equivalente volume aan aardgas berekend dat zou zijn gebruikt om een zelfde hoeveelheid warmte te leveren. Dit wordt gedaan aan de hand van een thermisch referentie rendement voor de productie van warmte uit gas. In de berekeningen is uitgegaan van een referentie rendement 90 % in geval van een warmtekrachtinstallatie die haar warmte afstaat in de vorm van heet water en 85 % in geval van een warmtekrachtinstallatie die haar warmte afstaat in de vorm van stoom.

$$W_{vol,t} = \frac{Q_t Z \eta_{th}}{\eta_e \eta_{ref} E_{gas}} \quad (13)$$

met:

$W_{vol,t}$	volume van de equivalente warmte in jaar t	[ $m^3$ aardgas]
$\eta_{th}$	thermisch rendement WKK installatie	[%]
$\eta_{ref}$	thermisch rendement van de referentie	[%]
$E_{gas}$	energie inhoud van aardgas, $E_{gas} = 0,03165$	[GJ/ $m^3$ ]

De waarde van de warmtelevering door WKK installaties wordt nu als volgt berekend:

$$W_{wkk,t} = W_{vol,t} K_p \quad (14)$$

met:

$W_{wkk,t}$	waarde van de warmtelevering door WKK in jaar t	[€]
$K_p$	primaire brandstofkosten (aardgas)	[€/m <sup>3</sup> ]

## 2.8 Onrendabele top berekening

Voor het berekenen van de onrendabele top wordt uitgegaan van het rendement op eigen vermogen. Hiervoor wordt dus niet uitgegaan van het projectrendement. Aangezien het rendement op eigen vermogen uitgangspunt van de berekeningen is geweest, volstaat het uitsluitend te kijken naar het equity gedeelte van de investering in de cash flows. De NCW berekeningen op basis van rendement op equity gaan nu als volgt:

$$CWe = \sum_{t=1}^T \frac{INB_t - A}{(1 + r_e)^t} \quad (15)$$

$$NCW_e = CW_e - E.C_{tot} = \sum_{i=1}^T \frac{INB_t - A}{(1 + r_e)^t} - E.C_{tot} = 0 \quad (16)$$

met:

(N)CW <sub>e</sub>	(Netto) Contante Waarde equity	[€]
r <sub>e</sub>	rendement op equity	[%]
A	annuïteit van de lening	[€]
E	het gedeelte equity in de totale investering	[%], de waarde hiervan varieert per technologie.

waarbij:

$$A = Dt + Rt \quad (17)$$

met Dt de aflossing van de lening in jaar t, D<sub>t</sub> = 0 als t > T<sub>r</sub>. De annuïteit wordt bepaald op basis van de leningstermijn T<sub>r</sub>, de bankrente en het geleende deel van het investeringsbedrag. De waarde van de annuïteit is tijdonafhankelijk, dus constant voor de duur van de lening. De formule voor de onrendabele top op basis van rendement op equity wordt nu als volgt:

$$OT = \frac{E.C_{tot} - \sum_{i=1}^T \frac{(l - \tau)(Q_t(EL_t - VK_t) - U.FK_t + EP_t + OWKC_t - IA) + \tau(DEP_t + R_t) - A}{(1 + r_e)^t}}{\sum_{i=1}^T \frac{Q_t(l - \tau)}{(1 + r_e)^t}} \quad (18)$$

### 2.8.1 Effect van de beleidsperiode op de onrendabele top

In de berekeningsmethodiek wordt een onderscheid gemaakt tussen de economische levensduur van een installatie en de termijn waarover de subsidie wordt uitgekeerd. De subsidie geldt voor een periode van 10 jaar (behalve voor PV-installaties) vanaf het moment van ingebruikname van een installatie. De economische levensduur van duurzame elektriciteitsinstallaties is doorgaans langer. Om een basis te verschaffen voor het vaststellen van een producentenvergoeding dient de onrendabele top over de economische levensduur te worden omgerekend naar een onrendabele top over 10 jaar.

Deze berekeningswijze zorgt ervoor dat de investeerder zekerheid wordt geboden dat hij binnen 10 jaar het onrendabele deel van zijn investering kan dekken. Daarmee zijn echter nog niet alle kosten gedekt. De producent moet ook na 10 jaar als hij geen producentenvergoeding meer krijgt blijven produceren om uiteindelijk zijn hele investering terug te verdienen en zijn vereiste rendement te behalen.



Hierdoor wordt de uiteindelijke OT-berekening als volgt:

$$OT = \frac{E.C_{tot} - \sum_{t=1}^{T_b} \frac{(l - \tau)(Q_t(EL_t - VK_t) - U.FK_t + EP_t + OWKC_t - IA) + \tau(DEP_t + R_t) - A}{(l + r_e)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t(l - \tau)}{(l + r_e)^t}} \quad (19)$$

Het verschil van formule (19) met formule (18) betreft de periode waarover in de noemer gesommeerd wordt ( $T_b$  i.p.v.  $T$ ).



### 3 TECHNISCH-ECONOMISCHE PARAMATERS

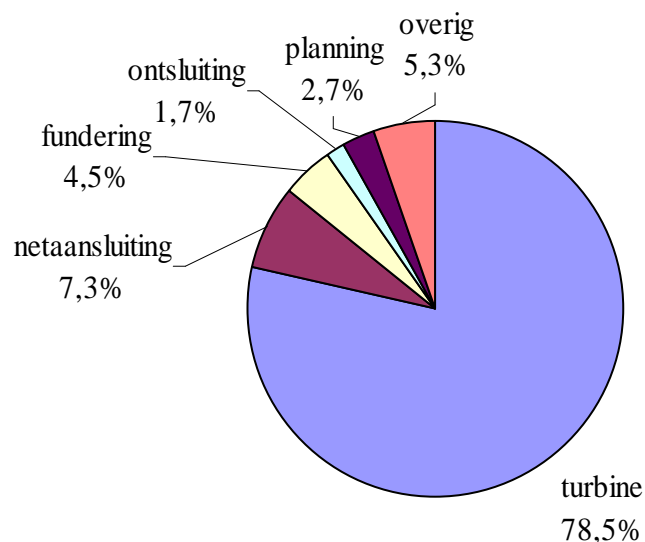
#### 3.1 Windenergie op land

De grootte van de ecologiepremie voor projecten rond windenergie op land is afhankelijk van het vermogen van de turbine. De projecten worden onderverdeeld in 3 categorieën: aanwenden van windenergie met vermogen tot 0,5 MW, vermogen tot 1,5 MW en vermogen groter dan 1,5 MW en ontvangen per categorie een ander percentage aan ecologiepremie. Voor toekomstige investeringen is de grootste categorie (> 1,5 MW) het meest waarschijnlijk [7]. Deze wordt dan ook als uitgangspunt genomen om de OT te berekenen.

Voor het Nederlandse model is gebruik gemaakt van een uitgebreide marktstudie voor Duitsland uitgevoerd door DEWI in 2002 [5]. In deze studie is voor meer dan 400 projecten (periode 1998-2001) een analyse gedaan van de investeringskosten en de operationele kosten. De gegevens uit de DEWI studie werden vergeleken met bestaande projecten en resultaten uit andere studies in Nederland en andere landen.

##### 3.1.1 Investeringskosten

In het Nederlandse model wordt als investeringskost 1100 €/kW genomen bij 1800 vollasturen per jaar voor de OT2005. Voor de OT2006 en OT2007 gebruikt men lagere investeringskosten respectievelijk 1080 en 1055 €/kW. De turbinekosten (895 €/kW) maken het grootste deel uit (78,5%) van de investeringskosten.



*Figuur 1: Investeringskosten windenergie in Duitsland (DEWI)*

Uit de DEWI studie blijkt ook dat de investeringsprijs per kilowatt stijgt naarmate de turbines groter worden. Dit komt omdat de constructieve massa en dimensionerende

belastingen voor een belangrijk deel sterker opschalen dan het vermogen. In het Nederlandse model is gerekend met een turbine van 1 MW. Indien we de turbineprijs per vierkante meter rotoroppervlak versus vermogen grafiek uit het rapport [5] bekijken, dan zien we dat voor turbines met een vermogen van 0,5 MW de turbineprijs gemiddeld ongeveer 14% lager ligt en voor turbines met een vermogen van 1,5 MW de turbineprijs gemiddeld ongeveer 14% hoger is. Indien we dit doorrekenen naar de investeringskosten komen we voor 0,5 MW op 972 €/kW en voor 1,5 MW op 1228 €/kW.

Voor de bepaling van de meerkosten in het kader van de ecologiepremie is men uitgegaan van een dalende investeringskost naarmate de turbine groter is. Voor een turbine van 0,5 MW is men uitgegaan van een investeringskost van 1320 €/kW, voor een turbine van 1 MW van 1150 €/kW en voor een turbine van 1,5 MW van 971 €/kW. De herkomst van deze cijfers is echter niet duidelijk. Omdat constructieve massa en dimensionerende belastingen voor een belangrijk deel sterker opschalen dan het vermogen [5] verwacht men eerder het tegenovergestelde, namelijk dat de investering per kW toeneemt voor grotere turbines. De 1150 €/kW (volgens ecologiepremie) voor een turbine van 1 MW komt vrij goed overeen met de 1100 €/kW uit het Nederlandse model.

Voor het de Vlaamse referentiesituatie wordt een investeringskost van 1100 €/kW genomen, analoog aan Nederland.

Volgens het advies van windplatform [29] is 1100 €/kW een goede benadering van de werkelijke installatiekost, maar kan de lange studie- en ontwikkelingskost in Vlaanderen hier niet inbegrepen zijn. Door de lange periode tussen ontwerp en in productie-neming en de kleine succesgraad van projecten in Vlaanderen verhoogt de investeringskost per project. Het aandeel vergunningstraject en planning in figuur 1 zou in Vlaanderen dus groter zijn en de investeringsprijs opdrijven. Volgens het windplatform lijkt een investeringskost van 1200 €/kW daarom realistischer. Men stelt eveneens prijsverhogingen van 10 tot 20% van de aankoopprijs van turbines vast door de grote vraag naar turbines en door de consolidatie bij de turbineproducenten.

Zoals reeds in 2. vermeld zijn de investeringskosten van doorslaggevend belang voor de hoogte van de OT. Indien we de investeringskosten met 20% verminderen, dan daalt de OT met 17%. De investeringskosten zijn voor deze technologie echter vrij goed in te schatten en zijn dus redelijk betrouwbaar.

### 3.1.2 Vollasturen

In een vroegere studie van het Steunpunt Klimaat is aan de hand van de gegevens uit het Windplan Vlaanderen [22] een theoretisch gemiddeld aantal vollasturen per provincie en voor heel Vlaanderen bepaald. Indien we een inzetbaarheid hanteren van 95% (minimum gegarandeerd door de windturbinefabrikanten) dan komen we voor Vlaanderen op een gemiddeld aantal vollasturen van 1580 (zie tabel 3).

Kolom 3 van tabel 3 geeft het gemiddeld aantal vollasturen van de Vlaamse turbines in 2004 per provincie, voor de turbines die heel het jaar in bedrijf waren (gegevens VREG). In Vlaams-Brabant en Limburg draaiden in 2004 slechts een gering aantal windmolens. De cijfers zijn daarom minder representatief.

Het aantal vollasturen is sterk geografisch bepaald. We zien duidelijke verschillen tussen West-Vlaanderen en Limburg.

*Tabel 3 Gemiddeld aantal vollasturen per provincie*

Provincie	Gemiddeld aantal vollasturen - theoretisch	Gemiddeld aantal vollasturen in 2004	Gemiddeld aantal vollasturen in 2003
West-Vlaanderen	2236	1992	
Oost-Vlaanderen	1592	1641	
Brabant	1344	1257	
Antwerpen	1333	964	
Limburg	1204	682	
<b>Vlaanderen</b>	<b>1580</b>	<b>1689</b>	

Indien we de OT berekenen met het gemiddeld aantal vollasturen (theoretisch) voor de provincie Limburg, dan komen we het dubbele uit van de OT met het gemiddeld aantal vollasturen voor de provincie West-Vlaanderen (respectievelijk ongeveer 14 en ongeveer 7 c€/kWh). Als het aantal vollasturen met 85% toeneemt dan halveert de OT.

Het aantal vollasturen heeft een grote invloed op de OT. In een windrijk gebied zal de OT daarom aanzienlijk lager zijn dan in een minder windrijk gebied.

Door het feit dat de meeste turbines in Vlaanderen in de meer windrijke zones opgesteld zijn, is het gemiddeld aantal vollasturen in de praktijk hoger dan het gemiddelde berekend aan de hand van het Windplan Vlaanderen.

Hier adviseert het windplatform om 1800 vollasturen te gebruiken voor windturbines van minimum 2 MW [29]. In deze studie behouden we het gemiddelde aantal vollasturen (1650) van 2004.

### 3.1.3 Onderhouds- en bedrijfskosten

Volgens de DEWI-studie zijn de grootste operationele kosten de uitgaven voor service en onderhoud (ca. 26%), management (ca. 21%) en grondkosten (ca. 18%). Verder vallen onder deze kosten het stroomgebruik (ca. 5%), verzekeringen (13%) en overige kosten (ca. 17%).

Stroomgebruik staat voor de elektriciteitskosten van de turbine zelf, bijvoorbeeld voor regelacties.

De onderhouds- en bedrijfskosten werden overgenomen uit het Nederlandse model (39 €/kW). Ze bedragen 3,5% van de investeringskost per kW. Het cijfer van het Nederlandse model is gebaseerd op opgave uit de Windkoepel en is afgetoetst aan de onderhoudskosten van een groot aantal turbines in Duitsland. Hieruit blijkt dat de totale onderhouds- en bedrijfskosten binnen een bandbreedte van 39 €/kW blijven de eerste tien jaar van exploitatie. Indien de onderhoudskosten van 39 €/kW omgerekend worden naar variabele onderhoudskosten voor 1580 vollasturen (zie 3.1.2.) dan komen we op 2,5 c€/kWh. In de studie 'Costs and prices' [27] van EWEA (The European Wind Energy Association) schat men de onderhouds- en bedrijfskosten op een niveau van 1,2 tot 1,5 c€/kWh. Deze kosten zijn gebaseerd op ervaringen in Duitsland, Spanje, het Verenigd Koninkrijk en Denemarken.

