

**ANRE-DEMONSTRATIEPROJECT:
“WINDENERGIE – DASSEVELD”
BIJ ETN FR. COLRUYT NV, HALLE**

**Eindrapport
E. Peeters, J. Van Bael**

Vito

April 2003

SAMENVATTING

NV Etn Fr. Colruyt, met hoofdzetel in Halle, is een naamloze vennootschap die zich geëngageerd heeft om op een milieuvriendelijke manier elektriciteit op te wekken uit windenergie. In het kader van de bevordering van nieuwe energietechnologieën (KB van 10/02/1983) heeft de Vlaamse overheid aan Etn Fr. Colruyt NV een subsidie toegekend van € 247.893,52 voor de investeringskosten van een windturbine.

De VUB (Vrije Universiteit Brussel) voerde in opdracht van de Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie (ANRE) van de Vlaamse Gemeenschap een energetische evaluatie van dit demonstratieproject uit. Vito schrijft hiervoor het eindrapport.

De monitoring van het windturbine-project liep over een tijdsperiode van 1 jaar, namelijk van 01/05/00 t.e.m. 30/04/01.

Voor de betreffende windturbine met een nominaal vermogen van 1.650 kW, bedroeg de totale elektriciteitsproductie tijdens de monitoringperiode 2.235.321 kWh/jaar, wat een gemiddelde capaciteitsfactor van 15,4 % oplevert. Deze opbrengst werd via de lokale hoogspanningslus in het net gekoppeld. De elektriciteitsmaatschappij heeft in de hoogspanningskabine van de molen een eigen meetinstallatie opgesteld, zodat zij steeds de hoeveelheid elektriciteit en de kwaliteit ervan kan controleren.

De primaire energiebesparing en de verminderde CO₂-emissie wordt bepaald op basis van de opgemeten elektrische energiestromen.

Wanneer de totale elektriciteitsbehoefte van Colruyt door thermische met fossiele brandstoffen gestookte centrales zou worden voorzien, bedraagt het primair energieverbruik 112.890 GJ/jaar. Uit de meetgegevens kan afgeleid worden dat het primair energieverbruik van Colruyt, in het geval er een windturbine wordt toegepast, nog slechts 93.263 GJ/jaar bedraagt. Dit komt neer op een besparing van 19.627 GJ/jaar ofwel 17,4 % door het gebruik van een windturbine.

Wanneer men ervan uitgaat dat de elektriciteitsbehoefte van Colruyt volledig door thermische met fossiele brandstoffen gestookte centrales wordt voorzien, zou de CO₂-uitstoot voor de elektriciteitsproductie in de situatie zonder windturbine 8.833 ton/jaar geweest zijn. In de situatie met de windturbine bedraagt de CO₂-uitstoot 7.297 ton/jaar. Dit betekent dus een reductie van de CO₂-uitstoot van 1.536 ton/jaar of 17,4 %.

Uitgaande van de cijfers van Colruyt bedraagt de terugverdientijd van de windturbine, inclusief het 10-jarig onderhoudscontract, 9,5 jaar. Indien de subsidie van € 247.893,52 in rekening wordt gebracht, bedraagt de terugverdientijd nog 7,8 jaar.

De energetische terugverdientijd voor deze windturbine is 0,59 jaar wat betreft de benodigde primaire energie en 0,60 jaar voor wat betreft de CO₂-uitstoot. Hierbij is rekening gehouden met de totale nodige primaire energie en CO₂-uitstoot zowel voor productie, onderhoud als afbraak van de windturbine.

INHOUD

1	INLEIDING	4
2	BESCHRIJVING VAN DE WINDTURBINE	5
2.1	BEGRIPPEN EN DEFINITIES	5
2.2	MECHANISCHE KENMERKEN VAN DE INSTALLATIE	6
2.3	ELEKTRISCHE KENMERKEN VAN DE INSTALLATIE	8
2.4	SITUERING VAN DE TECHNOLOGIE	8
2.5	DE LOCATIE	9
2.5.1	<i>Algemeen</i>	9
2.5.2	<i>Het windklimaat</i>	11
2.6	KENMERKEN VAN DE MEETOPSTELLING	11
2.6.1	<i>Hyperlink en Vestas Remote Panel</i>	11
2.6.2	<i>De meetmast</i>	12
3	TECHNISCHE EVALUATIE.....	13
3.1	WASP-WINDPRO BEREKENING	13
3.2	HET WINDKLIMAAT	14
3.3	TURBULENTIE	15
3.4	DE GEMETEN PRODUCTIE	15
3.5	RENDEMENT	18
4	PRIMAIRE ENERGIEBESPARING EN VERMINDERING CO₂-EMISSION.....	19
4.1	PRIMAIRE ENERGIEBESPARING	19
4.2	VERMINDERING CO ₂ -EMISSION	20
5	ECONOMISCHE EVALUATIE	21
5.1	INVESTERING	21
5.2	ONDERHOUDSKOSTEN	21
5.3	GEREALISEERDE BESPARING	21
5.4	RENDABILITEIT	22
6	ENERGETISCHE TERUGVERDIENSTIJD	23
7	MENING VAN DE EIGENAAR	24
7.1	TECHNISCHE EVALUATIE	24
7.2	ECONOMISCHE EN ENERGETISCHE EVALUATIE	24
7.3	INTERESSE VAN DERDEN	24
8	BESLUIT.....	25

BIJLAGE I: DETAIL MEETRESULTATEN GEGENEREERD UIT WINDPRO

BIJLAGE II: RENDEMENT EN CO₂-EMISSIONEFACOR ELEKTRICITEITSPARK

REFERENTIES

1 INLEIDING

NV Etn Fr. Colruyt, is een Belgische keten van grootwarenhuizen met als doel “Laagste prijzen in voeding”. Daarnaast vallen onder de Colruyt holding nog enkele andere firma’s, nl: DOLMEN Computer Applications, een drukkerij Druco, Vlevico vleesversnijding en verwerking en Droomland winkels die gespecialiseerd zijn in seizoensgebonden niet-voedingsartikelen.

Met hun milieuprogramma “Green Line”, streeft Colruyt permanent naar meer aandacht voor het leefmilieu, door milieuvriendelijke producten en vooral door milieuvriendelijker te werken binnen de eigen organisatie. Binnen dit kader past ook de beslissing om voor de energiebehoefte van hun nieuwe gekoelde stapelplaatsen een beroep te doen op een duurzame energiebron, nl. windkracht.

Dit windenergieproject werd goedgekeurd als demonstratieproject in maart 1999. Op 17 december 1999 werd de windturbine in dienst genomen.

De VUB (Vrije Universiteit Brussel) voerde in opdracht van de Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie (ANRE) van de Vlaamse Gemeenschap een energetische evaluatie van dit demonstratieproject uit. Vito schrijft hiervoor het eindrapport.

De monitoring van het windturbine-project liep over een tijdspanne van 1 jaar, namelijk vanaf 01/05/00 t.e.m. 30/04/01.

Op basis van de metingen worden de technische prestaties van de technologie, de bereikte energiebesparing en de vermindering van de CO₂-emissie geëvalueerd. Verder wordt ook een economische analyse van het project uitgevoerd.

In dit rapport wordt in hoofdstuk 2 een technische beschrijving van de windturbine gegeven. In het derde hoofdstuk worden de meetresultaten geanalyseerd en in hoofdstuk 4 wordt de primaire energiebesparing en de CO₂-emissiereductie bepaald. De economische en energetische evaluatie worden respectievelijk beschreven in hoofdstuk 5 en 6. In hoofdstuk 7 wordt de mening van de eigenaar weergegeven, waarna het besluit geformuleerd wordt.

2 BESCHRIJVING VAN DE WINDTURBINE

2.1 Begrippen en definities

Vooraf worden enkele begrippen gedefinieerd die worden gebruikt bij windmolens:

De vermogencurve:

De vermogencurve geeft aan welk vermogen wordt geleverd bij een bepaalde windsnelheid. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen de berekende en de gemeten vermogencurve. Het meten van de vermogen curve gebeurt volgens de IEC 61400 norm door een instituut dat deel uitmaakt van het Measnetwerk.

In tabel 2 wordt zowel de door Vestas berekende vermogencurve als de door de VUB gemeten vermogencurve weergegeven. Bij het opmeten van de curve wordt het vermogen gemeten aan de klemmen van de laagspanningszijde van de transformator.

Bij de berekeningen door Vestas is met volgende randvoorwaarden rekening gehouden; luchtdichtheid 1,225 kg/m³ en een turbulentie van 10%. De kenmerkende grootheden zijn

- De opstartwindsnelheid (cut-in) = 4 m/s
- De nominale windsnelheid = 15 m/s
- De afschakelwindsnelheid = 25 m/s

De windturbine is gecertificeerd voor de IEC klasse I en II

Tabel 2.1: IEC klassen

IEC klasse	I	II
Gemiddelde windsnelheid	10	8.5
Stoot windsnelheid		59.5
Referentiewindsnelheid		42.5

Er dient opgemerkt te worden dat er op dit ogenblik windturbines worden ontwikkeld voor IEC windklasse 3 met lage gemiddelde windsnelheid (voorbeelden hiervan zijn de Tacke 1.5sL, Lagerwey L58, en Dewind D6). Deze turbines waren echter nog niet op de markt op het ogenblik dat bij Colruyt een beslissing werd genomen.

De beschikbaarheid:

Een windturbine wordt verondersteld energie te leveren wanneer de windsnelheid tussen de inschakelwindsnelheid en de uitschakelwindsnelheid ($V_{in} = 3$ m/s en $V_{out} = 25$ m/s) is. In dit geval is de beschikbaarheid 100%. In werkelijkheid kan door technische gebreken en of onderhoud de beschikbaarheid lager zijn.

$$A = \frac{\text{operationele _uren}}{\text{basisuren} + \text{reparatie _uren}} \times 100\%$$

Operationele_uren = uren turbine controller OK

Basis uren = uren line OK

Reparatie_uren = Het aantal uren dat de hoofdschakelaar is uitgeschakeld.

Vestas garandeert volgende beschikbaarheden:

- 1-30 dagen na ingebruikname: 65 %
- 31-60 dagen na ingebruikname: 75 %
- 61-90 dagen na ingebruikname: 85 %
- Na 90 dagen: 95 %

Indien deze beschikbaarheid niet wordt gehaald, betaalt Vestas een schadevergoeding volgens een welbepaalde formule.