Een recente studie in Denemarken toont aan dat de onderhouds- en bedrijfskosten afnemen voor nieuwere en grotere turbines.

De invloed van de onderhouds- en bedrijfskosten op de OT is veel kleiner dan die van de investeringskosten en van het aantal vollasturen.

Het windplatform [29] vindt de onderhoudskost van 39 €/kW bij aanvang van de projecten correct, maar verwacht dat op termijn 42 €/kW een meer realistische inschatting is van de onderhoudskost over een periode 10 jaar. Het windplatform wijst er ook op dat door het feit dat de meeste leveranciers en onderhoudsfirma's Duits zijn, dit voor turbines in Vlaanderen extra kosten meebrengt wat betreft transport in vergelijking met Duitse windenergieproducenten.

### 3.1.4 Overzicht parameters

*Tabel 4 Overzicht parameters windenergie op land*

		november 2005	na overleg
Installatiegrootte	kWe	1500	1500
Investeringskosten	€/kWe	1100	1100
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	1580 - 1650	1650
Vaste O&M kosten	€/kWe	-	39
Variabele O&M kosten	ct/kWhe	1,50 - 2,47	-
Stroomprijs	ct/kWhe	1,2	2
Economische levensduur	jaar	15	15
Debt/equity ratio	-	80/20	80/20
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10
Return on equity	%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	34%	34%
IA	%	13,5%	14,5%
% van investering in aanm. IA	%	86%	86%
EP	%	25%	25%
Meerkost in aanmerking EP	%	10%	10%
OT	ct/kWh	9,5 - 11	9,5

## 3.2 Windenergie op zee

De aannames voor windenergie op zee zijn gebaseerd op de studie 'Optimal offshore wind energy developments in Belgium' van Federaal Wetenschapsbeleid [6]. Op de workshop van 25 november 2005 werd door verschillende partijen aangegeven dat de aannames die in deze studie gebruikt zijn niet helemaal relevant zijn voor de werkelijke toekomstige projecten.

Momenteel wordt deze berekening echter niet aangepast omdat elektriciteit die zal worden opgewekt door middel van hernieuwbare energiebronnen in de Belgische zeegebieden (off-shore) een federaal bevoegdheidsdomein is.

### 3.2.1 Investeringskosten

De investeringskosten (technologieniveau van 2005) variëren tussen 1500 €/kW en 2400 €/kW, afhankelijk van de naafhoogte, waterdiepte ende afstand tot de kust.

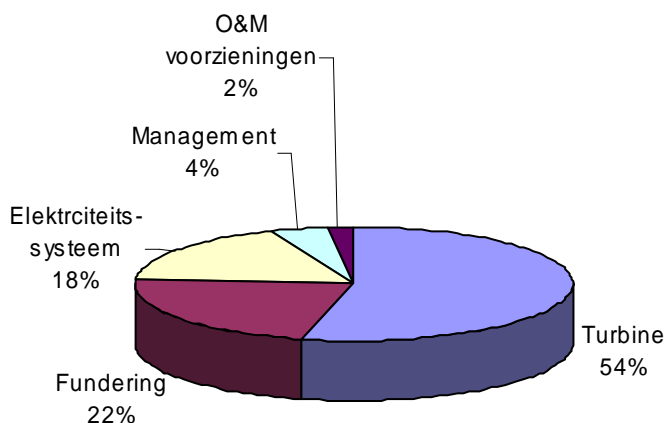
Tabel 5: Specifieke investeringskost (technologieniveau 2005) [6]

naafhoogte	laagste waarde	hoogste waarde
m	€/kW	€/kW
70	1500	2200
110	1600	2400

De laagste waarde komt overeen met projecten dicht bij de kust (+/- 10 km), de hoogste waarde met projecten ver van de kust (+/- 50 km)

Als aanname is de investeringskost per kW genomen voor een windmolenpark (10 MW/km<sup>2</sup>) van 30 km in zee, met molens met een naafhoogte van 70 m, met monopaal fundering, lokale waterdiepte 16 m en afstand tot aansluiting op het net op het vasteland van 40 km. Deze aannames komen goed overeen met het project dat in de nabije toekomst voor de Belgische kust gepland is. De investeringskost is dan 1815 €/kW.

Figuur 2 geeft de uitsplitsing van de investeringskosten.



Figuur 2: Investeringskosten (1815 €/kW), 70 m naafhoogte, 30 min zee, 15 m waterdiepte

Indien windparken dichterbij de kust gebouwd worden, kan de investeringskost substantieel dalen (tot 1500€/kW), het aantal vollasturen zal dan ook dalen (tot 2800, zie 3.2.2.). Niettemin zal de OT van windturbines dichterbij de kust lager zijn.

Voor het Nederlandse model heeft men een vergelijking gemaakt van internationale bestaande en geplande projecten. Men bekomt hier een range van 1675 tot 2250 €/kW. Voor het geplande initiatief Q7 in IJmuiden (23 km van de kust, 20 tot 25 m waterdiepte) rekt men met een investeringskost van 2250 €/kW. Voor het geplande Near Shore Windpark (NSW) in Egmond aan Zee (10 km van de kust, minder dan 15 m waterdiepte) komt men op een investeringskost van 2020 €/kW. Doordat er internationaal nog maar weinig ervaring is

met offshore windprojecten zijn de investeringskosten nog maar moeilijk in te schatten. In het Nederlandse model neemt men 2000 €/kW.

Uit recent contact met EWEA blijkt dat 1800 €/kW een onderschatting is voor projecten in de nabije toekomst. De toename van de investeringskosten is te wijten aan een toename van de verzekerings- en kapitaalkosten omdat een aantal van de verwachte commerciële risico's (vertragingen en technische complicaties met de turbines, de funderingen en de kabel) zich ook effectief hebben voorgedaan bij concrete projecten. Ook een consolidatie van de marktspelers zal een opwaarts effect hebben op de contractprijzen [27].

Zoals reeds bij windenergie op land vermeld, bepalen de investeringskosten voor een groot stuk de hoogte van de OT.

### 3.2.2 Vollasturen

Het aantal vollasturen opgegeven in [6] voor een naafhoogte van 70 m varieert van 2800 (dicht bij de kust) tot 3200 uur (ver in zee). Voor het technologieniveau van 2005 is een beschikbaarheid van 88% van de windturbines gehanteerd. Op een afstand van 30 km in zee komt men op een aantal vollasturen van 3100 in [6].

### 3.2.3 Onderhouds- en bedrijfskosten

Onderhouds- en bedrijfskosten hebben een groot aandeel in de totale productiekost (25 tot 30%) van offshore windenergie. De hoge transportkost naar de site en de moeilijke toegang zijn de belangrijkste oorzaken van de hoge onderhouds- en bedrijfskosten.

De productiekosten voor een installatie 30 km in zee, met naafhoogte van 70m, lokale waterdiepte bedragen 7,3 c€/kWh en zijn uitgesplitst in Tabel 6

*Tabel 6: Productiekosten, naafhoogte 70 m, 30 km in zee, 16 m waterdiepte, investeringskost 1815 €/kW*

Onderdeel	%
Investeringskost	63
Onderhouds- en bedrijfskosten	28
Kosten voor grondig onderhoud	5
Kosten voor uit bedrijfname	4

Indien we de kosten voor uit bedrijfname meerekenen komen we voor deze installatie op een onderhouds- en bedrijfskost van 2,7 c€/kWh.

Uit recente contacten met EWEA blijkt dat volgens de bevindingen uit de laatste projecten een onderhoudskost van 3 tot 3,5 c€/kWh meer realistisch is.

## 3.3 Grootschalige inzet van biomassa in centrales

Biomassa wordt door de centrales hoofdzakelijk ingezet via meestook. Deze optie biedt voordelen voor de bedrijven omdat er relatief weinig investeringen nodig zijn en daarmee beperkte kapitaalrisico's. Momenteel wordt er in Vlaanderen biomassa meegestookt in centrales met een totaal vermogen van 154 MW en kan er in de centrale van Ruien biomassa



verwerkt worden via vergassing (hout) voor een vermogen van 17 MW. Het plaatsen van een vergasser in de nabijheid van een centrale is niet zo evident. Volgens [24] kan men ervan uitgaan dat er bijna geen vergassers bij centrales meer zullen bijkomen in de nabije toekomst. In dit opzicht concentreren we ons voor de bepaling van de OT op de meestookoptie. In de Vlaamse centrales worden momenteel olijfpulp, slib en koffiedik (samen 46 MW), en houtstof (42,4 MW) en sinds eind 2005 houtpellets (66 MW) mee gestookt.

*Tabel 7: Meestook in de Vlaamse centrales (elektrisch vermogen) op basis van [30]*

	MW	%
koffiedik	5	3%
slib	4	3%
olijfpulp	37	24%
houtstof	42,4	27%
houtpellets	66	43%
totaal	154,4	100%

### 3.3.1 Investeringskosten

De bijkomende investeringskosten voor het meestoken van biomassa in centrales zijn relatief gering en dragen in beperkte mate bij tot de OT van dit soort projecten, zeker in vergelijking met andere duurzame energieopties. Men verwacht op lange termijn geen substantiële prijsdaling omdat de investeringen bestaan uit standaardoplossingen waarvan de componenten volledig uitontwikkeld zijn. In het Nederlands model werd oorspronkelijk een investeringskost van 220 €/kWth gehanteerd, die daarna verlaagd werd naar 120 €/kWth. Deze verlaging was gebaseerd op cijfers verstrekt in het kader van een marktconsultatie. Eén van de centrales in Nederland heeft bijkomende informatie aangeleverd om het cijfer voor de investeringskosten te onderbouwen en de gegevens hebben op een overtuigende wijze aangetoond dat de investeringskosten hoger liggen dan 120€/kWth. De aanname van 220 €/kWth werd dan ook gehandhaafd in het Nederlandse model.

Voor Vlaanderen vinden we cijfers terug in de studie over optimale energetische valorisatie van houtafval [9]. Deze cijfers zijn eveneens gebaseerd op een studie van ECN uit 2000 [10]. Het betreft hier de investeringsprijs van een co-verbrandingsinstallatie waar hout wordt meegestookt. Het hout wordt apart vermalen en met aparte branders in de kolencentrale opgestookt. De additionele kost is gebaseerd op 10% meestook. Men komt hier op een investeringskost van 190 €/kWth. Dit proces wordt indirecte meestook genoemd. Indien het hout samen met de steenkool wordt verkleind en gezamenlijk met de bestaande steenkoolvoeding aan de centrale wordt gevoed en verbrand wordt met de conventionele kolenbranders, dan komen we op een veel lagere investeringsprijs volgens [9], namelijk 16 €/kWth. Dit proces wordt directe meestook genoemd en het betreft meestal meestook van houtstof.

In de studie over de energetische valorisatie van hoogcalorische afvalstromen in Vlaanderen [24] wordt ook melding gemaakt van investeringskosten voor directe meestook van houtstof in een centrale. Dit cijfer is gebaseerd op gegevens afkomstig van Electrabel. Het gaat hier over een investering van 500.000 € voor een eenheid van 12,8 MWel. Indien we rekenen met een rendement van 39,5% voor directe meestook, dan komen we op een investeringskost van 15,4 €/kWth. Deze waarde sluit sterk aan bij hogergenoemde waarde, gebaseerd op de ECN studie.

Zoals in Tabel 7 vermeld wordt er in Vlaanderen momenteel voor ongeveer 24% meegestookt aan olijfpitten, 27% aan houtstof en 43% aan houtpellets. Vermits deze brandstoffen direct kunnen worden meegestookt zullen de investeringskosten vallen binnen een grootte-orde van 15 tot 20 €/kWth. In 2003 werd in de betreffende centrales voor 1 tot 5% aan houtstof en olijfpulp meegestookt. Een meestook van 3% tot 10% lijkt momenteel een technisch maximum omwille van slijtage van de maalinrichtingen en slijtage en corrosie van de ketel zelf [11].

Voor de toekomst verwacht men echter dat indirecte meestook van houtpellets de referentietechnologie zal worden [18]. Vandaar nemen we voor de bepaling van de OT hier ook 220 €/kWth.

### 3.3.2 Onderhouds- en bedrijfskosten

De onderhouds- en bedrijfskosten dragen ook eerder in beperkte mate bij tot de OT. Het Nederlandse model voorziet een kost van 0,25 c€/kWth voor de reguliere kosten voor onderhoud en beheer van de installatie en een additionele kost van 0,95 c€/kWth. Deze kosten betreffen de meerkosten voor het afvoeren van reststoffen, kosten samenhangend met onbalans en niet-beschikbaarheid, kosten voor gedeerd vermogen en kosten van extra vervuiling, verslakking en corrosie. De onderhouds- en bedrijfskosten zullen voor de Vlaamse installaties wel wat lager liggen omdat het directe meestook betreft en omdat men bijgevolg geen aanvullende elementen te onderhouden heeft. Wel zullen de bestaande vermalingsinstallatie en de ketel intensiever dienen onderhouden worden. De additionele kosten zullen wel voor een groot deel overeenkomen. We voorzien in ons model 0,2 c€/kWth voor de reguliere onderhoudskosten en 0,8 c€/kWth additionele kosten.

### 3.3.3 Brandstofkosten secundaire brandstof

De prijs van de biomassa meegestookt in de centrale bepaalt in hoofdzaak de OT van de opwekking. Deze prijs is bovendien ook de factor die het meest onzeker is. In het Nederlandse model wordt voorgesteld om voor de periode 2004 – begin 2006 houtpellets als referentiebrandstof te kiezen voor het meestoken van biomassa in centrales. Men beschouwt het meestoken van niet-verontreinigde zuivere biomassa als maatgevend voor de inzet van biomassa in centrales. Vanuit operationeel oogpunt verdient het de voorkeur een brandstof te kiezen met specificaties die dicht in de buurt van kolen liggen. Houtpellets voldoen daar op dit moment het beste aan. De prijs van houtpellets is op 110,5 €/ton genomen in het Nederlandse model. In de databank Prijslijst van biobrandstoffen van SenterNovem worden sinds 2003 prijzen geregistreerd (vraag en aanbod) van biobrandstoffen [17]. Voor pellets vinden we inderdaad prijzen terug variërend tussen 80 en 140 €/ton voor de periode september – november 2004.

Voor het Vlaamse model zou men op dit moment kunnen uitgaan van de prijs van olijfpitten en houtstof. Maar op termijn verwacht men dat de vraag naar biomassa in Europa beduidend hoger zal liggen dan op dit moment. Men verwacht dat op termijn hout uit bossen een steeds dominantere rol zal gaan spelen in het aanbod en daarmee de prijs zal gaan bepalen. Zie Tabel 8

*Tabel 8: Belangrijkste bevindingen omtrent de prijsontwikkeling van biomassa in Europa volgens ECN [18]*

<i>1. Voor de langere termijn is het aannemelijk dat de vraag in Europa naar biomassa beduidend hoger ligt dan op dit moment. Deze toenemende vraag is te verwachten vanuit alle drie van de hoofdmarktsegmenten van onze energievoorziening: elektriciteit, warmte en transportbrandstoffen</i>
<i>2. Het aanbod voor deze toenemende vraag is te vinden in vier hoofdbronnen van biomassa: afval zonder mogelijkheid tot hergebruik, afvalstromen met hergebruik, oogst van hout uit bossen of energieteelt.</i>
<i>3. Het goedkoopste aanbod is te vinden in afvalstromen, maar praktisch gezien zal dit potentieel beperkt zijn en onvoldoende om de toenemende vraag te blijven dekken.</i>
<i>4. Hout uit bossen zal daarom een steeds dominantere rol gaan spelen in het aanbod en daarmee de prijs bepalen. In een niet door subsidies verstoorde markt is te verwachten dat er één Europese prijs voor deze soort biomassa zal ontstaan. Deze prijs zal op zijn beurt maatgevend worden voor alle biomassa.</i>
<i>5. De huidige houtprijs voor energietoepassingen in landen waar biomassa reeds op grotere schaal toepassing vindt (zoals Scandinavië, Oostenrijk) kan een goede, eerste indicatie geven van de hoogte van deze internationale evenwichtsprijs.</i>
<i>6. Voor de prijs aan de poort van energiecentrales in Nederland zal deze internationale evenwichtsprijs daarmee de basis vormen. De prijs die een Nederlandse gebruiker waarneemt zal verder aangevuld zijn met transport-, opslag- en handlingskosten.</i>

In de databank Prijslijst van biobrandstoffen van SenterNovem [17] vinden we voor olijfpitten slechts één registratie met een aangeboden prijs van 65 €/ton in juli 2004. De categorie houtstof is niet gedefinieerd in de databank, wel zaagsel. Hier vinden we prijzen variërend tussen 17 en 45 €/ton afgenomen en tot 55€/ton aangeboden voor 2004.

Bij de keuze van de secundaire brandstof zullen steeds de meerkosten van onderhoud voor onzuiverdere brandstoffen (bijvoorbeeld olijfpulp/-pitten) afgewogen worden ten opzichte van de hogere brandstofprijs van zuiverdere secundaire brandstoffen (bijvoorbeeld houtpellets).

In het Vlaamse model is momenteel een gemiddelde van de prijs van houtsnippers en houtpellets genomen: 83 €/ton. De prijs van de secundaire brandstof dient in de toekomst opnieuw bekeken te worden in functie van de evolutie op de biomassa markten.

### **3.3.4 Recent onderzoek**

In een recente studie van ECN [26] wordt gesteld dat de meerkosten van onderhoud voor minder zuivere biomassa niet volledig opwegen tegen de lagere brandstofprijzen van de minder zuivere brandstoffen. Men stelt dat het aannemelijk is dat de meeste projecten bij voldoende brandstofkeuzevrijheid de mogelijkheid hebben om tegen lagere kosten biomassa mee te stoken dan bij de inzet van houtpellets.

### 3.3.5 CO<sub>2</sub>-emissierechten en windfall profits

Tijdens de workshop van 25 november 2005 werd opgemerkt dat ook de uitgespaarde CO<sub>2</sub>-emissierechten en windfall profits mee in rekening gebracht moeten worden. Door biomassa in een conventionele centrale te verbranden, verbruikt die centrale minder steenkool en zal die centrale minder emissierechten nodig hebben dan oorspronkelijk voorzien.

Elektriciteitsprijzen zijn bepaald door marginale kosten. De kostprijs van de laatst geproduceerde eenheid bepaalt de marktprijs. De marginale kost van elektriciteit is bepaald door fossiele brandstoffen. Hierdoor zal de marktprijs ook de kosten van CO<sub>2</sub> bevatten. Maar de marktprijs wordt gevraagd voor de hele productie, ook voor die productie zonder CO<sub>2</sub>-uitstoot (nucleair, windenergie). Op deze manier ontstaan windfall profits.

De grootte van deze windfall profits is echter zeer moeilijk in te schatten. Een recente studie over windfall profits in Nederland [31] stelt dat de windfall profits momenteel niet zo hoog zijn, maar dat ze in de toekomst waarschijnlijk beduidend zullen stijgen.

In ons model brengen we de vermeden CO<sub>2</sub>-kosten in rekening door bij de prijs van de te vervangen brandstof (steenkool, 52 €/ton), de besparing door vermeden CO<sub>2</sub>-kosten op te tellen. Er is gerekend met een emissiefactor van 92,7 kg CO<sub>2</sub>/GJ voor steenkool. Met een prijs van 20 €/ton CO<sub>2</sub> voor een emissierecht komen we op een totale vermeden CO<sub>2</sub>-kost van 48 €/ton.

### 3.3.6 Overzicht parameters

*Tabel 9 Overzicht parameters voor grootschalige inzet van biomassa in centrales*

		<b>november 2005</b>	<b>na overleg</b>
Installatiegrootte	kWe	11400	11400
Investeringskosten	€/kWth	20 - 220	220
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	7000	7000
Variabele O&M kosten	ct/kWhe	0,2 - 0,4	0,2
Overige operationele kosten	ct/kWhe	0,8	0,8
Energie-inhoud	GJ/ton	15 - 17	16
Brandstofkosten	€/ton	65 - 111	83
Elektrisch rendement	%	38%	38%
Vermeden brandstofkosten (kolen)	€/ton	52	100
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	93,3%	93,3%
Economische levensduur	jaar	10	10
Debt/equity ratio	-	67/33	80/20
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10
Return on equity	%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	34%	34%
IA	%	13,5%	14,5%

% van investering in aanm. IA	%	100%	100%
EP	%	25%	25%
Meerkost in aanmerking EP	%	80%	80%
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>4,2 - 6,8</b>	<b>3,6</b>

### 3.4 Vergistingsopties

Uit de reacties op workshop van 25 november en het overleg met de sector achteraf is voor anaërobe vergisting duidelijk de nood aan meer differentiatie naargelang de inputstromen naar voor gekomen. Naar differentiatie omtrent de schaalgrootte is er minder eenduidigheid. Vandaar dat voor vergistingsopties meerdere referentie-installaties gedifferentieerd werden, afhankelijk van het soort inputstroom. We onderscheiden volgende gevallen: stortgas, vergisting van slib van RWZI's en AWZI's, co-vergisting van mest en energieteelten, co-vergisting van mest en organische afvalstoffen, vergisting van energiegewassen, vergisting van organisch biologische nevenstromen, vergisting van GFT-afval.

#### 3.4.1 Energierecuperatie uit stortgas

Vlarem II verplicht dat op stortplaatsen de emissies van methaan worden geïncollateerd en op gecontroleerde wijze verwijderd worden via verbranding. Energetische valorisatie van stortgas is verplicht daar waar dit rendabel is.

De gasproductie van een stortplaats neemt in de eerste jaren in omvang toe om daarna weer langzaam af te nemen. Waar er nog minstens voor zo'n tien jaar een substantiële gasproductie is, zijn er nieuwe mogelijkheden voor de benutting ervan voor elektriciteitsproductie. Het gaspotentieel van een stortplaats is, zowel qua kwaliteit als hoeveelheid, moeilijk voorspelbaar. Bovendien is de kwaliteit en continuïteit van de gasaanvoer in de tijd onzeker. Ook de precieze locatie van de gasbronnen is moeilijk te bepalen, zodat een zeer uitgebreid net van onttrekkingschachten nodig is en vele honderden meters leidingen. Het onttrokken stortgas is agressief en bovendien sterk wisselend en onvoorspelbaar in kwaliteit.

In het oorspronkelijke model werden een aantal parameters uit Nederland overgenomen. Na de workshop van 25 november 2005 en overleg met de sector werden de parameters beter afgestemd op de Vlaamse realiteit.

##### 3.4.1.1 Investeringskosten

Oorspronkelijk was hier 1000 €/kWe voorzien. Dit bleek een onderschatting te zijn. De motoren zijn onderhevig aan een relatief snelle slijtage door de sterk wisselende en onvoorspelbare gaskwaliteit en door de agressieve componenten in het aangevoerde stortgas. Na 5 jaar dienen er reeds vervangingsinvesteringen te gebeuren. Een investeringskost van 1300 €/kWe lijkt realistischer. De investeringskosten voor de gasonttrekkingsinstallatie worden niet mee in rekening gebracht omdat onttrekking wettelijk verplicht is.

### 3.4.1.2 Vollasturen

De vollasturen zijn afkomstig van de VREG-productiegegevens over 2004. Op basis van deze gegevens komt men voor stortgasinstallaties op een gemiddeld aantal vollasturen van 4566.

### 3.4.1.3 Onderhouds- en bedrijfskosten

In het oorspronkelijke model bedroegen de onderhouds- en bedrijfskosten 128 €/kWe. Deze zijn te laag. Op basis van volledige onderhoudscontracten kan gesteld worden dat de kosten eerder 150 €/kWe bedragen. Deze kosten zijn inclusief algemeen en technisch management, administratie, contractwerk en opvolging, externe communicatie.

### 3.4.1.4 Elektrisch en thermisch rendement

In de studie over hernieuwbare warmte uit biomassa in Vlaanderen [25] wordt gerekend met een thermisch rendement van 32% en een elektrisch rendement van 32%. Beide zijn bepaald aan de hand van voorbeelden. De toepassingsmogelijkheden van de geproduceerde warmte zijn beperkt op de stortplaatsen zelf. Bovendien zijn de stortplaatsen omwille van redenen van ruimtelijke ordening relatief ver verwijderd van woonkernen en industrieterreinen. Er worden tot nu toe geen WKK certificaten toegekend omwille van ontbrekende toepassingen. Het thermisch rendement wordt daarom op nul gezet in het model.

### 3.4.1.5 Overzicht parameters

*Tabel 10 Overzicht parameters voor energierecuperatie uit stortgas*

		<b>november 2005</b>	<b>na overleg</b>
Installatiegrootte	kWe	500	500
Investeringskosten	€/kWe	1000	1300
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	4566	4566
Vaste O&M kosten	€/kWe	128	150
Energie-inhoud	GJ/ton	19,2	19,2
Elektrisch rendement	%	32%	32%
Thermisch rendement	%	32%	0%
Stroomprijs	ct/kWhe	2,7	3,0
Economische levensduur	jaar	10	10
Debt/equity ratio	-	80/20	55/45
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10
Return on equity	%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	35%	-
IA	%	13,5%	-
% van investering in aanm. IA	%	100%	-
EP	%	25%	35%
Meerkost in aanmerking EP	%	50%	40%

<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>2,7</b>	<b>4,2</b>

### 3.4.2 Energierecuperatie bij RWZI's en AWZI's

Wat betreft de energierecuperatie bij waterzuivering

#### 3.4.2.1 Investeringskosten

De investeringskosten uit het Nederlandse model betreffen een gemiddelde van RWZI's (rioolwaterzuiveringsinstallaties) en AWZI's (afvalwaterzuiveringsinstallaties, industrie). Men hanteert een investeringskost van 1675 €/kWe. AWZI's hebben gemiddeld een hogere investeringskost dan RWZI's. De installatiegrootte is gemiddeld 500 kWe. De kosten voor de bouw en exploitatie van het vergistingsdeel zijn niet meegerekend. Men neemt aan dat de exploitant door de vermeden kosten als gevolg van verminderde slibproductie in staat is de deze installatie op rendabele wijze te exploiteren.

Voor de laatste 6 RWZI-installaties (alle 200 kWe) geplaatst door Aquafin varieert de investeringskost tussen 1010 en 1170 €/kWe. De variatie is te wijten aan de omkasting. Een aantal installaties dienden in een container geplaatst te worden, andere installaties konden in een bestaand gebouw geplaatst worden [13].

Over AWZI's werden geen Vlaamse gegevens verzameld. Er zijn reeds een vijftal AWZI's die groenestroomcertificaten toegekend hebben gekregen. De investeringskosten zullen hier waarschijnlijk ook hoger liggen dan die van een RWZI omdat het vaak over zeer specifieke installaties gaat op maat van het bedrijf. Daarom wordt voor het Vlaamse model de waarde van 1675 €/kWe overgenomen.

#### 3.4.2.2 Vollasturen

De vollasturen zijn afkomstig van de VREG-productiegegevens van het jaar 2004. Het aantal vollasturen ligt zeer laag (1006 voor RWZIs gemiddeld in 2004). Het aantal vollasturen ligt zo laag omdat de slibaanvoer niet voldoende is. De installaties zijn overgedimensioneerd. De exploitanten proberen dit aantal vollasturen wel op te drijven door de inzet van extern materiaal. Dit is niet eenvoudig omwille van de geldende wetgeving over de inzet van afvalstromen.