Tabel 2.2: Vermogencurve

Windsnelheid [m/s]	Vermogen [kW] Fabrikant	Gemeten volgens Measnet
4	15.2	14
5	79.2	81
6	167	169
7	286	289
8	445	448
9	640	644
10	854	858
11	1064	1069
12	1258	1263
13	1425	1431
14	1549	1552
15	1616	1617
16	1641	1642
17	1650	1649
18	1650	1650
19	1650	1650
20	1650	
21	1650	
22	1650	
23	1650	
24	1650	
25	1650	

2.2 Mechanische kenmerken van de installatie

De windturbine werd geleverd door de firma VESTAS uit Denemarken en bezit het typecertificaat volgens RISO (Dk) en Germanischer Lloyd (De). Het gaat om een windturbine van het merk Vestas, type V66 met een rotordiameter van 66 m en een nominaal vermogen van 1.650 kW. De turbine is opgebouwd uit een driebladige rotor die via een tandwielkast een asynchrone generator aandrijft. In de betreffende windturbine worden twee generatoren met verschillend nominaal vermogen en toerental aangewend om het geluidsniveau te verlagen en de opbrengst te verhogen.

De bladen zijn vervaardigd uit glasvezel versterkt epoxy en opgebouwd uit een profilering en een centrale draagbalk. Via een aluminium flens worden de bladen aan het bladlager bevestigd.

De tandwielkast bestaat uit een planetaire trap en een parallelle trap. De tandwielkast heeft twee uitgangen; één voor de grote generator van 1.650 kW en één voor de kleine generator met een vermogen van 300 kW.

De hoekverstelling van de bladen wordt bekomen door drie individuele pitchcilinders op de rotorkop waardoor de bladen 90 graden kunnen verdraaid worden. De hoekverstelling maakt integraal deel uit van het veiligheidssysteem van de molen.

Het kruien van de turbine gebeurt door middel van vier elektrische kruimotoren die gestuurd worden door de windvaan bovenop de gondel.

De ashoogte van de turbine bedraagt 67 m (70 m inclusief sokkel).

In figuur 2.1 is een foto van de inplanting van de windturbine weergegeven.



Figuur 2.1: Foto van de windturbine Vestas V66 bij Colruyt, Halle – Dassenveld

De technische fiche van de windturbine wordt getoond in tabel 2.3.

Tabel 2.3: Technische fiche windturbine

Hoofdkenmerken	
Rotordiameter	66 m
Ashoogte	70 m (inclusief betonsokkel)
Omwentelingssnelheid	19/15 tpm
Aantal bladen	3
Aerodynamische rem	bladhoekverdraaiing
Torengewicht	100 ton
Gondelgewicht	55 ton
Rotorgewicht	23 ton
Tandwielkast	Brooke Hansen $i=1/97.8$
Generator	ABB vier polen
Voltage	690 V
Transformator	France transfo (droge transfo)

2.3 Elektrische kenmerken van de installatie

Zoals reeds vermeld werd, worden twee generatoren met een verschillend nominaal toerental gebruikt. De kleine generator van 300 kW is van het asynchrone type en wordt gebruikt bij lage windsnelheden. Vanaf windsnelheden van ongeveer 7 m/s wordt de tweede generator met een nominaal vermogen van 1.650 kW ingeschakeld en aan het net gekoppeld met een rotorsnelheid van ongeveer 15 rpm.

De grote generator heeft ingebouwde elektronica voor slipregeling op het rotorgedeelte. Via een optische link wordt vanuit de turbinecontroller de rotorweerstand geregeld waardoor de slip aangepast wordt. De slip kan oplopen tot 10 %. Deze regeling wordt gebruikt boven nominale windsnelheid en laat toe het vermogen constant te houden ook bij windvlagen. Het nadeel van dit type regeling is dat de slip-energie in warmte wordt omgezet.

Een tweede type regeling die toegepast wordt om het vermogen te regelen is hoekverdraaiing (pitch-control).

Door een combinatie van beide vermogenregelingen, wordt het vermogen van de turbine begrensd op een maximum van 1.650 kW.

Het reactief vermogen nodig voor de bekrachtiging van de rotor, wordt geleverd door het net. Om de vermogenfactor te optimaliseren worden condensatoren gebruikt.

Inschakelstromen worden beperkt door een thyristor brug die na koppeling wordt gebypassed. Ook bij het afkoppelen van de generatoren wordt de thyristorschakeling gebruikt om de levensduur van de contactor te vergroten.

In tegenstelling tot klassieke windturbines is de transformator (690 V-10.000 V) bovenaan in de gondel geplaatst. Deze constructie wordt normaal gekozen bij offshore toepassingen maar is anders ook interessant omdat hierdoor de transportverliezen beperkt worden.

De opbrengst van de windturbine werd via de lokale hoogspanningslus in het net gekoppeld. De electriciteitsmaatschappij heeft in de hoogspanningskabine van de molen een eigen meetinstallatie opgesteld, zodat zij steeds de hoeveelheid elektriciteit en de kwaliteit ervan kunnen controleren.

2.4 Situering van de technologie

Moderne windturbines kunnen op verschillende manieren worden ingedeeld. Veel gebruikte methodes zijn:

- naargelang het toerental, vast of variabel
- naargelang het controlesysteem, pitch of stall

In tabel 2.4 worden de verschillende combinaties weergegeven. De beschreven Vestas turbine is een pitchgeregelde turbine. Omdat pitchgeregelde turbines met vast toerental moeilijk controleerbaar zijn heeft Vestas een speciaal ontwikkelde asynchrone generator met verhoogde slip gebruikt.

Deze technologie wordt nu minder toegepast en ook Vestas is voor de nieuwe producten overgestapt naar een verder gevorderde vorm van variabel toerental.

Tabel 2.4: Overzicht van mogelijke controle opties

Aandachtspunten	Pitch regeling	Stall regeling	Active stall
Energie opbrengst	Zeer goed	Opbrengst afhankelijk van instellingen en niet altijd optimaal	Stall hoek kan worden bijgeregeld in functie van reële opbrengst
Controle met variabel toerental	Goede vermogenskwaliteit, lagere belastingen op de aandrijving	Wordt weinig toegepast	Is in ontwikkeling
Controle met vast toerental	Zeer moeilijk in hoge windsnelheden	Over het algemeen vrij goed. Afname in het vermogen boven nominale windsnelheid	Zeer goede controle van het vermogen. Energieopbrengst optimaal ook bij hoge windsnelheden
Kostprijs	Dure rotorsystemen	Eenvoudig en goedkoop rotorsysteem, bijkomend veiligheidssysteem nodig	Ook regelsysteem nodig, doch langere levensduur door minder pitchacties dan bij een pitchregeling

2.5 De Locatie

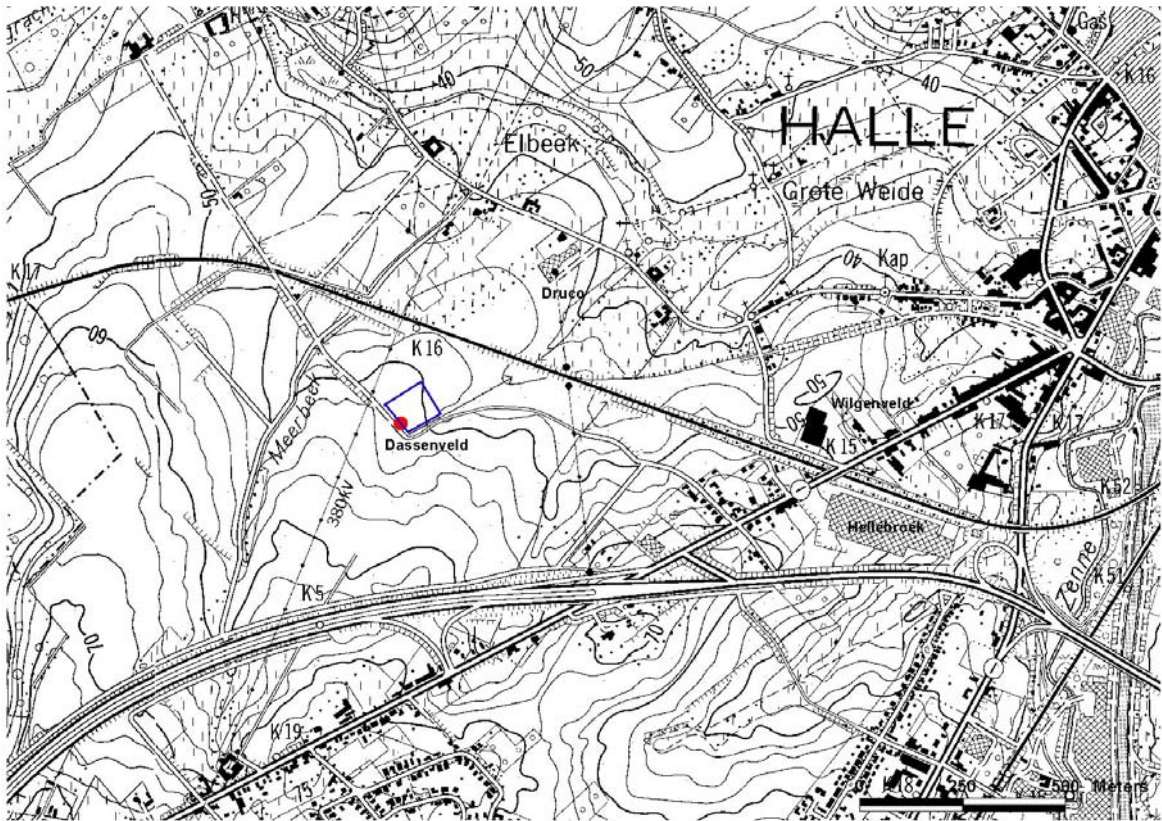
2.5.1 Algemeen

De windturbine is opgesteld in Halle vlak bij de hoofdvestiging van Colruyt. De Coördinaten van de locatie zijn Lambert Oost 138,609 en Noord 157,668.