In 2004 waren er slechts enkele AWZIs die groenestroomcertificaten ontvingen. Voor deze installaties ligt de bedrijfstijd wel merkkelijk hoger dan voor de RWZIs. We spreken hier van grootteordes tussen de 2000 en 3000 uur.

Indien we het aantal vollasturen zouden verdrievoudigen (3000 uren) dan daalt de OT tot 20% van de oorspronkelijke OT.

In het model wordt een gemiddelde van 3000 vollasturen genomen.

### 3.4.2.3 Onderhouds- en bedrijfskosten

De onderhouds- en bedrijfskosten uit het Nederlandse model bedragen 175 €/kWe. Omgerekend naar variabele onderhouds- en bedrijfskosten geeft dit 17 c€/kW (1006 vollasturen en 500 kW).

Aquafin schat de onderhoudskosten op 1 tot 1,2 c€/kWh. De totale onderhoudskost bedraagt zo met het lage gemiddelde aantal vollasturen veel minder dan volgens de Nederlandse aannames.

Analoog aan de investeringskosten zullen ook de onderhoudskosten voor een AWZI hoger liggen dan die van een RWZI. We nemen 3 cent/kWh.

### 3.4.2.4 Elektrisch en thermisch rendement

Deze rendementen zijn afkomstig van de WKK inventaris voor motoren en bedragen gemiddeld 35% (elektrisch) en 45% (thermisch) voor gasmotoren [12].

Het elektrisch rendement volgens Aquafin komt goed overeen (34%) met het gemiddelde uit de inventaris.

Het thermisch rendement bij een RWZI is afhankelijk van de temperaturen van het slib dat in de installatie wordt verwerkt. In winterse omstandigheden wordt de warmte volledig benut, hetzij in de gisting hetzij in de dienstgebouwen. In de zomer wordt vaak een deel van de warmte weggekoeld. De hoeveelheid warmte die wordt weggekoeld wordt echter niet bemeten, zodat ze niet verder gekwantificeerd kan worden. Het thermisch rendement zal in werkelijkheid waarschijnlijk lager zijn dan 45%. Het thermisch rendement wordt daarom op 40% genomen.

### 3.4.2.5 Overzicht parameters

*Tabel 11 Overzicht parameters energierecuperatie bij RWZI's en AWZI's*

		<b>november 2005</b>	<b>na overleg</b>
Installatiegrootte	kWe	500	500
Investeringskosten	€/kWe	1000 - 1675	1675
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	1006 - 3000	3000
Variabele O&M kosten	ct/kWe	1 -17	3
Energie-inhoud	GJ/ton	22	22
Elektrisch rendement	%	35%	35%
Thermisch rendement	%	45%	40%
Referentierendement WKK (Elektrisch)	%	55%	42%
Referentierendement WKK (Thermisch)	%	90%	70%
Stroomprijs	ct/kWe	2,7	3,0
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m <sup>3</sup>	0,12	0,12
Economische levensduur	jaar	10	10
Debt/equity ratio	-	80/20	80/20
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10



Return on equity	%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	34%	34%
IA	%	13,5%	14,5%
% van investering in aanm. IA	%	100%	100%
EP	%	25%	25%
Meerkost in aanmerking EP	%	50%	50%
Prijs WKK certificaat	€	27	27
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>-0,8 - 31,3</b>	<b>2,0</b>

### 3.4.3 Co-vergisting van mest

Het co-vergisten van mest (met energieteelten of organische afvalstromen) komt in Vlaanderen nog niet zo veel voor. Oorspronkelijk werden voor twee concrete installaties data verzameld, namelijk voor de co-vergister van IVEB te Brecht en voor de co-vergister van Biofer te Zoutleeuw (zie Tabel 12). De co-vergister van IVEB is operationeel sinds de tweede helft van 2004. De co-vergister van Biofer is slechts voor een deel operationeel (1 motor). In de tabel zijn voor deze installatie theoretische waarden opgegeven. Op deze installatie zullen nog metingen verricht worden in het kader van een ANRE-demonstratieproject. Beide co-vergisters gebruiken mest en organisch afval als input.

In Tabel 12 zijn ook parameters weergegeven uit een publicatie van Biogas-E [14]. In deze publicatie werden de kosten overgenomen van Duitse projecten. Voor de opbrengsten werden Vlaamse gegevens ingevuld. Hier stelt men dat pure mestvergisting niet economisch haalbaar is. Co-vergisting met afval kan wel winstgevend zijn. Men stelt dat er drie belangrijke redenen zijn om co-stromen te vergisten. Enerzijds zorgen deze stromen voor een betere koolstof/stikstofverhouding in de reactor, wat beter is voor het biologische proces dat erin plaatsvindt. Anderzijds zorgen de co-stromen voor een veel grotere biogasproductie dan mest. En als laatste krijgt de uitbater inkomsten voor het aanvaarden en verwerken van de co-stromen.

In Nederland komt (co-)vergisting nauwelijks voor. Op basis van enkele zeer kleine projecten en cijfers uit de literatuur werd daar een zeer kleine referentie-installatie gedefinieerd. De parameters zijn terug te vinden in de laatste kolom van Tabel 12.

*Tabel 12: Technisch-economische data (co-)vergisting van mest voor een aantal installaties en gegevens uit de literatuur*

		Biogas-E mais (1)	Biogas-E afval (2)	IVEB (3)	Biofer (4)	Nederlan d
Netto-vermogen	[kWe]	100	138	469	4.000	40
Investeringskosten	[€/kWe]	2.441	3.600	3.445	2.500	7.450
Bedrijfstijd/vollasturen	[uren/jaar ]	7.500	7.500	8.500	8.000	6.000
Onderhoudskosten vast + variabel	[€/kWe]	226	314	28	110	447
E-inhoud	[MJ/m <sup>3</sup> ]	21,5	21,5	21,5	21,5	23
Elektrisch rendement	[%]	36%	36%	36%	36%	22,5%
Thermisch rendement	[%]	27%	27%	49%	45%	30%
Economische levensduur	[jaar]	10	10	10	10	10

Opbrengst afvalstromen	[€/ton]	-	50	25	10	-
Hoeveelheid afval	[ton/jaar]	-	1.440	25.000	30.000	-
Warmte volledig aangewend?	[ja/nee]	nee	nee	ja	ja	nee
Kosten maïsteelt	[€/jaar]	22.000	-	-	-	-
PEB WKK	[%]	-5%	-5%	17%	13%	-
Prijs WKK-certificaat	[€/MWh]	-	-	27	27	-
Prijs verwerking slib	[€/ton]	-	-	29	-	-
<b>OT</b>	<b>[c€/kWh]</b>	<b>5,9</b>	<b>-1,0</b>	<b>-12,2</b>	<b>-1,6</b>	<b>17,3</b>

- (1) Co-vergisting van mest en maïs
- (2) Co-vergisting van mest en etensafval
- (3) Co-vergisting van mest en niet-gevaarlijke organische afvalstoffen
- (4) Co-vergisting van mest en niet-gevaarlijke organische afvalstoffen

De verwachting is dat de groote-orde van de installaties rond de 200 tot 250 €/kWe zullen liggen.

### 3.4.3.1 Investeringskosten

De investeringskosten voor de eerste 4 projecten variëren tussen ongeveer 2500 en 3600 €/kWe. De investeringskosten voor co-vergisting metafval dalen naarmate het vermogen van de installatie groter wordt.

Na overleg met de sector werd een investeringskost van 3450 €/kWe als realistisch aangenomen voor een installatie van 250 kWe.

### 3.4.3.2 Vollaasturen

Wat betreft het aantal vollaasturen gaan we uit van de Duitse installaties die al langer draaien. Deze halen gemiddeld 7500 uren. Men dient hier wel op te merken dat de grotere gecentraliseerde installaties meer draaiuren kunnen halen. Maar dit dient toch nog op langere termijn aangetoond te worden.

### 3.4.3.3 Onderhouds- en bedrijfskosten

De onderhouds- en bedrijfskosten van de eerste 4 projecten schommelen tussen de 110 en 258 €/kWe. Hier geldt ook hoe groter de installatie is, hoe kleiner de specifieke onderhoudskosten worden. Oorspronkelijk namen we voor de installatie van 1000 kW een onderhoudskost van 235 €/kW. Voor de kleinere referentie-installatie (250 kWe) blijkt een onderhouds- en bedrijfskost van 350 €/kWe realistischer.

### 3.4.3.4 Elektrisch en thermisch rendement

De twee bestaande Vlaamse projecten geven hoge rendementen. Elektrisch rendement 36% en thermisch rendement 45% of meer. Deze rendementen zijn theoretische rendementen. Men kan zich pas een beeld vormen over de werkelijke rendementen (vooral het thermische rendement) als een installatie reeds langere tijd gedraaid heeft. Als aanname gebruikten we oorspronkelijk een elektrisch rendement van 35% en een thermisch rendement van 35%. Het thermisch rendement werd lager genomen dan het theoretische rendement omdat de warmte vooral in de winter benut zal worden. In de zomer zijn de toepassingen minder voorhanden. Na overleg werd het elektrisch rendement aangepast tot 32%. De elektrische stroom die de installatie zelf verbruikt werd hier in rekening gebracht. Het thermisch rendement werd in december 2005 zodanig gekozen dat de RPE op 0% uitkomt. Dit is het geval indien het thermisch rendement 21% bedraagt. Dit had als gevolg dat er geen WKK-certificaten in rekening gebracht werden. In tussentijd is er een ontwerpbesluit van de Vlaamse regering i.v.m. kwalitatieve warmtekrachtinstallaties principieel goedgekeurd [4]. In dit besluit wordt het thermisch en elektrisch referentierendement voor warmtekrachtinstallaties op basis van hernieuwbare energiebronnen aangepast. Voor installaties die gebruik maken van biogas wordt het thermisch rendement van de referentieketel gelijkgesteld aan 70% en het elektrisch rendement van de referentiecentrale aan 42%. Door de aangepaste referentierendementen komen we met een thermisch rendement van 21% en een elektrisch rendement van 32% tot een RPE van 6,3%. Hierdoor voldoet de installatie (< 1MWe) aan de voorwaarden voor een kwalitatieve warmtekrachtinstallatie en worden er warmtekrachtcertificaten verrekend. De bespaarde brandstofkosten worden eveneens verrekend.

### 3.4.3.5 Kosten / opbrengsten ingaande stromen en kosten afzet digestaat

Bij vergisting kan er geen eenduidig schema aangehouden worden wat betreft de kosten / opbrengsten van de ingaande stromen en de kosten van afzet van het digestaat. Bij verwerking wordt er nooit een vloeibaar product als dusdanig afgezet. De verwerkingsprijs die de landbouwers dienen te betalen is samengesteld uit vele factoren waaronder: kostprijs verwerkingsinstallatie, operationele kosten, hoeveelheid af te zetten droge fractie, concentraatstromen die moeten worden afgezet, transport,....

### 3.4.3.6 Opbrengst / kosten ingaande stromen

De vergiste hoeveelheden afval en de opbrengsten uit de afvalstromen kunnen sterk variëren. Zo geven IVEB en Biofer zeer verschillende hoeveelheden (relatief) en vergoedingen voor organische afvalstromen op. Voor de referentie-installatie gingen we er oorspronkelijk van uit dat er geen afval kan verwerkt worden. De wetgeving op afvalverwerking is zeer strikt en het is bijna onmogelijk om aan afvalverwerking te doen in agrarische gebieden.

Om het effect van een vergoeding weer te geven, berekenden we een variant met afvalverwerking en een vergoeding hiervoor. Voorzichtigheidshalve namen we hier slechts een hoeveelheid afval van 15000 ton en een vergoeding van 10 €/ton voor de referentie-installatie. De OT daalde dan van 4,4 naar 2,4 c€/kWh.

Na overleg met de sector is er een opbrengst van 5 €/ton voor organische afvalstoffen. Bij een kleinschalige vergister is de kans groter dat er opportuniteiten zijn om afvalstromen uit de nabije omgeving aan te trekken waarvoor er nog een zekere opbrengst mogelijk is. Voor mest wordt gerekend met een kost van 25 €/ton.

### 3.4.3.7 Kosten afzet digestaat

Voor de kosten van de verwerking van het slib gingen we oorspronkelijk uit van een hoeveelheid slib van 5000 ton (dubbel zo veel als de installatie van IVEB) aan een kostprijs van 29 €/ton.

Na overleg is de kostprijs voor de afzet van het digestaat op 6 €/ton genomen voor mest en op 4 €/ton voor organische afvalstoffen.

### 3.4.3.8 Hoeveelheid digestaat

Co-vergisting mest – energiegewassen. Een installatie van 250 kWe kan op jaarbasis ongeveer 10.000 ton verwerken, bestaande uit de helft mest en de helft energiegewassen. Mest heeft een drogestofgehalte van ongeveer 7% waarvan 70% organische stof is. Deze wordt voor ongeveer 50% omgezet in biogas. Maïs heeft een drogestofgehalte van 30% met 95% organische stof. Deze wordt voor 60% omgezet naar biogas.

Zo komen we op:

$$(5000 - (5000 \times 0,07 \times 0,7 \times 0,5)) + (5000 - (5000 \times 0,3 \times 0,95 \times 0,6)) \approx 9.000 \text{ ton}$$

Co-vergisting mest – organische afvalstromen. Een installatie van 170 kWe kan op jaarbasis ongeveer 12.000 ton verwerken, bestaande uit 60% mest en 40% organische afvalstoffen. De organische afvalstoffen hebben een drogestofgehalte van 28%, waarvan 85% organische stof. Deze wordt voor ongeveer 75% omgezet in biogas.