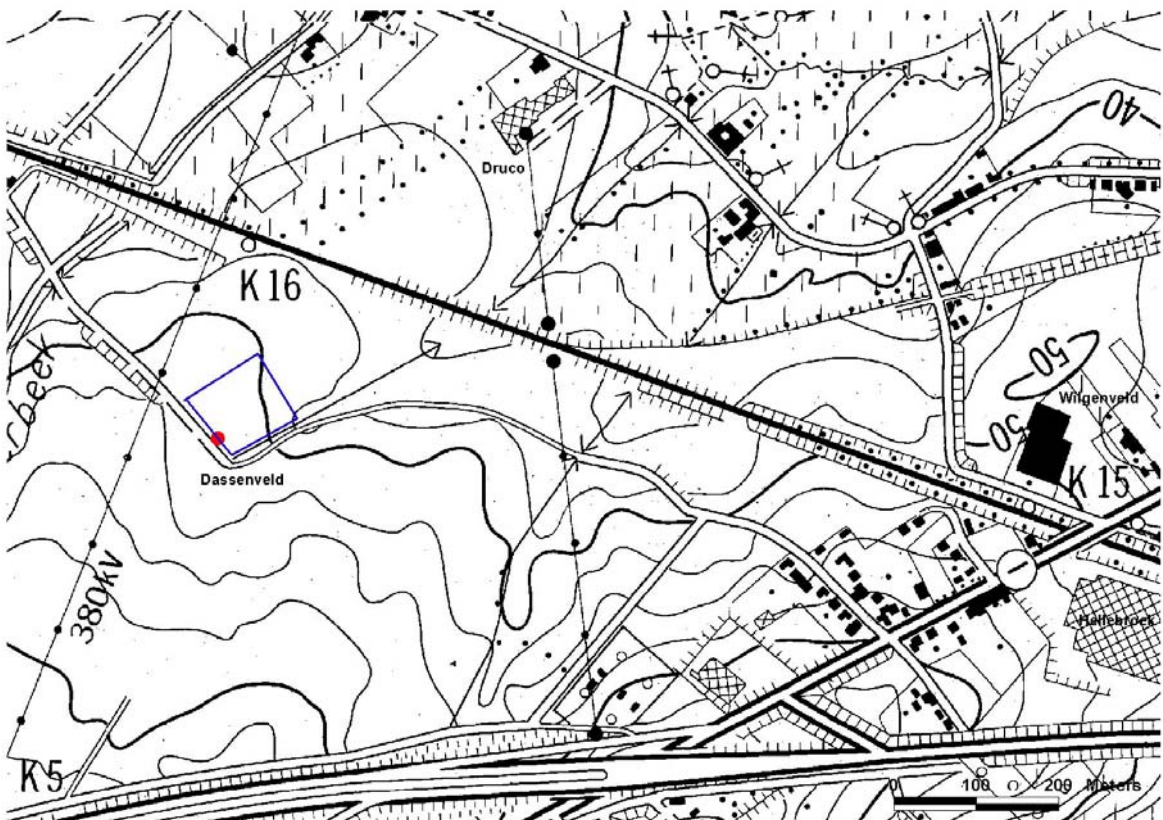
De omgeving is gekenmerkt door de aanwezigheid van glooiingen in de Zuid, Zuidwestelijke richting en Halle in de Oostelijke richting.

De windturbine is opgesteld op een wat lager gelegen gebied naast de talud van de autosnelweg. De hoogste gebouwen in de omgeving zijn die van Colruyt zelf. De maximale hoogte bedraagt ongeveer 12 m.

De figuren 2.2 en 2.3 geven een overzicht van de locatie.



Figuur 2.2: Locatie van de Vestas V66 bij Colruyt, Halle (schaal 1/10.000)



Figuur 2.3: Locatie van de Vestas V66 bij Colruyt, Halle (schaal 1/20.000)

2.5.2 Het windklimaat

Het windklimaat op de locatie wordt gekenmerkt door twee grootheden:

- Een Weibull-dichtheidsfunctie $f(x, k, A)$ van de windsnelheid (x) gekenmerkt door een schaalfactor A en een vorm factor k .

$$f(x, k, A) = \frac{k}{A^k} x^{k-1} e^{-(x/A)^k}$$

- De turbulentie

De A factor is evenredig met de gemiddelde windsnelheid en de k factor definieert de vorm van de Weibull verdeling of de lange termijn variaties.

Een tweede belangrijke factor is de turbulentie die de korte termijn variaties beschrijft. Overeenkomstig de IEC norm wordt een wind turbine berekend voor een turbulentie van 17 %.

$$I = \frac{Sdev}{Vgem}$$

waarin I = turbulentie intensiteit
 $Sdev$: standaard afwijking over 10 minuten
 $Vgem$: gemiddelde windsnelheid over dezelfde 10 minuten

Zowel windsnelheid als turbulentie veranderen in functie van de hoogte. In bebouwde omgeving kan het belangrijk zijn om een grotere ashoogte toe te passen voor een lagere turbulentie en verhoogde levensduur.

2.6 Kenmerken van de meetopstelling

Voor de monitoring wordt in eerste instantie gebruik gemaakt van de logging van de fabrikant Vestas die bestaat uit een Hyperlink en een Vestas Remote Panel. Bijkomend werd er een meetmast geïnstalleerd. Volgende gegevens worden hierbij uitgelezen:

2.6.1 Hyperlink en Vestas Remote Panel

Volgende gegevens worden over 1 uur uitgemiddeld en worden gedurende 7 dagen gestockeerd.

- Uurgemiddelde van de Windsnelheid boven op de gondel;
- Uurgemiddelden van het geleverd vermogen;

Verder worden volgende ogenblikkelijke waarden gemeten:

- Toerental, status, windsnelheid
- Spanning, stroom(drie fasen) en $\cos \phi$
- pitchhoek
- Productie G grote generator
- Productie g kleine generator

- Totale opbrengst

De temperaturen werden ook gemeten, maar werden hier niet in rekening gebracht daar de monitoringperiode een jaar bedroeg. De temperatuur is enkel van belang indien de monitoringperiode een korte termijn bedraagt (omdat temperatuur, druk en luchtvochtigheid een invloed hebben op de dichtheid van de lucht).

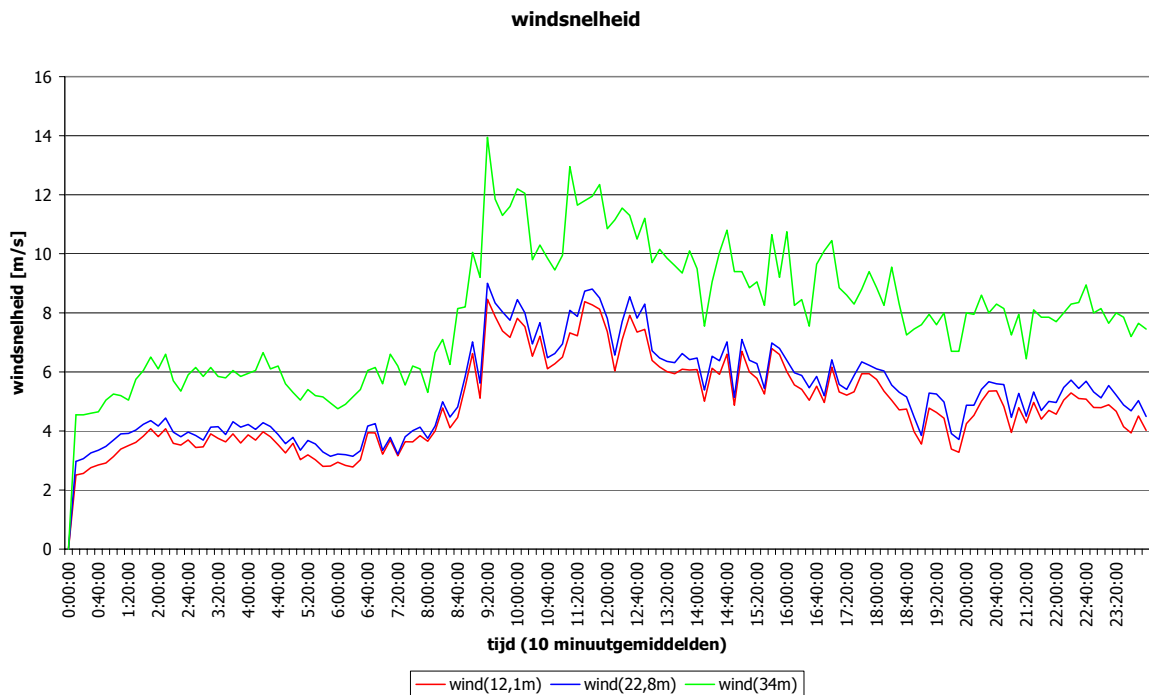
2.6.2 De meetmast

Windmeters gemonteerd op de gondel van een windmolen worden weinig betrouwbaar geacht voor monitoring van windenergie projecten. Daarom werd door de VUB een bijkomende meetmast van 35 m hoog met drie windsensoren, één windrichtingmeter en een druk en temperatuurmeter gemonteerd op het naastliggende veld. De bedoeling van deze meetmast is de opbrengst van de windturbine te evalueren met nauwkeurige windgegevens zowel wat betreft windsnelheid als turbulentie. Een voorbeeld van de winddata over een tijdspanne van 24h is weergegeven in figuur 2.4.

De windmeters werden geïjkt in de windtunnel van de Vrije Universiteit Brussel. Deze windtunnel is een halfopen windtunnel met een sectie van 2 m op 1 m en een maximale windsnelheid van 18 m/s. De nauwkeurigheid van de ijking bedraagt 0,1 m/s. De windtunnel wordt gekalibreerd met een pitotbuis gekoppeld aan een alcohol manometer. Na de monitoringsperiode werden ze opnieuw geïjkt.

De meetmast werd één jaar opgesteld bij Colruyt. Voor de bouw van de mast was een bouwvergunning nodig. De voornaamste voorwaarden waren:

- Maximaal voor de duur van 1 jaar;
- De onderzoeksresultaten moesten ter beschikking gesteld worden van de stad.



Figuur 2.4: Voorbeeld winddata opgemeten door de meetmast te Halle

3 TECHNISCHE EVALUATIE

Door de VUB werd meegedeeld dat de data rate recovery 83 % bedraagt. Dit heeft geen effect op de meetgegevens omdat algemeen wordt aangenomen dat voor betrouwbare windberekeningen op basis van de winddata een data rate recovery van 80% vereist is. Voordat wordt overgaan tot de bespreking van de gegevens wordt eerst de simulatie met WASP besproken.

3.1 WASP-WindPRO berekening

Door de VUB werd in het begin een studie gemaakt over de te verwachten opbrengst. Dit gebeurde m.b.v. WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), een software pakket ontwikkeld door het Risø te Denemarken in 1989.

WASP is een tool die toelaat om ruwe meetdata (windsnelheid en -richting) om te rekenen naar een zogenaamd algemeen regionaal windklimaat. Daartoe dient de inputdata m.b.v. meteorologische modellen omgerekend te worden naar hogere hoogte. Deze modellen eisen naast de winddata verder nog input van de topografische gegevens, de ruwheidsgegevens en de posities van eventuele obstakels in de buurt van de meetmast.

Met het algemeen windklimaat (windatlas) kan op een inverse manier een gemiddeld windklimaat berekend worden per richtingssector op een willekeurige andere locatie op willekeurige hoogte, op voorwaarde dat van deze nieuwe locatie de topografische gegevens, de ruwheden en de obstakels in de omgeving van deze nieuwe locatie gekend zijn.

Het WASP programma is sinds zijn release een standaard geworden binnen de industrie voor wind berekeningen en het voorspellen van de gemiddelde jaarlijkse productie van windturbines. WASP wordt in meer dan 65 landen gebruikt.

WASP heeft bewezen betrouwbaar te zijn voor niet al te complexe terreinen (cfr. Vlaanderen).

Door de VUB wordt bovenop WASP nog een programma WindPRO gedraaid. Hiermee analyseren zij de windmeetgegevens en maken zij berekeningen. De versies van de programma's die gebruikt werden zijn: bij aanvang van het project WASP 6.0 en WindPRO 2.0.0.9, op het einde werd een naberekening gemaakt met WASP 7.0. In het kader van het Windplan Vlaanderen werd aan de VUB een ruwheidsmodel voor Vlaanderen en een reliëfmodel opgesteld.