Zo komen we op:

$(7200 - (7200 \times 0,07 \times 0,7 \times 0,5)) + (4200 - (4200 \times 0,28 \times 0,85 \times 0,75)) \approx 10.500 \text{ ton}$

### 3.4.3.9 Overzicht parameters

*Tabel 13 Overzicht parameters co-vergisting van mest*

		november 2005	na overleg	
			Co-vergisting mest-energie teelt	Co-vergisting mest-organische afvalstoffen
Installatiegrootte	kWe	1000	250	170
Investeringskosten	€/kWe	3300 - 3600	3450	3450
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	7500	7500	7000
Vaste O&M kosten	€/kWe	235 - 314	350	350
Energie-inhoud	GJ/ton	21,5	19,8	19,8
Elektrisch rendement	%	35%	32%	32%
Thermisch rendement	%	35%	21%	21%
Referentierendement WKK (Elektrisch)	%	55%	42%	42%
Referentierendement WKK (Thermisch)	%	90%	70%	70%
Stroomprijs	ct/kWe	2,7	3,0	3,0
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m <sup>3</sup>	0,12	0,12	0,12
Hoeveelheid digestaat per jaar	ton	5000	9000	10500
Kostprijs afzet digestaat	€/ton	29	6	4
Kosten (+)/opbrengsten (-) ingaande stoffen	€/ton	-	25	-5
Hoeveelheid ingaande stoffen	ton/jaar	-	5000	4800
Totale kosten ingaande stoffen	€/jaar	-	125000	-24000
Economische levensduur	jaar	10	10	10
Debt/equity ratio	-	80/20	55/45	55/45
Rente lening	%	5%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10	10
Return on equity	%	15%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	34%	0%	0%
IA	%	13,5%	-	-
% van investering in aanm. IA	%	100%	-	-
EP	%	25%	35%	35%
Meerkost in aanmerking EP	%	50%	40%	40%
Prijs WKK certificaat	€		27	27
OT	ct/kWh	3,1 - 5,9	16,1	8,9

### 3.4.4 Vergisting van energiegewassen en organisch biologische nevenstromen

Deze categorie is na de workshop van 25 november 2005 toegevoegd op vraag van de sector. De parameters zijn grotendeels hetzelfde als bij co-vergisting van mest, behalve wat betreft de kosten van afzet van het digestaat en de hoeveelheid digestaat.

Voor organisch-biologische nevenstromen heeft de referentie-installatie een veel grotere capaciteit: 1000 kWe. Hier wordt geen opbrengst voor de ingaande stromen gerekend omdat de stromen omwille van de schaalgrootte verder getransporteerd moeten worden en extra dus extra kosten veroorzaken.

*Tabel 14 Parameters vergisting van energiegewassen en vergisting van organisch – biologische nevenstromen*

		Vergisting energie- gewassen	Vergisting organisch- biologische nevenstromen
Installatiegrootte	kWe	250	1000
Investeringskosten	€/kWe	3450	3450
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	7500	7500
Vaste O&M kosten	€/kWe	350	350
Energie-inhoud	GJ/ton	19,8	19,8
Elektrisch rendement	%	32%	32%
Thermisch rendement	%	21%	21%
Referentierendement WKK (Elektrisch)	%	42%	42%
Referentierendement WKK (Thermisch)	%	70%	70%
Stroomprijs	ct/kWhe	3,0	3,0
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m <sup>3</sup>	0,12	0,12
Hoeveelheid digestaat per jaar	ton	4150	35000
Kostprijs afzet digestaat	€/ton	12	12
Kosten (+)/opbrengsten (-) ingaande stoffen	€/ton	25	-
Hoeveelheid ingaande stoffen	ton/jaar	5000	-
Totale kosten ingaande stoffen	€/jaar	125000	-
Economische levensduur	jaar	10	10
Debt/equity ratio	-	55/45	55/45
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10
Return on equity	%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	-	-
EP	%	35%	35%
Meerkost in aanmerking EP	%	40%	40%
Prijs WKK certificaat	€	27	27
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>15,9</b>	<b>12,2</b>

### 3.4.5 Vergisting van GFT

Deze categorie was oorspronkelijk niet voorzien en is na de workshop van 25 november 2005 toegevoegd op vraag van de sector. Momenteel bestaan er 2 installaties in Vlaanderen die GFT vergisten. Dit zijn de installaties van IGEAN te Brecht (droge vergisting) en van IVVO te Ieper (natte vergisting) [32]. Er zijn wel een aantal andere installaties die GFT composteren. Hier zou in principe nog energierecuperatie mogelijk zijn door het plaatsen van een vergister. Deze projecten zijn typische projecten voor intercommunales. De privé-markt zal niet gaan investeren in GFT vergisting. Privé-investeerders zullen zich eerder toeleggen op vergisting van organisch-biologische nevenstromen uit de voedingsindustrie.

Op basis van gegevens over bestaande installaties werden volgende parameters (*Tabel 15*) gekozen om de onrendabele top voor vergisting van GFT te berekenen.

In de investeringskosten is de voorbehandeling, vergisting, nabehandeling en waterzuiveringsinstallatie inbegrepen. Een subsidie bij de bouw van de installatie is mee verrekend in de investeringskosten. In de investeringskosten zijn eveneens herinvesteringen voorzien voor onderdelen die eerder dan de levensduur vervangen moeten worden. Een voorbeeld hiervan zijn computers welke na 5 jaar vervangen worden.

De onderhouds- en exploitatiekosten omvatten personeelskosten en bedrijfskosten (verzekering, aankoop chemicaliën, onderhoudskosten en –producten machines,...).

Voor de opbrengsten uit elektriciteit is er gerekend met een eigen verbruik van ongeveer 3% en een hoeveelheid stroom in het net geïnjecteerd van ongeveer 60%.

WKK-certificaten worden mee in rekening gebracht omdat de onrendabele top berekend wordt voor nieuw te bouwen installaties.

**De beleidsperiode is 20 jaar.**

Tabel 15 Parameters vergisting van GFT

		vergisting GFT
Installatiegrootte	kWe	1085
Investeringskosten	€/kWe	19426
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	8328
Vaste O&M kosten	€/kWe	2601
Energie-inhoud	GJ/ton	19,8
Elektrisch rendement	%	35%
Thermisch rendement	%	53%
Referentierendement WKK (Elektrisch)	%	42%
Referentierendement WKK (Thermisch)	%	70%
Stroomprijs	ct/kWe	3,0
Kosten (+)/opbrengsten (-) ingaande stoffen	€/ton	-81,8
Hoeveelheid ingaande stoffen	ton/jaar	51175
Totale opbrengsten ingaande stoffen	€/jaar	-4186115
Economische levensduur	jaar	20
Debt/equity ratio	-	0/100
Rente lening	%	5%
Termijn lening	jaar	20
Return on equity	%	-
Vennootschapsbelasting	%	-
EP	%	-
Meerkost in aanmerking EP	%	-
Prijs WKK certificaat	€	27
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>9,9</b>

### 3.5 Kleinschalige biomassa centrale

Momenteel zijn er in Vlaanderen nog geen installaties zuiver op biomassa in werking. Het gebruik van biomassa als brandstof voor de productie van elektriciteit blijft beperkt tot het meestoken in grote conventionele elektriciteitscentrales.

De groep A&S plant tegen 2007 de bouw van een biowarmtekrachtcentrale te Oostrozebeke [33]. De installatie zal residuhout verbranden en via een stoomketel en –turbine omzetten in elektriciteit en warmte. Een deel van de warmte zal geleverd worden aan het bedrijf Spano voor de productie van spaanplaten.

Tabel 16 geeft een overzicht van de technisch-economische en financiële parameters van het project van A&S en als referentie cijfers uit een studie van ECN over kleinschalige zelfstandige biomassa centrales [34]. De grijze velden geven specifiek Nederlandse parameters weer. Het Vlaamse project sluit redelijk goed aan bij de Nederlandse referenties. Het Vlaams project heeft wat hogere investeringskosten, onderhoudskosten en operationele kosten, wat lagere rendementen dan de Nederlandse referenties. De investeringskosten



maken een relatief groot deel uit van de kostprijs. Toch verwacht men dat ze de komende jaren relatief weinig zullen verlagen omdat voor roosterverbranding de technologie redelijk uitontwikkeld is en omdat het implementatietempo leeg ligt. Het elektrisch rendement ligt ook laag. Het tempo van verbetering van het rendement zal samenhangen met het implementatietempo. Nieuwe installaties zullen zich op korte termijn richten op de goedkopere biomassaströmen. Op langere termijn zullen de brandstofprijzen voor kleinschalige biomassacentrales in de richting gaan van een Europese evenwichtsprijs waarbij hout uit bossen als benchmark fungeert (zie ook 3.3.3.)

*Tabel 16 Overzicht parameters biomassacentrales Vlaams project en Nederlandse referentie*

		A&S	Houtverbranding schoon hout	Houtverbranding B-hout
Installatiegrootte	MWe	20,5	24	24
Investeringskosten	€/kWe	3418	2790	3010
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	7800	7500	7500
Vaste O&M kosten	€/kWe	117	100	108
Overige operationele kosten	€/kWe	172	150	155
Energie-inhoud	GJ/ton	13	8,6	15
Elektrisch rendement	%	26%	30%	29,9%
Thermisch rendement	%	6%	7,5%	7,6%
Referentierendement WKK (Elektrisch)	%	34%	34%	34%
Referentierendement WKK (Thermisch)	%	85%	85%	85%
Stroomprijs	ct/kWhe	3,0	3,0	3,0
Brandstofkosten	€/GJ	1,5	4,7	0,1
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m <sup>3</sup>	0,12	0,12	0,12
Economische levensduur	jaar	15	15	15
Debt/equity ratio	-	70/30	70/30	70/30
Rente lening	%	5%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10	10
Return on equity	%	15%	15%	15%
IA	%	14,5%	14,5%	14,5%
% van investering in aanm. IA	%	100%	100%	100%
Vennootschapsbelasting	%	34%	34%	34%
EP	%	25%	25%	25%
Meerkost in aanmerking EP	%	50%	50%	50%
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>9,1</b>	<b>11,8</b>	<b>6,0</b>

### **3.6 Elektriciteitsproductie uit biofuel**

In Vlaanderen bouwt het bedrijf Electrawinds een biofuel-centrale in Oostende (Plassendale). Het project bestaat uit vier verbrandingsmotoren met elk een vermogen van ongeveer 3 MW en zou in de loop van 2005 operationeel moeten worden. De elektriciteit zal deels zelf verbruikt worden en deels op het net gezet worden. De restwarmte zal aangewend worden in een grondverwerkingsinstallatie (tweede fase project). Men streeft naar een rentabiliteit van 95% voor het gebruik van de beschikbare warmte.

In Nederland zijn nog geen gelijkaardige installaties operationeel.

Na de workshop werd de schaalgrootte van de referentie-installatie aangepast tot 500 kWe. De meeste toekomstige projecten zullen zich in deze grootte-orde bevinden

#### **3.6.1 Investeringskosten**

De investeringskosten van een WKK op plantenzie olie zullen hoger zijn dan die van een WKK met dieselmotor omdat een WKK op plantenzie olie uit traaglopende motoren bestaat.

De plantenzie olie heeft waarschijnlijk ook een voorbehandeling nodig vooraleer in de motor verbrand te worden.

Als aanname is hier 500 €/kWe genomen. De investeringskost volgens het handboek WKK van Belcogen voor een traaglopende dieselmotor is 400 €/kWe. Hierbij wordt nog een toeslag van 100 €/kWe gerekend voor de behandeling van de ppo.

Op basis van de reacties op de workshop werden de investeringskosten verhoogd tot 760 €/kW. Deze kosten dekken ook aansluitingskosten en kosten behandeling biofuel.

#### **3.6.2 Vollaasturen**

Het Electrawinds project gaat uit van 8000 vollaasturen. Voor de referentie-installatie, die gedimensioneerd is op 500 kWe gaan we uit van 3000 vollaasturen op basis van de inventaris WKK.

#### **3.6.3 Onderhouds- en bedrijfskosten**

De specifieke onderhoudskosten zijn gebaseerd op het handboek WKK van Belcogen en bedragen 0,7 c€/kWh. Waarschijnlijk liggen deze hoger. We rekenen daarom met 1,5 c€/kWh.

#### **3.6.4 Elektrisch en thermisch rendement**

Voor het elektrisch rendement wordt 40% aangenomen op basis van de inventaris WKK met motoren. Volgens deze inventaris ligt het thermisch rendement van een dieselmotor gemiddeld ook rond de 40%. Electrawinds gaat voor zijn project uit van een totaal rendement van 70%. Als aanname wordt 30% voor het thermisch rendement gebruikt.

#### **3.6.5 Prijs ppo**

De prijs van de ppo is gebaseerd op de SenterNovem prijslijst van biobrandstoffen en bedraagt 477 €/ton. Deze prijs is hoog. Het gaat om zuivere plantenolie. Men kan waarschijnlijk plantenoliën aankopen tegen lagere kostprijzen, maar dan moet men weer rekening houden met extra behandelingskosten om de olie geschikt te maken voor verwerking in de biofuel-centrale. We veronderstellen dat deze aanvullende kosten weerspiegeld zijn in de kostprijs van de zuivere olie.

*Tabel 17 Overzicht parameters biofuel-centrale*

		<b>november 2005</b>	<b>na overleg</b>
Installatiegrootte	kWe	11640	500
Investeringskosten	€/kWe	500	760
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	3000 - 8000	3000
Variabele O&M kosten	ct/kWe	0,7 - 1,5	1,5
Energie-inhoud	GJ/ton	37,5	37,5
Brandstofkosten	€/ton	477	477
Elektrisch rendement	%	40%	40%
Thermisch rendement	%	30%	30%
Referentierendement WKK (Elektrisch)	%	55%	42,7%
Referentierendement WKK (Thermisch)	%	90%	90%
Stroomprijs	ct/kWe	2,7	3,0
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m <sup>3</sup>	0,12	0,12
Economische levensduur	jaar	10	10
Debt/equity ratio	-	80/20	80/20
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10
Return on equity	%	15%	15%
Vennootschapsbelasting	%	34%	34%
IA	%	13,5%	14,5%
% van investering in aanm. IA	%	100%	100%
EP	%	25%	25%
Meerkost in aanmerking EP	%	50%	50%
Prijs WKK certificaat	€	27	27
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>8,6 - 10,7</b>	<b>10,2</b>

### **3.7 Afvalverbrandingsinstallaties (AVI)**

Voor wat betreft afvalverbrandingsinstallaties werden twee recente investeringen in Vlaanderen bekeken. Eén AVI met warmtebenutting en één zonder warmtebenutting. Energetisch gezien is de eerste optie te verkiezen, maar het is niet altijd mogelijk om een geschikte afnemer voor de warmte te vinden. Daarom wordt geopteerd om een AVI zonder warmtebenutting als referentie-installatie te nemen.

#### **3.7.1 Investeringskosten**

De investeringskosten van een recent project zonder warmtebenutting bedragen 3180 €/kWe. Deze kosten betreffen enkel de energierecuperatie-eenheid. Deze worden als aanname gebruikt.

In het Nederlandse model schommelen de investeringskosten ook rond dit bedrag maar wordt hiermee de volledige installatie (verbranding + energierecuperatie) gefinancierd. In het Nederlandse model gaat men echter uit van een installatie van 500 kton, terwijl de Vlaamse projecten installaties van 90 kton betreffen. Een kleinere schaalgrootte kan leiden tot een hogere specifieke investeringskost.

Na de workshop van 25 november werd 2800 €/kWe als gemiddelde investeringskost aangenomen. Gebaseerd op een gemiddelde van Vlaamse projecten en de referentie uit de ECN studie.

#### **3.7.2 Vollaasturen**

Er wordt uitgegaan van 7800 vollaasturen per jaar op basis van de twee recente projecten.

#### **3.7.3 Onderhouds- en bedrijfskosten**

De onderhouds- en bedrijfskosten worden overgenomen van het Nederlandse model omdat hierover voor de recente projecten nog geen gegevens beschikbaar zijn. Ze bestaan uit variabele onderhoudskosten (2 c€/kWh) en overige operationele kosten (2,7 c€/kWh). Deze laatste zijn zeer hoog. Deze laatste kosten zijn kosten voor het afvalverbrandingsgedeelte en houden geen verband met de energierecuperatie-eenheid. Ze werden daarom weggelaten.

#### **3.7.4 Elektrisch rendement**

Als aanname voor het elektrisch rendement wordt 20% genomen. In het Nederlandse model gaat men uit van een rendement van 22% voor conventionele AVI's en 30% voor hoog rendement AVI's. [25]

### 3.7.5 Verlaagde milieuheffing

De milieuheffing op de verbranding van huishoudelijke afvalstoffen is ongeveer 6 €/ton lager indien er de energierecuperatie bij de verbranding plaatsvindt. Voor de referentie-installatie van 90 kton komt dit neer op een jaarlijkse verlaging van de heffing met ongeveer 500 k€.

*Tabel 18 Overzicht parameters afvalverbrandingsinstallaties*

		<b>november 2005</b>	<b>na overleg</b>
Installatiegrootte	kWe	8500	8500
Investeringskosten	€/kWe	4000	2800
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	7800	7800
Variabele O&M kosten	ct/kWe	2,0	2,0
Overige operationele kosten	ct/kWe	0 - 2,7	-
Energie-inhoud	GJ/ton	10	10
Elektrisch rendement	%	20%	20%
Stroomprijs	ct/kWe	2,7	3,0
Verlaagde milieuheffingen	€/jaar	0 - 500000	500000
Economische levensduur	jaar	15	15
Debt/equity ratio	-	67/33	80/20
Rente lening	%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10
Return on equity	%	12%	12%
Vennootschapsbelasting	%	0%	0%
EP	%	25%	-
Meerkost in aanmerking EP	%	50%	-
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>7,9 - 18,3</b>	<b>7,0</b>

### 3.8 PV

Voor PV wordt de berekening doorgevoerd voor investeringen door particulieren in nieuwbouw- en renovatieprojecten en voor ondernemingen omdat deze 3 categorieën o.a. aanspraak kunnen maken op verschillende subsidiekanalen, onderhevig zijn aan verschillende belastingsstelsels enz.

Voor particuliere investeringen werd in het model de hoogte van de ecologiepremie zodanig bepaald dat de OT gelijk is aan de minimumvergoeding van een groenestroomcertificaat voor zonne-energie.

### 3.8.1 Investeringskosten

De investeringskost voor netgekoppelde PV-systemen is de afgelopen 10 jaar gehalveerd en bedraagt nu ongeveer 7000 euro/kWe of 8470 euro/kWe inclusief 21% BTW, voor eenvoudige gestandaardiseerde systemen zonder gebouwintegratie. Deze kostprijs vertoont international een gestaag dalende trend met 5% per jaar en hangt af van de ontwikkeling van de markt en de technologie.

Voor particuliere toepassingen wordt gerekend met een BTW-percentages van 21% voor nieuwbouw (8470 €/kWe) en 6% voor renovatie (7420 €/kWe). Voor investeringen door bedrijven wordt gerekend zonder BTW (7000 €/kWe) [15].

### 3.8.2 Vollaasturen

Voor het gemiddeld aantal vollaasturen voor Vlaanderen wordt 750 aangenomen.

### 3.8.3 Belastingvermindering voor particuliere investeringen

Voor investeringen door particuliere personen voorziet de federale overheid een éénmalige belastingvermindering van 620 € voor nieuwbouw en 750 € voor renovatie voor de inkomsten van 2005.

Voor uitgaven in 2006 is het maximumbedrag 1280 € geïndexeerd voor nieuwbouw en renovatie.

Naar aanleiding van het advies van ODE-Vlaanderen van 10/01/2006 is er voor particuliere investeringen ook gerekend met een lening om de aankoop van PV panelen te financieren. Er is uitgegaan van een geleend bedrag van 80% van de aankoopprijs. Voor de aftrek van de hypothecaire lening is gerekend met een marginale aanslagvoet van 45%. Zowel voor renovatie en voor nieuwbouw is voor de belastingaftrek van de hypothecaire lening uitgegaan van het optimum van 68000 € voor een maximale aftrek

### 3.8.4 Investeringsaftrek en ecologiesteun voor bedrijven

Ondernemingen komen in aanmerking voor investeringsaftrek (zie 2.3. p. 6) en ecologiesteun (zie 2.4. p. 7).

Naar aanleiding van het advies van ODE-Vlaanderen van 10/01/2006 is voor bedrijven de vereiste return on equity zodanig aangepast dat de onrendabele top 45 ct/kWh bedraagt. De return die zo bekomen wordt bedraagt nog steeds 8%.

*Tabel 19 Overzicht parameters PV*

		november 2005			na overleg		
		PV REN	PV NB	PV ond	PV REN	PV NB	PV ond
Installatiegrootte	kWe	2	2	2	2	2	2
Investeringskosten	€/kWe	7420	8470	7000	7420	8470	7000
Bedrijfstijd/vollaasturen	uren/jaar	750	750	750	750	750	750
Stroomprijs	ct/kWh	14	14	2,7	15	15	15
Economische levensduur	jaar	20	20	20	20	20	20
Debt/equity ratio	-	0/100	0/100	80/20	80/20	80/20	80/20

Rente lening	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10	10	10	10	10
Return on equity	%	3%	3%	15%	3%	3%	8% (**)
Vennootschapsbelasting of marginale aanslagvoet	%			34%	45%	45%	34%
IA of belastingvermindering	%	750	620	13,5%	1280	1280	14,5%
% van investering in aanm. IA	%	-	-	100%	-	-	100%
EP	%	11% (*)	23% (*)	25%	12% (*)	24% (*)	35%
Meerkost in aanmerking EP	%	-	-	70%	-	-	70%
<b>OT</b>	ct/kWh	45,4	45,0	78,9	45,0	45,0	45,0

(\*) Subsidie zodanig dat de onrendabele top 45 ct/KWh bedraagt

(\*\*) Return on equity zodanig dat de onrendabele top 45 ct/KWh bedraagt





## 4 FINANCIËEL-ECONOMISCHE PARAMETERS

### 4.1 Financieringsparameters

Tabel 20 geeft een overzicht van de financieringsparameters die oorspronkelijk bij de berekening van de OT werden gebruikt.

*Tabel 20: Overzicht financieringsparameters*

	AVI's	Centrales	Offshore windenergie	PV (particulier)	Overig
Debt/equity ratio	67/33	67/33	100/0	0/100	80/20
Rente	5%	5%	9%	5%	5%
Return on equity	12%	15%	15%	3%	15%
Looptijd lening (jaar)	10	10	12	10	10
Belastingsvoet		34%	34%	0%	34%
IA		ja	ja	ja	ja
EP	ja	ja	ja		ja

Na overleg zien de financieel-economische parameters er als volgt uit:

*Tabel 21 Overzicht financieringsparameters na workshop*

		Offshore windenergie	Vergistingsopties (exclusief RWZI/AWZI en GFT) + Stortgas	AVI	PV particulier	PV ondernemingen	Overig
Debt/equity ratio	-	100/0	55/45	80/20	0/100	80/20	80/20
Rente	%	9%	5%	5%	5%	5%	5%
Looptijd lening (jaar)	jaar	12	10	10	10	10	10
Return on equity	%	15%	15%	12%	3%	15%	15%
Belastingsvoet	%	34%	0%	0%	-	34%	34%
IA	%	ja	nee	nee	ja	ja	ja
EP	%	ja	ja	nee	-	ja	ja

De debt/equity ratio uit het Nederlandse model vormt een afspiegeling van wat internationaal gangbaar is bij projectfinanciering. De cijfers zijn dan ook overgenomen in het Vlaamse model, behalve voor offshore windenergie, waar de cijfers uit [6] overgenomen werden. Voor de meeste vergistingsopties is na overleg een verhouding 55/45 genomen op basis van concrete voorbeelden.

De return on equity in het OT model is de internal rate of return over de economische levensduur van het project.

In het Nederlandse model wordt uit gegaan van een return on equity van 15%, behalve voor meestook in centrales en AVI's. Voor deze opties neemt men 12% in overeenstemming met de financiële rendementseisen uit respectievelijk het Kolenconvenant en het Convenant Energie uit afval. Wij nemen voor meestook toch 15% omdat het hier over commerciële bedrijven gaat. De return on equity van 15% is mede ingegeven door het Europese milieusteunkader.

In het Vlaams Benchmarking Convenant over energie-efficiëntie in de industrie worden maatregelen als bedrijfseconomisch rendabel beschouwd als die maatregelen voldoen aan een interne rentevoet (Internal Rate of Return) van 15% (art. 6 punt 2.) [19].

Als belastingsvoet is 34% (33,99%) genomen. Dit is het normaal tarief vennootschapsbelasting inclusief de bijzondere crisisbijdrage, zoals gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 31 december 2002. Voor AVI's is niet gerekend met vennootschapsbelasting omdat het hier meestal intercommunales betreft die vrijgesteld zijn van alle belastingen ten gunste van de Staat. Om deze reden is hier ook geen investeringsaftrek mogelijk. Installaties die uitgebaat worden als een coöperatieve vennootschap maken in principe geen winst en dienen eveneens geen belastingen te betalen. Voor de meeste vergistingsopties geldt eveneens vorige redenering of betreft het kleinere bedrijven die het belastingvoordeel (negatief belastbaar inkomen) van deze activiteit niet kunnen verrekenen bij een andere activiteit van die onderneming. Er wordt niet met vennootschapsbelasting gerekend en bijgevolg ook geen investeringsaftrek.

## **4.2 Marktprijs stroom**

### **4.2.1 Windenergie**

Vermits het aanbod van windenergie niet te voorspellen valt en daardoor de vraag naar elektriciteit niet noodzakelijk samenvalt met het aanbod, is de producent in de vrije elektriciteitsmarkt sterk aangewezen op een evenwichtsverantwoordelijke. De evenwichtsverantwoordelijke heeft als taak de vraag en het aanbod van elektriciteit in evenwicht te houden voor de leveranciers. Door de variabiliteit van het aanbod van windenergie gaat de evenwichtsverantwoordelijke een hoge vergoeding vragen om zijn verantwoordelijkheid op te nemen. Deze vergoeding wordt in rekening gebracht van de marktprijs van de stroom. Op deze manier komen we tot vrij lage marktprijzen voor windenergie. Voor de Vlaamse referentie-installatie is een waarde van 12 €/MWh genomen. Uit de commentaren op de workshop bleek dat dit aan de lage kant was. Een balancing cost van 1,5 ct/kWh (2,7 – 1,2) is hoog. Door het ontbreken van een goed werkende elektriciteitsmarkt blijft de balancing cost echter vrij hoog en de marktprijs voor windenergie dus laag. Tijdelijk hogere commodity aankooprijzen elektriciteitsmarkt zijn weinig relevant

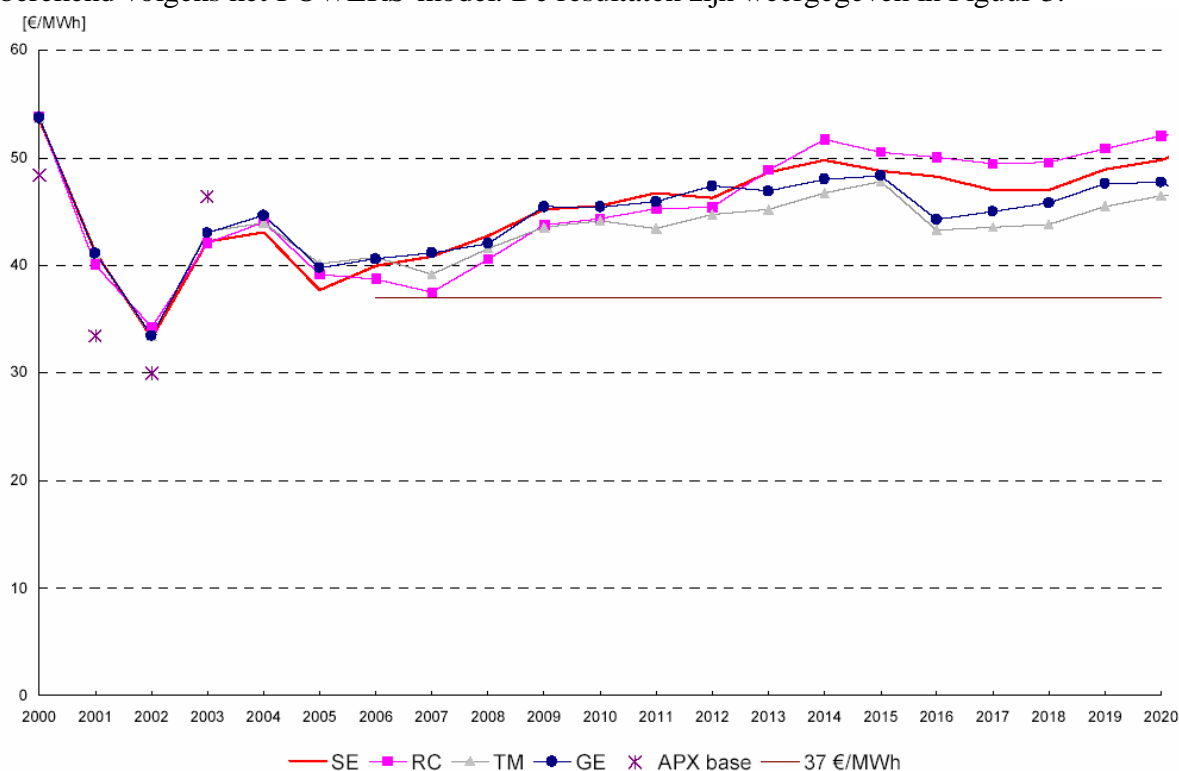
voor lange termijn elektriciteitsverkoop. Nochtans wijst het verloop van de prijzen in 2005 in onze buurlanden op een sterke stijging.