Voor de gegeven locatie werd het model verfijnd met een beschrijving en invoering van de obstakels in de nabijheid van de molen.

De gegevens in tabel 3.1 zijn gebaseerd op een berekening door WASP uitgaande van volgende referentiastations:

- Florennes, afstand 64 km
- Melsbroek, afstand 26 km
- Cambrai, afstand 94 km

Tabel 3.1: De windkarakteristieken en opbrengstberekening op basis van het windplan

	A-parameter	k-waarde	$V_{\text{gemiddeld, ashoogte}}$	Bruto opbrengst
Vestas V66	6,34	2,00	5,62	2.222.400 kWh
Colruyt				

Deze berekening is uitgevoerd op basis van een normaal windjaar en voor de aanvang van de meetcampagne. Na de meetcampagne werd een nieuwe berekening uitgevoerd op basis van de reële meting van het windklimaat.

3.2 Het windklimaat

In tabel 3.2 worden de maandelijks windmeetresultaten weergegeven. Deze resultaten worden vergeleken met het referentiestation van de VUB. Dit referentie station is een meetmast in Perk (bij Vilvoorde) met een hoogte van 65 m. De waarden tussen haakjes zijn de gegevens waarmee gerekend wordt. Zij zijn afkomstig van een correctie aan de hand van de meetmast in Perk die, doorgevoerd is wanneer door omstandigheden de meetgegevens van de meetmast in Halle niet volledig waren.

Tabel 3.2: Maandelijks windmeetresultaten

Maand	Referentiestation (65 m)	Windsnelheid op 34 m (m/s)
Mei 00	4.58	3.7 (4.21)
Juni 00	4.56	3.6 (4.19)
Juli 00		3.9
Aug 00		3.3
Sept 00	4.56	4.2
Okt 00	6.41	5.9
Nov 00	7.48	7
Dec 00	6.46	4.9 (5.94)
jan 01	5.56	5.3
Feb 01	5.64	5.3
Mar 01	5.15	4.7
April 01	5.15	5.3
Mei 01	4.96	4.85

Voor de windmetingen in de maanden mei, juni en december 2000 ontbreken data. Voor deze maanden wordt een correctie uitgevoerd aan de hand van het referentiestation.

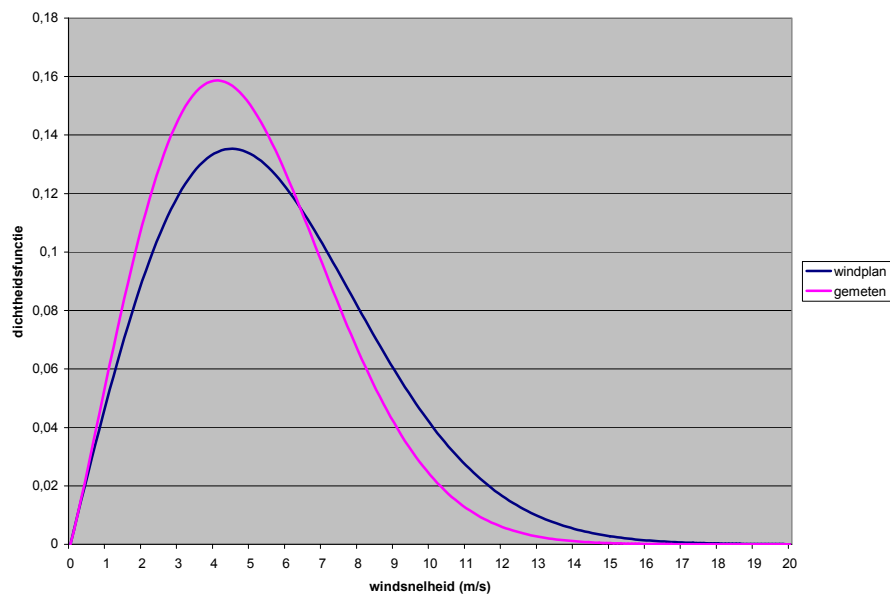
Om het globale windklimaat te berekenen, werd de ruwe data voor de twee hoogtes verwerkt met WindPRO. Het detail van de resultaten is bijgevoegd in Bijlage I. De laagste positie wordt niet meegerekend omwille van de invloed van de gebouwen.

De windshear α (een coëfficiënt die toelaat de windsnelheid op een bepaalde hoogte te berekenen vertrekkende van een referentiehoogte) wordt bepaald voor de hoogte 34 m en 22,8 m. De gemiddelde waarde bedraagt 0,22 voor alle sectoren. Normaal wordt er in Vlaanderen gerekend met waarden tussen de 0,14 en 0,16, maar uit metingen van de VUB blijkt dat er bijna altijd een waarde wordt bekomen die hoger is. In het geval van Colruyt wordt de α -waarde sterk beïnvloed door de omliggende verkeerswisselaar die als een soort berm fungeert waardoor “stijgwinden” ontstaan, alsook door de aanwezige gebouwen en de ruwheid van het reliëf. Een lagere α -waarde is eigenlijk nadelig, omdat men dan om dezelfde windsnelheden te bereiken op ashoogte, een hogere windturbine moet plaatsen dan op plaatsen met een hogere α -waarde.

De omrekening naar andere hoogtes gebeurt met volgende formule.

$$\frac{V}{V_{ref}} = \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha$$

De gemeten gemiddelde windsnelheid bedraagt 4,93 m/s over de volledige duur van de meetperiode. De Weibull parameters A (Weibulldichtheidsfunctie is een waarschijnlijkheidsdichtheidsfunctie die het verloop van de windsnelheid benaderd waar de A-factor de topwaarde weergeeft en de k-waarde de vormfactor van de functie is) is dan 5,57 en de k waarde bedraagt 2,091. Figuur 3.1 toont de Weibulldichtheidsfunctie van de windsnelheid in Halle, zowel gebaseerd op gemeten waarden als op de berekeningen volgens het windplan. Gebruik maken van bovenstaande formule bekommen we een gemiddelde windsnelheid van 5,78 m/s op ashoogte.



Figuur 3.1: Weibulldichtheidsfunctie van de windsnelheid in Halle

3.3 Turbulentie

De turbulentie varieert per windsnelheidsinterval en per windroossector naargelang de omgeving. Op 34 m hoogte is de turbulentie gemiddeld tussen de 16 en 18 % voor het windsnelheidsinterval 10-12 m/s.

De sector W-N is het open aanstroomgebied en heeft de laagste turbulentie.

3.4 De gemeten productie

De totale gemeten productie over de referentieperiode bedraagt **2.235.321 kWh/jaar**. De cijfers worden grafisch voorgesteld in figuur 3.2.

Om de netto hoeveel geproduceerde elektriciteit te kennen, moeten we echter het eigenverbruik van de molen in rekening brengen. Het eigenverbruik van de windturbine bedraagt slechts enkele 10-tallen kWh. Bij dit type windturbine is geen motor werking van de generatoren nodig om op te starten, wat bij vroegere windturbines wel het geval was. De reden hiervan is dat er als het ware een slowstart gebeurt door de pitch-regeling, en dat de

generatoren bij opstart via thyristorbruggen in het net gekoppeld worden totdat de generator met het net gesynchroniseerd is. De 2.235.321 kWh/jaar die geleverd werd door de windturbine kan dus als netto opbrengst beschouwd worden.

Tabel 3.3 :maandelijkse producties

Maand	productie [kWh]	Gen1 kWh	Gen2 kWh	Gen1 hours	Gen2 hours	beschikbaarheid [%]	Verbruik Dassenveld
mei 2000	116.199	99.568	17.306	187	196	92,3	1.016.091
juni 2000	80.055	56.435	24.216	177	284	100,1	992.871
july 2000	84.997	66.325	19.408	166	231	99,6	954.956
aug 2000	46.425	25.937	21.504	101	258	99,0	1.060.618
sep 2000	105.079	80.274	25.247	206	296	98,6	999.245
okt 2000	298.519	283.001	15.767	419	181	100,0	1.028.143
nov 2000	396.057	388.320	7.763	642	68	100,0	998.448
dec 2000	308.157	292.791	15.618	440	179	100,0	1.021.161
jan 2001	254.693	245.117	9.898	407	117	99,0	1.015.959
feb 2001	192.624	177.360	15.543	276	168	100,0	919.575
maa 2001	165.458	146.953	18.927	321	203	100,0	992.181
apr 2001	187.058	167.451	19.967	341	214	100,0	942.074
Totaal	2.235.321	2.029.532	211.164	3.683	2.395		12..856.945

De kleine generator levert 211.164 kWh, wat overeenkomt met ongeveer 10 % van de totale productie en wat geleverd wordt gedurende 2.395 draaiuren of 40 % van de totale 6.078 draaiuren.

De capaciteitsfactor van de windturbine op die locatie bedraagt

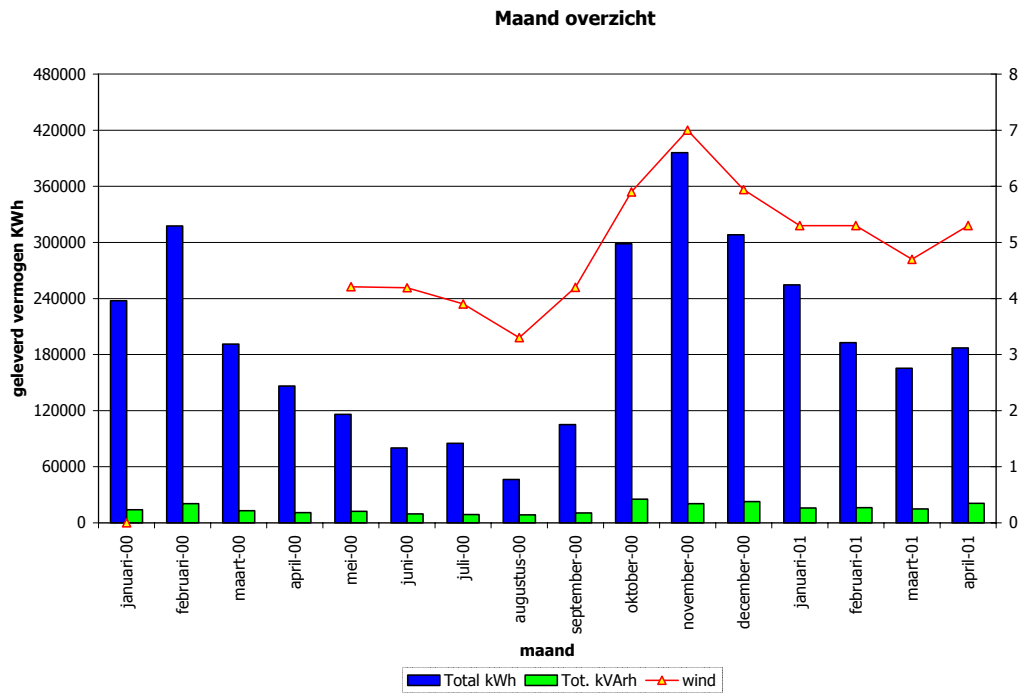
$$C = \frac{\text{Opbrengst}}{P_{nom} \times 8760} = 15,4\%$$