#### 4.2.2 PV

Voor PV projecten wordt voor alle varianten met een prijs van 0,15 €/kWh gerekend. Voor vermogens tot 10 kW is een terugdraaiende meter toegelaten. De vermeden stroomkost hangt dan af van het contract met de elektriciteitsleverancier.

#### 4.2.3 Overige

Voor de overige technologieën is een marktprijs genomen van 27 €/MWh analoog aan het Nederlandse model. Deze marktprijs is gebaseerd op de Referentieraming energie en CO<sub>2</sub> 2001 - 2010 [20]. Hier verwachtte men al een stijging van de marktprijs in de toekomst. Voor het concept advies ten behoeve van de MEP-subsidies 2006-2007 wordt een marktprijs van 37 €/MWh aangenomen. Deze aanname is gebaseerd op forward OTC<sup>3</sup>-prijzen, historische APX<sup>4</sup> prijzen en tussenresultaten van de Referentieraming energie en CO<sub>2</sub> 2005 – 2020.. ECN heeft een inschatting van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs gemaakt, berekend volgens het POWERS-model. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 3.

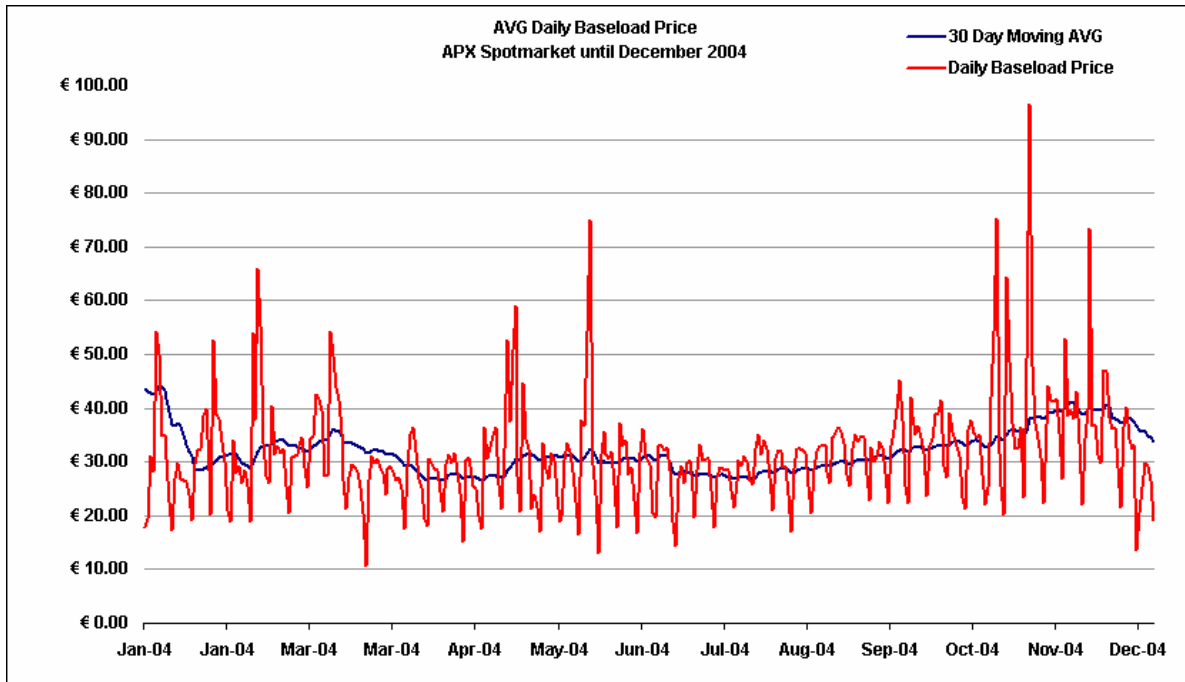


*Figuur 3: Baseload elektriciteitsprijzen [20]*

De noteringen op de APX geven sterk schommelende prijzen aan voor 2004, zie Figuur 4

<sup>3</sup> OTC Over The Counter: bilaterale contractenmarkt

<sup>4</sup> APX Amsterdam Power Exchange, spotmarkt



*Figuur 4: Baseload prijs op APX spotmarkt in 2004, dagelijks en 30 dagen voortschrijdend gemiddelde [22]*

Uit de commentaren op de workshop van 25 november 2005 blijkt dat een stroomprijs van 27 €/MWh wellicht een onderschatting is. De prijzen in Nederland zijn gemiddeld 15% duurder dan in België. We nemen daarom een prijs van 30 €/MWh, dit is een prijs die ongeveer 15% lager ligt dan de 37 €/MWh van het recentste concept-advies van ECN.

### 4.3 Investeringsaftrek

Toegepast zoals in 3.3. (p. 14) beschreven

### 4.4 Ecologiepremie

Toegepast zoals in 3.4. (p. 16) beschreven

### 4.5 Termijnen

#### 4.5.1 Economische levensduur

De economische levensduur is de termijn waarna op basis van een marginale afweging van kosten en baten de voortzetting van de activiteit economisch niet verantwoord is.

*Tabel 22: Economische levensduur van duurzame elektriciteitsopties*

Economische levensduur in jaar	Duurzame elektriciteitsoptie
10	Meestook biomassa in centrales

	Stortgas
	RWZI/AWZI
	PPO
	Vergistingsopties, behalve GFT
15	AVI
	Biomassacentrale
	Wind op land
20	PV
	Vergisting van GFT
	Wind op zee

#### 4.5.2 Beleidsperiode

De beleidsperiode is voor alle opties op 10 jaar genomen, behalve voor fotovoltaïsche zonne-energie. Voor deze optie is de beleidstermijn 20 jaar omdat er in het elektriciteitsdecreet (artikel 25ter) een verplichting tot het toekennen van minimumsteun aan zonne-energie voorzien is die loopt over een periode van 20 jaar.

#### 4.5.3 Afschrijvingstermijn

De afschrijvingstermijn is de termijn waarover de waardevermindering van kapitaalgoederen boekhoudkundig verwerkt wordt. De afschrijvingstermijn is voor alle opties op 10 jaar genomen. Behalve voor vergisting GFT (20 jaar).



## 5 BESLUIT

In dit rapport werd voor Vlaanderen per duurzame elektriciteitsoptie een referentie-installatie gedefinieerd waarvoor de onrendabele top berekend werd.

De onrendabele toppen van de diverse duurzame elektriciteitsopties verschillen onderling sterk. Onderstaande tabel geeft een overzicht.

*Tabel 23: Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen*

	OT (c€/kWh)
Onshore windenergie groter dan 1,5 MW	9,5
Meestook biomassa in centrales	3,6
Stortgas	4,2
RWZI/AWZI	2
Elektrcriteitsproductie uit biofuel	10,2
Biomassacentrale	9,1
Co-vergisting mest-energieeteelt	16,1
Co-vergisting mest-organische afvalstoffen	8,9
Vergisting energiegewassen	15,9
Vergisting organsich-biologische nevenstromen	12,2
Vergisting GFT	9,9
AVI	7
PV REN	45
PV NB	45
PV ondernemingen	45

## REFERENTIES

- [1] Onrendabele top berekeningsmethodiek, M. de Noord, E.J.W. van Sambeek, ECN-C-03-077
- [2] Het decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, B.S. 22 september 2000. (gecoördineerde versie - opgelet: de decreetswijzigingen als gevolg van de goedkeuring van het Oprichtingsdecreet van de VREG van 30 april 2004 zijn reeds toegevoegd, maar nog niet in werking getreden); <http://212.123.19.141/cgi-bin/toonfiche.exe?nr=7867&tab=2>
- [3] Handboek warmtekrachtkoppeling, BELCOGEN, 2004, <http://www.belcogen.be/wkk.html>
- [4] Ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties  
<http://www.vreg.be/vreg/documenten/besluiten/ontwerpWKKbesluit181105.pdf>
- [5] Kosten duurzame elektriciteit, Windenergie op land, HJT Kooijman, EJW van Sambeek, Augustus 2003, ECN-C-03-074/A
- [6] Optimal offshore wind energy developments in Belgium', SPSD II, Federaal Wetenschapsbeleid, 2004,  
[http://www.belspo.be/belspo/home/publ/pub\\_ostc/CPen/rappCP21\\_en.pdf](http://www.belspo.be/belspo/home/publ/pub_ostc/CPen/rappCP21_en.pdf)
- [7] Renewable energy evolution in Belgium 1974 – 2025, SPSD II, Federaal Wetenschapsbeleid, 2004,  
[http://www.belspo.be/belspo/home/publ/pub\\_ostc/CPen/rappCP23\\_en.pdf](http://www.belspo.be/belspo/home/publ/pub_ostc/CPen/rappCP23_en.pdf)
- [8] Adviesdifferentiatie binnen de MEP-categorie 'Zuivere Biomassa', Novem/Kema; 2003
- [9] Studie optimale energetische valorisatie van houtafval, N. Devriendt, P. Vanderstraeten, 2003/ETE/R/158, November 2003
- [10] Mee-/Bijstookpotentieel biomassa in kolencentrales en aardgasgestookte installaties – bepaling van de milieutechnische en financieel-economische haalbaarheid., R. Van Ree et al., ECN-C-00-103
- [11] Telefonisch contact met dhr H. Olbrecht, Onderhoud Zone Vla-West, Electrabel
- [12] WKK met motoren en turbines in Vlaanderen: stand van zaken 2003, Johan Liekens, Vito
- [13] Gegevens over energierecuperatie RWZI's, e-mail van B. De Deken, Aquafin
- [14] Vergisting van mest: een techniek voor mestverwerking of mestbewerking?, Platteau W., Boer en Tuinder, 2002
- [15] Elektriciteit uit zonlicht, brochure, ODE-Vlaanderen vzw,  
<http://www.ode.be/publicaties/downloads/zon/elektr-uit-zonlicht.pdf>



- [16] Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006 – 2007, van Sambeek et al., ECN-C-04-075
- [17] Databank Prijslijst van biobrandstoffen, SenterNovem, <http://212.0.231.227/biomassa/prijzen/main.asp>
- [18] Kosten duurzame elektriciteit, Grootschalige inzet van biomassa in centrales, van Sambeek en Ruijgrok, ECN-C-03-074/C
- [19] Benchmarking-Convenant over energie-efficiëntie in de industrie, zoals goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 29.11.2002, <http://www.benchmarking.be/convenant.html#3>
- [20] Referentieraming energie en CO<sub>2</sub> 2001 – 2010, ECN-C-02-010
- [21] Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020, A.J. Seebregts et al., ECN-I-04-002
- [22] APX, Amsterdam Power Exchange, Marktresultaten, <http://www.apx.nl/marketresults.html>
- [23] Windplan Vlaanderen, Y. Cabooter, L. Dewilde, M. Langie, VUB, ODE,
- [24] Energetische valorisatie van hoogcalorische afvalstromen in Vlaanderen, Deel 1 en 2, J. Theunis et al., Vito, 2003/IMS/R/051
- [25] Hernieuwbare warmte uit biomassa in Vlaanderen, N. Devriendt et al., Vito, 2004/ETE/R/142
- [26] Inzet van biomassa in centrales voor de opwekking van elektriciteit – Berekening van de onrendable top, H.J. de Vries et al., ECN-C-05-082
- [26] Costs and prices, EWEA
- [27] Offshore wind experiences, IEA
- [28] Besluit van de Vlaamse regering van 5 maart 2004 houdende de openbare dienstverplichting ter bevordering van de elektriciteitsopwekking in kwalitatieve warmtekrachtinstallaties. <http://212.123.19.141/cgi-bin/toonfiche.exe?nr=12938&tab=2>
- [29] Advies van ODE-Vlaanderen en Biogas-E over de studie "Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen" [http://www.ode.be/images/stories/Standpunten/ode-advies\\_studie\\_onrendabele\\_top\\_voll\\_tekst\\_060203.pdf](http://www.ode.be/images/stories/Standpunten/ode-advies_studie_onrendabele_top_voll_tekst_060203.pdf)
- [30] Lijst met de productie-installaties waaraan groenestroomcertificaten worden toegekend, update 12 januari 2006, VREG, [http://www.vreg.be/vreg/documenten/11717-lijst\\_installaties\\_met\\_GSC.pdf](http://www.vreg.be/vreg/documenten/11717-lijst_installaties_met_GSC.pdf)
- [31] CO<sub>2</sub> trading and its influence on electricity markets, final raport for DTE, February 2006, Frontier economics