Een capaciteitsfactor van 15 % is vrij laag voor een windturbine. De belangrijkste verklaring is te vinden in het geïnstalleerd vermogen per vierkante meter rotoroppervlakte.

$$P = \text{Geïnstalleerd vermogen} / \text{oppervlakte} = 482 \text{ W/m}^2$$

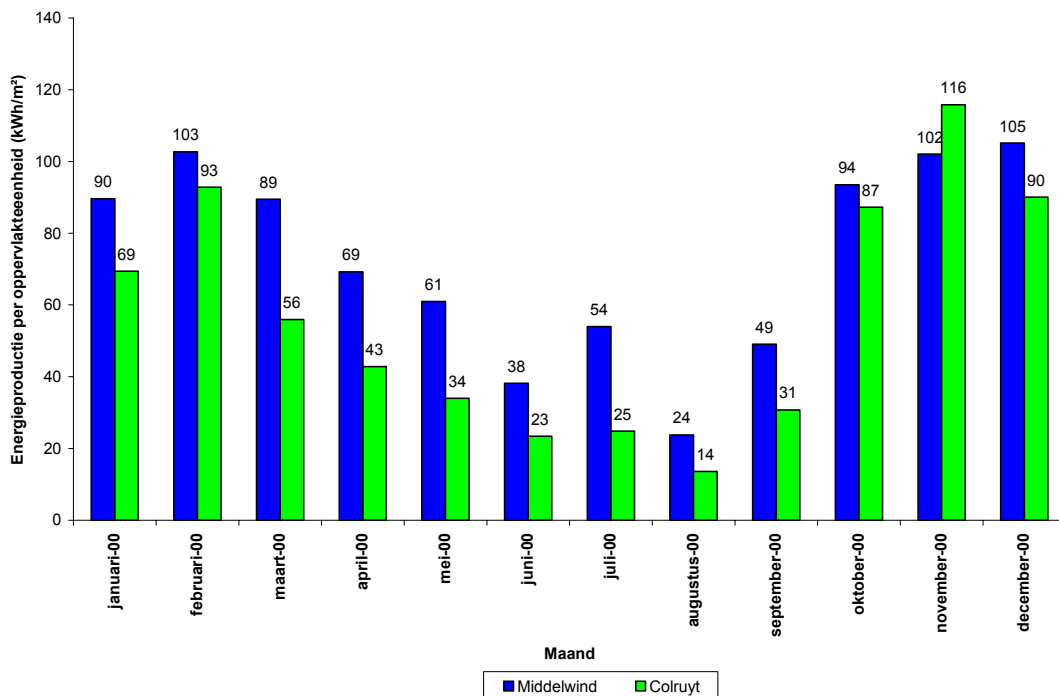
In het algemeen wordt voor binnenlandse locaties gestreefd naar een geïnstalleerd vermogen per m² lager dan 400 W/m².

Bij Colruyt staat er een windmolen van klasse II, die eigenlijk gebouwd is voor plaatsing langs de kustlijn, dus voor gebieden met een hoge gemiddelde windsnelheid waar de molen een kleiner rotoroppervlakte nodig heeft. Dit heeft als gevolg dat het aantal vollast-uren, 1.355 h in dit geval, lager is dan de 2.000 uren die vooropgesteld worden om een rendabel project te hebben. Om dit probleem op te lossen zou een windturbine van klasse III geplaatst moeten worden (nog niet op de markt bij aanvang van het project), die speciaal gemaakt is om in het binnenland te plaatsen en dus te werken bij lagere windsnelheden. Deze hebben dan een groter rotoroppervlakte, waardoor het rendement van het geheel stijgt en men een vermogen per m² rotoroppervlakte zou hebben van 300 à 330 W/m².



Figuur 3.2: maandproductie , opgenomen vermogen en windsnelheid

Om een vergelijking mogelijk te maken met andere windturbines werd de opbrengst genormaliseerd per m² rotor oppervlak. De Vestas V66 bij Colruyt heeft een totaal rotoroppervlak van 3.421 m².



Figuur 3.3: Genormaliseerde opbrengsten voor de twee monitoringsprojecten

Figuur 3.3 toont het verschil in genormaliseerde opbrengsten voor de molen van Colruyt in Halle en de Vestas V47 bij Middelwind in Middelkerke met totaal rotoroppervlakte van 1.734 m².

We stellen vast dat gedurende 6 maanden, van maart tot en met september, de productie van een in het binnenland opgericht turbine meer dan 30% lager ligt dan een turbine in de kustzone. Het verschil loopt voor de zomermaanden zelfs op tot 50%. In de wintermaanden zijn de opbrengstverschillen lager dan 20%, en in februari 2001 en november 2000 levert de turbine in Halle zelfs meer op dan die aan de kust, terwijl hij eigenlijk niet goed gedimensioneerd is. De grote verschillen in jaaropbrengst zijn vooral te wijten aan de verschillende windregimes. Over het algemeen is er aan de kust meer wind dan in het binnenland, dit is ook logisch daar de wind aan de kust vrij spel heeft. De wind waait echter niet altijd op dezelfde manier, m.a.w. er zijn variaties in het windpatroon. Deze variaties zijn in het binnenland veel groter dan aan de kust, terwijl er off-shore bijna geen variaties meer zijn. Door deze variaties blijkt dat het in de wintermaanden in het binnenland nagenoeg even hard waait, of in bepaalde gevallen harder waait dan aan de kust. Vandaar dat men de opbrengsten van twee windmolens op totaal verschillende locaties enkel op jaarbasis mag vergelijken en niet over een periode van één of twee maanden.

3.5 Rendement

In deze paragraaf wordt er een berekening van het rendement gemaakt voor de windmolen van Halle. Uit de gegevens van bijlage I zien we dat op een hoogte van 70 m gedurende het meetjaar 1.814 kWh/m² windenergie aanwezig was. Voor deze turbine met een rotoroppervlakte van 3.421 m² hadden we dus een totaal van 6.205.694 kWh/jaar windenergie voorhanden. De totale hoeveelheid elektriciteit geproduceerd tijdens de monitoringperiode bedraagt 2.235.321 kWh.

Om nu het totale rendement te berekenen delen we de totale hoeveelheid geproduceerde elektrische energie door de voorhanden zijnde windenergie en dit resulteert in een rendement van 36,0 %.

4 PRIMAIRE ENERGIEBESPARING EN VERMINDERING CO₂-EMISSIE

De besparing van primaire energie en de verminderde CO₂-emissie wordt bepaald op basis van de geproduceerde elektriciteit door de windturbine en de totale elektriciteitsvraag van Colruyt Halle.

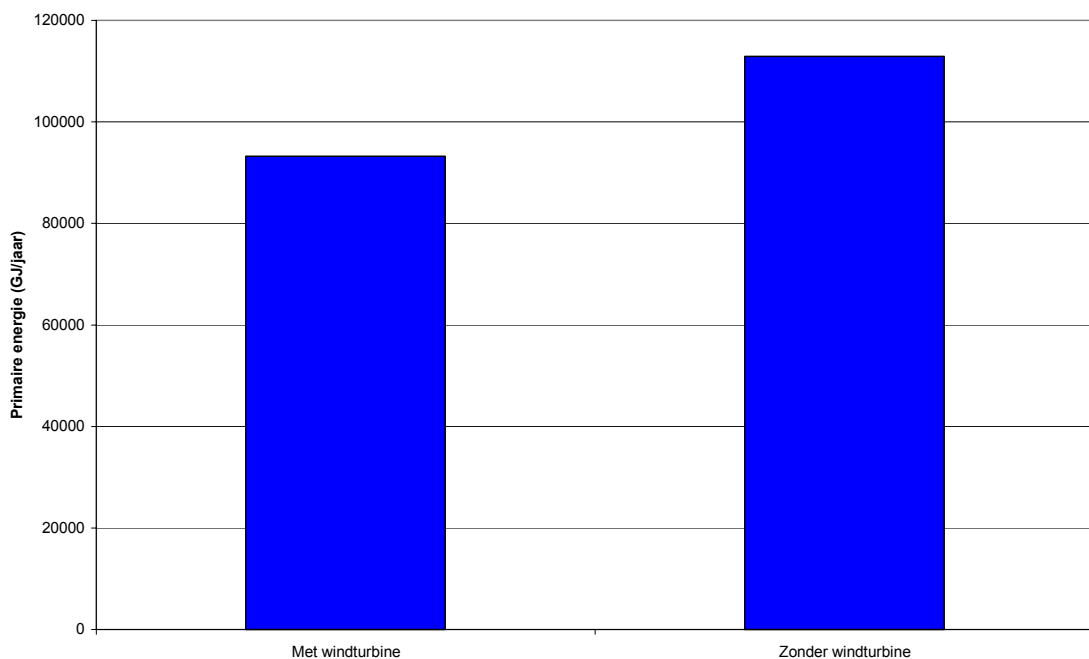
4.1 Primaire energiebesparing

Voor de bepaling van de besparing op primaire energie worden volgende uitgangspunten genomen (eveneens gebruikt bij de economische evaluatie en vermindering van de CO₂-emissie):

- Het totaal geïnstalleerd vermogen is hier 1.650 kW. Het is duidelijk dat wanneer er een groter vermogen wordt geïnstalleerd de resultaten in positieve zin zullen wijzigen;
- De elektriciteit die door de windturbine wordt geleverd, wordt vergeleken met een situatie waarbij deze elektriciteit wordt opgewekt door thermische centrales met fossiele brandstoffen;
- Voor het rendement van het totale park van thermische elektriciteitscentrales gestookt met fossiele brandstoffen wordt 41 % aangenomen (Bijlage II).

In figuur 4.1 wordt een overzicht gegeven van het primaire energieverbruik voor de elektriciteitsvoorziening bij Colruyt met de windturbine enerzijds, en voor de situatie zonder windturbine anderzijds.

De totale elektriciteitsvraag bij Colruyt Halle bedroeg 12.856.945 kWh/jaar over de meetperiode.



Figuur 4.1: Primair energieverbruik/jaar: Situatie met windturbine in vergelijking met situatie zonder windturbine

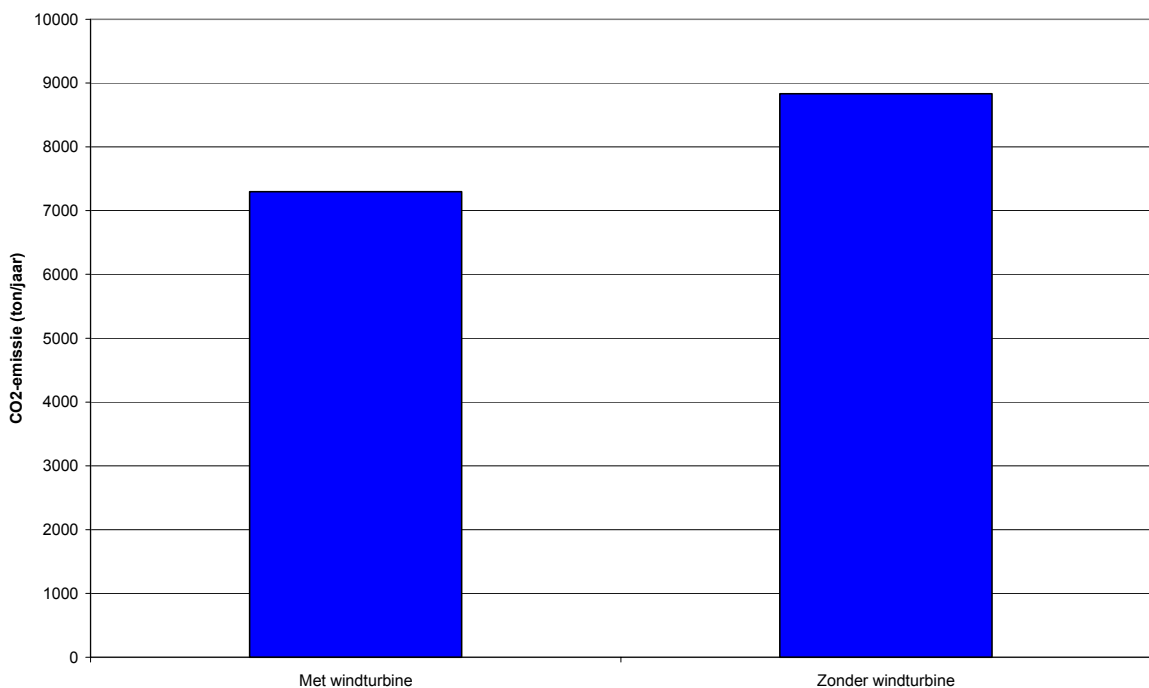
Uit deze meetgegevens kan afgeleid worden, dat het primair energieverbruik voor het geval er een windturbine wordt toegepast 93.263 GJ/jaar bedraagt. Wanneer de totale elektriciteitsbehoefte door thermische met fossiele brandstoffen gestookte centrales wordt voorzien bedraagt dit 112.890 GJ/jaar. Dit komt neer op een besparing van 19.627 GJ/jaar ofwel 17,4 % bij het gebruik van een windturbine.

4.2 Vermindering CO₂-emissie

Voor de bepaling van de reductie op CO₂-emissie wordt naast de veronderstellingen gemaakt bij de bepaling van de besparingen op primaire energie nog de volgende aanname gedaan:

- De CO₂-emissie voor de productie van elektriciteit in een centrale bedraagt 687 g CO₂/kWh_{el} (zie bijlage II).

De figuur 4.2 toont de CO₂-emissie op jaarbasis voor de twee verschillende situaties.



Figuur 4.2: CO₂-Emissie: Situatie met windturbine vs. situatie zonder windturbine

In de situatie met de windturbine bedraagt de CO₂-uitstoot 7.297 ton/jaar. In de situatie zonder windturbine zou de CO₂-uitstoot voor de elektriciteitsproductie 8.833 ton/jaar geweest zijn. Dit betekent dus een reductie van de CO₂-uitstoot van 1.536 ton/jaar of 17,4 %.

5 ECONOMISCHE EVALUATIE

Voor de economische evaluatie dient de investering afgewogen te worden tegen de gerealiseerde besparing op de elektriciteitsfactuur en de exploitatiekosten.

Er moet hier echter opgemerkt worden dat Colruyt uitzonderlijk goede condities heeft kunnen afdwingen bij de realisatie van dit project en dat niet alle kosten in rekening werden gebracht. Hierdoor zou de effectieve terugverdientijd voor het project normaal groter zijn.

5.1 Investing

De totale investering bedraagt € 1.458.040,89. Er werd een subsidie van € 247.893,52 toegekend. De totale investering is als volgt samengesteld:

- Vestas windturbine:	€ 383.559,95
- Vestas windturbine:	€ 767.119,90
- Vestas afrekening:	€ 63.926,66
- Vestas afrekening:	€ 63.926,66
- Vestas afrekening:	€ 23.823,46
- Fundering + gebouw	€ 110.167,20
- Aansluiting molen:	€ 9.539,48
- Electro Goots:	€ 22.384,78
- Electro Goots:	€ 1.718,87
- Colruyt:	€ 692,52
- Colruyt:	€ 11.181,41

5.2 Onderhoudskosten

Naast de investeringkosten voor het ganse project komt er nog een jaarlijkse onderhoudskost bij. Hiervoor heeft Colruyt met Vestas een service en verzekeringscontract afgesloten met een eigen risico van € 2.478,94 per schadegeval. De kostprijs voor dit onderhoudscontract bedraagt:

- voor jaar 1 t/m 5:	20.414,03 €/jaar
- voor jaar 6 t/m 10:	24.950,48 €/jaar

Voor de economische evaluatie wordt het gemiddelde genomen, nl. 22.682,26 €/jaar.

5.3 Gerealiseerde besparing

De gerealiseerde financiële besparing wordt bepaald door de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit en het terugbetaaltarief dat door de elektriciteitsproducent wordt gehanteerd. Dit tarief is afhankelijk van een aantal factoren, meerbepaald het seizoen (winter – zomer) en het moment van de dag (piek- of niet piekmoment). Het hoogste terugbetaaltarief is er tijdens de wintermaanden. De exacte tarieven werden niet vrijgegeven door Colruyt. Als gemiddelde waarde werd 7,9 eurocent/kWh aangenomen als basis voor de berekeningen.

De windturbine heeft gedurende het jaar 2.235.321 kWh elektriciteit geproduceerd, en bracht dus voor Colruyt het volgende op:

$$2.235.321 \text{ kWh/jaar} \times 7,9 \text{ eurocent/kWh} = 176.590,36 \text{ €/jaar}$$

5.4 Rendabiliteit

Uitgaande van bovenstaande cijfers bedraagt de terugverdientijd van de windturbine inclusief het 10-jarig onderhoudscontract 9,5 jaar. Indien de subsidie van € 247.893,52 in rekening wordt gebracht, bedraagt de terugverdientijd nog 7,8 jaar.

Deze cijfers worden bekomen door de totale investeringskost af te wegen tegen de gerealiseerde besparing op de elektriciteits factuur en de exploitatiekosten:

Investering:	€ 1.458.040,89
Onderhoud/jaar 1 t/m 5:	20.414,03 €/jaar
Onderhoud/jaar 6 t/m 10:	24.950,48 €/jaar

$$\text{Zonder ANRE steun} \quad \frac{1.458.040,89\text{€}}{176.590,36 \frac{\text{€}}{\text{jaar}} - \left(\frac{20.414,03 + 24.950,48}{2} \right) \frac{\text{€}}{\text{jaar}}} = 9,5 \text{ jaar}$$

$$\text{Met ANRE steun} \quad \frac{1.210.147,37\text{€}}{176.950,36 \frac{\text{€}}{\text{jaar}} - \left(\frac{20.414,03 + 24.950,48}{2} \right) \frac{\text{€}}{\text{jaar}}} = 7,8 \text{ jaar}$$

6 ENERGETISCHE TERUGVERDIENTTIJD

Naast de besparingen op primaire energie en CO₂-uitstoot kan ook nog de energetisch terugverdiëntijd berekend worden. Om deze energetische terugverdiëntijd te berekenen wordt gebruikt gemaakt van een studie uitgevoerd door de Afdeling Toegepaste Mechanica en Energieconversie van de K.U.L. [2]

In een LCA-studie wordt een beeld geschetst van de nodige primaire energie en van de CO₂-uitstoot zowel bij de bouw, het onderhoud als de afbraak van het betreffende object.

Om tot deze waarden te komen, wordt er hoofdzakelijk rekening gehouden met de inbreng van de materialen, dus met de PKA (Proces Keten Analyse). Hier worden de gebruikte materialen omgerekend naar hun energetisch- en emissie-equivalent, maar bepaalde stappen zoals bv. diensten, montage, engineering, ... kunnen niet door een hoeveelheid materiaal uitgedrukt worden.

Vermits een goede LCA-studie een gedetailleerde studie van alle gebruikte materialen vereist, waardoor het geheel zeer complexe wordt, wordt er een kleine, niet ideale omweg gemaakt via de IOA (Input-Output Analyse). De IOA werkt met economische grootheden om een afgewerkt product voor te stellen, waardoor de berekeningen minder complex worden.

Al deze beperkingen in acht genomen volgt uit [2] dat voor een windturbine in het binnenland het primaire energieverbruik 350 kJ_{prim}/kWh_{el} bedraagt, terwijl de CO₂-uitstoot 28 gCO₂/Wh_{el} is. In het rapport [2] wordt aangenomen dat de levensduur van een windturbine 20 jaar bedraagt (beperkt door de levensduur van de rotorbladen) en dat een windturbine in het binnenland gemiddeld 1.000h/jaar op vollast draait. Hieruit volgt dan het primair energiegebruik en de CO₂-emissie voor de productie, de 20-jarige werking en de afbraak van de windturbine van Colruyt:

$$350 \frac{kJ_{prim}}{kWh_{el}} \times 20 \text{ jaar} \times 1650 kW_{piek} \times 1000 \frac{h}{jaar} = 11,5 TJ$$

en

$$28 \frac{gCO_2}{kWh_{el}} \times 20 \text{ jaar} \times 1650 kW_{piek} \times 1000 \frac{h}{jaar} = 924 \text{ ton } CO_2$$

Vergelijken we dit met de berekende besparing op het vlak van primair energieverbruik en CO₂-uitstoot dan krijgen we voor deze turbine een terugverdiëntijd van

$$\frac{11500 GJ}{19627 \frac{GJ}{jaar}} = 0,59 \text{ jaar} \quad \text{voor de primaire energie}$$

en van

$$\frac{924 \text{ ton}}{1536 \frac{\text{ton}}{jaar}} = 0,60 \text{ jaar} \quad \text{voor de CO}_2\text{-uitstoot}$$

7 MENING VAN DE EIGENAAR

7.1 Technische evaluatie

Technisch gezien is de windturbine conform de vooropgestelde specificaties (vermogen, geluid, beschikbaarheid, volautomatische werking, eigen verbruik,...). Ook de opti-slipregeling en pitchregeling hebben tot nu toe hun bedrijfszekerheid en efficiëntie bewezen.