- [32] Beste Beschikbare Technieken voor composteer- en vergistingsinstallaties, D. Huybrechts en K. Vrancken, Vlaams BBT-Kenniscentrum, Vito, 2005
- [33] Duurzame energie met respect voor het milieu, milieuvriendelijke bio-warmtekrachtcentrale in Oostrozebeke, A&S Energie, [http://www.aspiravi.be/fr/folders/AenS\\_energie.PDF](http://www.aspiravi.be/fr/folders/AenS_energie.PDF)
- [34] Kosten duurzame elektriciteit, kleinschalige zelfstandige biomassa-installaties, W.J.A. Ruijgrok, KEMA en E.J.W. van Sambeek, ECN, ECN-C-03-074/D

## BIJLAGE A: OVERZICHT BEREKENINGSAANNAAMES EN OT (OORSPRONKELIJK)

		Onshore windenergie groter dan 1,5 MW	Offshore windenergie	Meestook biomassa in centrales	Stortgas	RWZI/AWZI	PPO	Co-vergisting	AVI	PV REN	PV NB	PV ondernemingen
Investeringskosten	€/kWe	1100	1800 - 2200	20 - 220 <sup>(1)</sup>	1000	1000 - 1675	500	3300 - 3600	4000	7420	8470	7000
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	1580 - 1650	3100	7000	4566	1006 - 3000	3000 - 8000	7500	7800	750	750	750
Vaste O&M kosten	€/kWe	-	-	-	128	-	-	235 - 314	-	-	-	-
Variabele O&M kosten	ct/kWhe	1,50 - 2,47	2,7 - 3,5	0,20 - 0,40	-	1 - 17	0,7 - 1,5	-	2,0	-	-	-
Overige operationele kosten	ct/kWhe	-	-	0,8	-	-	-	-	0 - 2,7	-	-	-
Energie-inhoud	GJ/ton	-	-	15 - 17	19,2	22	37,5	21,5	10	-	-	-
Brandstofkosten	€/ton	-	-	55 - 110,5	-	-	477	-	-	-	-	-
Elektrisch rendement	%	-	-	38%	32%	35%	40%	35%	20%	-	-	-
Thermisch rendement	%	-	-	-	32%	45%	30%	35%	-	-	-	-
Stroomprijs	c€/kWhe	1,2	1,2	-	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	14	14	2,7
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m3	-	-	-	-	0,12	0,12	0,12	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (kolen)	€/ton	-	-	52	-	-	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	-	-	93,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Economische levensduur	jaar	15	20	10	10	10	10	10	15	20	20	20
Debt/equity ratio	-	80/20	100/0	67/33	80/20	80/20	80/20	80/20	67/33	0/100	0/100	80/20
Rente lening	%	5%	9%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Return on equity	%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	12%	3%	3%	15%
IA	%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	13,5%	-	750 <sup>(2)</sup>	620 <sup>(2)</sup>	13,5%
% van investering in aanm. IA	%	85,8%	72%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	100%
EP	%	25%	-	25%	25%	25%	25%	25%	25%	11% <sup>(3)</sup>	23% <sup>(3)</sup>	25%
Meerkost in aanmerking EP	%	10%	-	80%	50%	50%	50%	50%	50%	-	-	70%
Prijs WKK certificaat	€	-	-	-	-	27	27	-	-	-	-	-
<b>OT</b>	c€/kWh	9,5 - 11,0	9,2 - 11,9	3,2 - 6,7	2,7	-0,8 - 31,3	8,6 - 10,7	4,4 - 5,9	7,9 - 15,9	45,4	45,0	78,9
met opbrengsten uit afval	c€/kWh	-	-	-	-	-	-	3,1 - 4,6	-	-	-	-
excl verlaagde milieuheffing	c€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	10,4 - 18,3	-	-	-
zonder subsidie	c€/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	58,5	67,9	-

(1) Investeringskosten in €/kWh

(2) Belastingaftrek in €

(3) Percentage zodanig gekozen dat OT = 45 c€/kWh

## BIJLAGE B: OVERZICHT BEREKENINGSAANNAMES EN OT (JUNI 2006)

		Onshore windenergie groter dan 1,5 MW	Meestook biomassa in centrales	Stortgas	RWZI/AWZI	PPO	Biomassacentrale	Co-vergisting mest-energieaantal	Co-vergisting mest-organische afvalstoffen	Vergisting energiegewassen	Vergisting organisch-biologische nevenstromen	Vergisting GFT	AVI	PV REN	PV NB	PV ondernemingen
Installatiegrootte	kWe	1500	11400	500	500	500	20480	250	170	250	1000	1085	8500	2	2	2
Investeringskosten	€/kWe	1100	220 <sup>(1)</sup>	1300	1675	760	3418	3450	3450	3450	3450	19426	2800	7420	8470	7000
Bedrijfstijd/vollasturen	uren/jaar	1650	7000	4566	3000	3000	7800	7500	7000	7500	7500	8328	7800	750	750	750
Vaste O&M kosten	€/kWe	39	-	150	-	-	-	350	350	350	350	2601	-	-	-	-
Variabele O&M kosten	ct/kWhe	-	0,2	-	3	1,5	1,5	-	-	-	-	-	2	-	-	-
Overige operationele kosten	ct/kWhe	-	0,8	-	-	-	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energie-inhoud	GJ/ton	-	16	19,2	22	37,5	13	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8	10	-	-	-
Brandstofkosten	€/ton	-	83	-	-	477	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elektrisch rendement	%	-	38%	32%	35%	40%	26%	32%	32%	32%	32%	35%	20%	-	-	-
Thermisch rendement	%	-	-	-	40%	30%	6%	21%	21%	21%	21%	53%	-	-	-	-
Referentierendement WKK (elektrisch)	%	-	-	-	42%	43%	34%	42%	42%	42%	42%	42%	-	-	-	-
Referentierendement WKK (thermisch)	%	-	-	-	70%	90%	85%	70%	70%	70%	70%	70%	-	-	-	-
RPE WKK	%	-	-	-	28,8%	21,3%	-19,7%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	37,1%	-	-	-	-
Stroomprijs	ct/kWhe	2	-	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15
Vermeden brandstofkosten (gas)	€/m3	-	-	-	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	-	-	-	-	-
Vermeden brandstofkosten (kolen)	€/ton	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effectiviteit brandstofsubstitutie	%	-	93,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hoeveelheid digestaat per jaar	ton	-	-	-	-	-	-	9000	10500	4150	35000	-	-	-	-	-
Kostprijs afzet digestaat	€/ton	-	-	-	-	-	-	6	4	12	12	-	-	-	-	-
Kosten (+)/opbrengsten (-) ingaande stoffen	€/ton	-	-	-	-	-	-	25	-5	25	-	-81,8	-	-	-	-
Hoeveelheid ingaande stoffen	ton/jaar	-	-	-	-	-	-	5000	4800	5000	-	51175	-	-	-	-
Totale kosten ingaande stoffen	€/jaar	-	-	-	-	-	-	125000	-24000	125000	-	-4186115	-	-	-	-
Verlaagde milieueffingen	€/jaar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500000	-	-	-
Economische levensduur	jaar	15	10	10	10	10	15	10	10	10	10	20	15	20	20	20
Debt/equity ratio	-	80/20	80/20	55/45	80/20	80/20	70/30	55/45	55/45	55/45	55/45	100/0	80/20	80/20	80/20	80/20
Rente lening	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Termijn lening	jaar	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	20	10	10	10	10
Return on equity	%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	-	12%	3%	3%	8% <sup>(3)</sup>
Vennootschapsbelasting of marginale aanslag	%	34%	34%	-	34%	34%	34%	-	-	-	-	-	-	45%	45%	34%
IA of belastingvermindering	% of €	14,5%	14,5%	-	14,5%	14,5%	14,5%	-	-	-	-	-	-	1280 <sup>(2)</sup>	1280 <sup>(2)</sup>	14,5%
% van investering in aanm. IA	%	86%	100%	-	100%	100%	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	100%
EP	%	25%	25%	35%	25%	25%	25%	35%	35%	35%	35%	-	-	12% <sup>(3)</sup>	24% <sup>(3)</sup>	35%
Meerkost in aanmerking EP	%	10%	80%	40%	50%	50%	50%	40%	40%	40%	40%	-	-	-	-	70%
Prijs WKK certificaat	€	-	-	-	27	27	-	27	27	27	27	27	-	-	-	-
<b>OT</b>	<b>ct/kWh</b>	<b>9,5</b>	<b>3,6</b>	<b>4,2</b>	<b>2,0</b>	<b>10,2</b>	<b>9,1</b>	<b>16,1</b>	<b>8,9</b>	<b>15,9</b>	<b>12,2</b>	<b>9,9</b>	<b>7,0</b>	<b>45,0</b>	<b>45,0</b>	<b>45,0</b>

(1) Investeringskosten in €/kWth

(2) Belastingaftrek in €

(3) Percentage zodanig gekozen dat OT = 45 c€/kW





## BIJLAGE C: UITNODIGING EN PROGRAMMA WORKSHOP NOVEMBER 2005

uw kenmerk

ons kenmerk  
15AB1/

Bijlagen  
Programma,  
praktische informatie  
inschrijvingsformulier

vragen naar / e-mail  
wim.buelens@ewbl.vlaanderen.be

Telefoonnummer  
02/553.46.09

Datum  
21 oktober 2005



**Betref:** uitnodiging workshop over onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen op 25 november 2005

Geachte mevrouw,  
Geachte heer,

Naar analogie van de bestaande regeling in Nederland heeft VITO in opdracht van ANRE een studie uitgevoerd over de onrendabele top (meerkost) van diverse productievormen van groene stroom in Vlaanderen. Het Nederlandse rekenmodel is aan de Vlaamse situatie aangepast. In het rekenmodel zijn een aantal parameters (zowel technische als financieel-economische) ingevuld op basis van aannames en informatie die VITO op dat moment ter beschikking had. De verschillende parameters beïnvloeden de hoogte van de onrendabele top.

Graag nodig ik u uit op de workshop over de onrendabele toppen. Tijdens deze workshop zal verder ingegaan worden op de gehanteerde methode en de gebruikte aannames en parameters om de onrendabele top van diverse productievormen van groene stroom in Vlaanderen te bepalen. Per technologie krijgt u de mogelijkheid om opmerkingen en suggesties te formuleren.

Het programma vindt u in bijlage.

U kan inschrijven door het bijgevoegde inschrijvingsformulier in te vullen en voor 15 november terug te sturen of te faxen naar het secretariaat. Na inschrijving ontvangt u een exemplaar van de studie ter voorbereiding.

Wij hopen alvast te mogen rekenen op uw aanwezigheid.

Met de meeste hoogachting,

Luc Peeters,  
afdelingshoofd.

**PROGRAMMA WORKSHOP ONRENDABELE TOPPEN 25-11-2005**

- 9u00 Registratie
- 9u30 Verwelkoming (Peter Vercaemst, VITO)  
Inleiding: kader van de studie en doel van de workshop (Wim Buelens, ANRE)
- 9u50 Markteffecten in het groenestroomcertificatensysteem (Guido Pepermans, KUL)
- 10u15 Onrendabele toppen: methode (Ils Moorkens, VITO)
- 10u35 Toelichting bij de aannames en parameters voor:  
1) onshore windenergie  
2) offshore windenergie  
3) fotovoltaïsche panelen  
Per technologie kan commentaar gegeven worden  
(Ils Moorkens, VITO)
- 11u30 Pauze
- 11u45 Toelichting bij de aannames en parameters voor:  
4) grootschalige inzet van biomassa in centrales  
5) energierecuperatie uit stortgas  
6) energierecuperatie bij RWZI's / AWZI's  
Per technologie kan commentaar gegeven worden  
(Ils Moorkens, VITO)
- 12u45 Broodjeslunch
- 13u45 Toelichting bij de aannames en parameters voor:  
7) elektriciteitsproductie op basis van pure plantenolie (ppo)  
8) energierecuperatie bij een afvalverbrandingsinstallatie  
9) co-vergisting  
Per technologie kan commentaar gegeven worden  
(Ils Moorkens, VITO)
- 15u00 Ervaringen en reflecties uit Nederland (Hage de Vries, ECN)
- 15u30 Vervolgtraject (Wim Buelens, ANRE)
- 15u45 Einde



## PRAKTISCHE INFORMATIE

### Datum

Vrijdag 25 november 2005

### Plaats

Auditorium van het Boudewijngebouw  
Boudewijnlaan 30, 1000 Brussel  
Tel 02/553 56 71

### Inschrijving

Vul het bijgevoegde inschrijvingsformulier in en stuur of fax het voor 15 november naar het secretariaat op VITO NV.

### Deelnamekosten

Deelname aan de workshop is gratis.

### Secretariaat

Els Kenis € VITO NV □ Boeretang 200 □ B2400 MOL  
Tel. 014/33 58 60 □ Fax 014/32 11 85  
[els.kenis@vito.be](mailto:els.kenis@vito.be)

---

## INSHRIJVINGSFORMULIER

Inschrijving voor	Workshop 'Onrendabele elektriciteitsopties	25 november	toppen in	van	duurzame Vlaanderen"	2005
	Boudewijngebouw, Brussel					

<b>Familienaam:</b>	
<b>Voornaam:</b>	
<b>Bedrijf/Instelling:</b>	
<b>Functie:</b>	
<b>Adres:</b>	
<b>Postcode:</b>	
<b>Gemeente:</b>	
<b>Land:</b>	
<b>Tel.:</b>	
<b>Fax:</b>	
<b>E-mail:</b>	
<b>neemt deel aan de workshop</b>	