De windturbine is geselecteerd geweest op basis van verschillende offertes met een ingeschatte gemiddelde windsnelheid van 6,5m/s (inschatting van gemiddelde windsnelheid door 3 onafhankelijke raadgevende organisaties).

Tijdens de zware eindejaarsstormen eind 2001 heeft de windturbine alle nodige automatische uitschakelingen en wederinschakelingen verricht die nodig waren. Windsnelheden van +/- 120 – 130 km/h (cfr KMI) zijn aldus feilloos verwerkt zoals gespecificeerd in de volautomatische werking.

Een zware blikseminslag half 2001 heeft een vervanging van een wiek genoodzaakt (lichte, kleine scheuren in tip van wiek). De voorziene bliksemafleiding was onvoldoende gebleken.

7.2 Economische en energetische evaluatie

Vermits de economische evaluatie grotendeels bepaald wordt door een terugbetaaltarifefonderhandeling in een nieuwe geliberaliseerde elektriciteitsmarkt, met daarbij nog een door de Vlaamse Overheid vooropgestelde boete, is de IRR/DCF investeringsberekening, door de financiële directie van Colruyt vereist, betrouwbaar.

Wel kunnen we stellen dat de investering de nodige, vooropgestelde IRR van minimaal 12 % voor dergelijke investeringen, gehaald heeft, zodat het totale project rendabel is, zeker als we ook een afweging maken van de maatschappelijke en milieuopbrengsten.

Voor de energetische evaluatie kunnen we stellen dat de laatste 3 jaren (2000-2002) de gemiddelde windsnelheid bijna 10 % lager ligt dan het langjaargemiddelde (cfr KMI).

We verwachten dan ook een lichte stijging van de totale productie tot ongeveer 2.400.000 kWh/jaar i.p.v. 2.235.321 kWh/jaar tijdens de monitoringperiode.

Ook de kennis en ervaring dat kleine defecten en mankementen tijdens windrijke momenten nefaste gevolgen hebben op de totale productie heeft ons geleerd dat beschikbaarheidsafspraken nog meer gedetailleerd besproken moeten worden (bv. onderhoudsmomenten beter plannen en omschrijven). Het zijn immers de windrijke dagen/uren die de totale productie in een zeer sterke mate bepalen.

7.3 Interesse van derden

De algemene interesse van derden (technisch, economisch, ecologisch, duurzaam ondernemen,...) is en blijft vrij intensief (particulieren, klanten, studenten, bedrijven, organisaties,...). Colruyt bezorgt aan alle geïnteresseerden een standaard documentatiepakket. Bezoeken aan de windturbine worden principieel om organisatorische redenen niet toegestaan.

Ook in het voorjaar van 2003 blijven de informatieaanvragen onafgebroken binnenkomen.

Ludo Sweron, afdelingschef studiedienst Colruyt, Colruyt, 25/03/2003

8 BESLUIT

Voor de betreffende windturbine met een nominaal vermogen van 1.650 kW, bedroeg de totale elektriciteitsproductie tijdens de monitoringperiode 2.235.321 kWh, wat een gemiddelde capaciteitsfactor oplevert van 15,4 %. De opgewekte elektriciteit wordt via de lokale hoogspanningslus in het net gekoppeld. De elektriciteitsmaatschappij heeft in de hoogspanningscabine van de molen een eigen meetinstallatie opgesteld, zodat zij steeds de hoeveelheid elektriciteit en de kwaliteit ervan kunnen controleren.

De besparing van primaire energie en de verminderde CO₂-emissie wordt bepaald op basis van de opgemeten elektrische energiestromen.

Wanneer de totale elektriciteitsbehoefte van Colruyt door thermische met fossiele brandstoffen gestookte centrales zou worden voorzien, bedraagt het primair energieverbruik 112.890 GJ/jaar. Uit de meetgegevens kan afgeleid worden dat het primair energieverbruik van Colruyt, in het geval er een windturbine wordt toegepast, nog slechts 93.263 GJ/jaar bedraagt. Dit komt neer op een besparing van 19.627 GJ/jaar ofwel 17,4 % door het gebruik van een windturbine.

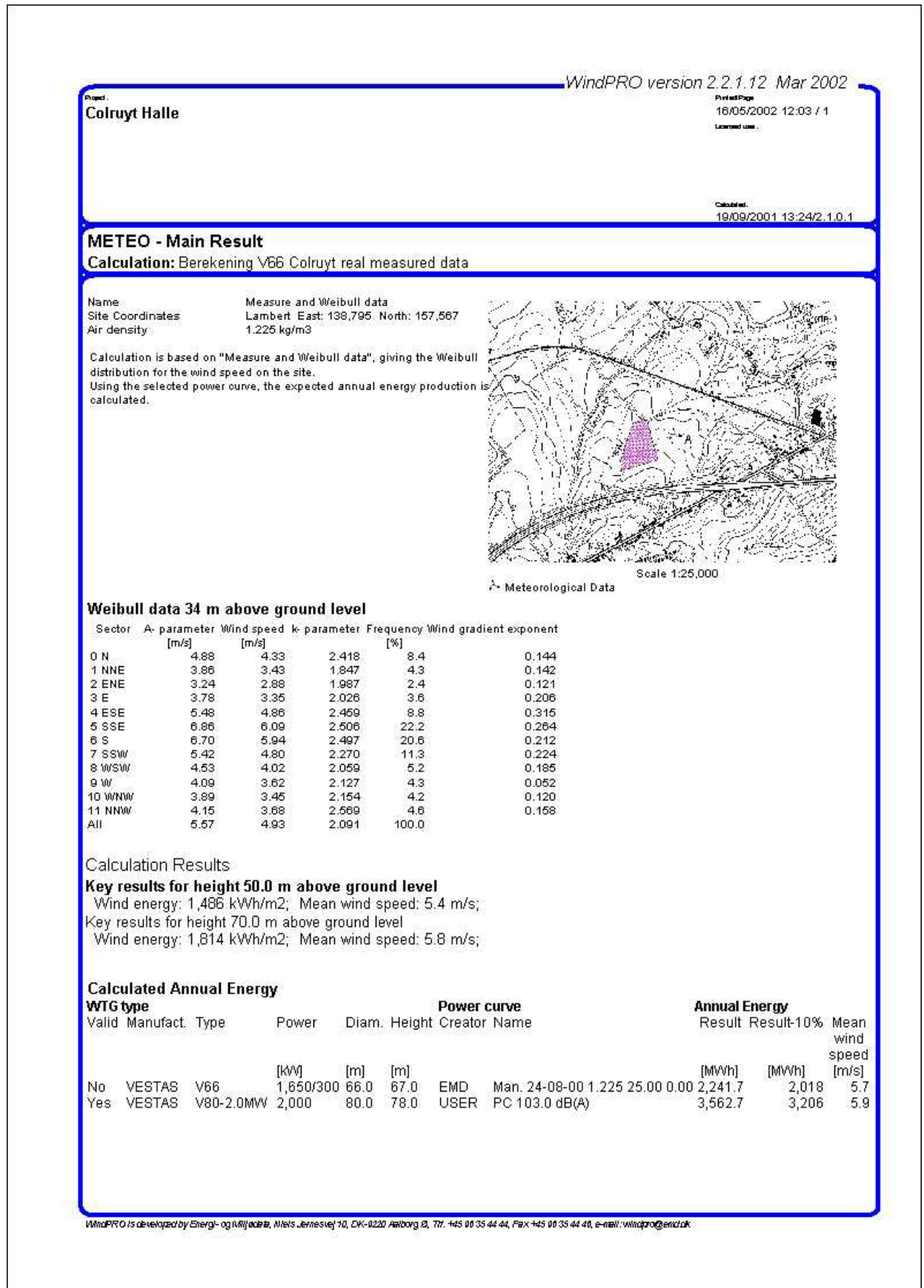
Wanneer men ervan uitgaat dat de elektriciteitsbehoefte van Colruyt volledig door thermische met fossiele brandstoffen gestookte centrales wordt voorzien, zou de CO₂-uitstoot voor de elektriciteitsproductie in de situatie zonder windturbine 8.833 ton/jaar geweest zijn. In de situatie met de windturbine bedraagt de CO₂-uitstoot 7.297 ton/jaar. Dit betekent dus een reductie van de CO₂-uitstoot van 1.536 ton/jaar of 17,4 %.

Uitgaande van de cijfers van Colruyt bedraagt de terugverdientijd van de windturbine inclusief het 10-jarig onderhoudscontract 9,5 jaar. Indien de subsidie van € 247.893,52 in rekening wordt gebracht, bedraagt de terugverdientijd nog 7,8 jaar.

De energetische terugverdientijd voor deze windturbine is 0,59 jaar wat betreft de benodigde primaire energie en 0,60 jaar voor wat betreft de CO₂-uitstoot. Hierbij is rekening gehouden met de totale benodigde primaire energie en CO₂-uitstoot zowel voor productie, onderhoud als afbraak van de windturbine.

Colruyt is tevreden over de werking van de windturbine. Uitgezonderd de bliksemafleiding die onvoldoende gebleken is, waardoor de vervanging van een wiek half 2001 noodzakelijk was, hebben alle automatische uitschakelingen, inschakelingen en andere sturingen goed gewerkt. Het totale project is dan ook rendabel gebleken. Vermits de gemiddelde windsnelheid de laatste 3 jaar 10% lager was dan het langjaargemiddelde, verwacht Colruyt voor de volgende jaren een lichte stijging van de productie.

BIJLAGE I: DETAIL MEETRESULTATEN GEGENEREERT UIT WINDPRO



Project:
Colruyt Halle

Printed Page:
16/05/2002 12:25 / 1
Licensed user:

Calculated:
19/09/2001 13:24/2.1.0.1

METEO - Power Curve Analysis

Calculation: Berekening V66 Colruyt real measured data WTG: VESTAS V66 1650-300 65.0 101 Mai. 24-08-00 1.225 25.00 0.00, Hrb legh: 67.0m

Name: Man. 24-08-00 1.225 25.00 0.00
Source: Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type
24-Aug-00	EMD	20/11/2000	13/08/2001	25.0	Pitch	User defined

Power curve

Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m3

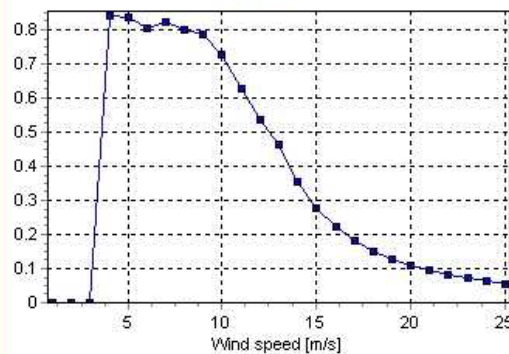
Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
3.0	0.0	0.00	3.0	0.00
4.0	14.0	0.10	4.0	0.84
5.0	81.0	0.31	5.0	0.84
6.0	169.0	0.37	6.0	0.81
7.0	289.0	0.40	7.0	0.82
8.0	448.0	0.42	8.0	0.80
9.0	644.0	0.42	9.0	0.79
10.0	858.0	0.41	10.0	0.73
11.0	1,069.0	0.38	11.0	0.63
12.0	1,263.0	0.35	12.0	0.54
13.0	1,431.0	0.31	13.0	0.46
14.0	1,552.0	0.27	14.0	0.36
15.0	1,617.0	0.23	15.0	0.28
16.0	1,642.0	0.19	16.0	0.22
17.0	1,649.0	0.16	17.0	0.18
18.0	1,650.0	0.14	18.0	0.15
19.0	1,650.0	0.11	19.0	0.13
20.0	1,650.0	0.10	20.0	0.11
21.0	1,650.0	0.09	21.0	0.09
22.0	1,650.0	0.07	22.0	0.08
23.0	1,650.0	0.06	23.0	0.07
24.0	1,650.0	0.06	24.0	0.06
25.0	1,650.0	0.05	25.0	0.06

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

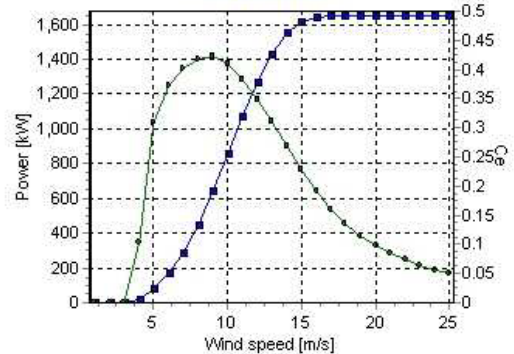
Data used in calculation, Air density: 1.225 kg/m3

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50- 1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50- 2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	0.0	0.00	2.50- 3.50	4.1	4.1	0.2
4.0	14.0	0.10	3.50- 4.50	34.3	38.4	1.7
5.0	81.0	0.31	4.50- 5.50	106.2	144.6	6.5
6.0	169.0	0.37	5.50- 6.50	196.5	341.1	15.2
7.0	289.0	0.40	6.50- 7.50	277.2	618.3	27.6
8.0	448.0	0.42	7.50- 8.50	333.3	951.5	42.4
9.0	644.0	0.42	8.50- 9.50	349.3	1,300.8	58.0
10.0	858.0	0.41	9.50-10.50	318.5	1,619.3	72.2
11.0	1,069.0	0.38	10.50-11.50	252.1	1,871.5	83.5
12.0	1,263.0	0.35	11.50-12.50	173.6	2,045.1	91.2
13.0	1,431.0	0.31	12.50-13.50	104.0	2,149.1	95.9
14.0	1,552.0	0.27	13.50-14.50	54.1	2,203.2	98.3
15.0	1,617.0	0.23	14.50-15.50	24.4	2,227.6	99.4
16.0	1,642.0	0.19	15.50-16.50	9.5	2,237.1	99.8
17.0	1,649.0	0.16	16.50-17.50	3.3	2,240.4	99.9
18.0	1,650.0	0.14	17.50-18.50	1.0	2,241.4	100.0
19.0	1,650.0	0.11	18.50-19.50	0.3	2,241.6	100.0
20.0	1,650.0	0.10	19.50-20.50	0.1	2,241.7	100.0
21.0	1,650.0	0.09	20.50-21.50	0.0	2,241.7	100.0
22.0	1,650.0	0.07	21.50-22.50	0.0	2,241.7	100.0
23.0	1,650.0	0.06	22.50-23.50	0.0	2,241.7	100.0
24.0	1,650.0	0.06	23.50-24.50	0.0	2,241.7	100.0
25.0	1,650.0	0.05	24.50-25.50	0.0	2,241.7	100.0

Ct curve



Power and Ce curve



Project:
Colruyt Halle

Printed Page:
16/05/2002 12:23 / 1
Licensed user:

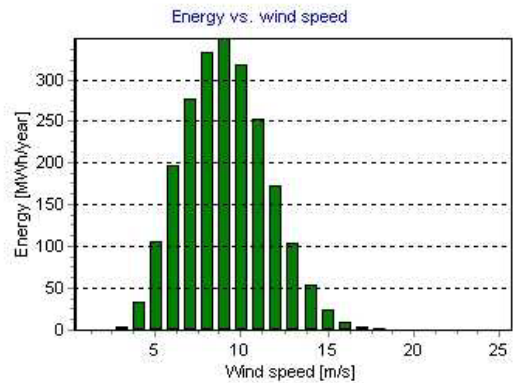
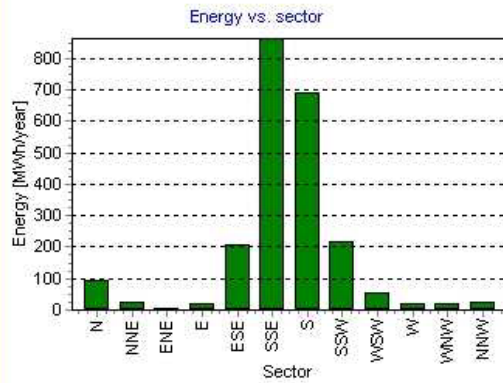
Calculated:
19/09/2001 13:24/2.1.0.1

METEO - Production Analysis

Calculation: Berekening V66 Colruyt real measured data WTG: VESTAS V66 1650-300 66.0 I01, Hub height: 67.0 m, Air density: 1.225 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	92.4	25.0	5.9	20.5	205.1	863.9	689.8	216.9	54.3	21.2	20.0	26.9	2,241.7
Resulting energy [MWh]	92.4	25.0	5.9	20.5	205.1	863.9	689.8	216.9	54.3	21.2	20.0	26.9	2,241.7
Specific energy [kWh/m ²]													655
Specific energy [kWh/MW]													1,359
Directional Distribution [%]	4.1	1.1	0.3	0.9	9.1	38.6	30.8	9.7	2.4	0.9	0.9	1.2	100.0
Utilization [%]	36.3	32.7	25.2	32.3	38.6	36.9	37.8	38.2	36.1	30.9	30.6	31.7	37.1
Operational [Hours/year]	613	315	179	261	644	1,617	1,504	824	379	314	306	333	7,288
Full Load Equivalent [Hours/year]	56	15	4	12	124	524	418	131	33	13	12	16	1,359
A ₀ parameter [m/s]	5.4	4.2	3.5	4.3	6.8	8.2	7.7	6.3	5.1	4.2	4.2	4.6	6.5
Mean wind speed [m/s]	4.8	3.8	3.1	3.8	6.0	7.3	6.9	5.6	4.6	3.8	3.7	4.1	5.7
k parameter	2.68	2.11	2.25	2.29	2.72	2.77	2.76	2.53	2.32	2.39	2.42	2.83	2.20
Frequency [%]	8.4	4.3	2.4	3.6	8.8	22.2	20.8	11.3	5.2	4.3	4.2	4.6	100.0
Power density [W/m ²]													202



BIJLAGE II: RENDEMENT EN CO₂-EMISSIEFACTOR ELEKTRICITEITSPARK

- Voor het rendement van het park thermische centrales gestookt door fossiele brandstoffen in 2000 wordt 41 % berekend (gebaseerd op Energiebalans Vlaanderen 2000 [3]: de bruto productie van de thermische centrales bedraagt 72,9 PJ en de brandstofinput bedraagt 177,7 PJ).
- De CO₂-emissiefactor voor hetzelfde park bedraagt volgens [1] 0,687 kg/kWh.

Emissies van klassieke elektriciteitscentrales in België

Bij de productie van elektriciteit in klassieke thermische centrales treden een aantal emissies op. Hieronder worden enkele richtcijfers gegeven in verband met deze emissies.

Om de emissie per kWh elektriciteit te berekenen is de totale emissie gedeeld door de totale hoeveelheid (netto) geproduceerde elektriciteit in centrales die met fossiele brandstoffen gestookt worden.

CO₂-emissies

België		1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CO ₂ -emissies (2)	kton	22.607	22.988	22.555	21.951	23.676	20.841	21.222
Netto-elektriciteitsproductie door centrales gestookt met fossiele brandstoffen (1)	GWh	23.119	27.322	27.094	26.219	31.456	30.125	30.883
	kg/kWh	0,978	0,841	0,832	0,837	0,753	0,692	0,687

SO₂-emissies

België		1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
SO ₂ -emissies (2)	ton	94.38 1	77.44 7	68.78 1	60.91 1	61.23 5	33.41 7	34.50 5
Netto-elektriciteitsproductie door centrales gestookt met fossiele brandstoffen (1)	GWh	23.11 9	27.32 2	27.09 4	26.21 9	31.45 6	30.12 5	30.88 3
	g/kWh	4,08	2,83	2,54	2,32	1,95	1,11	1,12

CO_x-emissies

België		1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
NO _x -emissies (2)	ton	59.18 3	53.41 2	50.62 3	44.92 5	46.83 4	32.53 7	39.16 9
Netto-elektriciteitsproductie door centrales gestookt met fossiele brandstoffen (1)	GWh	23.11 9	27.32 2	27.09 4	26.21 9	31.45 6	30.12 5	30.88 3
	g/kWh	2,56	1,95	1,87	1,71	1,49	1,08	1,27

emissie van stofdeeltjes

België		1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Stofemissies (2)	ton	10.131	5.835	5.884	4.754	4.666	3.201	3.886
Netto-elektriciteitsproductie door centrales gestookt met fossiele brandstoffen (1)	GWh	23.119	27.322	27.094	26.219	31.456	30.125	30.883
	mg/kWh	438	214	217	181	148	106	126

productie van vliegias

België		1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Emissies van vliegias (2)	kton	931	769	720	643	641	471	542
Netto-elektriciteitsproductie door centrales gestookt met fossiele brandstoffen (1)	GWh	23.119	27.322	27.094	26.219	31.456	30.125	30.883
	g/kWh	40	28	27	25	20	16	18

(1) Openbare producenten BFE (enkel fossiele brandstoffen), geen autonome producenten, geen zelfproducenten: milieurapporten van Electrabel/CPTE

(2) Milieurapporten Electrabel/SPE

© Vito, 2002. Voor de informatie op deze site gelden een [vrijwaringsclausule](#) en een verklaring betreffende het [auteursrecht](#).

Vito, Boeretang 200, B-2400 Mol, België, Tel. +32 14 33 55 11, Fax +32 14 33 55

Deze website werd ontworpen door Edge.be nv

[Privacy beleid](#)

REFERENTIES

1. <http://www.emis.vito.be/statistieken/index.asp?pageChoice=Statistiek&id=934>: emissies van klassieke elektriciteitscentrales in België (1990-2000).
2. Brouwers E., D'haeseleer W., "Indirecte emissies te wijten aan de levenscyclus van elektrische centrales", KUL, Leuven.
3. "Energiebalans Vlaanderen 2000: onafhankelijke methode", Vito rapport 2002/IMS/R/075